

**Аэрокосмический мониторинг объектов
нефтегазового комплекса**
Под редакцией академика В.Г. Бондура

АЭРОКОСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Под редакцией академика В.Г. Бондура



Научный мир

АЭРОКОСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Под редакцией академика В.Г. Бондура



Научный мир

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ НАУЧНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
АЭРОКОСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА «АЭРОКОСМОС»

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF THE RUSSIAN FEDERATION
RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES

STATE SCIENTIFIC INSTITUTION
“AEROCOSMOS” INSTITUTE FOR SCIENTIFIC RESEARCH OF AEROSPACE MONITORING

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF THE RUSSIAN FEDERATION
RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES
STATE SCIENTIFIC INSTITUTION
“AEROCOSMOS” INSTITUTE FOR SCIENTIFIC RESEARCH OF AEROSPACE MONITORING

AEROSPACE MONITORING OF OBJECTS OF OIL AND GAS FACILITIES

book editor by VALERY G. BONDUR

Moscow
“Scientific World” Publishing House
2012

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ НАУЧНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
АЭРОКОСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА «АЭРОКОСМОС»

АЭРОКОСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

под редакцией академика В.Г. БОНДУРА

Москва
«Научный мир»
2012

УДК 504.05/064/55/553.98
ББК 26.0



А 99

*Издание осуществлено при финансовой поддержке
Российского фонда фундаментальных исследований по проекту № 11-05-07084-д*

Рецензенты:

академик Н.С. Касимов,
член-корреспондент РАН В.П. Савиных

А 99 Аэрокосмический мониторинг объектов нефтегазового комплекса. Под редакцией академика В. Г. Бондура – М.: Научный мир, 2012. 558 с.: ил. + 52 с. цв. ил. ISBN 978-5-91522-316-4

В данной книге проведены анализ и систематизация современных методов и технологий аэрокосмического мониторинга для исследования геологического строения нефтегазоносных территорий, поиска, разведки и освоения месторождений нефти и газа, оценки воздействий нефтегазового комплекса на окружающую среду, а также методов обработки аэрокосмических данных, новых типов аппаратуры и систем дистанционного зондирования, используемых для такого мониторинга. Подробно изложены задачи, решаемые с использованием методов и технических средств дистанционного зондирования при мониторинге нефтегазоносных территорий, а также объектов нефтегазового комплекса.

Рассмотрены научные проблемы, связанные с разработкой новых и развитием существующих аэрокосмических методов, аппаратуры и систем дистанционного зондирования для решения задач нефтегазового комплекса. Большое внимание уделяется решению проблем обработки больших потоков аэрокосмической информации, получаемой при мониторинге объектов нефтегазового комплекса, создании цифровых карт, трехмерных моделей местности, ГИС различной тематической направленности для нефтегазовой отрасли. Приведены примеры применения аэрокосмических данных для: изучения геологического строения различных нефтегазоносных регионов; поиска и разведки месторождений углеводородного сырья на суше и в морских акваториях; экологического мониторинга при разработке месторождений, а также при транспортировке нефти, газа и нефтепродуктов.

Материалы книги написаны ведущими учеными России и других стран, специализирующимися в областях дистанционного зондирования Земли, геологии нефти и газа, геоэкологии, геоинформатики и др. Книга будет полезна специалистам в области аэрокосмического мониторинга, поиска и разведки месторождений нефти и газа, геологии, экологии, а также преподавателям, аспирантам и студентам старших курсов. Она представит особый интерес для разработчиков и пользователей информационных технологий в сфере аэрокосмического мониторинга нефтегазового комплекса.

In this paper modern methods and technologies of aerospace monitoring for study of the geological structure in oil and gas areas, exploration and development of oil and gas deposits and assess of the impact of oil and gas industry on the environment are analyzed and systemized. The fundamental scientific basis for the remote sensing methodology for oil and gas areas exploration and monitoring of oil and gas facilities using aerospace data are presented in details.

Significant attention is paid to the scientific issues related to the development of new methods and advancement of existing methods of remote sensing for a study of the geological structure of the various oil and gas areas, prospecting and exploration of hydrocarbons, environmental monitoring in mining; the oil, gas and petroleum products transportation; monitoring of the Arctic and the Far North regions difficult to access; diagnostics of oil, gas and product pipelines; geoinformation support for oil and gas facilities and other. Considerable attention is paid to the problem of large flow of aerospace data processing obtained from monitoring of oil and gas facilities; the creation of digital maps and three-dimensional terrain models, various thematic GIS for oil and gas industry; the development of new techniques for remote sensing and monitoring systems.

Materials of the book are based on reports presented at the conference «Aerospace Technologies in Oil and Gas Industry» by leading Russian specialists in the field of remote sensing, oil and gas geology, geoecology, geoinformatics and others. The book will be useful for specialists in the field of aerospace monitoring, prospecting and exploration of oil and gas deposits, geology, ecology, as well as for teachers and senior students. It will present a special interest to developers and users of information technology in the aerospace monitoring of oil and gas industry.

УДК 504.05/064/55/553.98
ББК 26.0

ISBN 978-5-91522-316-4

© Федеральное государственное бюджетное научное учреждение
Научно-исследовательский институт аэрокосмического
мониторинга «АЭРОКОСМОС», 2012
© Научный мир, 2012

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВПД	– аномально высокое пластовое давление
АКГИ	– аэрокосмогеологические исследования
АТЗ	– аномалия типа залежь
АФА	– аэрофотоаппарат
АФСЛ	– авиационный флуоресцентный сканирующий лидар
АЦП	– аналого-цифровой преобразователь
БАК	– беспилотный авиационный комплекс
БД	– база данных
БЗ	– база знаний
БПАК	– бортовой программно-аппаратный комплекс
БПК	– бортовой персональный компьютер
БПЛА	– беспилотный летательный аппарат
БРС	– Байкальская рифтовая система
ВБИ	– видимый и ближний инфракрасный диапазоны спектра
ВИ	– вегетационные индексы
ВМСБ	– воспроизводство минерально-сырьевой базы
ВС	– внешние сети
ВСП	– вертикальное сейсмопрофилирование
ВСТО	– нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан»
ГАЗН	– геодинамически активные зоны нарушений
ГБД	– Геоинформационная база данных
ГИС	– геоинформационные системы
ГРР	– геологоразведочные работы
ГРС	– газораспределительная станция
ГС	– горизонтальная скважина
ГСНЗ	– Глобальная система наблюдения Земли
ГТС	– газотранспортные геотехнические системы
ГЭА	– геоэкологический анализ
ДДЗ	– данные дистанционного зондирования
ДДТ	– дихлордифенилтрихлорметилметан
ДЗ	– дистанционное зондирование
ДЗЗ	– дистанционное зондирование Земли
ДПЛА	– дистанционно пилотируемый летательный аппарат
ДРО	– договор развития объекта
ЕР	– естественная радиоактивность

ИК	– инфракрасный
ИНС	– искусственная нейронная сеть
КА	– космические аппараты
КВ	– Куринская впадина
КИ	– космические изображения
КИН	– коэффициент извлечения нефти
КР	– комбинационное рассеяние
КС	– космические снимки
КСЯ	– коэффициент спектральной яркости
ЛСР	– летно-съемочные работы
МВТГМ	– метод видеотепловизионной генерализации Мухамедярова
МГ	– магистральный газопровод
МДЗ	– материалы дистанционного зондирования
ММП	– мощность многолетнемерзлых пород
МОГТ	– метод общей глубинной точки
МП	– морская поверхность
МТ	– магистральный трубопровод
МТЗ	– магнитно-теллурическое зондирование
МЭА	– международное энергетическое агентство
НГК	– нефтегазовый комплекс
НГКМ	– нефтегазоконденсатное месторождение
НГП	– нефтегазоносная платформа
НГПО	– нефтегазоперспективные объекты
НГР	– нефтегазоносный район
НК	– нефтяная компания
НКВ	– Нижнекуринская впадина
НП	– нефтепродукты
НПЗ	– нефтеперерабатывающий завод
НСО	– неравновесное состояние объекта
НУ	– нефтяные углеводороды
ОБ	– осадочный бассейн
ОВ	– органические вещества
ОВОС	– оценка воздействия на окружающую среду
ОГП	– обобщенный генплан
ОГТ	– общая глубинная точка
ООН	– Организация Объединенных Наций
ОС	– «объект– система»
ПАВ	– поверхностно-активные вещества
ПГС	– параметрический генератор света
ПДК	– предельно допустимая концентрация
ПЗС	– прибор с зарядовой связью
ПНГ	– попутный нефтяной газ

ПО	– программное обеспечение
ППО	– прогнозно-перспективные объекты
ПХБ	– полихлорированные бифенилы
ПХГ	– подземное хранилище газа
ПЦП	– побочно-целевой подход
ПЭМ	– производственный экологический мониторинг
ПЯ	– побочные явления
РЛ	– радиолокационное
РЛИ	– радиолокационные изображения
РЛС	– радиолокационные станции
РЛСБО	– радиолокационные станции бокового обзора
РЛЭ	– руководство по летной эксплуатации
РОВ	– растворенные органические вещества
РП	– растительный покров
РПК	– рейдовый перегрузочный комплекс
РСА	– радиолокатор с синтезированием апертуры
РТ	– радиационная температура
РЦКМ	– растровые цифровые карты местности
САЭМ	– Система аэрокосмического экологического мониторинга
СВ	– северо-восток
СВЧ	– сверхвысокие частоты
СГ	– структурно-геоморфологический метод
СЗ	– северо-запад
СКВ	– Среднекуринская впадина
СЛБО	– сейсмолокация бокового обзора
СЛМ	– системы локального мониторинга
СО	– спектры отражения
СПАВ	– синтетические поверхностно-активные вещества
СТС	– сезонно-талый слой
ТИР	– тепловой инфракрасный диапазон
УВ	– углеводороды
УВГ	– углеводородные газы
УВС	– углеводородное сырье
УМГ	– управления магистральных газопроводов
УРО	– условия развития объекта
УФР	– ультрафиолетовая радиация
УЭПР	– удельная эффективная поверхность рассеяния
ФЭУ	– фотоэлектронные умножители
ЦАФА	– цифровой аэрофотоаппарат
ЦМР	– цифровая модель рельефа
ЦФ	– целевая функция
ЦФИ	– цифровые фотоизображения

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ЧДД	– чистый дисконтированный доход
ЭПР	– эффективная поверхность рассеяния
ЮВ	– юго-восток
ЮЗ	– юго-запад
ЮНЭП	– программа ООН по окружающей среде
ЮТС	– Южно-Татарский свод
ЯГТО	– ярус годовых теплооборотов
DMC	– Digital Mapping Camera
ECMWF	– Европейский центр среднесрочных прогнозов
GCP	– Ground Control Points
GML	– Geography Markup Language
IAP	– Industrial Air Pollution
ISO	– International Organization for Standardization
OGC	– Open Geospatial Consortium, Inc.
REP	– The Red Edge Position
RPC	– Rational Polynomial Coefficients

ПРЕДИСЛОВИЕ НАУЧНОГО РЕДАКТОРА

Нефть и газ являются важнейшими компонентами мировой энергетики. Они удовлетворяют потребности человечества в источниках энергии более чем на треть. В настоящее время в суммарном потреблении природных энергетических ресурсов в мире доля нефти составляет 40%, а газа – 23%. В балансе энергоисточников Российской Федерации доля природного газа составляет 52%, а нефти – 23%. Наша страна обладает крупнейшими природными ресурсами углеводородов. Поэтому нефтегазовая отрасль является ключевой в экономике современной России.

В государственном балансе запасов нашей страны учтено более 2500 месторождений нефти и природного газа. Они различаются по объемам, стадиям освоения и размещению на территории России. Основная часть разведанных запасов находится в Западной и Восточной Сибири, на морских шельфах Сахалина, Баренцева и Карского морей. Потенциальные нефтегазоносные провинции занимают огромные площади и резко отличаются по степени геологической изученности и прогнозным ресурсам.

Важную роль в деятельности нефтегазового комплекса России играют транспортные системы (нефте-, газо- и продуктопроводы, морские танкеры, железнодорожный и автомобильный транспорт для перевозки нефти, нефтепродуктов и сжиженного газа). В настоящее время на территории нашей страны эксплуатируется более 1 млн. километров магистральных, промысловых и распределительных нефте-, газо- и продуктопроводов. Трубопроводная система покрывает 35% огромной территории страны, на которой проживает почти 60% ее населения. Только на магистральных трубопроводах ежегодно происходит в среднем около 55 аварий. В связи с этим и с возрастающими требованиями к контролю и обеспечению безопасности трубопроводов исключительное значение приобретает разработка и внедрение в практику новых методов и средств диагностики данных объектов. При решении этой проблемы перспективно использование аэрокосмических методов и технологий. Это обусловлено как их преимуществами, так и уникальностью для выявления, прежде всего таких повреждений трубопроводов, как свищи и трещины, которые не влияют на режим перекачки и не могут быть обнаружены параметрическими методами и внутритручными мониторинговыми системами.

На предприятиях добычи, хранения, транспортировки, раздачи и переработки нефти, газа и нефтепродуктов обычно имеют место безвозвратные потери, обусловленные утечками, разливами, прорывами и авариями, а также другими источниками, что приводит к загрязнению окружающей среды. При этом нефть и нефтепродукты являются одними из наиболее опасных видов загрязнения. Это связано с тем, что они представляют собой смесь органических соединений, содержащих большое количество химически активных веществ, которые изменяют состав объектов окружающей среды, преобразуя естественные компоненты в более токсичные

формы. Имеется множество случаев аварий в местах добычи и транспортировки нефти и газа. Одним из «громких» примеров является авария на нефтяной платформе Deerwater Horizon компании British Petroleum в Мексиканском заливе, произошедшая в апреле 2010 г.

Для получения новой информации о геологическом строении обширных нефтегазоносных территорий, оценки их перспективности с точки зрения наличия нефти и газа, информационного обеспечения процессов поиска и разведки месторождений углеводородов, мониторинга экологического состояния территорий суши и морских акваторий, где расположены объекты нефтегазового комплекса, для обеспечения безопасности их функционирования необходимо использование инновационных методов и технологий, одними из наиболее эффективных среди которых являются аэрокосмические.

Использование аэрокосмических средств дистанционного зондирования обеспечивает получение необходимой информации о районах разведки, добычи, переработки и транспортировки углеводородов практически в любом масштабе, с высоким пространственным и временным разрешением. Дистанционное зондирование Земли является чрезвычайно перспективной сферой космической деятельности, которая уже в настоящее время вносит существенный вклад в экономику развитых страны. Ее характерной чертой являются высокие темпы развития и быстрое получение практически значимых результатов. Этот сектор космической деятельности основан на использовании высоких наукоемких технологий.

Для эффективного функционирования нефтегазовой отрасли необходимо решение многих фундаментальных и прикладных научных проблем, в том числе с использованием аэрокосмических методов и технологий. Основными из таких проблем являются:

- изучение геологического строения различных нефтегазовых регионов на основе аэрокосмических данных;
- поиск и разведка месторождений нефти и газа;
- обеспечение безопасности транспортировки нефти, газа и нефтепродуктов на большие расстояния;
- диагностика нефте-, газо- и продуктопроводов;
- экологический мониторинг при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа, а также в процессе добычи, переработки и транспортировки углеводородов;
- мониторинг труднодоступных районов Арктики и Крайнего Севера;
- геоинформационное обеспечение нефтегазовой отрасли.

Важнейшими аспектами повышения эффективности аэрокосмического мониторинга для решения многочисленных задач нефтегазового комплекса является разработка и использование новых методов, технологий и технических средств дистанционного зондирования, а также новых методов обработки и интерпретации разнородной аэрокосмической информации.

Обсуждению этих проблем посвящена настоящая книга. В ней представлены наиболее значимые результаты, полученные за последнее время в области аэрокосмического мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового

комплекса. В книге намечены основные пути развития аэрокосмических методов и технологий, поставлены задачи на перспективу.

Разделы книги подготовлена учеными различных стран. Поэтому в ней отражено мнение значительной части международного сообщества по наиболее важным и актуальным проблемам использования знаний в области аэрокосмических исследований Земли для нужд нефтегазового комплекса.

Материал книги изложен в семи главах.

В первой главе монографии анализируются возможности современных аэрокосмических методов и технологий для мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Обосновывается актуальность и необходимость такого мониторинга с использованием средств дистанционного зондирования. Проведена классификация основных задач нефтегазовой отрасли, которые могут решаться аэрокосмическими методами и техническими средствами. Проанализировано современное состояние и тенденции развития методов дистанционного зондирования для решения многочисленных задач нефтегазового комплекса. Выявлены основные информативные параметры среды, регистрируемые с космических и воздушных носителей, для поиска и разведки месторождений нефти и газа, оценки влияния перспективности территорий на наличие углеводородов, оценки состояния и влияния объектов нефтегазового комплекса на окружающую среду. Продемонстрированы возможности дистанционной регистрации этих параметров при аэрокосмическом мониторинге нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса, а также при изучении современных процессов образования углеводородов.

Вторая глава книги посвящена исследованию геологического строения различных нефтегазоносных территорий на основе аэрокосмических данных. В ней анализируются возможности исследования геодинамики, разломно-блокового строения, линеаментной сети, кольцевых структур и глубинной тектоники нефтегазоносных бассейнов, а также критерии прогнозирования тектонической трещиноватости карбонатных отложений и нефтегазоносности различных регионов с использованием данных дистанционного зондирования. Рассмотрены возможности аэрокосмических исследований геологической среды для моделирования процессов нефтегазообразования. Проанализированы особенности глубинного строения, состав, эволюция и генезис углеводородов в земной коре Малого Кавказа. Описаны особенности и геологическая природа радиоактивного поля Куринской впадины по данным аэро- и наземных гамма-съемок.

В третьей главе монографии рассматриваются подходы к решению задач прогнозирования поиска и разведки месторождений углеводородов на суше с использованием аэрокосмических методов и технологий. Особое внимание уделено комплексированию аэрокосмических, гравимагнитометрических и геоморфологических методов для повышения эффективности поиска и разведки углеводородных залежей на различных нефтегазоносных территориях. Продемонстрированы возможности использования радиолокационных методов для мониторинга нефтегазоносных территорий. Проанализирована специфика аномалий углеводородных газов в пределах криолитозоны для организации аэрокосмических и газогеохимических съемок нефтегазоносных территорий. Рассмотрены возможности использования красной зоны спектра электромагнитных волн как информативного параметра при поиске нефти и газа.

Рассмотрены экономические аспекты использования методов дистанционного зондирования в комплексе геологоразведочных работ на нефть и газ.

Четвертая глава посвящена использованию аэрокосмических методов и технологий при поиске, добыче и транспортировке углеводородов в морских акваториях и прибрежных зонах, а также при экологическом мониторинге этих регионов. Предложена комплексная методика прогнозирования нефтегазоносности прибрежных регионов, а также поиска структур, перспективных на нефть и газ, с использованием аэрокосмических данных. Проанализированы возможности использования аэрокосмических методов для поиска углеводородов путем регистрации естественных нефтегазопроявлений на морской поверхности за счет просачивания миграционных потоков углеводородов по разломам и трещинам нефтегазоносных структур морского дна.

Рассмотрены радиолокационные и многоспектральные оптические методы экологического мониторинга районов добычи и транспортировки углеводородов на шельфе на примере акваторий Черного и Каспийского морей. На основании результатов обработки радиолокационной космической информации проанализированы последствия аварии на платформе Deepwater Horizon фирмы British Petroleum в Мексиканском заливе. С использованием космических данных исследованы нефтегазопроявления в различных акваториях и на озере Байкал.

В пятой главе рассмотрены аэрокосмические методы и технологии для мониторинга окружающей среды и опасных природно-техногенных процессов при освоении и транспортировке углеводородов, в том числе при изучении трансформации ландшафтов районов криолитозоны, при анализе сейсмоопасности и природно-техногенных процессов нефтегазоносных районов. Проанализированы экологические проблемы арктических регионов, связанные с добычей и транспортировкой углеводородов, а также способы их решения с использованием результатов космического мониторинга. Рассмотрены вопросы паспортизации территорий на основе аэрокосмических данных в задачах обеспечения экологической безопасности объектов нефтегазового комплекса. Продемонстрирована эффективность использования аэрокосмической информации при эколого-экономической оценке последствий загрязнения окружающей среды в процессе функционирования нефтегазового комплекса.

Шестая глава посвящена рассмотрению методов и технологий обработки и интерпретации аэрокосмических изображений, а также созданию и использованию геоинформационного обеспечения, формируемого на основе данных дистанционного зондирования, полученных при мониторинге объектов нефтегазового комплекса. Предложена методика картирования границ залежей углеводородов с использованием аэрокосмической информации. Приведены примеры результатов обработки различной аэрокосмической информации, полученной при изучении нефтегазоносных районов, поиске залежей углеводородов, а также при экологическом мониторинге объектов нефтегазового комплекса.

В седьмой главе проанализированы новые аэрокосмические методы, аппаратура и системы дистанционного зондирования для решения задач нефтегазового комплекса. Рассмотрены технологии и технические средства для инженерных изысканий и мониторинга магистральных нефте-, газо- и продуктопроводов. Описаны новые аэрокосмические методы для мониторинга геологической среды и объектов нефтегазового комплекса, в том числе: активные методы, основанные на использовании потоков элементарных частиц; лазерные, радиолокационные и тепловизионные методы,

а также созданная на их основе аппаратура дистанционного зондирования. Описаны существующие и перспективные системы сбора и хранения данных, формируемых при аэрокосмическом, наземном и подземном мониторинге нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса.

Настоящая книга предназначена для специалистов в области аэрокосмических исследований Земли, экологического мониторинга, поиска и разведки месторождений нефти и газа, геологии, геофизики, геоэкологии, геоинформатики, а также для преподавателей, аспирантов, студентов старших курсов. Особый интерес она может представлять для разработчиков и пользователей информационных технологий и систем аэрокосмического мониторинга нефтегазового комплекса.

Научный редактор,
директор НИИ «АЭРОКОСМОС»,
академик

В. Г. Бондур

Глава 1

ВОЗМОЖНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА. РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ

В. Г. Бондур

1.1. Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы

Введение

Для рационального использования углеводородных природных ресурсов, изучения геологического строения нефтегазоносных территорий, повышения эффективности разведки и поиска нефти и газа, обеспечения безопасности деятельности предприятий добычи, переработки, хранения, транспортировки и раздачи нефти, нефтепродуктов и газа, а также для снижения их негативных воздействий на окружающую среду необходимо использовать последние достижения науки и соответствующее информационное обеспечение. Одним из наиболее эффективных способов решения данной проблемы является широкое применение современных аэрокосмических методов, технологий и средств дистанционного зондирования, новых методов обработки аэрокосмической информации и геоинформационных технологий.

В настоящем разделе книги обосновывается актуальность и анализируются особенности применения современных аэрокосмических методов и технологий для мониторинга различных объектов нефтегазового комплекса, изучения геологического строения нефтегазоносных территорий, поиска месторождений нефти и газа, в том числе в арктических регионах, контроля нефте-, газо- и продуктопроводов, а также для оценки экологического состояния мест добычи, переработки, хранения и транспортировки углеводородов на суше и на море. Систематизируются задачи нефтегазовой отрасли, которые могут решаться с использованием аэрокосмической информации. Рассматриваются принципы организации аэрокосмического мониторинга и физические основы методов дистанционного зондирования для решения различных задач нефтегазового комплекса. Приводятся примеры применения аэрокосмических методов и технологий для мониторинга экологического состояния районов нефтедобычи, мониторинга трубопроводов, обнаружения загрязнений морской среды нефтепродуктами, в том числе после аварии на нефтяной платформе Deepwater Horizon

компании British Petroleum в Мексиканском заливе, а также для контроля ледовой обстановки в нефтегазоносных районах Арктики.

Общая характеристика аэрокосмических методов и технологий

Дистанционное зондирование Земли (ДЗЗ) является одним из важнейших и бурно развивающихся видов космической деятельности, который наиболее восприимчив к инновациям. Он обеспечивает быстрое получение практически значимых результатов, которые уже сейчас вносят большой вклад в экономику развитых стран мира. Этот сектор космической деятельности основан на использовании высоких наукоемких технологий и последних достижений фундаментальной и прикладной науки (Бондур, 2010). Космическая информация применяется во многих областях, прежде всего, для предупреждения и ликвидации последствий природных катастроф и техногенных аварий, исследования и рационального использования природных ресурсов, охраны окружающей среды, энергетики, градостроительства, транспортного комплекса, метеорологии и климатологии, лесного и сельского хозяйства, картографии, создания геоинформационных систем и др. (Бондур и др., 2009а). Естественно, что эта информация должна широко использоваться и в интересах нефтегазовой отрасли.

Основные мировые тенденции развития космических систем ДЗЗ связаны с увеличением числа спутников высокого и сверхвысокого разрешения (меньше 0,4 ... 1 м), в том числе всепогодных радиолокационных космических аппаратов, отказом от дорогостоящих спутников — «комбайнов» и увеличением качества малых спутников, все более широким использованием кластеров однотипных спутников (например, 6 оптических спутников RapidEye, 4 радиолокационных спутника Cosmo-SkyMed с разрешением 1 м и др.), созданием комплексных многоспутниковых систем космического мониторинга (например, международная система ГСНЗ (Глобальная система наблюдения Земли), Европейская система GMES, проект международной системы МАКСМ и др.), отказом от неоперативных фотографических космических средств, а также широким международным сотрудничеством в области ДЗЗ. В связи с этим эффективность использования космических методов и технологий в различных направлениях деятельности, в том числе и в интересах нефтегазовой отрасли, будет непрерывно повышаться.

Важнейшими преимуществами космических методов и систем мониторинга являются: большая обзорность; возможность работы в любых труднодоступных районах и получения информации практически в любом масштабе, с различным пространственным и временным разрешением; широкий спектр регистрируемых параметров; высокая достоверность и оперативность получения данных; возможность многократно наблюдать исследуемые районы и работать при частичном или полном отсутствии топографической основы; относительная дешевизна информации (особенно при работе на больших площадях) (Бондур, 2004, 2010; Бондур и др., 2009а). Эти особенности делают космические методы, технологии и системы мониторинга чрезвычайно перспективными для решения задач нефтегазового комплекса России.

Воздушные средства мониторинга занимают свою нишу при решении задач мониторинга объектов нефтегазовой отрасли, связанную с получением более детальной информации и в более локальном масштабе. Эффективность их применения существенно повышается в случае комплексирования с космическими средствами.

Актуальность и необходимость применения аэрокосмических методов и технологий в нефтегазовой отрасли России обусловлена следующими обстоятельствами (Бондур, 2010; Трифонов, 2010; Безопасность ..., 2002):

- значительными площадями нефтегазоносных территорий;
- большой протяженностью трубопроводных сетей;
- труднодоступностью большей части регионов страны, где производится добыча и транспортировка углеводородов на суше и в прибрежных акваториях;
- суровыми погодными условиями в этих регионах страны;
- широкими и непрерывно увеличивающимися возможностями для решения большого числа разнородных задач, стоящих перед нефтегазовым комплексом и др.

Для аэрокосмического мониторинга объектов нефтегазового комплекса уже в настоящее время используются различные методы дистанционного зондирования, в том числе: методы, основанные на регистрации характеристик электромагнитного поля (прежде всего, многоспектральные сканерные оптико-электронные и гиперспектральные методы, тепловизионные методы, методы ИК- и СВЧ-радиометрии, активные лидарные и радиолокационные методы и др.); магнитометрические методы; гравиметрические методы; пассивная гамма-спектрометрия (Бондур, 1995, 2004, 2010; Бондур, Зубков, 2001; Савин, Бондур, 2000; Хренов, 2003; Аэрометоды, 1971; Харитонов и др., 2004; Геоэкологическое..., 1999; Advanced..., 1996).

Перспективы повышения эффективности аэрокосмического мониторинга объектов нефтегазового комплекса связаны с широким использованием новых методов дистанционного зондирования, таких, например, как: дистанционная пространственно-частотная спектрометрия; многочастотные радиотомография и СВЧ-радиометрия; многочастотная радиоволнография; радиоинтерферометрия; бистатическая радиолокация; Фурье-спектрометрия; лазерное флуоресцирование; методы спутниковой навигации, спутниковая альтиметрия, активные методы, основанные на регистрации потоков элементарных частиц и др., а также с комплексным использованием разнородной аэрокосмической и подспутниковой (в том числе геофизической) информации (Бондур, 2010). Эти перспективы в значительной мере связаны также с развитием методов и технологий обработки и хранения разнородной аэрокосмической информации, получаемой в процессе мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса, а также с применением современного геоинформационного обеспечения (Бондур, 2004, 2010; Бондур и др., 2009а; Бондур, Воробьев, 2012; Савин, Бондур, 2000; Трифонов, 2010; Лопатин, 1996; Харитонов и др., 2004).

Систематизация задач нефтегазовой отрасли, решаемых с использованием аэрокосмических методов и технологий

Основными объектами нефтегазового комплекса, для которых необходимо осуществлять мониторинг, являются:

- районы, перспективные с точки зрения разработки новых месторождений нефти и газа, в том числе в арктических районах;

- места добычи углеводородов на суше и на море;
- нефтеперерабатывающие комплексы;
- хранилища углеводородного сырья и нефтепродуктов;
- нефте-, газо- и продуктопроводы;
- водный и наземный транспорт для перевозки нефти, нефтепродуктов и сжиженного газа и др.

Уже в настоящее время с применением аэрокосмических методов и технологий можно решать множество задач в интересах нефтегазовой отрасли, прежде всего, таких, как (Бондур, 2010):

- проведение фундаментальных научных исследований процессов образования и миграции углеводородов с использованием аэрокосмической информации;
- исследование геологического строения нефтегазоносных территорий, в том числе изучение линеamentной сети и глубинной тектоники, кольцевых структур, проведение тектонического районирования этих территорий на основе космических данных для информационного обеспечения изыскательских работ по выявлению новых и оценке перспективности существующих месторождений нефти и газа;
- мониторинг текущего состояния нефте-, газо- и продуктопроводов для выявления утечек, нарушений технического состояния и др.;
- определение потенциально опасных участков трубопроводов, в том числе оценка изменения пойм рек, водоемов и болотных массивов в результате изменения мерзлотных и гидрофизических свойств грунтов, оценка динамики мерзлотного режима грунтов и результатов ее воздействия, а также выявление наиболее благоприятных геоэкологических условий для прокладки новых трубопроводов;
- мониторинг опасных природных и природно-техногенных процессов при освоении и транспортировке углеводородов, в том числе таких, как землетрясения, сели, лавины, оползни, цунами, тропические циклоны и др. на основе аэрокосмических данных;
- дистанционный мониторинг ледовой обстановки в арктических районах, в том числе в местах расположения буровых платформ и Северного морского пути;
- оперативный космический мониторинг пожаров в буферных зонах магистральных трубопроводов и других объектов нефтегазового комплекса;
- экологический мониторинг мест добычи, транспортировки, переработки и раздачи углеводородов на суше и на море для оценки последствий и снижения рисков от деятельности предприятий нефтегазовой отрасли, в том числе: выявление загрязнений нефтепродуктами участков грунта, растительности и снежного покрова в пределах буровых скважин, нефтехранилищ и станций перекачки нефти; морских платформ, мест загрузки, разгрузки и движения судов для перевозки нефти, нефтепродуктов и сжиженного газа; подземных и подводных трубопроводов; выявление цветения озер в результате поступления минеральных и органических суспензий и др.;
- контроль темпов и оценка эффективности рекультивации земель и загрязненных территорий на основе аэрокосмических данных;

- проведение экологической паспортизации объектов нефтегазовой отрасли с использованием аэрокосмической информации;
- определение расположения трубопроводов, строений и других объектов нефтегазовой отрасли и формирование их кадастров на основе аэрокосмических данных;
- создание цифровых карт, трехмерных моделей местности, геоинформационных систем (ГИС) различной тематической направленности для нефтегазоносных районов и др. с использованием аэрокосмической информации;
- дистанционный мониторинг несанкционированных врезок в магистральные нефте- и продуктопроводы;
- выявление несанкционированной хозяйственной и строительной деятельности, а также появления техногенных объектов в зонах отвода объектов нефтегазового комплекса на основе аэрокосмических данных;
- дистанционный мониторинг районов строительства новых объектов нефтегазового комплекса;
- мониторинг из космоса мест сжигания попутного газа и контроль функционирования факельных установок;
- информационное обеспечение долгосрочного планирования и управления деятельностью этих предприятий и ликвидации аварий на них с использованием аэрокосмических данных и др.

Спектр этих задач может быть расширен по мере развития методов, технологий и технических средств дистанционного зондирования и обработки полученной информации.

Принципы организации и проведения аэрокосмического мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса

При организации и проведении аэрокосмического мониторинга в интересах нефтегазовой отрасли необходимо использовать принципы, свойственные сложным информационным системам (Бондур, 1995; Савин, Бондур, 2000). Для проведения аэрокосмического мониторинга объектов нефтегазового комплекса должны использоваться различные космические аппараты (КА), воздушные средства (самолеты, вертолеты, дельтапланы, беспилотные летательные аппараты, дирижабли и др.), оснащенные различными типами пассивной и активной аппаратуры дистанционного зондирования, функционирующей в различных диапазонах спектра электромагнитных волн (от ультрафиолетового до радио), а также геофизической аппаратурой, средства связи, наземные средства приема спутниковых данных, ситуационные и информационно-аналитические центры, программные и технические средства обработки, долговременного хранения и предоставления пользователям аэрокосмической информации, а также соответствующее геоинформационное обеспечение.

На рис. 1.1.1 приведена структурная схема проведения аэрокосмического мониторинга объектов нефтегазового комплекса и формирования информационных продуктов в процессе такого мониторинга.

Для мониторинга объектов нефтегазового комплекса могут использоваться:



Рис. 1.1.1. Структурная схема проведения аэрокосмического мониторинга объектов нефтегазового комплекса и формирования информационных продуктов в его процессе

- спутники, оборудованные оптической аппаратурой ультрафиолетового, видимого и ИК-диапазонов спектра сверхвысокого, высокого и среднего разрешения (0,4–30,0 м), многоспектральной аппаратурой среднего (5,0–90,0 м) и низкого разрешения (обзорные) (0,1–1,0 км), а также гиперспектральной аппаратурой;
- радиолокационные спутники, оборудованные радиолокаторами с синтезированием апертуры (РСА) высокого (1,0–8,0 м), среднего (12,5–25,0 м) и низкого (100–600 м) разрешения;
- спутники для магнитной и гравитационной съемок;
- метеорологические спутники;
- спутниковые навигационные системы;
- пилотируемые космические станции;
- воздушные средства (самолеты, вертолеты, дельтапланы, беспилотные летательные аппараты и дирижабли), оборудованные цифровыми оптическими камерами, сканирующими оптико-электронными комплексами, гиперспектрометрами, тепловизорами, ИК-радиометрами, лидарами, радиолокаторами с синтезированием апертуры, микроволновыми радиометрами, аппаратурой гамма-съемки и другими приборами;
- средства связи и передачи данных;
- наземные ситуационные и информационно-аналитические центры;
- программные и технические средства обработки информации, формирования баз данных, представления пространственно-организованных данных для решения широкого спектра задач нефтегазовой отрасли.



Рис. 1.1.2. Организация приема, обработки и хранения данных при космическом мониторинге

В процессе проведения аэрокосмического мониторинга объектов нефтегазового комплекса формируется исходная информация (аэрокосмические изображения, другие данные дистанционного зондирования, геофизическая информация). При использовании воздушных средств мониторинга оперативная обработка информации может производиться в отдельных случаях на борту авиационных средств, и ее результаты могут передаваться потребителям в режиме «online» или поступать на наземные средства обработки (см. рис. 1.1.1).

Схема организации приема, обработки и хранения данных при космическом мониторинге приведена на рис. 1.1.2. Информация с различных спутников может оперативно приниматься на антенные комплексы наземных центров приема, а также поступать через FTP-серверы или вводиться с магнитных носителей.

Аэрокосмическая и сопутствующая информация, полученная при проведении мониторинга, подвергается предварительной и детальной тематической обработке. С использованием результатов обработки создаются промежуточные информационные продукты, тематические карты и ГИС различной тематической направленности, на

основе которых формируются рекомендации для принятия управленческих решений (Бондур, 2010; Бондур, Воробьев, 2012). Данные, получаемые на любом этапе формирования информационных продуктов, могут передаваться в главные или региональные ситуационные или информационно-аналитические центры потребителей (см. рис. 1.1.1).

Физические основы поиска и разведки углеводородов с использованием аэрокосмической информации

Возможности применения аэрокосмических методов для решения задач поиска и разведки месторождений нефти и газа связаны с тем, что вертикальная миграция пластовых флюидов (в том числе и углеводородных) наиболее благоприятна в зонах разломов и повышенной трещиноватости, проявляющихся в виде линеаментов и кольцевых структур (Трифонов, 2010; Бондур, 2010). Это может быть зафиксировано на многоспектральных и гиперспектральных космических изображениях.

Физические механизмы формирования линеаментов, регистрируемых на таких изображениях, обусловлены тектоническим, ротационным и флюидогеодинамическим механизмами (Бондур, Зверев, 2007). При этом миграция углеводородных флюидов и тепломассоперенос от глубинных слоев и поверхности Земли вызывает изменение спектральных характеристик почв, грунтов, растительности, а также прозрачности приземных слоев атмосферы. Интегральный эффект от этих факторов приводит к аномалиям, выделяемым на космических изображениях, связанным с изменением напряженно-деформационного состояния земной коры и флюидогеодинамическими процессами (Бондур, 2010; Бондур, Зверев, 2007; Бондур и др., 2009а; Трифонов, 2010).

На космических изображениях путем структурно-морфологического анализа выделяются геологические особенности, проявляющиеся в виде систем прямых и дугообразных линеаментов, а также овально-кольцевых образований. Структурно-морфологические характеристики линеаментной сети, регистрируемые на космических изображениях, отражают особенности глубинного строения литосферы. Они являются информативными признаками для оценки перспективных нефтегазоносных структур и оценки их углеводородного потенциала (Трифонов, 2010). Мониторинг изменения напряженно-деформационного состояния среды путем регистрации возрастания выраженности систем линеаментов на космических изображениях позволяет регистрировать геодинамические предвестники сейсмических событий на нефтегазоносных территориях, угрожающих объектам нефтегазового комплекса (Бондур, Зверев, 2005а,б, 2007; Бондур и др., 2012).

Для автоматического выделения линеаментов и овально-кольцевых образований применяются методы компьютерного линеаментного анализа с помощью различных программ обработки космических изображений, например, программные пакеты LESSA, ALINA и др. (Zlatopolsky, 1997; Щепин и др., 2007). Следует отметить, что системы линеаментов, в принципе, можно исследовать и по радиолокационным космическим изображениям.

В областях расположения локальных нефтегазоносных структур возникают также специфические изометрические формы рельефа, выраженные на местности слабыми неотектоническими поднятиями. Зоны тектонических поднятий являются наиболее

благоприятными для расположения нефтегазоносных ловушек (Трифонов, 2010). Эти структуры могут выявляться на оптических и радиолокационных космических изображениях по морфологическим, гипсометрическим и морфометрическим признакам. Такого рода неотектонические поднятия могут быть зарегистрированы также методами спутниковой альтиметрии и спутниковой радиоинтерферометрии. Для регистрации и анализа структурных особенностей и специфических форм рельефа нефтегазоносных территорий могут применяться навигационные спутниковые системы GPS, ГЛОНАСС и др. (Бондур, 2010).

Углеродородные залежи в ловушках, проявляющиеся в структурном поднятии, приводят к повышению температуры земной поверхности. Это вызывается деятельностью микроорганизмов внутри залежи, а усиление флюидной проницаемости, связанное с новейшей активизацией трещин и, отчасти, обусловленное изостатическим поднятием из-за того, что залежи легче вмещающих пород, приводит к повышению влажности грунта (Лялько и др., 2006; Трифонов, 2010). Эти эффекты могут быть зарегистрированы аппаратурой дистанционного зондирования в ИК- и микроволновом диапазонах спектра электромагнитных волн.

Крупные геологические структуры отражаются также в радиоактивном поле и, в частности, в уровне интенсивности гамма-излучения, зависящем от морфологических особенностей этих структур. Физические механизмы связи поверхностного гамма-поля с глубинным строением, а следовательно, и с проявлением нефтегазоносных структур, обусловлены тем, что геологические структуры, развивающиеся в процессе осадконакопления, сопровождаются дифференциацией материала и изменением физических параметров осадочных пород (пористости, плотности, трещиноватости и др.), что отражается на распределении радиоактивных элементов (Аэрометоды ..., 1971; Бондур, 2010).

Возможности дистанционного поиска месторождений нефти и газа на морском шельфе обусловлены тем, что ловушки углеводородов приурочены, как правило, к глубоким горизонтам осадочного чехла и отображаются в виде различных структурных форм в донных ландшафтах, а также в толще и на поверхности воды (Лялько и др., 2006). Аэрокосмические методы определения рельефа дна по эффектам на поверхности и в приповерхностном слое моря, описанные в работах (Бондур, Гребенюк, 2000; Бондур, 2004), могут использоваться для исследования глубинных разломов, зон разуплотнения, а также локальных структур. Такие структуры могут быть выявлены с использованием специальных методов обработки оптических и радиолокационных изображений морской поверхности (в том числе методом дистанционной пространственно-частотной спектрометрии, многочастотной радиоволнографии и др., описанных, например, в работах (Бондур, 1987, 1995, 2004; Бондур, Гребенюк, 2001).

На основе анализа выявленных таким образом схем линеаментов, овально-кольцевых образований, распределений спектральной яркости и характеристик принимаемых радиосигналов производится структурно-геоморфологический анализ, классификация линеаментных зон и определяется перспективность исследуемых шельфовых территорий на наличие углеводородов (Лялько и др., 2006).

Возможности поиска месторождений углеводородов в морских акваториях аэрокосмическими методами связаны также с регистрацией естественных нефте- и газопоявлений на водной поверхности. Такие проявления (сипы) обусловлены

просачиванием по разломам и трещинам миграционных потоков углеводородов из нефтегазоносных стректур и газогидратных скоплений морского дна (Дегазация..., 2010; Дмитриевский, Баланюк, 2009; MacDonald, 1998; Etiope, 2009). Просачивание является конечным пунктом миграции нефти и газа. Поэтому их обнаружение на водной поверхности аэрокосмическими методами является свидетельством наличия углеводородов.

На рис. 1.1.3 (см. цветную вклейку) в качестве примера приведено изображение естественных нефтепроявлений в Персидском Заливе.

На рис. 1.1.4 (см. цветную вклейку) иллюстрируются газопроявления на морской поверхности.

Выходы нефти и газа на поверхность моря разделяются на 3 вида (Дегазация ..., 2010):

- площадные поступления углеводородов и их фракций из нефтегазоносных структур морского дна через сеть разломов;
- продолжительная разгрузка газа из газогидроносных осадков;
- локальные выходы, обусловленные грязевыми вулканами, сипами, грифонами, сальзами и др.

При решении задач дистанционного поиска нефти по нефтепроявлениям на поверхности моря необходимо отделить эти проявления от антропогенных нефтяных загрязнений водной поверхности (аварии на морских судах, нефтяных платформах, подводных нефтепроводах и др.) (Бондур, 2004, 2010; Бондур, Гребенюк, 2001; Иванов, 2007; Лаврова и др., 2011; Лаврова, Митягина, 2011). Для этого необходимо знать отличительные признаки естественных нефтепроявлений. Основными из них являются толщина нефтяной пленки, цвет, форма и топология поверхностных проявлений, время их существования, привязка к районам нефтегазонаполнения, периодичность проявлений (MacDonald, 1998; Scantland, Biegert, 1996; Иванов, 2007; Лаврова, Митягина, 2011).

Основными признаками газопроявлений на морской поверхности являются скопление газовых пузырей, проталины на поверхности льда (зимой), крупные вздутия морских льдов (Огай и др., 2007; Etiope, 2009).

Детальный анализ таких отличительных признаков дан в Главе 4 настоящей книги.

Дистанционное выявление нефтегазопроявлений на морской поверхности может осуществляться путем регистрации следующих физических полей (Бондур, 1987, 2004, 2010; Bondur, 2011):

- аномалий пространственной структуры морской поверхности, приводящих к деформациям спектров морского волнения;
- спектральной яркости и температуры поверхности моря;
- спектров флуоресценции;
- удельной эффективной поверхности рассеяния радиоволн;
- поляризации;
- диэлектрической проницаемости и др.

Изменения этих физических полей в области нефтегазопоявлений на морской поверхности могут быть зарегистрированы различными аэрокосмическими методами (Бондур, 1995, 2004, 2010; Бондур, Гребенюк, 2001; Бондур, Замшин, 2012; Bondur, 2006, 2011; Keeler et al, 2005): оптическими многоспектральными, гиперспектральными, тепловыми, лидарными, радиолокационными, СВЧ-радиометрическими, а также методами дистанционной пространственно-частотной спектрометрии.

Для выявления наличия углеводородов на суше и на морском шельфе могут использоваться также дистанционные методы, основанные на регистрации аномалий магнитного и гравитационного полей (Лопатин, 1996). Физические механизмы, обуславливающие возможности использования таких методов, связаны с тем, что разрывная тектоника фундамента, а также поднятия и прогибы земной коры, отображающие сдвиговые зоны, проявляются как в первичных регистрируемых гравитационном и магнитном полях, так и в производных, например, в их градиентах. При этом в зонах поднятия наблюдаются отрицательные аномалии гравитационного и магнитного полей, а в зонах прогиба – положительные. Нефтегазоносность усиливает эти эффекты, что позволяет оценивать углеводородный потенциал путем регистрации аномалий магнитного и гравитационного полей (Лопатин, 2006; Трифионов, 2010). Такие поля могут регистрироваться со спутников MAGSAT, GEOS, CHAMP и др. (Харитонов и др., 2004; Бондур, 2010).

Физические основы аэрокосмического мониторинга воздействия объектов нефтегазового комплекса на окружающую среду

При решении многочисленных задач нефтегазового комплекса осуществляется дистанционное зондирование различных объектов, расположенных на суше и на море. В случае аварий на этих объектах происходят утечки нефтяных и газовых компонентов, которые приводят к загрязнению окружающей среды. При этом аэрокосмическими средствами мониторинга регистрируются различные изменения на поверхности и под поверхностью земли и воды, которые происходят в результате деятельности объектов нефтегазовой отрасли.

Земная поверхность. Обнаружение нефтяных и газовых компонент на земной поверхности, а также под поверхностью основывается на следующих основных физических эффектах, которые проявляются в изменении характеристик электромагнитного излучения, регистрируемого аэрокосмической аппаратурой (Бондур, 1995, 2000, 2004, 2010; Бондур, Гребенюк, 2001; Бондур, Зубков, 2001; Межерис, 1987; Глушков и др., 1994; Дейдан и др., 1994; Хренов, 2003):

- появлении контрастов яркости между аномальными областями и фоном в различных участках электромагнитного спектра за счет различия коэффициентов спектральных яркостей, которые регистрируются многоспектральной или гиперспектральной аэрокосмической аппаратурой;
- возникновении тепловых контрастов в местах аварий трубопроводов и появления загрязняющих компонент на поверхности по отношению к окружающему фону, регистрируемых инфракрасной и радиотепловой аппаратурой;
- эффекте «сужения» спектра радиолокационных сигналов, отраженных от мест загрязнения земной поверхности, по сравнению с окружающим фоном или

- эффекте изменения корреляционных характеристик сигналов в областях фона и загрязненных участков, регистрируемого радиолокационными средствами;
- эффекте изменения диэлектрической проницаемости почвы в местах «прорыва» нефте-, газо-, продуктопроводов, обусловленных воздействием химически активных компонент на почву, регистрируемого многочастотными радиолокаторами;
 - изменении спектров флуоресценции аномальных участков (в зонах появления нефти и нефтепродуктов) по сравнению с фоном, регистрируемых флуоресцентными лидарами.

При воздействии нефти, нефтепродуктов или газовых компонентов, связанных с утечками из трубопроводов, на травяной покров и почву изменяются яркостные характеристики в различных спектральных диапазонах $\Delta\lambda_1$, связанные с вариациями спектральных отражательных способностей почв и растительности, которые могут быть зарегистрированы многоспектральной и гиперспектральной аэрокосмической аппаратурой. Кроме того, в этих случаях изменяются вегетационные индексы NDVI и NCHVI, которые хорошо регистрируются с использованием данных, полученных многоспектральной оптической аппаратурой ДЗЗ, а также совместным использованием оптической и радиолокационной аппаратуры (Бондур, 2010; Бондур, Чимитдоржиев, 2008).

Одним из важных параметров, определяющим возможность мониторинга объектов нефтегазового комплекса с помощью тепловизионной, ИК- или СВЧ-радиометрической аппаратуры, является разность радиационных температур объекта и фона, зависящая от их физических температур, а также от их коэффициентов излучения (Бондур, 2010).

В случае утечек из продуктопроводов или газопроводов тепловой контраст обусловлен эффектом Джоуля-Томсона, заключающемся в понижении температуры за счет перехода жидкой фазы, находящейся под давлением, в легкие газообразные фракции углеводородов. Один из методов выявления дефектов магистральных нефтепроводов основан на том обстоятельстве, что температура нефти в трубопроводе, как правило, превышает температуру грунта на той же глубине. Поэтому при утечке нефти по подземному каналу сравнительно небольшого сечения ее температура при удалении от места повреждения трубопровода в результате теплообмена с окружающей средой снижается. Следовательно, измерение температуры грунта над трубопроводом позволяет выявить утечки и локализовать дефекты в нефтепроводах (Бондур, 2010; Геоэкологическое обследование ..., 1999).

В местах загрязнения местности нефтью или продуктами ее переработки (бензин, керосин, смолы), изменяется (уменьшается) удельная эффективная поверхность рассеяния (УЭПР), приводящая к изменению (уменьшению) уровня сигнала на выходе приёмника радиолокационной станции (РЛС), что и позволяет обнаружить такое загрязнение (Бондур, 2010).

При прорыве подземного газопровода образуется локальное газовое пятно, которое концентрируется в некоторой области около места разрыва (прорыва) и изменяет диэлектрическую проницаемость среды, которая, как и локальное изменение температуры, служит важным признаком газовых загрязнений среды, обнаруживаемых радиофизическими средствами ДЗЗ (Бондур, 2010).

Одним из наиболее эффективных методов диагностики состояния окружающей среды в районах добычи и транспортировки нефти и газа является лазерная флуоресцентная спектроскопия (Межерис, 1987; Бондур, Зубков, 2001; Бондур, 2004, 2010; Абрамов и др., 2012; Дейдан и др., 1994). Сырые нефти различных месторождений, как и нефтяные фракции – бензин, мазут и т.д. – отличаются процентным содержанием метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов. Поскольку каждый углеводородный компонент имеет свои индивидуальные флуоресцентные характеристики, то возможно определение вида нефтепродукта по его спектру флуоресценции. Флуоресценция любого продукта определяется следующими основными характеристиками, которые и могут использоваться как соответствующие демаскирующие признаки (Межерис, 1987; Глушков и др., 1994; Бондур, 2010):

- спектральное распределение интенсивности флуоресценции: $S_i^{omn} = S_i/S_{max} = f(\lambda_i)$, т.е. форма спектра или положение максимума;
- эффективность флуоресценции $\psi_i = \varphi_i k_0$ на длине волны λ_i , где φ_i – функция, описывающая спектральную форму линии флуоресценции, k_0 – коэффициент ослабления;
- спектральное распределение постоянных времени $\tau_i = f(\lambda_i)$, т.е. спектр времен затухания.

Кроме того, для дистанционной идентификации нефтепродуктов могут быть использованы линии комбинационного рассеяния, которые в отличие от первых трех характеристик не зависят от толщины нефтяной пленки и связаны с индивидуальностью нефтепродукта (Дейдан и др. 1994; Бондур, 2004; Бондур, Зубков, 2001).

Комплексное использование спектральных и временных характеристик флуоресценции позволяет проводить идентификацию нефтепродуктов не только по группам (сырая нефть, легкие фракции, тяжелые остаточные фракции), но также по видам (различные масла, дизтопливо и т. д.), а возможно, и по маркам отдельных нефтепродуктов (Бондур, 2010; Бондур, Зубков, 2001).

Водная среда. Как и для случая земной поверхности, в основе физических принципов дистанционного мониторинга состояния водной среды в районах добычи и транспортировки нефти в морских акваториях лежат несколько основополагающих явлений.

Во-первых, при наличии в составе сбрасываемых в морскую среду загрязняющих примесей «легких» жидкостных фракций или поднимающихся к поверхности газовых компонентов (например, при разрывах подводных нефте- и газопроводов) происходит изменение спектрального состава морского волнения, из-за эффекта «выглаживания» мелкоструктурных составляющих этого волнения (Бондур, 1987, 1995, 2004, 2010; Бондур, Гребенюк, 2001; Bondur, 2011). Такое изменение может регистрироваться путем пространственного спектрального анализа оптических изображений методом дистанционной пространственно-частотной спектрометрии и радиолокационными методами (Бондур, 1987, 1995, 2000, 2004, 2010; Bondur, 2011).

Радиолокационные станции бокового обзора (РЛСБО), зондирующие поверхность при пологих углах ($\theta \approx 10^\circ - 40^\circ$ – угол скольжения луча), используют эффект

брэгговского рассеяния сигналов, когда переизлучение сигналов морской поверхностью в сторону приемной антенны происходит, в основном, на резонансной длине волны (Bass, Fuks, 1968; Elachi, Brown, 1977):

$$\kappa = 2 \cdot \kappa_0 \cdot \cos \theta ,$$

где

$\kappa = 2 \cdot \pi / \Lambda_{\text{МВ}}$ – волновое число морских волн;

$\kappa_0 = 2 \cdot \pi / \lambda_0$ – волновое число излучаемых радиоволн;

$\Lambda_{\text{МВ}}$ – длина морской волны;

λ_0 – длина волны РЛС.

Сам же радиолокатор фиксирует уменьшение уровня отраженного сигнала от участков «загрязнения» поверхности легкими фракциями, и на радиолокационных изображениях водной поверхности будут наблюдаться участки с ярко выраженным отрицательным контрастом (темные полосы), где уровень отраженного сигнала меньше уровня сигнала от фона. Такая «картина» будет наблюдаться при морском волнении больше 0,5–1 балла и углах визирования поверхности $>35^\circ$ (Бондур, 2004). При слабом волнении или штиле (балльность 0–0,5 балла) в месте выхода загрязнений, особенно при наличии пузырьковой газовой составляющей загрязнений, будут наблюдаться аномалии положительной контрастности по отношению к уровню собственного шума приемника (Бондур, 2004).

Во-вторых, наличие примесей с резко отличными от чистой воды свойствами приводит к изменению диэлектрической проницаемости (причем, как известно, относительная диэлектрическая проницаемость чистой воды $\epsilon \approx 80$, а бензина $\epsilon \approx 2-4$) и, соответственно, меняется уровень отраженного радиосигнала от загрязненных участков водной или морской поверхности (контрасты $\sim 2-8$ дБ) (Бондур, 2010).

В-третьих, возникновение загрязняющих нефтегазокомпонент на глубине может привести к появлению градиента плотности по глубине $\Delta\rho / \Delta h$, что в принципе, может стать источником зарождения внутренних волн, которые, взаимодействуя с поверхностным волнением, приводят к появлению гладких полос на морской поверхности, которые могут быть зафиксированы путем пространственного спектрального анализа оптических и радиолокационных изображений (Бондур, 1987, 2000, 2004, 2010; Bondur, 2006, 2011; Keeler et al, 2005).

В-четвертых, наличие течений в попавших в морскую среду загрязняющих веществах (в том числе и при «захвате» окружающих слоев воды) может служить физической основой для их обнаружения с помощью когерентных радиолокационных систем. В частности, с помощью РСА может быть зафиксирован доплеровский сдвиг частоты, если течение направлено в сторону диаграммы направленности антенны РСА или от нее (Бондур, 2004).

В-пятых, в области нефтяных загрязнений изменяется температура воды. Для газовых компонент наиболее характерным является изменение физической температуры и соответственно – радиояркой температуры поверхности. Эти эффекты регистрируются тепловизионной и радиотепловой аппаратурой ДЗЗ (Бондур, 1995, 2000, 2004, 2010).

В-шестых, в областях нефтяных загрязнений изменяются коэффициенты спектральной яркости в различных спектральных диапазонах, которые могут регистрироваться многоспектральной и гиперспектральной оптической аппаратурой (Бондур, 2004, 2010; Бондур, Зубков, 2005; Бондур и др., 2006; Bondur, 2006, 2011; Advanced..., 1996).

В-седьмых, при появлении растворенных, эмульгированных и дисперсных нефтяных фракций в толще воды изменяются спектры флуоресценции. Сигналы флуоресценции водной среды в этом случае отличаются более высокой интенсивностью по сравнению с фоновыми сигналами. При этом наблюдается такое подавление линии комбинационного рассеяния (КР) воды. Эти эффекты могут обнаруживаться флуоресцентными лидарами (Межерис, 1987; Бондур, 2004, 2010; Бондур, Зубков, 2001; Абрамов и др., 2012; Lutomirski, 1994).

Таким образом, физическими причинами появления контрастов, обусловленных загрязнениями водной среды нефтью, нефтепродуктами и газовыми компонентами, являются изменения спектрального состава участков морской поверхности за счет подавления высокочастотных гравитационно-капиллярных компонент поверхностного волнения, температуры среды, коэффициентов спектральной яркости, спектров флуоресценции, диэлектрической проницаемости, доплеровского смещения частоты радиолокационных сигналов из-за появления течений и т.п., которые регистрируются на оптических и радиолокационных изображениях гиперспектрометрами, тепловизорами и СВЧ-радиометрами, а также флуоресцентными лидарами.

Примеры применения космических методов для мониторинга экологического состояния района нефтедобычи

На рис. 1.1.5а (см. цветную вклейку) показано RGB-синтезированное изображение, полученное со спутника QuickBird, для района нефтедобычи (вахтенный поселок Пионерный в Томской области). В результате обработки данного изображения с использованием вегетационных индексов NDVI и TCHVI и проведения классификации методом максимального правдоподобия выявлены ландшафтные особенности исследуемого района (см. рис. 1.1.5б), которые приведены на шкале цветоделения.

На рис. 1.1.6 (см. цветную вклейку) представлены результаты обработки фрагмента (рис. 1.1.6а) космического изображения, полученного со спутника QuickBird, приведенного на рис. 1.1.5. На рис. 1.1.6в представлено цветокодированное изображение этого фрагмента, составленное в псевдоцветах для выявления областей антропогенных воздействий. Желтым квадратом обозначена область, представленная на рис. 1.1.6б в увеличенном виде.

Увеличенный фрагмент цветокодированного изображения (см. рис. 1.1.6б), отображающий происходящие антропогенные изменения ландшафта вблизи поселка Пионерный. На данном рисунке розовыми, фиолетовыми, светло-голубыми тонами выделены участки поражения местности, вызванные воздействием разливов нефтепродуктов, желтым цветом показаны объекты инфраструктуры — дороги, трубопроводы, нефтяная вышка.

На рис. 1.1.6г приведен результат неконтролируемой классификации данного фрагмента по методу k-средних с принудительным определением трех классов. Результаты классификации можно интерпретировать как участки, соответствующие различным

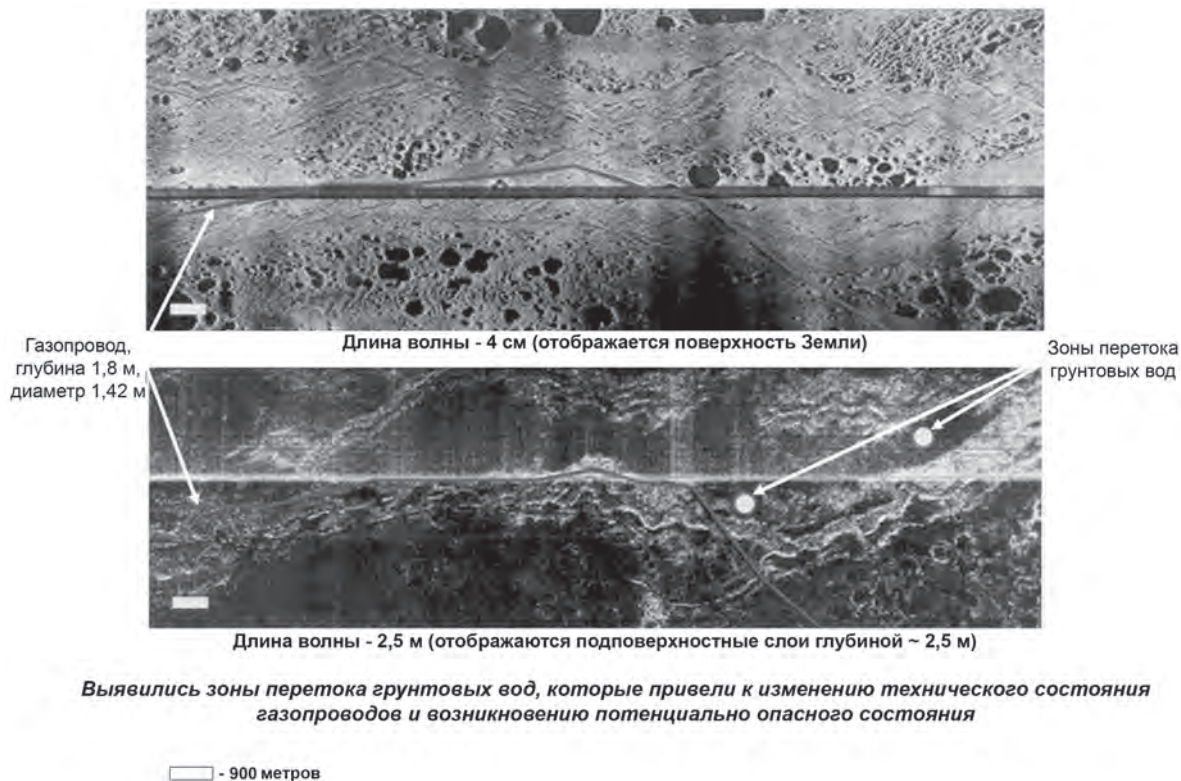


Рис. 1.1.8. Двухчастотные радиолокационные изображения участка газопровода Новый Уренгой – Сургут

степеням воздействия на окружающую среду. Красным показаны антропогенные изменения ландшафта, вызванные сильными загрязнениями, прокладкой дорог и нефтепроводов, строительством объектов инфраструктуры, вырубками и т.д. Желтым показаны участки угнетения растительности, вызванные деятельностью нефтедобывающего комплекса. Зеленым показаны участки, находящиеся в удовлетворительном экологическом состоянии.

Анализ полученных результатов показывает, что в районе нефтедобычи антропогенная нагрузка на окружающую среду крайне высока. Наблюдаются интенсивные разливы нефти и нефтепродуктов, деградация растительного и почвенного покрова, прочие нарушения природного ландшафта, вызванные как воздействием утечек, так и интенсивной хозяйственной деятельностью в исследуемом районе.

Многочастотный радиолокационный мониторинг трубопроводов

Для мониторинга нефте-, газо- и продуктопроводов эффективно использование метода радиотомографии, основанного на многочастотном радиозондировании. При

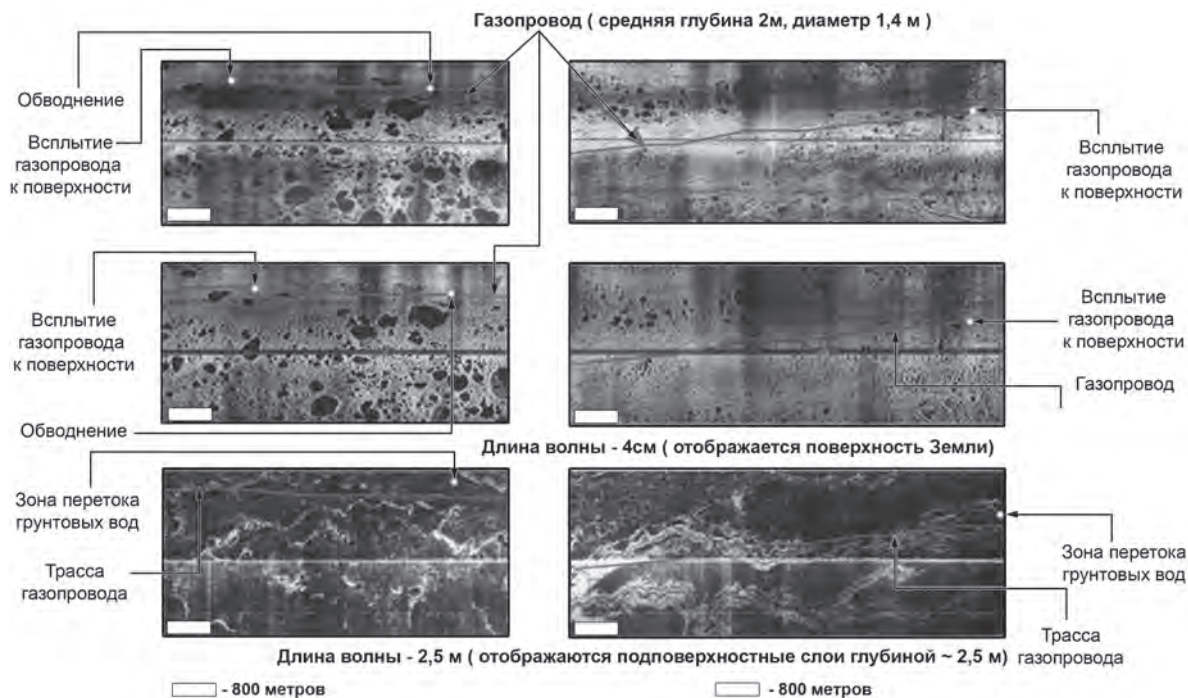


Рис. 1.1.9. Двухчастотные радиолокационные изображения участков трассы газопровода Уренгой – Сургут – Челябинск

этом в сантиметровом диапазоне на радиолокационных изображениях отображается поверхность, а в метровом диапазоне появляется возможность «заглядывать» под поверхность и контролировать состояние трубопроводов на глубине их залегания (Савин, Бондур, 2000).

Принцип действия авиационного двухчастотного радиолокатора иллюстрируется на рис. 1.1.7 (см. цветную вклейку). Приведены схема съемки (рис. 1.1.7а), фрагменты радиолокационных изображений, полученных в районе Нижнеартовска на длине волны $\lambda_1 = 4$ см (рис. 1.1.7б, верхний фрагмент) и на длине волны $\lambda_2 = 2,5$ м (рис. 1.1.7в, верхний фрагмент), а также разностное изображение (рис. 1.1.7г, верхний фрагмент).

На нижних фрагментах рис. 1.1.7б, в, г приведены результаты классификации и цветокодирования верхних исходных радиолокационных изображений (в см- и м-диапазонах) и разностного по яркости с использованием алгоритма кластерного анализа ISODATA. На обработанном разностном радиолокационном изображении (см. рис. 1.1.7г, нижний фрагмент) выявлены подпочвенные разливы нефти.

На рисунках 1.1.8 и 1.1.9 приведены примеры двухчастотной радиолокационной съемки с самолета участков трасс газопроводов Новый Уренгой – Сургут (рис. 1.1.8) и Уренгой – Сургут – Челябинск (рис. 1.1.9). На фрагментах радиолокационных изображений, полученных в м-диапазоне ($\lambda_2 = 2,5$ м), виден сам газопровод и зоны

перетока грунтовых вод (рис. 1.1.8, 1.1.9 внизу). На фрагментах радиолокационных изображений, полученных в см-диапазоне ($\lambda_1 = 4$ см), выявлены всплытие газопровода к поверхности и участки обводнения (рис. 1.1.9).

Космический мониторинг нефтяных загрязнений морской поверхности

Применение космических методов и технологий чрезвычайно эффективно для мониторинга загрязнений нефтью морских акваторий, связанных с авариями на морском транспорте, нефтяных платформах, подводных нефтепроводах (Бондур, 1987, 1995, 2004, 2010; Бондур, Гребенюк, 2001; Иванов, 2007; Лаврова, Митягина, 2011; Лаврова и др., 2011).

На рис. 1.1.10 и 1.1.11 (см. цветную вклейку) приведены примеры использования космической информации для анализа последствий аварий на нефтяной платформе Deepwater Horizon фирмы British Petroleum в Мексиканском заливе.

На рис. 1.1.10 представлены космические оптические изображения, полученные со спутника AQUA 25 апреля, 9 мая и 12 июля 2010 г., а также со спутника TERRA 28 мая 2010 г., на которых отчетливо проявляются последствия этой аварии в акватории залива. На рис. 1.1.11 приведен пример обработки многоспектрального космического изображения, полученного 31 мая 2010 г. с борта спутника TERRA (аппаратура MODIS). Предварительная обработка, включая распаковку, калибровку и географическую привязку исходного изображения, проводилась в автоматическом режиме. Тематическая обработка проводилась в интерактивном режиме и заключалась в выполнении следующих основных операций: маскирование суши; выделение облачности; выделение области интереса; подбор оптимальных параметров для классификации; классификация области интереса с использованием алгоритма ISODATA; выделение классов, соответствующих двум уровням загрязнения водной поверхности нефтью; векторизации полученных результатов и их интеграции в ГИС (Бондур, Воробьев, 2012). На рис. 1.1.11 приведено исходное космическое изображение, результат классификации методом кластерного анализа и карта с областью распространения нефтяного загрязнения, отображаемая в системе Google Earth.

Результаты обработки радиолокационных изображений для анализа последствий аварий на этой платформе приведены в Главе 4 настоящей книги (Бондур, Замшин, 2012).

На рис. 1.1.12 (см. цветную вклейку) в качестве примера представлены результаты обработки радиолокационного изображения, полученного 28 декабря 2005 г. с борта спутника RADARSAT для района добычи нефти на шельфе Каспийского моря (Нефтяные Камни). На рис. 1.1.12а приведено исходное космическое изображение и его увеличенные фрагменты. На рис. 1.1.12б (слева) приведена серия изображений, демонстрирующая последовательность промежуточных этапов обработки, а справа приведен результат классификации по методу максимального правдоподобия. На правом фрагменте рис. 1.1.12б отчетливо выделены области нефтяных загрязнений и искусственные сооружения в море.

В. Г. Бондур

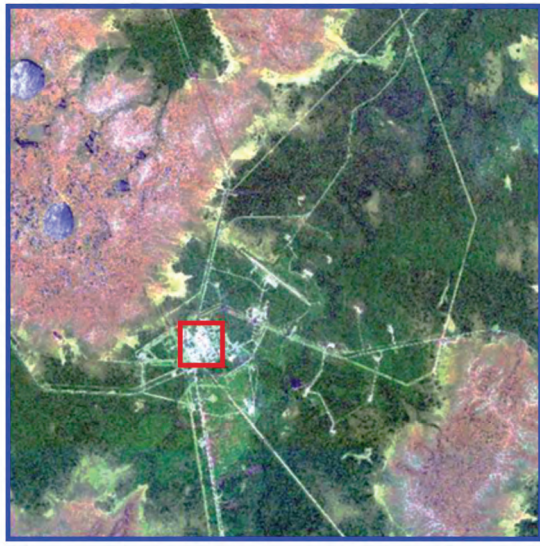
1.1. Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы



Рис. 1.1.3. Нефтепроявления в Персидском заливе. Фрагмент изображения с спутника TERRA (аппаратура MODIS) (www.gsfc.nasa.gov)



Рис. 1.1.4. Скопления газовых пузырей на морской поверхности (Дегазация ..., 2010)



- Гидрография
- Лес
- Разливы нефти
- Травянистая растительность
- Грунт
- Редколесье
- Инфраструктура месторождений

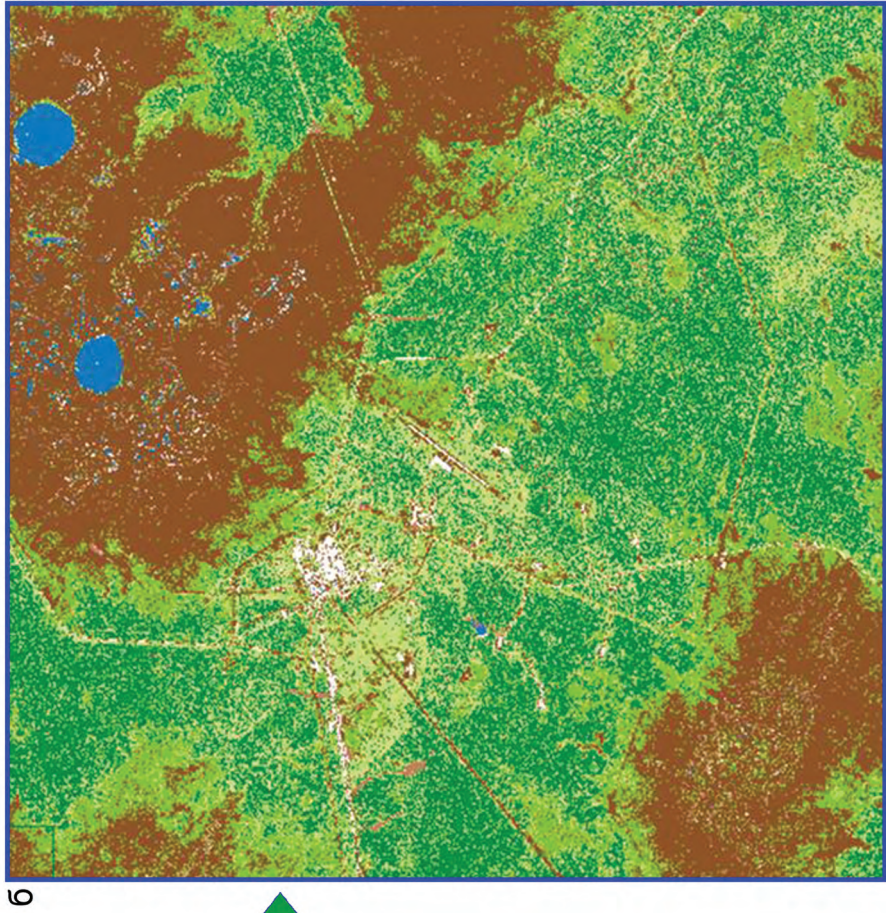


Рис. 1.1.5. Выявление ландшафтных особенностей по результатам классификации методом максимального правдоподобия

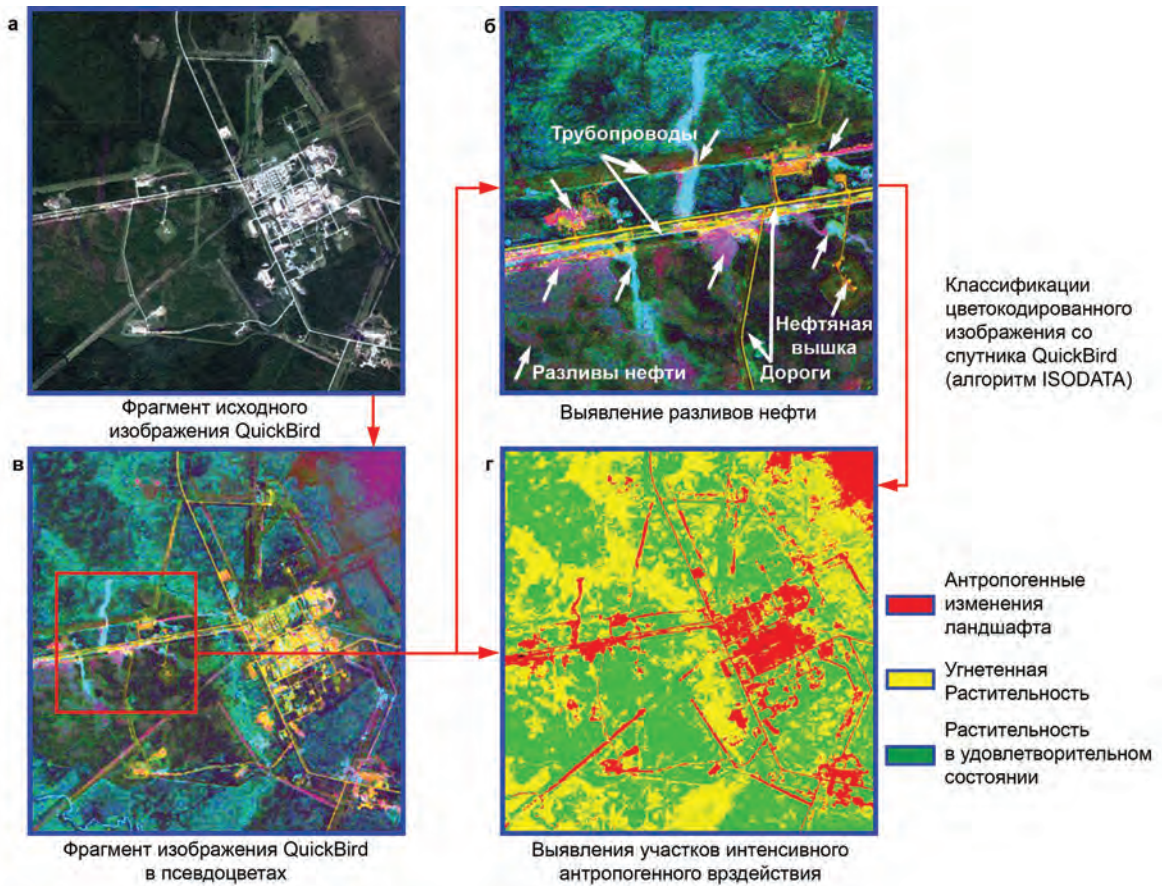


Рис. 1.1.6. Выявление участков, подвергающихся интенсивному антропогенному воздействию

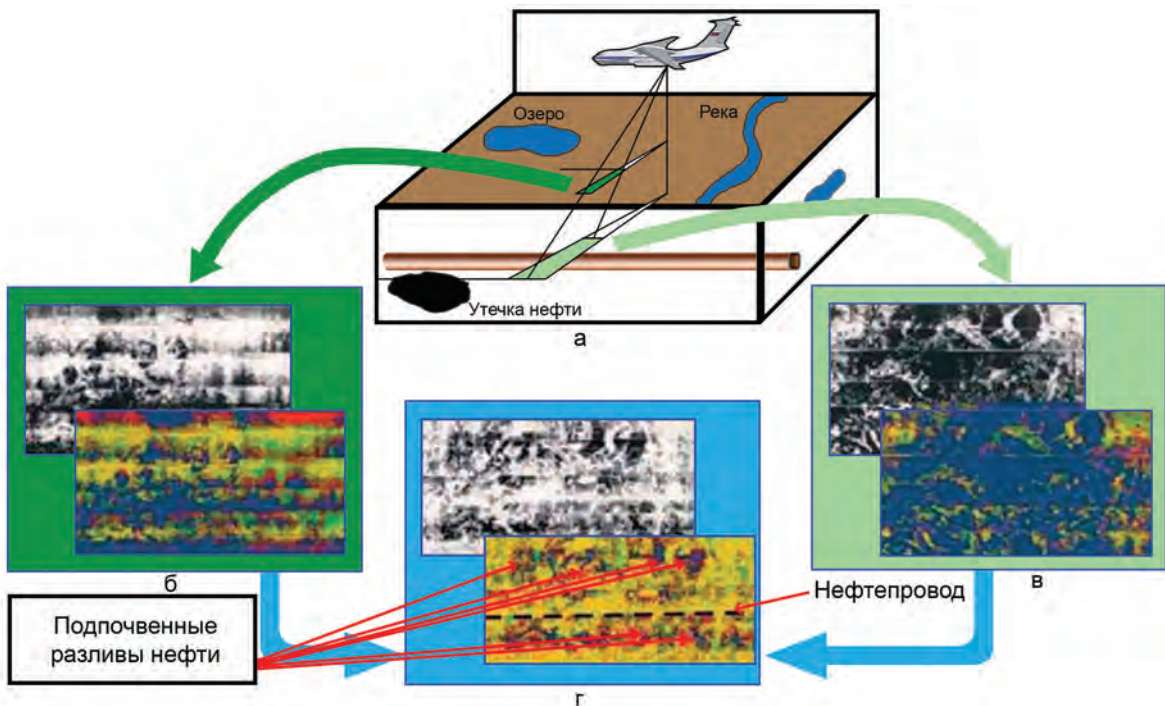


Рис. 1.1.7. Двухчастотная радиолокационная съемка для контроля состояния трубопроводов

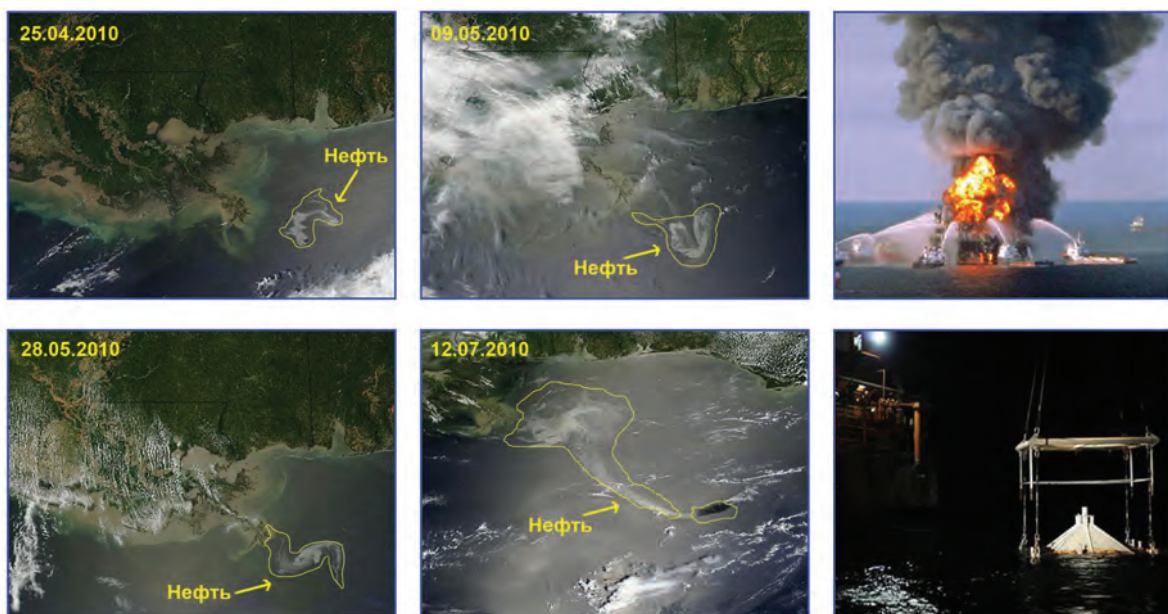


Рис. 1.1.10. Космический мониторинг последствий аварии на нефтяной платформе в Мексиканском заливе (апрель – июль 2010 г.)

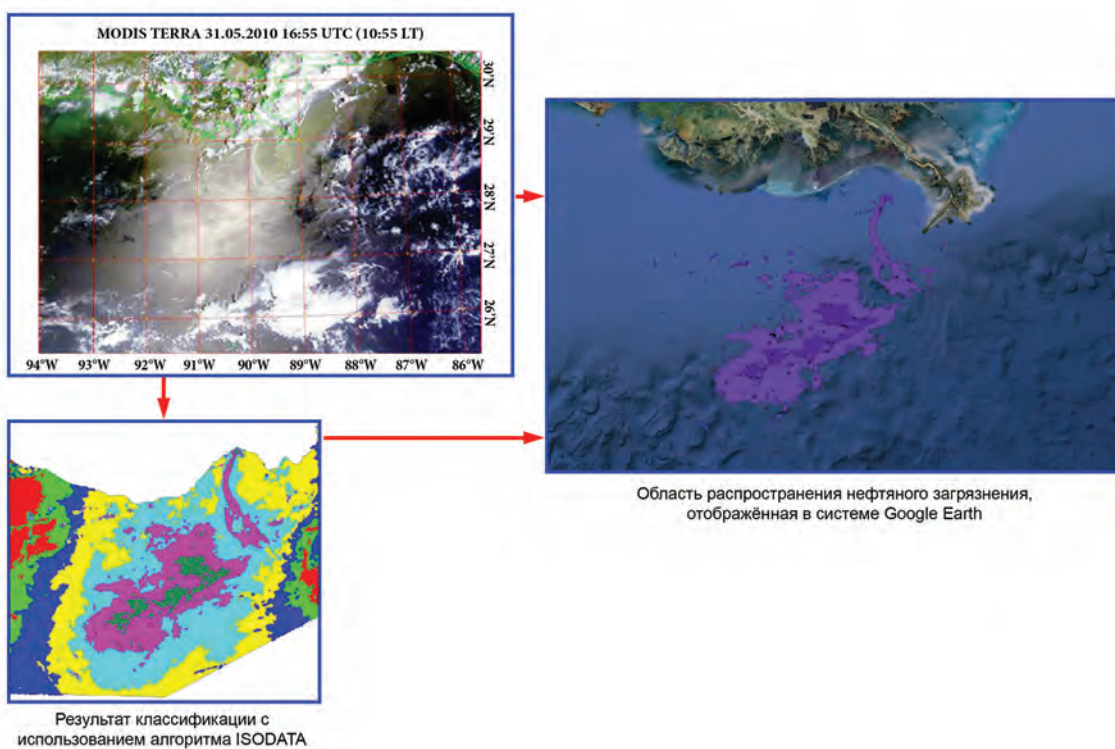
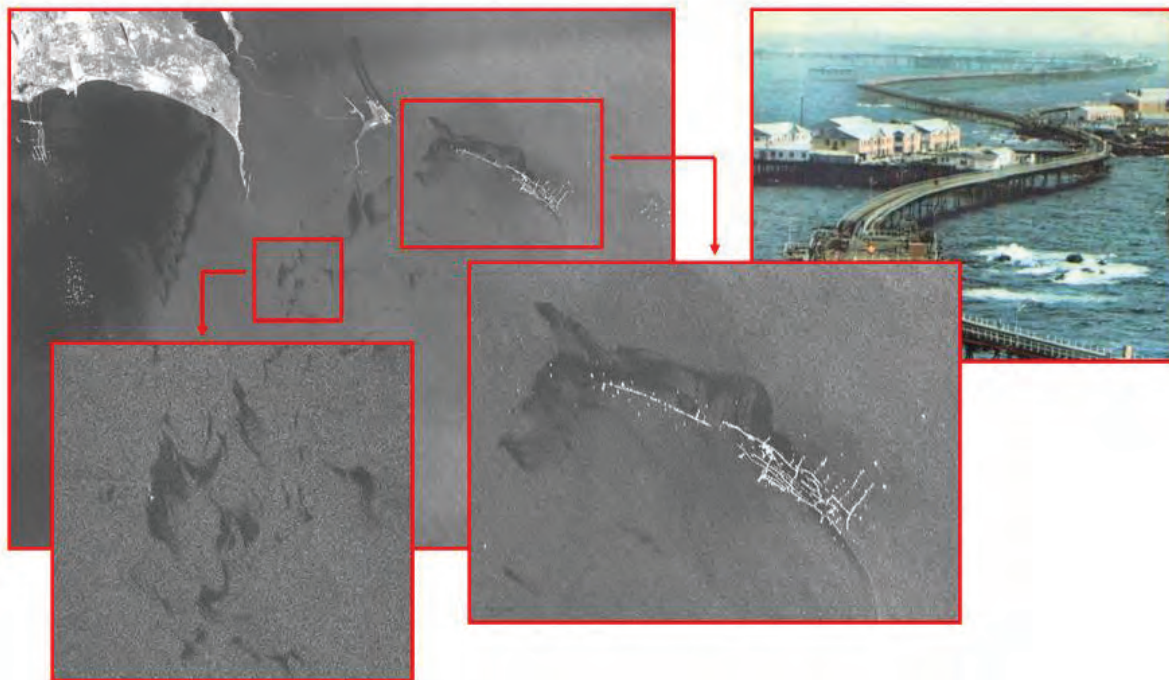
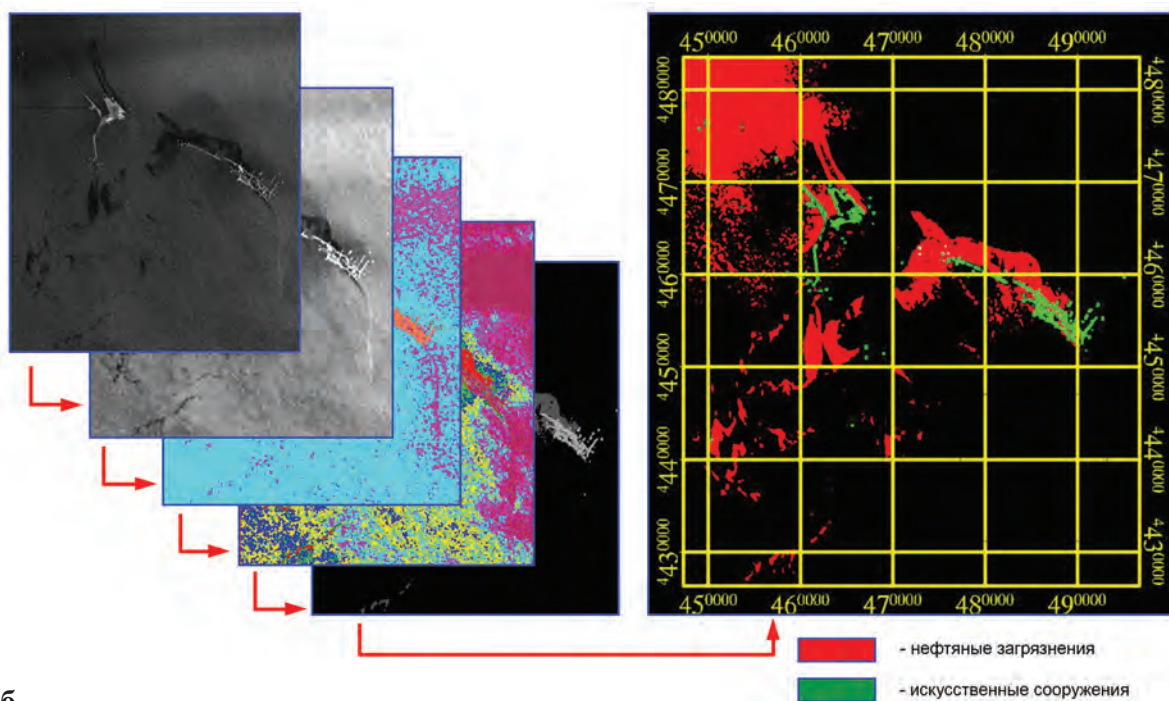


Рис. 1.1.11. Формирование карты распространения нефтяных загрязнений в Мексиканском заливе по результатам обработки изображения, полученного 31.05.2010 г. со спутника TERRA



а



б

Рис. 1.1.12. Космический радиолокационный мониторинг нефтяных загрязнений в Каспийском море (Нефтяные Камни): а – изображение, полученное спутником RADARSAT (28 декабря 2005 г., 14:30 UTC) и его увеличенные фрагменты; б – пример тематической обработки космического радиолокационного изображения для выявления нефтяных загрязнений

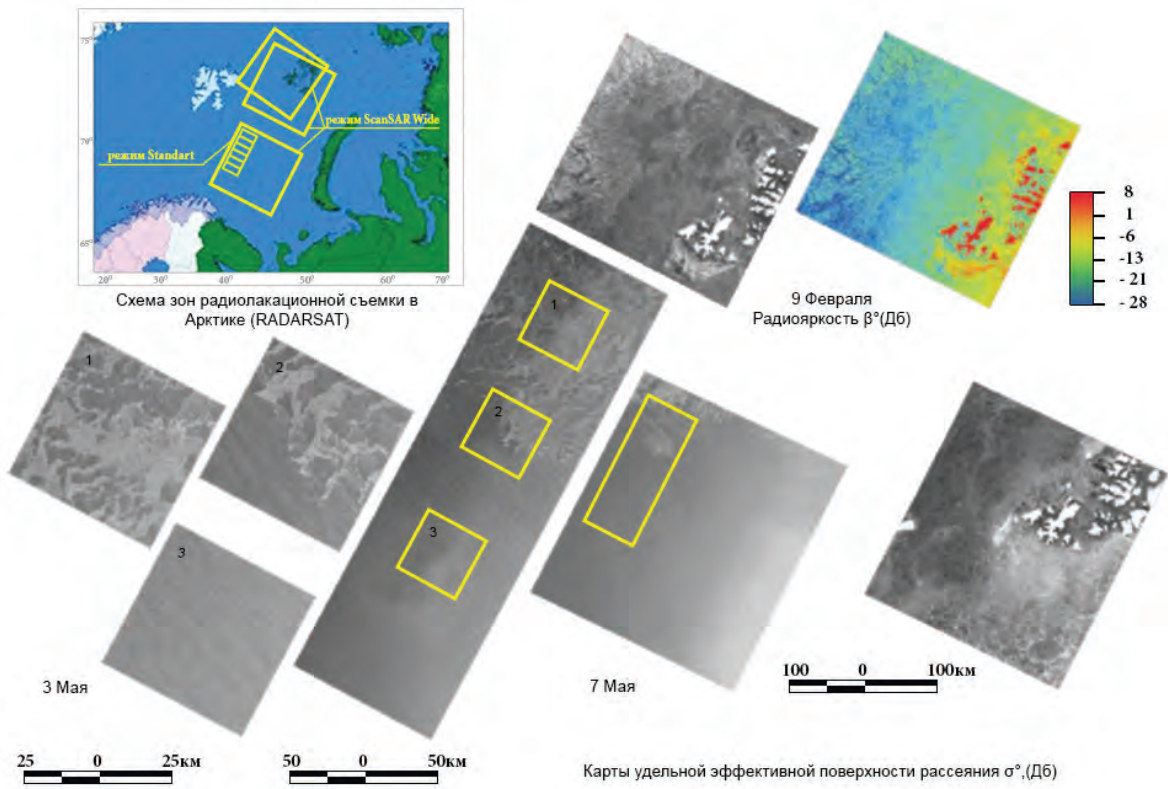


Рис. 1.1.13. Мониторинг ледовой обстановки в Арктическом нефтегазоносном регионе по радиолокационным изображениям

Мониторинг ледовой обстановки в Арктических нефтегазовых акваториях

Ниже иллюстрируются некоторые примеры космического мониторинга ледовой обстановки в морях Арктической зоны России. На рис. 1.1.13 (см. цветную вклейку) приводится пример анализа ледовой обстановки в Северном Ледовитом океане по радиолокационным изображениям, полученным со спутника RADARSAT. В процессе космического мониторинга ледовой обстановки выполнялись следующие основные операции: планирование радиолокационных съёмок в заданных районах; получение изображений и их предварительная обработка; предварительный анализ изображений, построение временных рядов географически совмещённых фрагментов изображений с выделением областей интереса; расчёт полей радиояркости β° (дБ); формирование информационных продуктов на различные даты.

Сформированные информационные продукты в различные дни используются для анализа ледовой обстановки в исследуемом регионе.

Заключение

На основании проведенного анализа обоснована актуальность и необходимость применения аэрокосмических методов и технологий дистанционного зондирования Земли для мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Проведена систематизация основных задач нефтегазовой отрасли, которые могут решаться аэрокосмическими методами. Предложены принципы организации и проведения аэрокосмического мониторинга в интересах нефтегазовой отрасли, описаны этапы получения и обработки информации, а также пути ее прохождения от источников (различные спутники и воздушные средства, оборудованные различной аппаратурой ДЗЗ) до потребителей с использованием современных геоинформационных технологий.

Проведен анализ физических механизмов, определяющих возможности аэрокосмического мониторинга нефтегазоносных территорий для поиска и разведки углеводородов, а также оценки состояния и контроля влияния объектов нефтегазового комплекса на окружающую среду. Показано, что возможности такого мониторинга связаны с регистрацией изменений характеристик электромагнитного излучения, гамма-излучения, аномалий гравитационного и магнитного полей, а также регистрацией структурно-морфологических особенностей поверхности, регистрируемых различной аэрокосмической аппаратурой. Информативными признаками для поиска и разведки месторождений нефти и газа и оценки углеводородного потенциала аэрокосмическими методами являются: структурно-морфологические особенности линейно-амбонной сети и овально-кольцевых образований; специфические изометрические формы рельефа, выраженные слабыми неотектоническими поднятиями, наиболее благоприятные для расположения нефтегазовых ловушек; нефте- и газопроявления на морской поверхности за счет просачивания миграционных потоков углеводородов из нефтегазоносных структур морского дна, которые могут выявляться путем дистанционной регистрации вариаций полей спектральной яркости, температуры, гамма-излучения и аномалий магнитного и гравитационного полей в областях, связанных с нефтегазоносностью.

Основными информативными параметрами среды, регистрируемыми аэрокосмическими методами при экологическом мониторинге объектов нефтегазового комплекса на суше и на море, являются: тепловые контрасты в местах появления загрязняющих компонент за счет изменения физической температуры и коэффициентов излучения; контрасты яркости, возникающие за счет различия коэффициентов спектральных яркостей объекта и фона; изменения спектров флуоресценции; вариации диэлектрической проницаемости; деформации спектров поверхностного волнения за счет «выглаживания» его высокочастотных компонент при сбросе в морскую среду нефти, нефтепродуктов и газовых компонент; доплеровское смещение частоты радиолокационных сигналов из-за появления течений в области воздействия нефтегазовых объектов.

Эти признаки могут регистрироваться многоспектральной и гиперспектральной оптической аппаратурой дистанционного зондирования, ИК- и микроволновыми радиометрами, радиолокаторами, радиоинтерферометрами, альтиметрами, лазерными комплексами, средствами спутниковых навигационных систем, пассивными гамма-спектрометрами, активной аппаратурой, основанной на использовании и регистрации потоков частиц, а также аппаратурой для регистрации магнитного и гравитационного полей.

Продемонстрированы возможности применения аэрокосмических методов и технологий для мониторинга экологического состояния районов нефтедобычи, мониторинга трубопроводов с помощью двухчастотного радиолокатора, выявления нефтяных загрязнений морской поверхности, в том числе при аварии на нефтяной платформе в Мексиканском заливе, контроля ледовой обстановки в нефтегазовом районе Арктики.

Показано, что перспективы повышения эффективности использования аэрокосмических методов мониторинга для решения задач нефтегазового комплекса связаны с разработкой и использованием новых методов, технологий и аппаратуры дистанционного зондирования, обработки аэрокосмической информации, применением современных геоинформационных технологий, а также с комплексированием аэрокосмических и наземных данных.

Литература

1. *Абрамов О.И., Бондур В.Г., Васильчиков П.М., Пелевин В.В.* Авиационный флуоресцентный сканирующий лидар (флуоровизор) для мониторинга районов добычи и транспортировки углеводородов. В настоящей книге. 2012. С. 478–486.
2. *Аэрометоды геологических исследований.* Гл. ред. *Еремин В.К.* Лаборатория аэрометодов МГ СССР. Л.: «Недра». 1971. 704 с.
3. *Безопасность России. Безопасность трубопроводного транспорта.* М.: МГФ «Знание». 2002. 750 с.
4. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы в современной океанологии // Новые идеи в океанологии. Т.1. Физика. Химия. Биология. М.: Наука. 2004. С. 55 – 117+8 стр. цв. вклеек.
5. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследование Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17.

6. *Бондур В.Г.* Методы моделирования полей излучения на входе аэрокосмических систем дистанционного зондирования // Исследование Земли из космоса. 2000. № 5. С. 16–27.
7. *Бондур В.Г.* Оперативная дистанционная оценка состояния границы раздела атмосфера-океан по пространственным спектрам изображений // Оптико-метеорологические исследования земной атмосферы. Новосибирск: Наука. 1987. С. 217–230.
8. *Бондур В.Г.* Принципы построения космической системы мониторинга Земли в экологических и природно-ресурсных целях // Изв. ВУЗов. Геодезия и аэрофотосъемка. 1995. № 2. С. 14–38.
9. *Бондур В.Г., Воробьев В.Е.* Методы обработки аэрокосмических изображений, полученных при мониторинге объектов нефтегазовой отрасли. В настоящей книге. 2012. С. 395–409.
10. *Бондур В.Г., Гребенюк Ю.В.* Аэрокосмические методы определения рельефа дна в прибрежных зонах морей и океанов // Исследование Земли из космоса. 2000. № 6. С. 59–73.
11. *Бондур В.Г., Гребенюк Ю.В.* Дистанционная индикация антропогенных воздействий на морскую среду, вызванных заглубленными стоками: моделирование, эксперименты // Исследование Земли из космоса. 2001. № 6. С. 49–67.
12. *Бондур В.Г., Доброзраков А.Д., Курекин А.С., Курекин А.А., Пичугин А.П., Яцевич С.Е.* Рассеяние радиоволн морской поверхностью при бистатической локации // Исследование Земли из космоса. 2009а. № 6. С. 3–15.
13. *Бондур В.Г., Замшин В.В.* Космический радиолокационный мониторинг морских акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов. В настоящей книге. 2012. С. 255–271.
14. *Бондур В.Г., Зверев А.Т.* Космический метод прогноза землетрясений на основе анализа динамики систем линеаментов // Исследование Земли из космоса. 2005б. № 3. С. 37–52.
15. *Бондур В.Г., Зверев А.Т.* Метод прогнозирования землетрясений на основе линеаментного анализа космических изображений // Доклады Академии наук. 2005а. Т. 402. № 1. С. 98–105.
16. *Бондур В.Г., Зверев А.Т.* Механизмы формирования линеаментов, регистрируемых на космических изображениях при мониторинге сейсмоопасных территорий // Исследование Земли из космоса. 2007. № 1. С. 47–56.
17. *Бондур В.Г., Зверев А.Т., Гапонова Е.В.* Многоуровневый линеаментный анализ космических изображений западно-сибирской нефтегазоносной провинции. В настоящей книге. 2012. С. 92–102.
18. *Бондур В.Г., Зубков Е.В.* Выделение мелкомасштабных неоднородностей оптических характеристик верхнего слоя океана по многоспектральным спутниковым изображениям высокого разрешения. Часть 1. Эффекты сброса дренажных каналов в прибрежные акватории // Исследования Земли из космоса. 2005. № 4. С. 54–61.
19. *Бондур В.Г., Зубков Е.В.* Лидарные методы дистанционного зондирования загрязнений верхнего слоя океана // Оптика атмосферы и океана. 2001. Т. 14. № 2. С. 142–155.
20. *Бондур В.Г., Килер Р.Н., Старченков С.А., Рыбакова Н.И.* Мониторинг загрязнений прибрежных акваторий океана с использованием многоспектральных спутниковых изображений высокого пространственного разрешения // Исследование Земли из космоса. 2006. № 6. С. 42–49 + 9 стр. цв. вклеек.

21. *Бондур В.Г., Крапивин В.Ф., Савиных В.П.* Мониторинг и прогнозирование природных катастроф. М.: Научный мир. 2009б. 692 с. 22 цв. ил.
22. *Бондур В.Г., Чимитдоржиев Т.Н.* Дистанционное зондирование растительности оптико-микроволновыми методами // Изв. ВУЗов. Геодезия и аэрофотосъемка. 2008. № 6. С. 64–73.
23. Геоэкологическое обследование предприятий нефтяной промышленности, под. ред. *Шевнина В.А. и Модина И.Н.* М.: «Геомакс». 1999. 512 с.
24. *Глушков С.Н., Фадеев В.В., Филиппова Е.М.* и др. Проблемы лазерной флуориметрии органических примесей в природных водах // Оптика атмосферы и океана. 1994. Т. 7. № 4. С. 433–449.
25. Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь. Материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина, 18–22 октября 2010 г. (Отв. ред. ак. *А.Н. Дмитриевский*, д.г.-м.н. *Б.М. Валяев*). М.: ГЕОС. 2010. 712 с.
26. *Дейдан Т.А., Пацаева С.В., Фадеев В.В.* и др. Спектральные особенности флуоресценции нефтепродуктов в пленках и в объеме воды // Оптика атмосферы и океана. 1994. Т. 7. № 4. С. 455–463.
27. *Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е.* Газогидраты морей и океанов. М.: ООО «ИРЦ Газпром». 2009. 416с.
28. *Иванов А.Ю.* Стики и пленочные образования на космических радиолокационных изображениях // Исследование Земли из космоса. 2007. № 3. С. 73–96.
29. *Лаврова О.Ю., Костяной А.Г., Лебедев С.А.* и др. Комплексный спутниковый мониторинг морей России. М.: ИКИ РАН. 2011. 480 с.
30. *Лаврова О.Ю., Митягина М.И.* Спутниковый мониторинг пленочных загрязнений поверхности Черного моря // Исследование Земли из космоса. 2011. № 6. С. 55–63.
31. *Лопатин Д.В.* Использование орбитальной информации для изучения тектонического строения Северной Евразии // Исследование Земли из космоса. 1996. № 4. С. 93–100.
32. *Лялько В.И., Федоровский О.Д., Попов М.О.* и др. Многоспектральные методы дистанционного зондирования Земли в задачах природопользования. Киев: Наукова думка. 2006. 357 с.
33. *Межерис А.* Лазерное дистанционное зондирование. М.: Мир. 1987. 552 с.
34. *Огай Е.К., Уразаева С.Б., Петровский В.Б.* Новые перспективы и направления нефтегазопоисковых работ с использованием современных технологий дистанционного зондирования Земли // Геология и охрана недр. 2007. № 3. С. 82–89.
35. *Савин А.И., Бондур В.Г.* Научные основы создания и диверсификации глобальных аэрокосмических систем // Оптика атмосферы и океана. 2000. Т. 13. № 1. С. 46–62.
36. *Трифонов В.Г.* 30 лет геологических исследований с помощью космических средств. Тенденции, достижения, перспективы // Исследование Земли из космоса. 2010. № 1. С. 27–39.
37. *Харитонов А.Л., Хассан Г.С., Серкерев С.А.* Изучение глубинных неоднородностей тектоносферы и мантии Земли по спутниковым магнитным и гравитационным данным // Исследование Земли из космоса. 2004. № 3. С. 81–87.
38. *Хренов Н.Н.* Основы комплексной диагностики северных трубопроводов. Аэрокосмические методы и обработка материалов съемок. М.: «Газойл пресс». 2003. 352 с.

39. *Щепин М.В., Евдокимов С.В., Головченко Ю.В.* Выявление кольцевых структур по результатам обработки изображений космических снимком // Исследование Земли из космоса. 2007. № 4. С. 74–87.
40. Advanced Airborne Hyperspectral Imaging System (AAHIS): an imaging spectrometer for maritime application. M.A. Volker, R.G. Resmini, G.C. Mooradian, T.B. McCard, C.P. Warren, M.M. Fene. SETS Technology, Inc. Mililani, Hawaii. C.C. Coyle and R.D. Anderson. Science Applications International Corporation. San Diego, California. USA. 1996.
41. *Bass F.G., Fuks I.M., Kalmykov A.I., Ostrovsky I.E., Rosenberg A.D.* Very High Frequency Radiowave Scattering by Disturbed Sea Surface // IEEE Trans. Ant. Prop. 1968. AP-16. № 5. P. 554–568.
42. *Bondur V.G.* Complex Satellite Monitoring of Coastal Water Areas, 31st International Symposium on remote Sensing of Environment. ISRSE. 2006. 7 p.
43. *Bondur V.G.* Satellite monitoring and mathematical modelling of deep runoff turbulent jets in coastal water areas // in book Waste Water - Evaluation and Management, ISBN 978-953-307-233-3, InTech, Croatia, 2011, pp. 155-180 <http://www.intechopen.com/articles/show/title/satellite-monitoring-and-mathematical-modelling-of-deep-runoff-turbulent-jets-in-coastal-water-areas>.
44. *Elachi C., Brown W.E.* Models of radar imaging of the ocean surface waves // IEEE, Trans, Antennas and Propag. 1977. Ap. 25. № 1. P. 84–95.
45. *Etioppe G.* A Global Dataset of Gas and Oil Seeps: a new Tool for Hydrocarbon Exploration // Oil and Gas Business. 2009.
46. *Keelre R.N., Bondur V.G., Gibson C.H.* Optical satellite Imagery Detection of Internal Waves Effects from a Submerged Turbulent Outfall in the stratified Ocean // Geophysical Research Letters. Vol. 32. Z 12610, doi: 10.1029/2005GL022390. 2005.
47. *Lutomirski R.F.* Lidar remote sensing of ocean waters // Society of Photo-Optical Instrumentation Engineers. 1994. V. 2222. P. 12–19.
48. *MacDonald I.R.* Natural oil spills // Scientific American. 1998. 279(5). P. 51–66.
49. *Scantland S., Biegert E.K.* Radar locates offshore oil slicks // Earth Observation Magazine. 1996. 5. P. 30–32.
50. *Zlatopolsky A.* Description of texture orientation in remote sensing data using computer program LESSA // Gomp. Geosci. 1997. V. 23. № 1.

В.П. Гаврилов

1.2. Космический мониторинг современных процессов образования углеводородов

В соответствии с современными представлениями образование нефти и газа активно происходит и в наши дни. Углеводородный поток органического и неорганического происхождения достигает земной поверхности и рассеивается в атмосфере и гидросфере Земли. Существующие космические технологии могут фиксировать этот поток, что следует положить в основу разработки новых эффективных дистанционных методов поиска месторождений нефти и газа из космоса.

Теоретическим фундаментом обнаружения из космоса нефтяных и газовых скоплений в недрах Земли служит идея о современном быстро протекающем процессе нефтегазообразования в земной коре. В то же время классическая геология нефти и газа утверждает, что образование углеводородов – длительный процесс, протекающий миллионы лет. Представление о медленном образовании и накоплении нефти и газа, а, как следствие этого, об исчерпаемости и невозполнимости запасов углеводородов (УВ) в недрах Земли появились еще в начале прошлого века вместе с зачатками нефтегазовой геологии. Они базировались на умозрительном представлении о генерации нефти и газа как о процессе, связанном с отжиманием воды и углеводородов при погружении и возрастающем уплотнении осадочных пород с глубиной. Медленное опускание и постепенное прогревание нефтегазоматеринских свит, протекающее в течение десятков и сотен миллионов лет, и породили иллюзию об очень медленном процессе нефтегазообразования. Стало аксиомой, что чрезвычайно малая скорость образования залежей УВ несопоставима со скоростью извлечения нефти и газа при эксплуатации месторождений, поэтому углеводороды традиционно рассматриваются как невозполняемые минеральные ресурсы. Данная «аксиома» получила всеобщее признание и была положена в основу как экономических концепций, так и теорий нефтегазообразования (Касьянова и др., 2005; Соколов, Гусева, 1993; Сорохтин, Ушаков, 2002).

Однако суммирование ряда известных фактов и новые наблюдения показывают, что процесс миграции и формирования (или переформирования) залежей, вопреки идиомам, может происходить достаточно быстро, в течение нескольких лет (Гаврилов, 1998; Касьянова и др., 2005; Соколов, Гусева, 1993). Классическим примером в этом отношении являются месторождения в Терско-Сунженском районе (Чеченская Республика). Первые скважины там были пробурены в местах естественных нефтепроявлений в 1893 году неподалеку от г. Грозного и получили название Старогрозненского промысла.

За полвека эксплуатации из песчано-глинистых отложений неогенового возраста было извлечено около 100 млн. тонн нефти, в результате чего продуктивные пласты были истощены, и фонтанный способ добычи заменен насосным. Количество добытой нефти, по расчетам горного инженера Л.И. Баскакова – первооткрывателя грозненских залежей, не могло вместиться во всех известных структурах этого района и прилегающих к ним впадин.

К началу Великой Отечественной войны (1941 г.) все скважины сильно обводнились и некоторые из них пришлось законсервировать. Весь военный период (1941–

1945 гг.) они не работали. После наступления мира скважины были расконсервированы, и добыча восстановлена. Оказалось, что практически все высокообводненные скважины, на которых перед войной осуществлялся форсированный отбор, начали давать безводную нефть, то есть в течение 3–4 лет простоя произошло переформирование залежей: вода образовала новый водонефтяной контакт за счет эффекта «оседания».

В 50-х гг. прошлого столетия в этом же районе были открыты залежи нефти в более глубокопогруженных меловых горизонтах, которые следующие почти полвека являлись главным объектом нефтедобычи. Разработка велась с применением законтурного заводнения, и к концу 90-х гг. ситуация повторилась: большинство скважин были сильно обводнены, пластовое давление упало, существенно снизились дебиты. К тому же начались военные действия на территории республики, и эксплуатация месторождений прекратилась в течение последующих 5–7 лет. За это время восстановилось аномально высокое пластовое давление в верхнемеловых известняках. Выровнялось положение водонефтяного контакта, и процент воды в ряде эксплуатационных скважин существенно снизился. Более того, в последние годы наблюдается уникальное явление в районе Старогрозненского и Октябрьского промыслов – первые, мелкие скважины глубиной от первых десятков до сотен метров, эксплуатировавшие неогеновые песчаники, стали через затрубное пространство высачивать нефть на земную поверхность.

На одном из крупнейших в мире Ромашкинском нефтяном месторождении, которое разрабатывается уже более 60 лет, в последние годы у ряда старых скважин наблюдается своеобразное «второе дыхание». Практика показывает, что при разработке залежь в первую очередь отдает легкие фракции, а тяжелые выкачиваются последними. Поэтому в недрах Ромашинского месторождения нефть характеризуется повышенной вязкостью, преобладанием тяжелых фракций. Однако целенаправленное изучение физико-химических свойств нефти этого месторождения в последние 10 лет показало, что на фоне общего увеличения плотности в ряде скважин отмечено поступление легкой газированной нефти (Муслимов, 2004).

Татарскими геологами были оценены масштабы нефтегенерации доманиковскими нефтегазоматеринскими породами, которые по традиционным представлениям являются главным источником нефти для всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. По данным И.Н. Плотниковой, Д.К. Нургалиева, Р.Х. Муслимова в пределах Татарстана доманикиты могли произвести лишь 709 млн. т нефти (Плотникова, 2002). В то же время из недр месторождений этой республики уже извлечено почти 3 млрд. т нефти. В этом регионе имеются и другие несоответствия между наблюдаемыми фактами и классическими законами геологии нефти и газа. Так, на ряде залежей, по которым уже извлечены все балансовые запасы, добыча нефти продолжается. Некоторые скважины характеризуются пульсирующими режимами нефтедобычи: падение дебитов вдруг сменяется долговременным его ростом.

Татарский синдром отмечен и в других нефтедобывающих регионах России и прилегающих государствах. Так, зафиксированы месторождения (в т.ч. и на Северном Кавказе), где первоначально подсчитанные запасы нефти были многократно превышены в процессе многолетней разработки этих месторождений. Известны случаи рекордно длительной эксплуатации нефтяных скважин. Например, два мелких

месторождения в районе Цхенис-Цхали на границе Грузии и Азербайджана эксплуатируются уже с конца XIX века (со времени Нобеля) и до сих пор дают нефть.

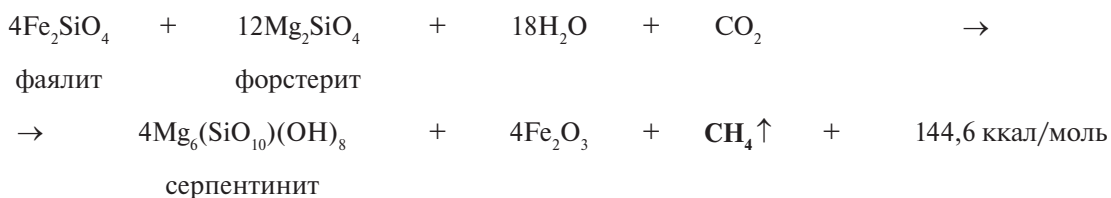
На ряде месторождений Западной Сибири также зафиксирован пульсирующий режим нефтедобычи. В качестве примера приведем кривые дебитов скважин Усть-Балыкского месторождения, которые показывают, что за период с 1967 по 1991 гг. дебиты в скважинах неоднократно возрастали и убывали (рис. 1.2.1 а–г). Такой же эффект отмечен и в районах Терско-Сунженской зоны Октябрьского месторождения (рис. 1.2.1д).

Широкое распространение имеют факты естественного высачивания нефти на поверхности дна Мирового океана. Они установлены во многих районах мира: у берегов Австралии, Аляски, Венесуэлы, Канады, Мексики, США, в Персидском заливе, Каспийском море, у о.Тринидат и т.д. Суммарные объемы самопроизвольного выхода жидких УВ составляют иногда значительные величины. Так, в морском бассейне Санта-Барбара у берегов Калифорнии лишь с одного участка дна поступает до 11 тыс. л нефти в сутки. Этот источник, действующий уже более 10 тыс. лет, был обнаружен в 1793 г. Д. Ванкувером (Соколов, Гусева, 1993).

Подсчеты, проведенные для Апшеронского полуострова, показали, что на земную поверхность посредством извержения грязевых вулканов выходят миллиарды кубометров газа и несколько миллионов тонн нефти в год. Всемирную известность получил храм огнепоклонников в Сураханах, где с XV в. из недр естественным образом истекает метановый газ.

Естественное выделение метана установлено в рифтовых долинах Мирового океана через т.н. «черные курильщики» — конусообразные вершины высотой в десятки и сотни метров. Специфика этого феномена в том, что вокруг этих вершин отсутствуют осадочные породы. Считается, что образование метана происходит здесь минеральным путем в низах океанической коры за счет гидратации железосодержащих основных пород морскими водами с растворенным углекислым газом.

Возможная реакция идет по следующей схеме:



По данным ряда ученых масштаб этого явления оценивается в 10 млн. т (10^9 м^3) метана в год (Сорохтин, Ушаков, 2002).

В современных океанах abiогенный метан рассеивается в морских водах, а потом уходит в атмосферу. Но если допустить, что рифтовые долины океана окажутся перекрытыми осадочными породами, то метан минерального происхождения начнет скапливаться в осадочных толщах. Тогда только за 1 млн. лет сможет накопиться 10^{15} м^3 метана, что соответствует всем выявленным запасам этого газа в мире.

Все эти примеры доказывают, что в современное время в земной коре активно протекают процессы миграции углеводородных флюидов и образования их новых

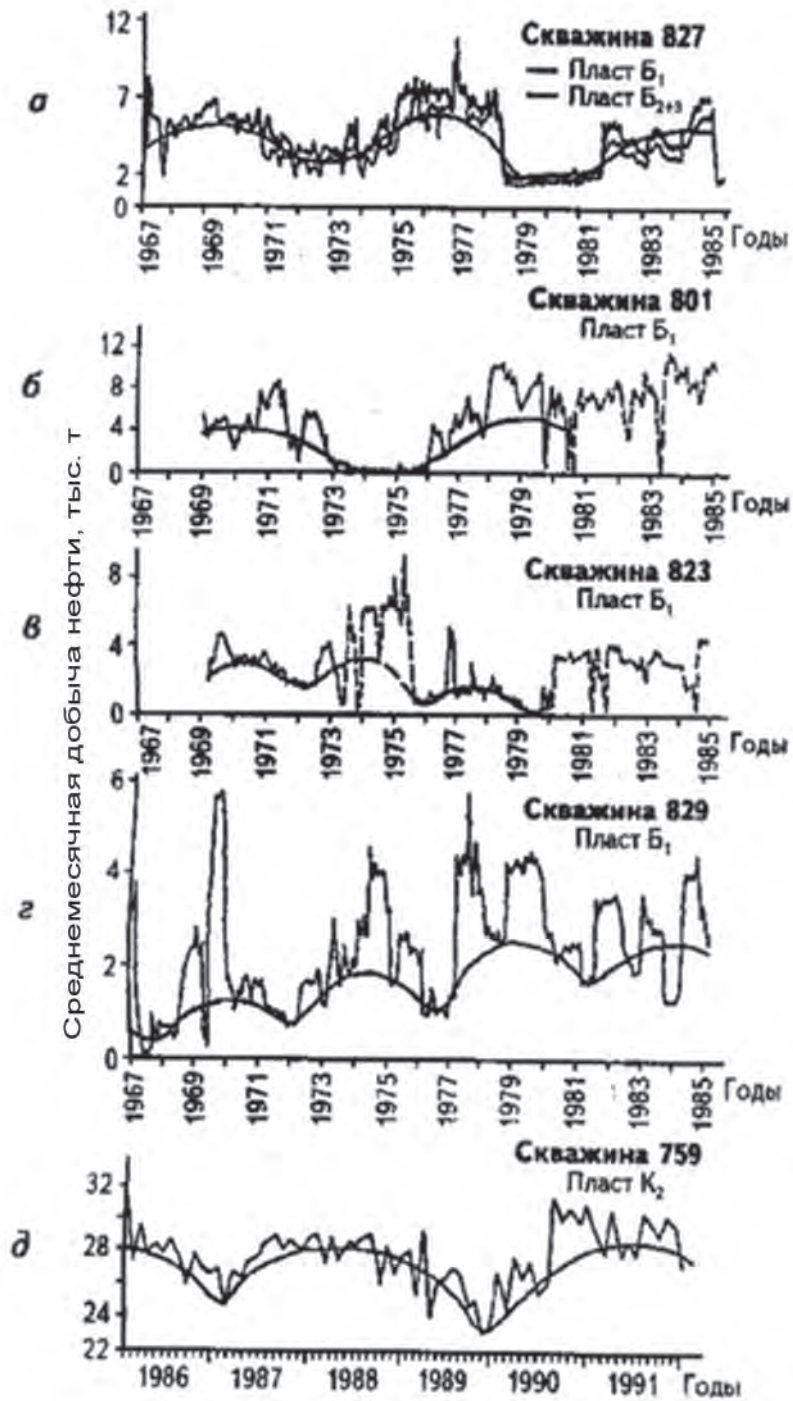


Рис. 1.2.1. Динамика среднемесячной добычи нефти по месторождениям: Усть-Балык, Западная Сибирь (а–г); Октябрьское, Терско-Сунженская зона (д) (Касьянова, 2005 г.)

скоплений. Классическая геология нефти и газа учит, что миграция углеводородов в породах происходит путем фильтрации, отжатия, диффузии и т.д. Процесс этот медленный, и заметное продвижение флюида происходит в течение тысяч и миллионов лет.

Однако наблюдения и опыты последних лет показывают, что движение флюида в пористых и трещинных пластах может происходить гораздо быстрее. Так, эксперименты, проведенные на Талинском месторождении Западной Сибири, установили, что скорость перемещения нефтяного флюида от скважины к скважине составляет почти 6 км в сутки (Запивалов, Попов, 2003).

В Терско-Сунженском регионе быстрота вертикальной миграции нефти достигает сотен метров в год или примерно 1 м в сутки. Скорость движения жидких углеводородов на дневную поверхность в масштабах всей планеты оценивается как $3,8 \times 10^6$ т в год. При такой интенсивности миграции только за четвертичный период (т.е. за последний миллион лет) из недр планеты естественным путем высочилось около 4×10^{12} т нефти, что в 2 раза превышает известные на сегодняшний день ее геологические запасы и в 7 раз больше извлекаемых запасов.

Эти и другие факты свидетельствуют о том, что движение углеводородного флюида в земной коре происходит с гораздо большей скоростью, чем это предполагалось ранее, процесс идет постоянно и продолжается в настоящее время. В соответствии с этим и формирование скоплений нефти и газа — постоянно действующий процесс: залежи углеводородов формировались и переформировывались в прошлые геологические эпохи, они формируются и сейчас, буквально на наших глазах. Причем скорость формирования залежей исчисляется не миллионами лет, а годами, она вполне сопоставима с жизнью человека. Так, например, в рифтовой впадине Калифорнийского залива, который начал раскрываться только 3–5 млн. лет назад, накопилась толща осадков мощностью до 4 км и с высоким содержанием органики. Под действием высокотемпературных гидротерм здесь уже образовалась жидкая незрелая нефть, чей возраст оценивается в несколько сотен лет (Соколов, Гусева, 1993).

Каковы же причины активного и быстрого современного образования и миграции углеводородов? Сторонники неорганической теории происхождения нефти и газа видят ее в дегазации мантии Земли. Вместе с другими газами, такими, как водород, углекислый газ, гелий, мантия «выдыхает» и углеводородные газы. Истечение минерального метана из низов коры и мантии посредством «черных курильщиков» отрицать нельзя. Однако нигде в рифтовых долинах Мирового океана не было обнаружено нефтяных источников. Кроме того, нефть — это не просто природное соединение, состоящее из смеси углеводородов сложного строения, различных минеральных добавок, порфирнов и т.д. При температуре в 300–400°C многие составные части нефтей разрушаются, например, порфирины. Сама нефть становится термодинамически неустойчивой и распадается до метана. Поэтому вряд ли нефти могли образовываться и сохраняться в мантии Земли, где температура составляет от 1300 до 3000°C.

Следовательно, надо искать другое объяснение феномену современного и быстрого «рождения» нефти. По нашему мнению, это результат стремительного по геологическим меркам процесса нефтегазообразования в специфических и ныне действующих **очагах рождения углеводородов**.

В соответствии с геодинамической концепцией образование нефти и газа может происходить различным путем: в крупных впадинах земной коры по класси-

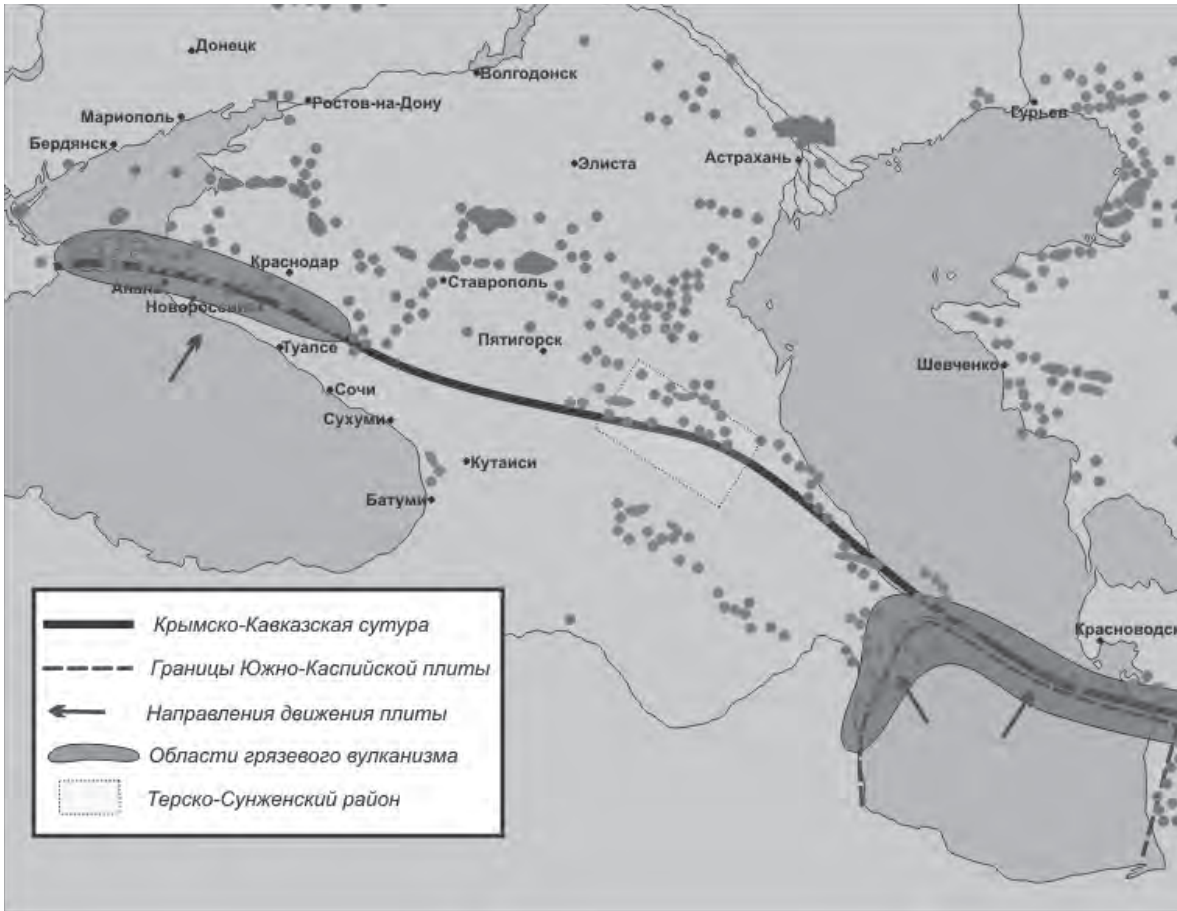


Рис. 1.2.2. Обзорная карта нефтегазоносности Предкавказья

ческой схеме; в рифтовых прогибах, возникающих при раскрытии океанических бассейнов; в зонах субдукции, где происходит столкновение литосферных плит, когда тонкая океаническая кора погружается под толстую кору материков (Гаврилов, 1998).

Применительно к Северному Кавказу и Терско-Сунженскому району, где и расположены месторождения Чеченской Республики, действует субдукционный механизм образования углеводородов. Вдоль всей Крымско-Кавказской сутуры – границы столкновения мелких плит с Восточно-Европейским континентом – в настоящее время происходит внутриконтинентальная субдукция (рис. 1.2.2). Особенно она заметна в Южно-Каспийской впадине. Последняя представляет собой оставшийся от океана Тетис внутриконтинентальный морской бассейн с мощной толщей пластичных плиоценовых отложений, обогащенных рассеянной органикой. Вместе с нижней частью литосферы часть этих осадков затягивается в верхнюю мантию Земли, где в условиях высоких температур и давлений происходит достаточно быстрая деструкция органики и синтез новых углеводородных молекул (рис. 1.2.3).

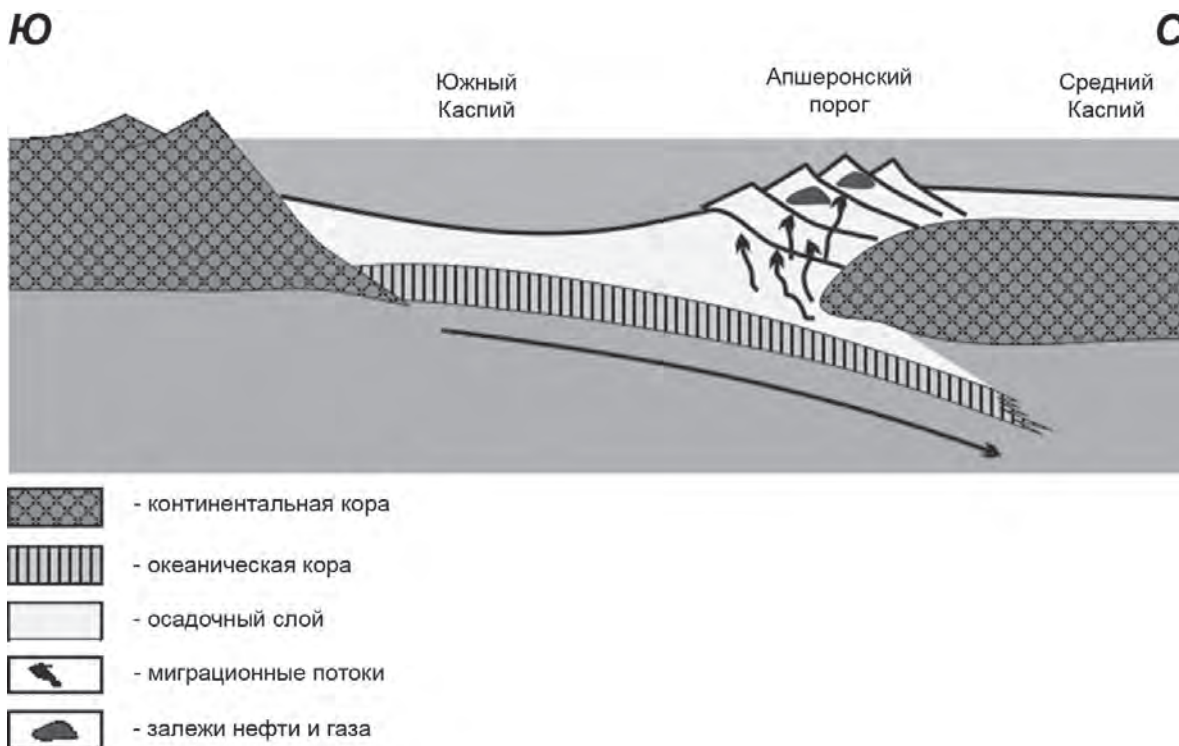


Рис. 1.2.3. Принципиальный геологический разрез через Южный Каспий

Процессы имеют, по-видимому, скачкообразный характер и протекают с большой скоростью. Их можно сравнить с искусственной перегонкой органики в лабораторных условиях, когда за короткое время, но при высокой температуре, из органического материала получали синтетическую нефть (опыт Н.Д. Зелинского, Г. Гёфера, К. Энглера и др.).

Вместе с водяным флюидом, который возникает при дегидратации осадков, затянутых в зону подвига, нефть и газ устремляются вверх по разломам, трещинам, порам и капиллярным каналам, мигрируют в осадочный чехол, пока не аккумулируются в залежь. Не перехваченные ловушками флюидные потоки из глубоких недр в ряде мест выходят на поверхность и образуют грязевые вулканы, которые извергают, как уже отмечалось выше, довольно большое количество углеводородного газа и нефти. Располагаются они, как правило, вдоль зон столкновения литосферных плит и являются очагами разгрузки флюидов, образующихся при погружении и дегидратации коры. В пределах Южного Каспия и прилегающих районов Восточного Азербайджана закартировано более 200 грязевых вулканов, а их корни, по данным сейсморазведки, лежат на глубинах до 20 и более км.

По мнению А.И. Алиева, грязевулканическая деятельность Южного Каспия свидетельствует об интенсивной генерации углеводородных газов (УВГ). Причём эти процессы наиболее активно протекают в низах осадочного чехла (Алиев, 2006).

От Апшеронского полуострова до Челекенского по дну Каспийского моря протянулось крупное валообразное поднятие – т.н. Апшеронский порог. К нему-то и

приурочено большинство знаменитых месторождений нефти Южного Каспия (см. рис. 1.2.2). По нашей модели, это не что иное, как аккреционная призма, т.е. комплекс осадочных пород, которые не «проскочили» в зону субдукции, а оказались «содраны» и собраны в своеобразную кучу. В ее пределах и создались благоприятные условия для накопления блуждающих углеводородных флюидов в залежи.

На Ромашкинском месторождении действует другой механизм пополнения запасов. Здесь, в толще кристаллических пород земной коры, в фундаменте лежит мощный пласт высокоглиноземистых гнейсов (толщиной до 5–6 км), так называемая большечеремшанская серия. Ее возраст более 3 млрд. лет (архейская эра), в составе древних пород содержится много графита (до 15%). Графит же состоит из углерода, изучение изотопного состава которого указывает на его биогенное происхождение. Под действием высоких температур и водородного флюида недр из углерода происходит образование углеводородных соединений, которые по разломам и трещинам мигрируют в пористый осадочный слой коры.

Интересно, что практически все месторождения нефти и газа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции лежат в ареале действия этого графитового пласта (рис. 1.2.4). На западе и северо-западе Татарстана, где графитсодержащие толщи отсутствуют, исчезает и нефтегазоносность осадочного чехла (Лапинская и др., 2002).

Изучение подземных вод фундамента Татарстана показало, что его газонасыщенность (390–450 см³/л) не уступает водам девонских отложений (298–476 см³/л). В составе газов до 16% углеводородов, что сопоставимо со значениями этого показателя для девонских вод Ромашкинского месторождения (Плотникова, 2002). В фундаменте этого региона установлены в большом количестве битумоиды, в которых присутствуют углеводороды от C₁₄ до C₃₃. По данным ряда ученых, битумоиды фундамента Татарии – это следы миграции нефтенасыщенных флюидов, так называемые битумы миграционных потерь. Сравнение углеводородного состава битумоидов фундамента и нефтей Ромашкинского и Новоелховского месторождений позволило установить сходство углеводородного состава экстрактов и нефтей.

Говоря о современных процессах образования нефти и газа и формирования их залежей, нельзя обойти молчанием Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию, где концентрируется половина всех начальных суммарных ресурсов углеводородов России и половина всех перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа. Согласно геодинамической модели нефтегазообразования, в пределах Западно-Сибирской провинции действовал рифтогенный режим, предопределивший масштабы генезиса углеводородов в этом регионе. В конце перми – начале триаса (примерно 230 млн. лет назад) земная кора Западной Сибири испытала мощный удар подземных сил в виде глубинного плюма. Кора треснула, разошлась, и на месте континентальной суши возникли рифты, а потом и узкий Палеообский океан, напоминающий современное Красное море. Причем максимальное раскрытие океана было на севере (современные полуострова Гыдан и Ямал). Энергия недр относительно быстро иссякла, и настоящий океан на месте современной Западной Сибири так и не раскрылся. Поэтому Западную Сибирь иногда называют несостоявшимся океаном. Однако эти события оказались решающими для последующего нефтегазообразования и нефтегазонакопления в этом регионе.

Во-первых, мантийный плюм принес огромную тепловую энергию, которая хорошо прогрела недра центральной части Западной Сибири. До сих пор они здесь

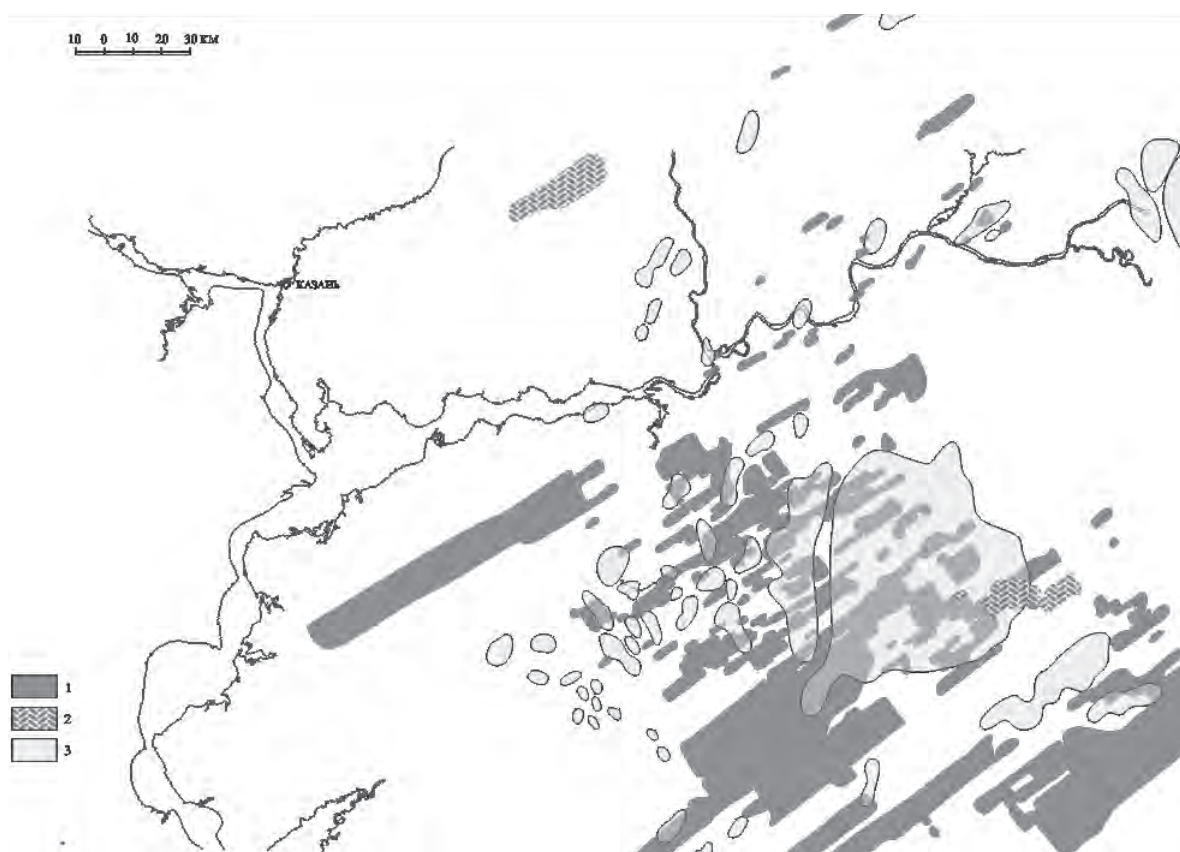


Рис. 1.2.4. Распространение пород большечеремшанской серии Татарстана (Лапинская и др., 2002): 1 – большечеремшанская серия, 2 – верхнеархейско-нижнепротерозойские высокоглиноземистые образования, 3 – месторождения нефти

более нагреты, чем в соседних районах. Следовательно, именно здесь создавались наиболее благоприятные условия для преобразования рассеянной органики в углеводороды.

Во-вторых, в рифтовой долине Палеообского океана, по-видимому, протекали процессы минерального образования углеводородных соединений по приведенной выше схеме. Процесс этот продолжается и поныне. Однако в отличие от современных рифтовых долин Мирового океана, рифтовая долина Палеообского океана оказалась сравнительно быстро перекрытой осадками, которые воспрепятствовали рассеиванию метана и принуждали его концентрироваться в породных резервуарах. Истечение метана из погребенной рифтовой системы подпитывало и подпитывает углеводородами всю Западно-Сибирскую провинцию. Последняя представляет собой огромный водонапорный мегабассейн, в песчаных и глинистых породах которого находится $5 \cdot 10^{14}$ м³ пластовых вод. В этих водах растворено $1,5 \cdot 10^{15}$ м³ метанового газа, что на порядок превышает все выявленные и невыявленные ресурсы нефти и газа в этом регионе.

К центру и к северу провинции, т.е. там, где находится погребенная рифтовая долина Палеообского океана, возрастает газонасыщенность пластовых вод всех водоносных комплексов до $3000 \text{ см}^3/\text{л}$, возрастает жирность метановых газов, их упругость и т.д. В этих же районах существенно повышается и концентрация запасов нефти и газа Западной Сибири. Не является ли это свидетельством того, что погребенная рифтовая долина Палеообского океана служит постоянно действующим источником углеводородов, который подпитывает весь Западно-Сибирский мегабассейн вот уже не один миллион лет? При чем углеводороды могут быть как органического, так и минерального происхождения.

Без допущения постоянно действующего очага нефтегазообразования не обойтись при оценке баланса углеводородной системы Западной Сибири. Весь объем углеводородной сферы этого региона можно оценить, сложив содержания метановых газов в подземных водах ($1,5 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$), количество метана, сорбированного глинистыми породами, составляет $2 \cdot 10^{14} \text{ м}^3$, а количество нефти и газа в установленных залежах и невыявленных ресурсов – примерно $2 \cdot 10^{14} \text{ м}^3$. В сумме это составит $2 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$, т.е. две тысячи триллионов м^3 УВ.

В соответствии с классическими канонами теории нефтегазообразования, примерно такое же количество углеводородов могло произвести все органическое вещество, рассеянное во всех осадочных породах Западно-Сибирской провинции (Конторович, 2008). Вроде бы углеводородный баланс сходится. Однако при этом не учитывается фактор рассеивания углеводородных газов через толщу пород в атмосферу.

Все нефтегазоносные бассейны – это открытые системы, постоянно теряющие в атмосферу различные газы, в т.ч. и углеводородные, за счет их ухода по разломам, трещинам, путем диффузии и просачивания через покрышки, даже если они сложены такими плохо проницаемыми породами, как каменная соль. В Западной Сибири же – это глинистые пласты мощностью порой всего 25–30 м. Геохимическая съемка, проведенная в этом регионе, показала, что практически на всех месторождениях происходит естественное просачивание углеводородов на поверхность.

В ряде случаев зафиксирована сквозная дегазация западно-сибирских недр – это районы Усть-Порта, Байдарацкая, Обская и Тазовская губы, поселок Ныда и др. Общие масштабы этих потерь не установлены. Однако, если ориентироваться на усредненные данные по земной поверхности, то ежегодно с Западно-Сибирской низменности в атмосферу уходит порядка $0,44 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ углеводородных газов. А это означает, что только за неоген-четвертичный период (т.е. последние 25–30 млн. лет) недра Западной Сибири должны были бы потерять $13 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$ газа, что примерно в 60 раз больше всех выявленных и невыявленных ресурсов углеводородного сырья региона. Этого, однако, не произошло только потому, что залежи Западной Сибири не только все время теряют газ или нефть, но и постоянно получают новые восстановительные порции углеводородов.

Таким образом, любая залежь жидких или газообразных углеводородов – это некая динамически равновесная, но в то же время открытая, диссипативная система, способная к самовосстановлению в относительно короткое время, измеряемое годами.

Эксплуатация залежи нарушает установившееся динамическое равновесие в пласте, возбуждая естественный подток углеводородных флюидов, которые начинают компенсировать величину отбора. Если при этом скорость извлечения (т.е. форсированный отбор) в разы превышает скорость естественного пополнения, то залежь истощается.

Мы рассмотрели на реальных примерах только три возможных механизма образования новых объемов нефти и газа, но в природе их может быть гораздо больше. В каждом конкретном случае действует свой источник углеводородов. В геологической истории Земли углеводородные соединения образовывались всегда, рождаются они и сейчас, на наших глазах, и процесс этот будет происходить и в будущем. Этим тезисом подтверждаются фундаментальные представления академика И.М. Губкина о том, что нефтегазообразование имеет глобальный и постоянный характер.

Факты, о которых говорилось, были известны сравнительно давно, но на них не обращали должного внимания, поскольку умы ученых истощались схоластическими спорами о том, каким образом образовались углеводороды: органическим или же неорганическим путем?

Геодинамическая модель нефтегазообразования допускает смешанный (микстгенетический, полигенный) генезис. Скорее всего, нефть – это результат природной «перегонки» рассеянной органики, а газ может иметь и минеральное происхождение. В наше время, когда мотив об исчерпаемости ресурсов нефти и газа звучит всё настойчивее, новые подходы к теории нефтегазообразования заслуживают большего уважения. Если их учитывать, то оценку ресурсов нефти и газа и разработку их месторождений надо строить на новых принципах.

Во-первых, в теории геологии нефти и газа должно найти достойное отражение существование очагов нефтегазообразования, с которыми связаны узлы или полюса нефтегазоаккумуляции. В задачу изучения нефтегазоносных бассейнов и областей необходимо включать не только выявление нефтегазоматеринских пород, коллекторских толщ, покрышек и ловушек, но и очагов нефтегазообразования, оценку их потенциальных возможностей по производству углеводородов, возможных путей миграции новых порций нефти и газа, установление месторождений, которые лежат на этих миграционных путях и имеют современную подпитку углеводородами.

Это необходимо учитывать при организации проведения аэрокосмического мониторинга.

Во-вторых, при эксплуатации залежи следует отказаться от «насильственных» технологий извлечения нефти и газа из продуктивных пластов, и, прежде всего, от форсированного отбора флюида, чем мы сейчас сильно грешим. Скорость отбора должна находиться в определенном соотношении со скоростью поступления УВ из очагов генерации. При этом условия одни месторождения будут определять уровень добычи, другие – находиться в естественном состоянии покоя для пополнения своих запасов.

Таким образом, скорректированные нефтегазодобывающие районы будут действовать сотни лет, давая устойчивую и сбалансированную масштабам генерации добычу нефти и газа. Из этого следует, что в технологический цикл разработки месторождений надлежит вводить **специальные реабилитационные периоды**, когда залежь или месторождение выводится из эксплуатации и пополняет свои ресурсы за счет естественной энергии пласта и подтока углеводородного флюида. Именно такой принцип «щадящей» разработки, подобно принципу культивации лесных угодий, должен стать, на мой взгляд, важнейшим в дальнейшем развитии теории и практики разработки нефтяных и газовых месторождений.

В-третьих, сделанные утверждения следует рассматривать как принципиальную постановку проблемы. Далеко не все еще ясно, многое не доказано, ряд положений требует проверки, дополнительного и целенаправленного изучения. Отсюда вытекает

необходимость организации и проведения комплексных фундаментальных исследований по данной проблеме, включая создание натурального полигона для организации мониторинговых наблюдений. В качестве одного из наиболее эффективных методов мониторинга могли бы явиться космические методы. В особенности они могут дать большой эффект при наблюдениях за морскими акваториями, где высачивающиеся углеводороды создают характерный эффект сипов.

Наконец, в-четвертых, используя эффект быстрого, современного нефтегазообразования в земной коре возможна разработка новых космических прямых методов поисков месторождений нефти и газа.

Литература

1. *Алиев А.И.* Грязевые вулканы – очаги периодической газогидродинамической разгрузки быстропогружающихся осадочных бассейнов и важные критерии прогноза газоносности больших глубин // Геология нефти и газа. 2006. № 5. С. 126–134.
2. *Гаврилов В.П.* Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия // Геология нефти и газа. 1998. № 6. С. 2–12.
3. *Запивалов Н.П., Попов И.П.* Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Изд-во СО РАН. 2003. 197 с.
4. *Касьянова Н.А., Чижов С.И., Репей А.М., Брюх О.В.* К вопросу о возможности современного восполнения запасов нефтегазовых залежей. В кн. «Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов». М.: ГЕОС. 2005. С. 192–194.
5. *Конторович А.Э.* Геология нефти и газа: Избранные труды. Т. I. Геология нефти и газа Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС. 2008. 504 с.
6. *Лапинская Т.А., Попова Л.П., Постников А.В.* Древнейшие метаморфические толщи фундамента как возможный источник углеводородов осадочного чехла. В кн. «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов». М.: РГУНГ. 2002. С. 65–75.
7. *Муслимов Р.Х.* Потенциал фундамента нефтегазоносных бассейнов // ТЭК. 2004. № 2. С. 44–46.
8. *Плотникова И.Н.* Зоны разуплотнения кристаллического фундамента Волго-Уральской антеклизы как потенциальные нефтегазовые объекты. Автореферат дис. на соискание уч. степ. докт. г.-м.н. Казань. 2002. 46 с.
9. *Соколов Б.А., Гусева А.Н.* О возможной быстрой современной генерации нефти и газа // Вестник МГУ. Сер. Геология. 1993. № 3. С. 39–46.
10. *Сорохтин О.Г., Ушаков С.А.* Развитие Земли. М.: Изд-во МГУ. 2002. 360 с.

П.Г. Терещенко

1.3. К определению новых задач для аэрокосмического мониторинга объектов нефтегазового комплекса

Введение

Для совершенствования и расширения направлений использования средств аэрокосмического мониторинга необходимо ставить новые задачи и развивать новые методы проектирования объектов нефтегазового комплекса. Например, достигнутое спутниковой геодезией разрешение в 1–3 мм (Панжин, 1999), очевидно, уже позволяет ставить задачи экспериментального исследования колебательных подвижек трубопроводов и локальных объектов, теоретические модели которых уже давно предлагались, в частности, в (Терещенко, 1991). Успешное развитие данной аэрокосмической тематики в целом может осуществляться в условиях новой экономики, основанной на знаниях. Для такой экономики постановку новых задач для применения аэрокосмических методов и технологий в нефтегазовом комплексе можно определить как создание новых знаний организациями-участниками рынка методов и технологий аэрокосмического мониторинга с целью последующего создания ими новых продуктов и услуг для решения таких задач и получения конкурентных преимуществ.

Изучение опыта работы передовых в экономическом отношении фирм Японии, США и стран Европы в условиях экономики, основанной на знаниях, позволило ученым разработать различные методы и технологии для ускорения использования новых знаний в организации. Они направлены, в основном, на повышение творческой активности отдельных сотрудников за счет рациональной организации творческих информационных процессов.

В данном разделе книги на реальных примерах изучения новых задач для аэрокосмического мониторинга описаны основы предложенной автором модели создания знаний в организации (модель ОЦП-ПР), которая отличается от ближайших аналогов более широкими функциональными возможностями и повышенной эвристической ценностью (Терещенко, 1989, 1991, 2003, 2008). В качестве примеров изучаются модели возможных колебательных механизмов, необъяснимых случаев «всплытия» подземных магистральных трубопроводов под действием сейсмических, приливных и других сил, а также два примера решения проблем проектирования и эксплуатации площадных объектов нефтегазового комплекса (Терещенко, 1991, 2002, 2009).

Ближайшим аналогом модели ОЦП-ПР является модель SECI, описывающая процессы создания знаний (Нонака, Такеучи, 2003). В настоящее время это самая известная модель знаниевой экономики. Английская аббревиатура SECI означает четыре перехода «формализованных» и «неформализованных» знаний друг в друга: социализация, экстернализация, комбинация, интернализация. Полезный эффект от применения модели SECI для генерации знаний авторы, по-видимому, видят в активизации сложных психологических механизмов творческого мышления сотрудников организации путем указанных манипуляций с «формализованными» и «неформализованными» знаниями.

Сами авторы, японские ученые И. Нонака и Х. Такеучи, подчеркивают, что в своей теории ими «рассматривается именно создание знания, а не знание само по себе».

Ограничения функциональных возможностей модели SECI только «процессом создания», «деятельностью по созданию» знания без определения самого нового знания, по нашему мнению, являются ее недостатком.

Другим недостатком модели SECI, построенной на основе закономерностей взаимодействия «формализованных» и «неформализованных» знаний сотрудников и организации, является ее низкая эвристическая ценность для определения «какие знания, где и как искать». По нашему мнению, этот недостаток связан с тем, что указанная пара свойств знания организации выбрана авторами произвольно, а теория построена без систематического учета известных закономерностей системного подхода и диалектики.

В предложенной нами модели ОЦП-ПР по созданию новых знаний в знаниевой экономике указанных недостатков нет. Расширение функций и повышение эвристической ценности в модели ОЦП-ПР обеспечено тем, что в ее основу положена общая модель диалектического развития объекта (знания). По этой модели новое знание создается по следующей схеме: реализация основного (целевого) в объекте – изучение побочных свойств объекта и выделение среди них критических побочных свойств (факторов риска) – перекалфикация критических побочных свойств в полезные основные (целевые) свойства объекта – развитие основного объекта за счет диалектического перехода перекалфицированного побочного в основное.

По этой схеме новое знание об объекте будет создано, если оно в виде перекалфицированного побочного свойства объекта перейдет в его основные свойства. Например, если в результате исследования методами спутниковой геодезии будет доказано, что упомянутые «колебательные механизмы» (побочные свойства трубопровода) действительно влияют на положение трубопровода, то их после этого следует учитывать при проектировании (исходная система проектирования и эксплуатации получит развитие). То есть данный факт, согласно канонам знаниевой экономики, становится новым знанием организации, повышающим ее конкурентоспособность.

Теоретические основы модели ОЦП-ПР

Все свойства объекта можно разделить на две части: основные (О) (целевые) свойства и побочные (П) свойства. Побочные свойства проявляют себя при данных условиях, в частности, в том, что для их существования требуется расход определенных материальных, энергетических и информационных ресурсов. Но в отличие от основных свойств побочные свойства не несут целевой нагрузки в объекте (например, тепловые потери в машинах). Побочные свойства могут становиться основными с образованием нового качества объекта.

Из-за подвижности границ между П и О свойствами, практическое разделение свойств объекта на две группы – «основные (целевые)» и «побочные» – осуществим, если объект можно представить на какой-то отрезок времени в виде закрытой системы «объект – система» (ОС), в которую входят О и П свойства объекта. В этом случае, если произойдет изменение основных свойств объекта, то оно может случиться только за счет перехода одного или части П свойств в О свойства с изменением исходного качества объекта и ОС в целом.

Например, П свойство двигателя автомобиля (как объекта) «перегреваться» может быть устранено путем изменения его системы охлаждения, т.е. изменения одного из О

(целевых) свойств конструкции автомобиля. Для того, чтобы можно было в данном случае представлять автомобиль в виде развивающегося закрытого ОС, очевидно необходимо, чтобы в состав ОС входило кроме самого автомобиля, все необходимое для реализации описанного изменения. Сюда, по-видимому, необходимо включить определенные отделы научно-исследовательских организаций, заводы и другие подсистемы научно-технического прогресса и организационной системы, имеющие отношение к данной работе. Вся эта «добавка» («побочная реальность») в ОС является побочной к объекту.

Таким образом, в основе нашей познавательной модели развития объекта лежит модель взаимодействия основных (целевых) и побочных свойств объекта.

Для определенности данное методологическое направление системных исследований объектов назовем побочно-целевым подходом (ПЦП). Будем предполагать, что «творческим началом» обладают только П свойства, т.е. объект сам по себе не является саморазвивающимся. Он может развиваться только за счет взаимодействия со средой его реализации в системе ОС через П свойства. Данное допущение, по нашему мнению, является вполне корректным.

Дадим системную интерпретацию законов диалектики в терминах побочно-целевого подхода.

Закон единства и борьбы противоположностей (закон взаимопроникновения противоположностей).

Этому главному из трех законов диалектики в системном побочно-целевом подходе соответствуют закономерности существования и взаимодействия в «объекте-системе» двух его главных частей: основной (целевой) и побочной.

Закон отрицания отрицания.

Диалектическому закону отрицания отрицания в системном побочно-целевом подходе соответствует самое важное из побочных свойств любого объекта природы, общества и мышления – способность переходить при соответствующих условиях из категории побочного в категорию основного (целевого) и наоборот.

Закон перехода количества в качество.

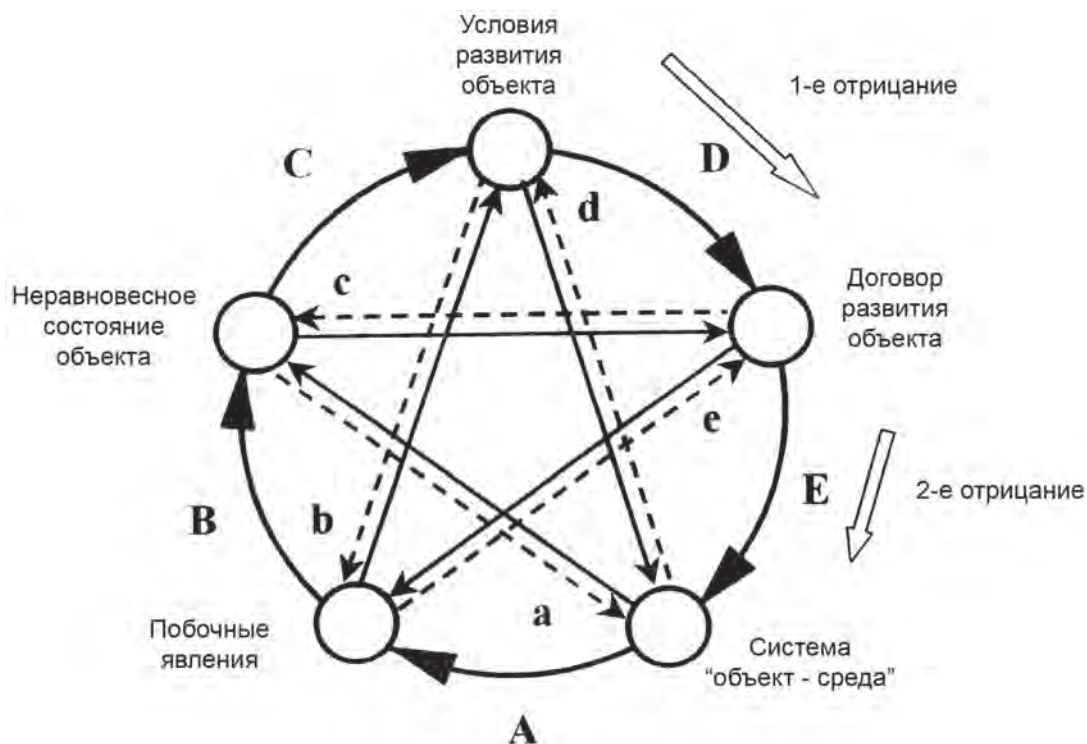
В диалектике системного побочно-целевого подхода закону перехода количества в качество соответствует самый важный результат действия второго принципа *переходности побочных свойств в основные и наоборот*. Этот результат заключается в том, что у «объекта-системы» после такого перехода (количественное изменение) возникают новые свойства (качественное изменение).

Принципиальная схема модели ОЦП-ПР

На рис. 1.3.1 показана принципиальная схема модели ОЦП-ПР. Она отражает процессы интерпретации диалектического развития объекта в виде пяти взаимодействующих систем.

Это схема рождения в предметной области ОС одной за другой систем, специализированных по аспектам процесса диалектического саморазвития объекта. Исследователь по данной схеме как по путеводителю может проследить действия этих систем и интерпретировать соответствующие аспекты развития системы своих знаний или знаний организации.

Система «объект-среда» активизирует проявление в предметной области той же ОС определенной системы «побочных явлений» (ПЯ). Система ПЯ активизирует проявление



A, B, C, D, E - активация;
 a, b, c, d, e - угнетение (сплошные линии),
 противоугнетение (пунктирные линии)

Рис. 1.3.1. Схема модели ОЦП-ПР

ние соответствующей системы отношений в ОС, характеризующих «Неравновесное состояние объекта» (НСО). НСО будет активировать появление различных путей стабилизации объекта. Наиболее реальными для реализации, очевидно, будут условия стабилизации, связанные с развитием объекта. Это должно быть развитие, т.е. такое изменение, которое характеризуется определенной направленностью, необратимостью и закономерностью. Обозначим на данной схеме этот блок проблем как система «Условия развития объекта» (УРО).

С появлением первого УРО по какому-либо конкретному критическому П свойству в предметной области ОС запускается процесс 1-го отрицания (переквалификации П свойства). Этот процесс активирует возникновение и развитие следующей системы «Договор развития объекта» (ДРО).

С порождением конкретного ДРО по конкретному П свойству процесс 1-го отрицания (переквалификации) формально заканчивается и начинается процесс 2-го отрицания. В результате выполнения ДРО происходят изменения структуры и свойств исходной системы ОС. Этим заканчивается процесс саморазвития объекта путем перехода П свойства объекта в число его О свойств.

Реально длительность процессов 1-го и 2-го отрицаний может быть значительной. Например, по нашей оценке, длительность данных процессов при включении «мнимых чисел» в состав алгебраической системы составила, соответственно, 60 и порядка 230 лет.

Очевидно, было бы любопытно и полезно определить реальную длину периодов процессов 1-го и 2-го отрицаний для различных примеров развития аэрокосмических методов и технологий, используемых для решения задач нефтегазового комплекса.

Используя показанные на схеме модели ОЦП-ПР (см. рис. 1.3.1) связи угнетения и противоугнетения, можно для конкретных примеров найти подходящие для них интерпретации. Из них, в частности, можно выявить и существенные для практики условия для ускорения процессов создания знаний.

Типовые схемы рассуждений при создании новых знаний по модели ОЦП-ПР

В процессе квалификации критических факторов рисков исследователь пытается их изменить, с целью включения в состав проекта управления рисками объекта. Этой сложной операцией проектировщик практически реализует диалектический закон отрицания отрицания. Первое отрицание критического фактора риска происходит в виде изменения к нему точки зрения исследователя. При этом должны сниматься его неопределенность и основные критические противоречия с объектом, выявляются положительные свойства данного фактора. Эту стадию реализации закона отрицания отрицания по отношению к критическим факторам риска мы относим к стадии их *переквалификации*.

Второе отрицание критического фактора реализуется путем включения его в состав целевого объекта проектирования в виде элемента системы управления риском. В результате изменяется структура целевого объекта – системы и, как следствие, у него возникают новые свойства.

В целом, задачи определения и *переквалификации* факторов риска относятся к творческим и имеют изобретательский и открывательский уровень сложности для решения. Поэтому для систематического решения этих двух задач для проектных организаций должны быть разработаны эффективные методические средства.

Рассмотрим предлагаемые в модели ОЦП-ПР типовые схемы рассуждений (алгоритмы переквалификации) в соответствии со схемой пяти систем (см. рис. 1.3.1), при переквалификации факторов проектных рисков. Для этого воспользуемся несколькими примерами рассуждений автора, предлагавших в разное время переквалифицировать те или иные факторы рисков для проектов сложных объектов нефтегазового комплекса (НГК) (Терещенко, 1991, 2002, 2009).

Пример 1. Переквалификация фактора неопределенности причин имеющихся на практике необъяснимых случаев «всплытия» отдельных участков подземных магистральных трубопроводов, образования и роста на них арок и т.д. (Терещенко, 1991).

Алгоритм переквалификации:

1. Определение новой точки зрения на фактор проектного риска (начальная стадия переквалификации).

Проблема устойчивости подземных морских и сухопутных трубопроводов в научном отношении является пока не решенной до конца. Подтверждение этому – до-

вольно частые случаи всплытия находящихся в эксплуатации трубопроводов, образования и роста на них арок и т.д. Объяснения имеющихся фактов ошибками проектировщиков или строителей не всегда бывают убедительными.

На наш взгляд, одной из основных причин «неожиданных» потерь устойчивости трубопроводов в процессе эксплуатации является неадекватность использованных в таких случаях методов проектирования, рассматривающих подземные трубопроводы как квазистатические системы, а также сводящих проектирование к простым проверочным расчетам отдельных участков трассы на критические нагрузки.

2. Переквалификация значения фактора проектного риска (первое отрицание).

Один из видов возмущений, действующих на подземные газо- и нефтепроводы, который необходимо принимать во внимание при расчетах на устойчивость положения, представляет собой колебательные силы, возникающие от микросейсмических и приливных колебаний, обусловленных силами притяжения Луны и Солнца, а также от технологических колебаний давления и температуры продукта перекачки.

Дело в том, что колебания оболочки трубы передаются в виде силовых колебательных импульсов окружающему грунту, и характер колебаний может оказаться подходящим для направленного изменения характеристик грунта или направленного переноса отдельных частиц или части массы грунта. Логично предположить, что в определенных условиях изменение характеристик грунта засыпки, а также его направленный перенос могут приводить к всплытию трубопровода.

По нашему мнению, наиболее реальными и перспективными для дальнейшего исследования являются следующие три характерных типа колебательных механизмов всплытия подземных трубопроводов: подъем трубы за счет самоподсыпки грунтом; всплытие трубы за счет изменения вязкости грунта засыпки; всплытие трубы за счет изменения плотности жидкой грунтовой среды.

Полученные теоретические модели этих типов колебательных механизмов всплытия подземных трубопроводов (Терещенко, 1991) позволяют более целенаправленно изучать данное явление. Прежде всего, надо определить условия возникновения колебательных сил в трубопроводе или в среде с прогнозируемыми по теории характеристиками. Особое внимание, по-видимому, следует уделить изучению, в том числе экспериментальными методами, колебаний арок. Аэрокосмические методы могут помочь в определении колебательных подвижек трубопроводов под действием микроземлетрясений и других видов колебательных движений грунта.

Явление колебательного всплытия должно быть характерно также и для компактных сооружений (фундаментов, зданий и др.).

Параметры использованных методических и технических средств спутниковой геодезии при проведенных исследованиях динамики смещений разломных зон в районе города Сургута (Панжин, 1999) показывают, что предложенные теоретические модели колебательного всплытия подземных трубопроводов могут быть уже сейчас подвергнуты экспериментальной проверке существующими средствами. В указанной работе использовался комплект приборов фирмы Trimble (USA) серии 4600LS, включавший четыре GPS-приемника. Измерения производились по технологии дифференциальной GPS в непрерывном режиме с периодичностью съема показаний 5 секунд, 10, 15 и 30 минут. Продолжительность непрерывных наблюдений на каждом векторе была различной и составляла от 1,5 до 30 часов. Выполнение всех требований, предъявляемых к планированию и проведению измерений, а также к последующей обработке

экспериментальных данных, обеспечивает точность определения взаимного положения двух смежных приемников в пределах 1–3 мм.

В соответствии с полученными частотами, сооружения подвергнутся не менее 500000 циклам нагружения в год. Максимальная абсолютная величина горизонтальных деформаций составляла 35–57 мм, а относительные достигали $(1,03–1,17) \cdot 10^{-3}$. Для вертикальных деформаций максимальные величины составляли, соответственно, 86–108 мм и $(1,46–2,69) \cdot 10^{-3}$. Частотные характеристики колебаний смещений и деформаций в исследуемой местности имеют достаточно широкий характер, но наиболее четко выделяются гармоника с продолжительностью периодов от 30 до 60 минут.

3. Включение фактора проектного риска в состав проекта управления риском (второе отрицание).

Включение колебательных механизмов «всплытия» подземных трубопроводов в число задач проектирования и предпроектных исследований будет означать, что данный фактор является реальным и точка зрения, обоснованная на первом и втором шаге данного алгоритма переквалификации, является верной. В противном случае потребуются дополнительные научные исследования побочных явлений, связанных с взаимодействием трубопровода с грунтом засыпки, с выдвиганием других точек зрения.

Пример 2. Переквалификация фактора неадекватного регионального программирования развития внешних сетей нефтегазового комплекса, связанного с риском потери управления этим процессом и значительным нарушением окружающей среды (Терещенко, 2002).

Алгоритм переквалификации:

1. Определение новой точки зрения на фактор проектного риска (начальная стадия переквалификации).

Известны сравнительно ограниченные по площади регионы с большим числом открытых нефтяных и газовых месторождений и перспективных структур. Это, например, Тимано-Печорский регион, Ямало-Обско-Тазовский и др. Существует проблема создания в процессе развития НГК в данных регионах экологически безопасной рациональной конфигурации внешних коммуникационных сетей нефтегазопромыслов (газопроводов, нефтепроводов, конденсатопроводов, линий электроснабжения и других линейных объектов).

В проектах освоения одиночных или небольших групп месторождений в подобных регионах (в России и за рубежом) конфигурации сетей в масштабе всего региона обычно не учитываются. Выбор локальных внешних сетей (ВС) для конкретного месторождения в основном определяет создавшаяся на данный момент проектная ситуация с уже имеющимися сетями непосредственно в районе месторождения и условия минимизации затрат.

По нашему мнению, рациональное управление этими процессами в масштабе больших регионов должно вестись прямо и регулярно на основе научно обоснованных эвристических методов адаптивного управления.

Этот подход, во-первых, не должен существенно изменить сложившуюся практику проектирования локальных сетей (иначе он был бы не реальным), во-вторых, адаптивное управление является, как известно, адекватным средством для управления объектами в условиях неопределенности.

2. Переквалификация значения фактора проектного риска (первое отрицание).

Для конкретизации желаемой структуры системы ВС к концу периода наибольшего развития НГК, очевидно, наиболее целесообразно задать (прогнозировать) основу сети: вид ее суперколлектора, схему допустимых коридоров, основные принципы проектирования ВС. В этих случаях можно в значительной степени уменьшить неопределенность параметров развития конфигурации ВС в течение жизненного цикла НГК и с самого начала создания НГК решать задачу построения ВС на научной основе.

3. Включение фактора проектного риска в состав проекта управления риском (второе отрицание).

Управление риском от данного фактора должно быть направлено на решение проблемы мониторинга территории, геоэкологии и природопользования, разработку рекомендаций по законодательному управлению проектированием ВС в крупных нефтегазодобывающих регионах России.

Пример 3. Переквалификация фактора неопределенности развития инфраструктуры региона, связанного с риском выбора ненадежного варианта направления для внешнего транспорта продукции месторождения и необходимости значительных переделок проекта (Терещенко, 2009).

Алгоритм переквалификации:

1. Определение новой точки зрения на фактор проектного риска (начальная стадия переквалификации).

Основной причиной медленного освоения большого числа открытых нефтяных и газовых месторождений в различных регионах Арктики России является почти полное отсутствие в них необходимой региональной инфраструктуры. Реальная задержка начала проектирования обустройства месторождений в подобных условиях связана еще с предвзятым ограничением традиционного подхода к проектированию подобных сооружений. Считается, что для начала проектирования обустройства месторождения необходимо определить направление внешнего транспорта продукции. Но это условие иногда можно снять.

Кроме этого традиционный целевой подход к проектированию внутреннего обустройства месторождений не учитывает, что проектные решения часто принимаются в условиях неопределенности.

2. Переквалификация значения фактора проектного риска (первое отрицание).

Предлагается на стадии проектирования внутреннего обустройства новых месторождений учитывать, что если проектные решения по их внешнему обустройству принимались в условиях неопределенности, то они в любое время могут быть заменены на альтернативные варианты, исходя из рыночных механизмов формирования направлений транспорта продукции в данном регионе.

3. Включение фактора проектного риска в состав проекта управления риском (второе отрицание).

Учет указанного типа неопределенности должен выражаться, в частности, в проектировании для данного месторождения структурно избыточного обобщенного генплана (ОГП) с обоснованием его параметров методами аэрокосмического мониторинга. ОГП обустройства месторождения, очевидно, будет устойчивым к возможным переделкам внешнего обустройства, если он одновременно удовлетворяет требованиям принятого варианта (целевого) и всем возможным другим (побочным) альтернативным вариантам обустройства.

Заключение

Рассмотрен вопрос совершенствования и расширения использования аэрокосмических средств для мониторинга объектов нефтегазового комплекса путем постановки новых задач и развития новых методов проектирования. Показано, что успешное развитие аэрокосмических методов и технологий в целом может осуществляться, в основном, в условиях новой экономики, основанной на знаниях.

Предложен и подробно описан новый подход к созданию знаний организации, основанный на общей модели развития (модель ОЦП-ПР). Данный подход имеет ряд преимуществ при решении подобных задач по сравнению с существующими аналогами, в том числе, по сравнению с популярной в настоящее время моделью SECI.

Эффективность модели ОЦП-ПР продемонстрирована на примерах определения новых реальных задач для аэрокосмического мониторинга объектов нефтегазового комплекса.

Литература

1. *Нонака Икуджиро, Такеучи Хиротака.* Компания – создатель знания. Зарождение и развитие инновации в японских фирмах / Пер. с англ. М.: ЗАО «Олимп – Бизнес». 2003. 384 с.
2. *Панжин А.А.* GPS-технологии в геодезическом мониторинге НДС техногенного участка // Геомеханика в горном деле / ИГД УрО РАН. Сборник научных трудов. Екатеринбург. 1999. С. 68–85.
3. *Терещенко П.Г.* Методы автоматизации системного проектирования и экспертизы объектов добычи газа. Обзор. информ. Сер.: Автоматиз., телем. и связь в газ. пром. М.: ВНИИЭГазпром. 1989. 35 с.
4. *Терещенко П.Г.* Вопросы методологии и автоматизации согласования объектов газовой промышленности и внешней среды при системном проектировании. Обзор. информ. Сер.: Автоматиз., телем. и связь в газ. пром. М.: ВНИИЭГазпром. 1991. 34 с.
5. *Терещенко П.Г.* Принципы управления развитием внешних сетей нефтегазопромыслов в регионах с большим числом месторождений // В книге: Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Выпуск 2. М.: ГЕОС. 2002. С. 358–363.
6. *Терещенко П.Г.* Побочно-целевой подход к определению природных и техноприродных опасностей // «РИСК-2003». Материалы Всероссийской конференции (26–27 марта 2003 г., г. Москва). М.: Изд-во Рос. университета дружбы народов. 2003. Т. 1. С. 260–264.
7. *Терещенко П.Г.* Побочно-целевой подход к проведению системных исследований // Философия и системная динамика XXI века: проблемы и перспективы. Материалы III Международной научной конференции (1-3 ноября 2008 г., ОмГУ). Омск: АнтропоТопос. 2008. Ч. 1. С. 221–229.
8. *Терещенко П.Г.* Принцип комплексного обустройства морских месторождений нефти и газа с элементами автономизации отдельных частей комплекса // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2009. № 1. С. 35–42.

Глава 2

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ НА ОСНОВЕ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Б.В. Георгиевский, А.В. Тевелев

2.1. Выявление структурно-геологических особенностей строения складчатых и складчато-надвиговых поясов на основе дешифрирования и интерпретации космических снимков

Введение

В последнее время материалы дистанционного зондирования широко применяются при изучении структурно-геологического строения сложно построенных тектонических комплексов, в частности, при исследовании углеводородного потенциала молодых альпийских структур. Это связано с несколькими причинами: во-первых, интерпретация космических снимков позволяет изучать именно новейшую (альпийскую) структуру, время образования которой для целого ряда провинций (рис. 2.1.1) отвечает этапу миграции и (или) аккумуляции углеводородов (Ahlbrandt, 2005). С другой стороны, данные дистанционного зондирования (ДДЗ) высокого разрешения позволяют раскрыть конфигурацию, некоторые геометрические и иногда кинематические характеристики пликативных и дизъюнктивных структур, определяющих морфологию структурных ловушек.

Материалы дистанционного зондирования – космической и радарной съемки – являются необходимыми в тех случаях, при которых нужно на основании редких геолого-геофизических данных (2D сейсмических профилей или отдельных скважин) провести интерполяцию и выявить потенциально благоприятные структуры в сложных складчато-разрывных структурах (в дизпликатах). В процессе такого анализа необходимо учитывать, что складчатые и разрывные структуры развиваются в едином поле напряжений, в общей геодинамической обстановке, формируя при этом единый структурный парагенез.

Одной из областей применения и анализа материалов дистанционного зондирования является изучение сложно построенных складчато-надвиговых поясов, время образования которых относится к альпийскому тектоническому этапу. Складчато-надвиговые пояса распространены по всей Земле чрезвычайно широко, к ним приурочены много-

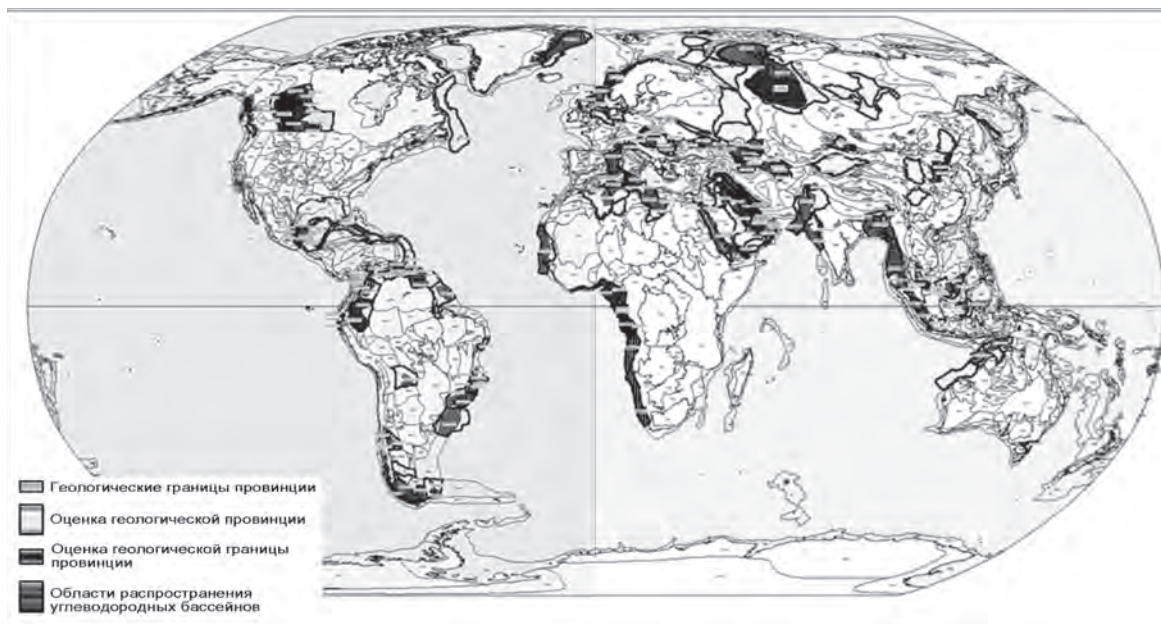


Рис. 2.1.1. Области распространения углеводородных бассейнов (темная штриховка), характеризующихся кайнозойским временем преобразования органического вещества (по Ahlbrandt et al., 2005)

численные нефтегазовые месторождения (например, Nemcok et al., 2005). Однако степень изученности таких поясов не всегда является удовлетворительной. Одна из причин этого заключается в исключительно сложном строении как по вертикали (наличие нескольких структурных этажей, дуплексов и треугольных зон нескольких генераций и т.д.), так и по латерали (периклинальное замыкание ремповых антиклиналей и пр.).

Цель данной работы заключалась в определении степени информативности и степени применимости материалов дистанционного зондирования при изучении сложных складчато-надвиговых поясов, в том числе и при решении поисковых задач.

Выявление ансамбля структурно-морфологических элементов по дистанционным данным

Анализ дистанционных материалов позволяет с достаточной степенью достоверности выявлять плановые элементы сдвиго-надвиговых систем и на основании этого делать выводы о глубинной трассировке поверхностей разломов. К первым относятся, например, широко распространенные структуры «конского хвоста» или веера, дуплексные транспрессионные и транстенсионные структуры — пулл-апараты и пуш-апы (поп-апы). В свою очередь, совокупность плановых элементов и их взаимная конфигурация позволяет делать предположения о наличии характерных глубинных присдвиговых положительных и отрицательных цветочных структур, принципиально важных при выявлении углеводородного потенциала структур.

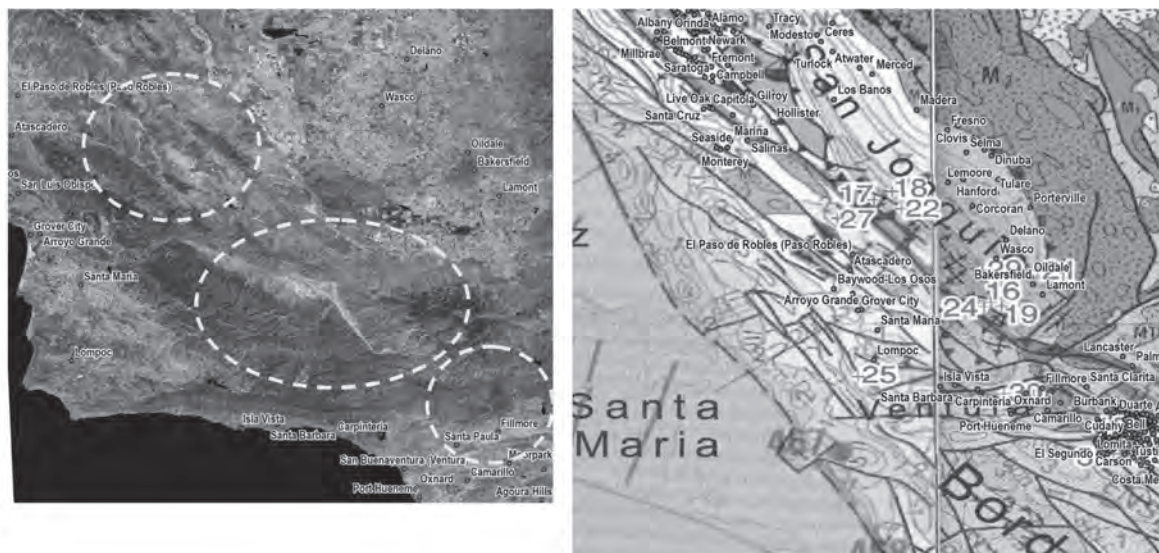


Рис. 2.1.2. Месторождения-гиганты в Калифорнии (справа; по Mann et al., 2003), тектоническая позиция которых контролируется закономерным сочетанием транспрессионных и транстенсионных структур в пределах сложной правосдвиговой зоны. На снимке (слева) пунктиром показаны дуплексы растяжения и сжатия

В наиболее простом случае, при рассмотрении единичной сдвиговой зоны, в зависимости от плановой (то есть наблюдаемой на дистанционных материалах) конфигурации сместителя могут формироваться своеобразные ромбовидные блоковые структуры: сдвиговые дуплексы сжатия в случае изгиба противоположного к направлению сдвига, либо дуплексы растяжения (впадины присдвигового растяжения) при изгибе сместителя одного знака с направлением сдвиговой зоны. В более сложном случае – в условиях сдвигового ансамбля и переплетающихся сдвигов – образуется парагенез дуплексов сжатия и растяжения, их закономерная ассоциация. В этом случае закономерности, обнаруживаемые на дистанционных материалах, позволяют раскрыть детали глубинного строения, заключающиеся в закономерном чередовании положительных и отрицательных цветочных структур (глубинных проявлений сдвиговых зон). Одним из региональных примеров закономерного расположения месторождений углеводородов в зависимости от тектонической позиции и ориентировки структур сдвига-сжатия и иных элементов, обеспечивающих структурные ловушки, является бассейн Вентура в Калифорнии (рис. 2.1.2) (Mann et al, 2003).

Латеральное усложнение структур и складчато-сдвиговых поясов

Тектоническая позиция месторождений углеводородов, расположенных в пределах поясов альпийской тектонической активности, часто имеет закономерное пространственное расположение относительно участков с наибольшей степенью тектонических

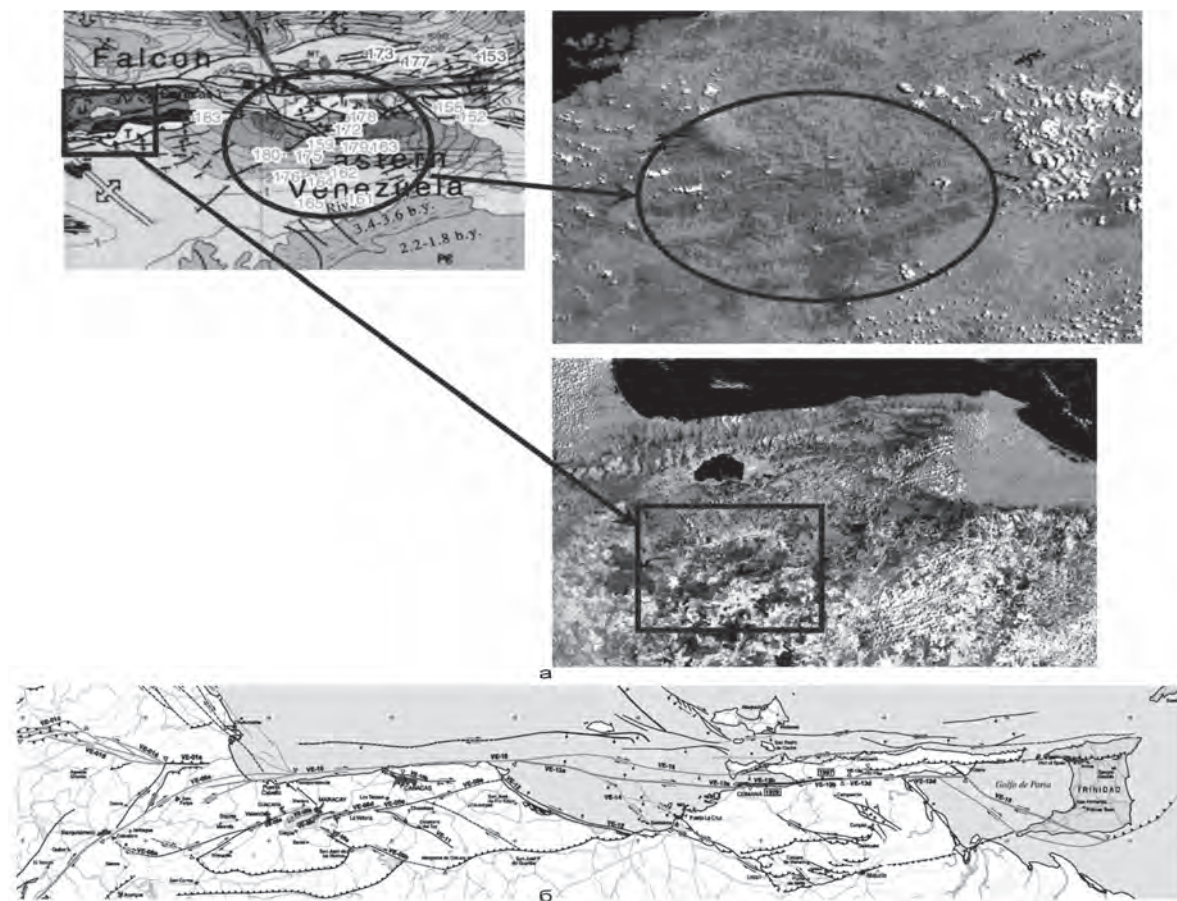


Рис. 2.1.3. Тектоническая позиция месторождений-гигантов севера Южной Америки (с использованием материалов Mann et al., 2003): а – иллюстрация латерального усложнения строения складчато-надвигового пояса, с развитием структур пулл-апарт на западе и сложными надвиговыми дуплексами (содержащими скопления УВ) на востоке; б – тектоническая схема всего региона, показывающая латеральное усложнение типов деформационных структур

деформаций. Часто это объясняется тем, что в пределах сдвига-надвиговых поясов благоприятные условия для образования структурных ловушек развиваются на сегментах с преобладанием надвиговых деформаций (и формированием соответствующих покрывок), в то время как сдвиговые деформации могут приводить к вторичной миграции либо разрушению залежей. Кроме того, тип и кинематика разрывных нарушений, активных на стадии аккумуляции УВ, может обуславливать формирование месторождений, отличающихся по типу флюида.

В качестве регионального примера можно привести северное окончание Южной Америки с многочисленными месторождениями-гигантами Венесуэлы (рис. 2.1.3). Месторождения-гиганты здесь приурочены только к определенным сегментам сдвига-надвигового пояса, в частности – к развитым дуплексным структурам, так на-

зываемым треугольным зонам (которые и обеспечивают благоприятные структурные условия для формирования ловушек).

Морфологическое подобие структур со схожей кинематикой развития по дистанционным данным

Схожее морфологическое выражение структур на дистанционных материалах часто подкреплено и схожими кинематическими типами этих структурных форм, то есть подобное региональное сопоставление оказывается в достаточной степени информативным при общем, генеральном изучении площадей с наличием потенциальных УВ объектов. Одной из наиболее характерных иллюстраций данного тезиса могут служить широко распространенные «структурные», или «тектонические» дуги (Georgievskiy, Tevelev, 2008); это понятие является морфотектоническим, оно объединяет деформационные единицы с близкими характеристиками тектонически-зависимого (или структурно-зависимого) рельефа – морфотектоническое.

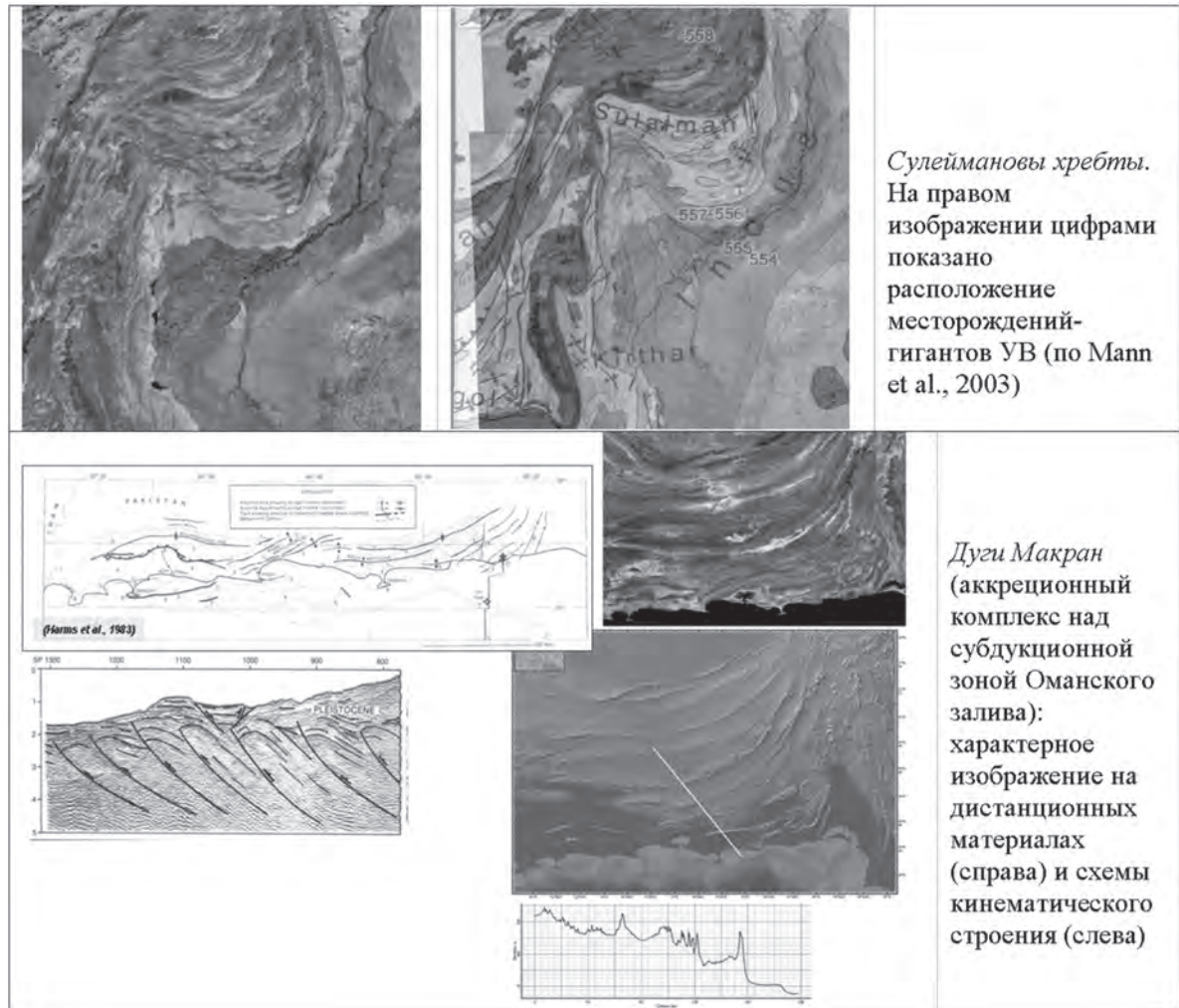
Термин «структурные дуги» употребляется для обозначения специфических структурно-геоморфологических образований, выраженных в рельефе групп или пакетов складок, обычно изогнутых в плане и имеющих легко обнаруживаемую на дистанционных изображениях морфологию (рис. 2.1.4). Структурные дуги являются непременной особенностью альпийских коллизионных сооружений. Они развиваются во внешних или межгорных впадинах перед фронтами орогенов и представлены прямо выраженными в рельефе цепочками молодых антиклинальных складок (хребтов и гряд), сложным образом связанных с разделяющими их синклиналями, вместе с которыми они включены в системы соскладчатых разрывов надвиговой и сдвиговой кинематики.

Для хорошо исследованных молодых структурных дуг Альпийско-Гималайского пояса выяснено, что они формируются в зонах пододвигания фундамента впадин под горные сооружения и латерально наращивают геоморфологически более массивные и однородные коллизионные структуры, вместе с которыми образуют складчато-надвиговые пояса. Во многих случаях провинции распространения структурных дуг являются нефтегазоносными (Сулеймановы хребты, дуги Макран, дуги Мьянмы и другие).

Региональные черты строения надвиговых поясов по данным дистанционных материалов

При региональном изучении сложных покровных сооружений и надвиговых поясов анализ дистанционных материалов позволяет увязать в региональном масштабе конфигурацию основных глубинных структурных элементов с их поверхностным выражением в рельефе. Здесь можно остановиться на нескольких моментах. Во-первых, ширина пояса, смещение в плане топографически наиболее высоких хребтов и крутизна падения главных сместителей в ряде случаев весьма четко согласовываются между собой (рис. 2.1.5).

Одним из объяснений этому служит принцип развития коллизионного сооружения в соответствии с принципом критического угла Кулона, то есть закономерностью, определяющей соотношение между преобладанием деформаций внутри покровного



Сулеймановы хребты.
На правом изображении цифрами показано расположение месторождений-гигантов УВ (по Mann et al., 2003)

Дуги Макран
(аккреционный комплекс над субдукционной зоной Оманского залива):
характерное изображение на дистанционных материалах (справа) и схемы кинематического строения (слева)

Рис. 2.1.4. Примеры «структурных» или «тектонических» дуг. Пояснения в тексте

сооружения при общей коллизии и региональным (асимметричным) поднятием всего горного сооружения (соответственно, при превышении величины критического угла между поверхностью детачмента и дневной поверхностью).

Во-вторых, более детальный структурно-морфологический анализ строения отдельных сегментов надвиговых поясов может выявить возможные тектонические типы структурных ловушек УВ. Например, закономерная смена вергентности и плановой конфигурации смещений на участке Боливийских Анд (рис. 2.1.6) позволяет обоснованно предполагать наличие разных видов дуплексных систем с тыловым и фронтальным падением чешуй, вдвиговых клиньев, развитием пассивных обратных надвигов. В данном случае элементами покрывки являются противоположные по падению надвиговые поверхности.

Экстраполяция структурных схем, выработанных для топографически выраженных горных сооружений в пределах складчато-надвиговых поясов, на предгорные террито-

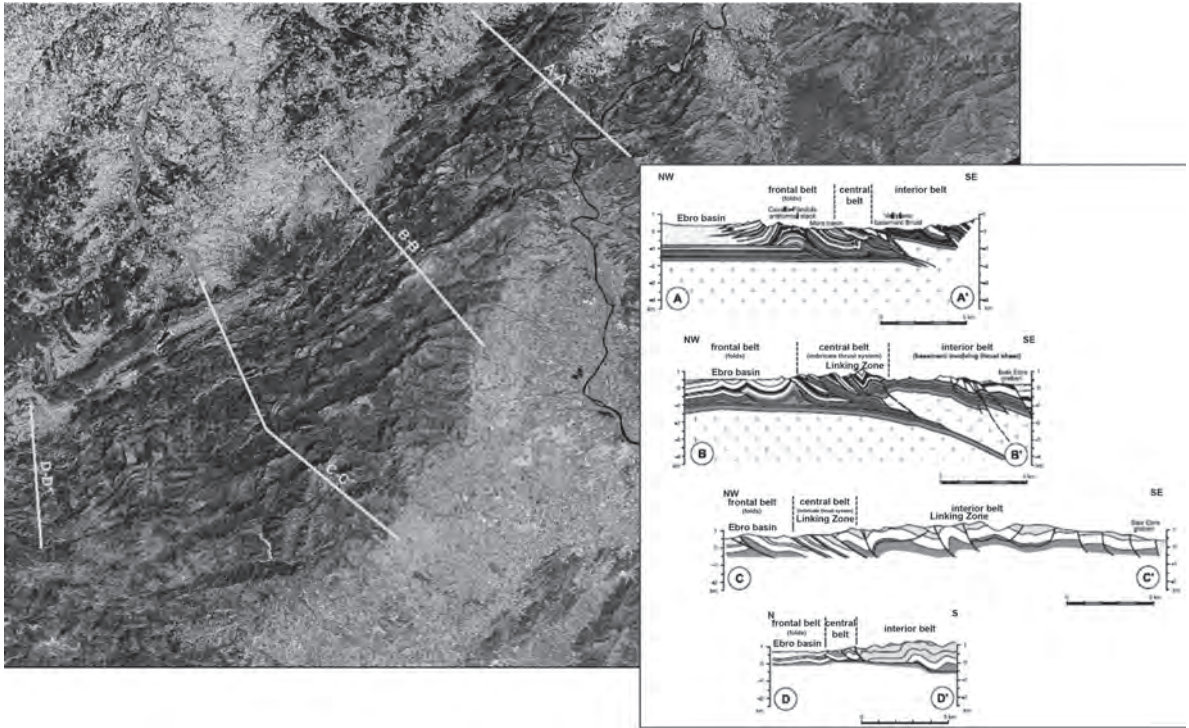


Рис. 2.1.5. Каталонский береговой хребет на северо-востоке Испании, характеризующийся закономерным изменением ширины, латеральным смещением наиболее высоких хребтов в зависимости от крутизны падения главных поверхностей детачмента

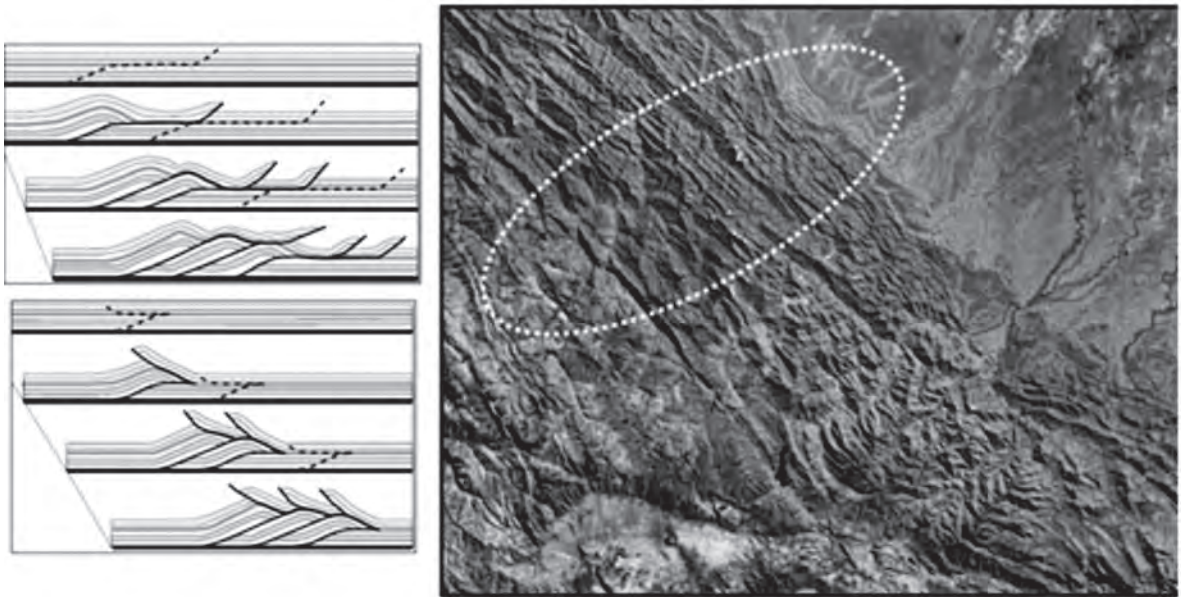


Рис. 2.1.6. Анализ локальных сегментов надвиговых поясов. Пример Боливийских Анд, пунктиром показан участок дуплексного строения с закономерной сменой вергентности сместителей. Слева показана типизированная тектоническая схема строения подобных надвиговых дуплексных систем

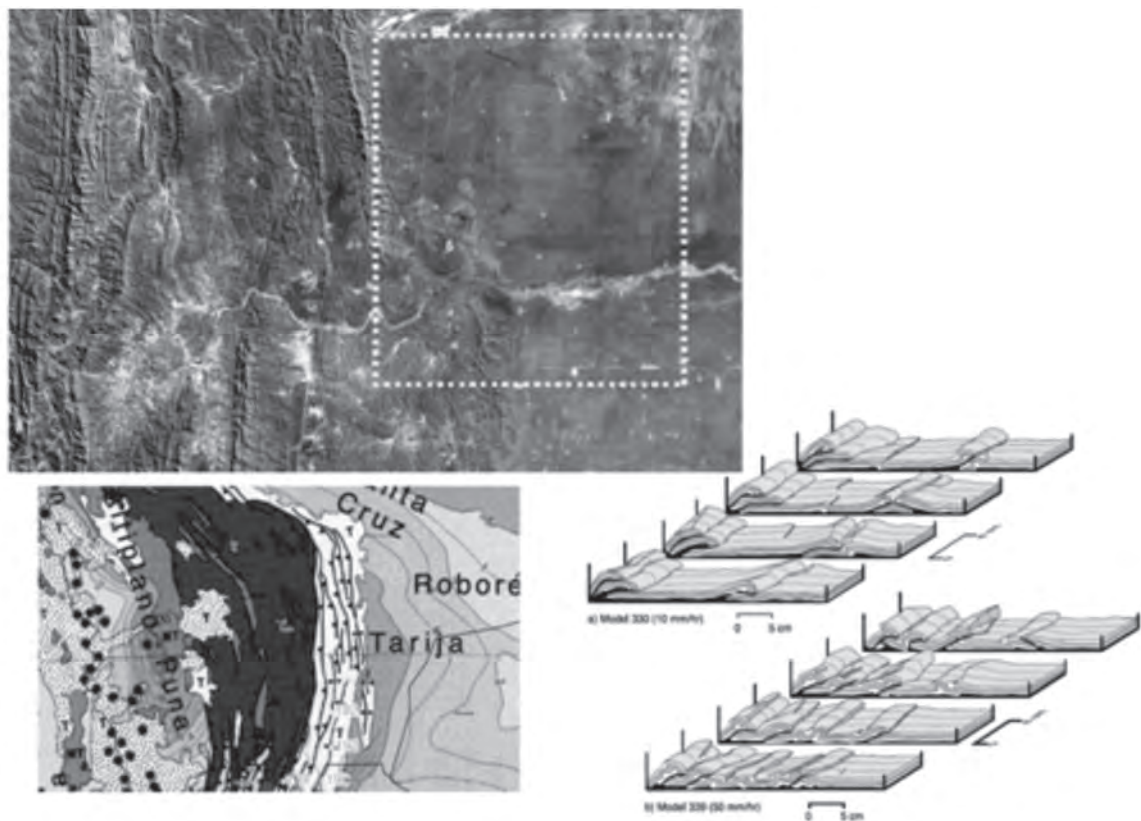


Рис. 2.1.7. Пример строения сегмента Северо-Американских Кордильер, зона Альберта. Пунктиром обведена площадь расположения добывающих скважин в предгорной зоне. Внизу слева – схема расположения месторождений-гигантов УВ (по Mann et al., 2003), справа – схема строения топографически низких (предгорных) зон надвиговых поясов

рии позволяет объяснить закономерности распространения на них УВ бассейнов и, соответственно, согласовать время формирования месторождений. Примером этому может служить бассейн Альберта (рис. 2.1.7), для которого характерно наличие множества месторождений-гигантов именно в предгорных территориях, топографически представленных равнинными областями. Хотя детальный анализ показывает, что структурные ситуации для месторождений на данной территории определяются региональными закономерностями развития всего коллизионного сооружения.

Анализ дистанционных материалов Юго-Западного Гиссара и Таджикской депрессии

Замечательным примером применения геодинамического анализа для прогностического районирования явилось изучение структурных особенностей Алакутанского линейного элемента (Тевелев, 1982), одной из крупнейших новейших структур нефтегазоносной

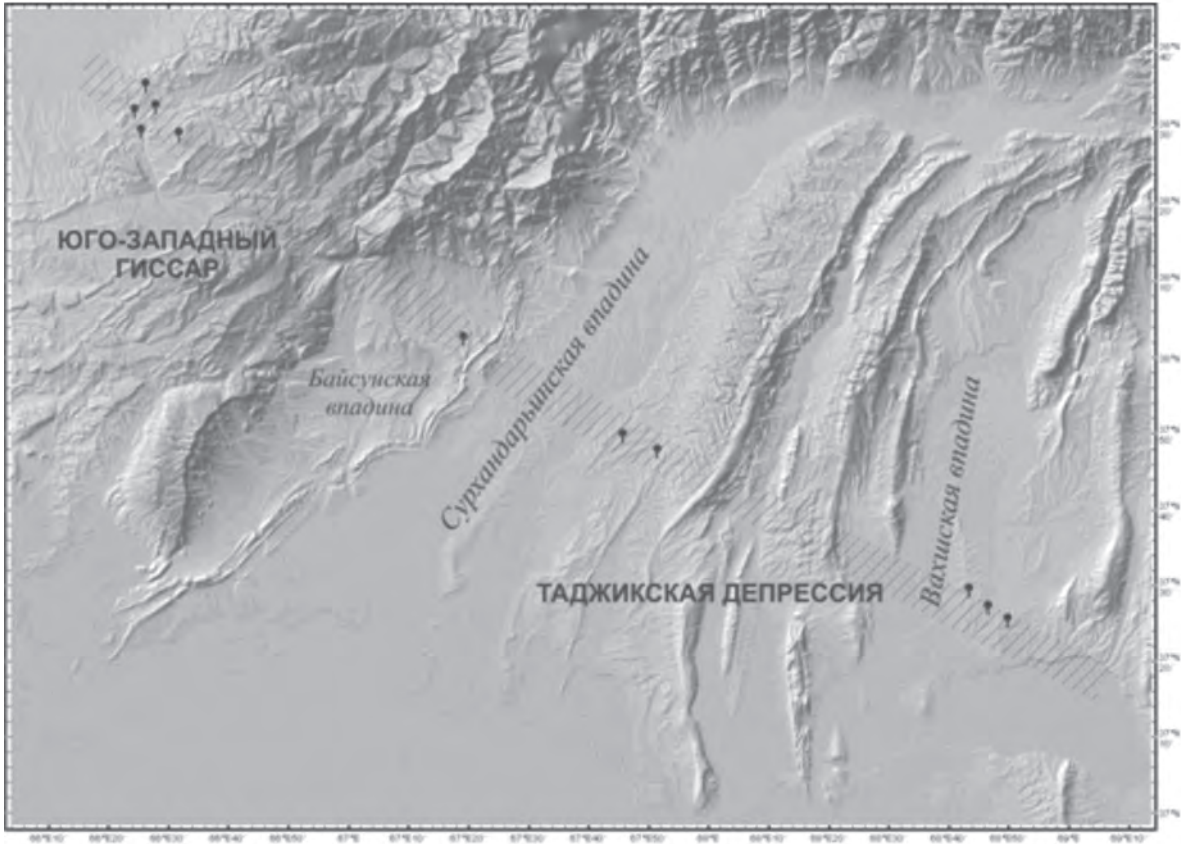


Рис. 2.1.8. Цифровая модель рельефа Юго-Западного Гиссара и западной части Таджикской депрессии. Штрихованная полоса — Алакутанский линеймент, выделенный по данным дешифрирования космических фотоснимков масштаба 1:200 000. Черными знаками показаны промышленные месторождения углеводородов в зоне линеймента

области Юго-Западного Гиссара и Таджикской депрессии (рис. 2.1.8). Зона линеймента проявляет в рельефе крупную деформационную полосу, характер выражения которой в морфологически приподнятых структурах и во впадинах противоположен (Тевелев, 1982). В первом случае она выражена как поперечное понижение часто с разрывными ограничениями и сложным рисунком разрывов внутри зоны, то есть может рассматриваться как сложный грабен. Однако в пределах Сурхандарьинской и Вахшской впадин в зону линеймента попадают фрагменты наиболее приподнятых структур этих депрессионных единиц. Роль линеймента в структуре фундамента не очень ясна, поскольку мощный поверхностный комплекс мезозойско-четвертичных пород находится, видимо, в аллохтонном залегании.

В приповерхностную структуру линеймент встроен следующим образом. В самой западной части территории, западнее осевых хребтов Кугитангтау — Байсунтау линеймент приурочен к резкой ступени рельефа от Высокого Гиссара к Дехканабадской впадине и ограничивает ее с северо-востока. В самой северо-западной части территории

линеament разделяет основные сегменты Лянгар-Гузарской складчатой системы; вдоль него Лянгарская складчатая зона граничит с Бешкентским прогибом. В осевых хребтах линеament трассируется между двумя главными складчато-надвиговыми блоками Кугитангтау и Байсунтау, а в Байсунской впадине наложен опять-таки на ступень между высокой и плоской северо-восточной частью впадины и пониженной – синформной – юго-западной.

В Сурхандарьинской впадине полярность структур, разделенных линеamentом, противоположна той, что наблюдается в Байсунской впадине. Здесь с юга-запада от зоны линеamenta расположена относительно поднятая Хаудагско-Кокайтинская система складчатых структур, а с северо-востока – относительно глубокий трог. В обеих частях Кафирниганского поднятия – и в собственно Кафирниганской и в Бабатагской – в зоне линеamenta происходит резкий разворот простираний складчатых цепей от северо-восточного к меридиональному и резкое топографическое понижение хребтов. В Вахшской впадине поверхность складчатого фундамента в зоне линеamenta снова приподнята, а в Кулябских хребтах ему опять соответствует борт обширного резкого грабена.

Чтобы понять геодинамический смысл таких соотношений линеamentной зоны с тектоническим строением региона, надо представлять структурную историю последнего. Юго-Западный Гиссар представляет собой нормально вергентный антиклинорий, надвинутый как на фронтальную Сурхандарьинскую впадину, так и на внешний – тыловой – Бешкентский прогиб Туранской плиты. В юрско-меловое время он являлся внешней окраиной обширного задугового бассейна Каракорум-Гиндукушской субдукционной системы. Альпийские деформации региона проявились в середине миоцена (штирийская фаза), когда его значительная часть была выведена в рельеф и отделена от бассейнов Таджикской депрессии. Основная фаза альпийских деформаций была проявлена вблизи границы среднего и позднего плиоцена (тальбарская фаза). Она привела к формированию главных складчатых систем региона, имеющих зачастую очень сложный – альпийский – стиль деформаций. В это время в регионе и вокруг региона развился амплитудный рельеф, и сформировалась мощная сероцветная моласса кулябского комплекса, которая, в свою очередь, была деформирована перед средним плейстоценом (больджуанская фаза). Судя по всем структурным данным, ведущим механизмом всего альпийского деформирования является поддвиг («ограниченная субдукция») фундамента Сурхандарьинской впадины в северо-западном направлении, который контролирует формирование горно-складчатого сооружения и его общее смещение, «накатывание» на Туранскую платформу.

В этих условиях поперечный к тектонической структуре Алакутанский линеament является градиентной зоной этой субдукции, границей, вдоль которой меняются скорость и направление пододвигания фундамента Сурхандарьинской впадины. Динамически это рассеянный сдвиг с растяжением. Это обозначает, что деформационным режимом блока, выраженного в новейшей структуре как линеament, является трансенсия. Указанный трансенсивный блок функционирует в новейшее время как канал, в который выжимаются флюиды из доменов общего сжатия и скапливаются там в подходящих структурных ловушках – главным образом в замках принадвиговых (и поднадвиговых) антиклиналей. Всего к этой зоне приурочено примерно 70% ресурсов углеводородов региона. Почти все прочие ресурсы локализованы в зоне сходного

по простиранию и выражению в структуре Дарьинского линеамента, расположенного к юго-западу от Алакунского. Таким образом, структурно-динамический анализ новейших линейных зон может служить основой для прогнозного районирования скоплений углеводородов в бассейнах со структурно выраженными ловушками – то есть в большинстве нефтегазоносных бассейнов.

Заключение

Применение дистанционных материалов при изучении сложно построенных тектонических структур альпийского возраста позволяет распознать общий стиль и в некоторой степени охарактеризовать общую геодинамическую обстановку их формирования. Подобный структурно-морфологический анализ, выполненный в региональном масштабе, может выявить общий тренд развития структур как во времени, так и по площади. Такой подход является исключительно информативным при изучении перспективных структур и оценке их углеводородного потенциала.

Литература

1. *Тевелев А.В.* Алакунский трансорогенный линеament Юго-Западного Гиссара по данным дешифрирования космических снимков // Исследования Земли из космоса. 1982. № 1. С. 20–24.
2. *Ahlbrandt T.S., Charpentier R.R., Klett T.R., Schmoker J.W., Schnek C.J., Ulmishek G.F.* Global Resource Estimates from Total Petroleum Systems. AAPG. 2005. DOI:10.1306/1061779M863175.
3. *Georgievskiy B.V., Tevelev A.V.* Alpine geodynamics of the Eastern Ural // 33rd IGC. Oslo 2008. Abstracts. ASI-01.
4. *Mann P., Gahagan L., Gordon M.B.* Tectonic setting of the world's giant oil and gas fields, in M. T. Halbouty, ed., Giant oil and gas fields of the decade 1990–1999, AAPG Memoir 78. 2003. P. 15–105.
5. *Nemcok M., Schamel S., Gayer R.* Thrustbelts. Structural Architecture, Thermal Regimes and Petroleum Systems. Cambridge University Press, ISBN 0 521 88294 7. 2005. 541 p.

В.П. Гаврилов

2.2. Космические технологии при решении фундаментальных задач геологии нефти и газа

Введение

Дистанционное изучение геологических процессов с применением космических технологий позволило ученым значительно продвинуться в решении фундаментальных проблем наук о Земле. Одним из таких достижений является доказательство движения литосферных плит. С помощью специализированных искусственных спутников Земли и лазерных установок удалось инструментально измерить сближение или удаление друг от друга крупнейших фрагментов литосферы – литосферных плит. Эти данные явились неоспоримым доказательством справедливости современной теории в геологии, известной как тектоника литосферных плит. Восприятие этой теории позволило обосновать иную модель глобальной эволюции литосферы, которая пришла на смену классической геосинклинальной концепции (Гаврилов, 1980).

Новая геодинамическая теория эволюции литосферы рассматривает ее развитие как последовательные процессы раскрытия и закрытия океанов. Одним из первых эту идею трансформировал в научную концепцию канадский геофизик Д. Вильсон, а сам процесс от начала новообразования океана до его закрытия и возникновения на его месте гористой суши получил название цикла Вильсона. В России существенный вклад в развитие этих идей внесли Л.П. Зоненшайн, О.Г. Сорохтин, Е.В. Кучерук, С.А. Ушаков, В.Е. Хаин и др. (Гаврилов, 1986, 2007; Сорохтин, Ушаков, 1995).

Нами было предложено усовершенствовать цикл Вильсона, добавив в общую цепочку геологических событий эволюции континентальных фрагментов литосферы (Гаврилов, 1986). Совокупность всех стадий и фаз развития литосферы объединяется в полный геодинамический цикл эволюции литосферы, который отражает не только процессы развития океанических структур, но также и континентальных. Их последовательность отражена на приведенной круговой диаграмме (рис. 2.2.1).

Каждому этапу, стадии и фазе эволюции литосферы соответствует свой геодинамический режим недр, который оказывает существенное влияние и на процесс нефтегазообразования в земной коре. Это влияние выражается в специфическом тектоническом и температурном режиме недр, в доставке в земную кору глубинных жидких и газообразных флюидов. В свою очередь, это дает основание с иных позиций рассмотреть фундаментальную проблему образования и накопления в земной коре нефтяных и газовых месторождений.

Суть нового подхода заключается в том, что нефть и газ могут образовываться различным путем. В природе существуют разнообразные механизмы образования этих соединений. В нашем понимании, которое отражает современный уровень фактических данных и теоретических идей, существует три возможные модели нефтегазообразования: депрессионная (бассейновая), рифтогенная и субдукционно-обдукционная. Каждая из названных моделей соответствует определенному геодинамическому режиму недр, т.е. отвечает определенной стадии эволюции литосферы. Исходя из этой

генеральной геодинамической идеи, рассмотрим основные модели нефтегазообразования в земной коре.

Депрессионная (бассейновая) модель

Традиционная модель образования нефти и газа сформулирована в трудах многих отечественных и зарубежных геологов. Среди первых эту концепцию развивали И.М. Губкин, А.Д. Архангельский, И.О. Брод, Н.А. Еременко, Н.Б. Вассоевич, А.А. Бакиров и др. В соответствии с этой моделью образование углеводородов происходит в морских бассейнах в восстановительной геохимической обстановке при длительном и устойчивом тектоническом погружении морского дна. Органическое вещество, накапливающееся в придонных породах, должно сравнительно быстро перекрываться новыми осадками, чтобы не происходило его окисление. По мере дальнейшего прогибания исходный пласт, обогащенный органикой (нефтегазоматеринская свита), должен попасть в зону повышенных температур в интервале 80–200°C, что приводит к трансформации рассеянного органического вещества в углеводородные молекулы. Наиболее активно этот процесс наступает в т.н. главной зоне нефтеобразования («нефтяное окно»). Чтобы достичь необходимых температурных условий нефтематеринский пласт должен погрузиться на глубину в 3 км и более, затратив для этого десятки и сотни миллионов лет. Возникшая капельно-жидкая нефть под действием давления вышележащих толщ выдавливается из материнского пласта, попадает в проницаемые породы (коллекторы), мигрирует в растворенном состоянии и при благоприятных условиях скапливается в залежь.

Как видим, традиционный подход к нефтегазообразованию требует сочетания многих условий и длительного геологического времени. Тем не менее практически вся современная теория нефтегазообразования и все установленные закономерности накопления и размещения в земной коре месторождений нефти и газа были сформулированы под углом зрения депрессионного (бассейнового) мировоззрения. Исходя из этой концепции строилась тактика и стратегия нефтегазопроисковых работ, которые привели к открытию во всем мире порядка 35 тыс. месторождений нефти и газа.

С геодинамической точки зрения, депрессионная модель нефтегазообразования соответствует платформенной стадии развития литосферы, а именно синеклизной и плитной ее фазам (см. рис. 2.2.1). Активный, геосинклинальный режим развития литосферы в классической геологии нефти и газа рассматривается как неблагоприятный для процессов нефтегазообразования, т.к. контрастные тектонические движения, магматизм, складчатость должны были способствовать разрушению залежей углеводородов, даже если они и образовались.

Между тем, именно на активных стадиях эволюции литосферы возникают наиболее благоприятные условия для аномально высокого прогрева недр, что так необходимо для образования нефти и газа из органического вещества. Исследования И.И. Амосова, Н.П. Гречишниковой, В.И. Горшкова — известных советских специалистов в области изучения взаимосвязи палеотемпературных условий и величины накопленных запасов углеводородов — показали, что главные запасы нефти размещаются в областях с палеотемпературами от 75 до 175°C (рис. 2.2.2). Объясняется это тем, что процессы преобразования органики в углеводородные соединения можно рассматривать как диссоциацию различных веществ: кислот, восков,

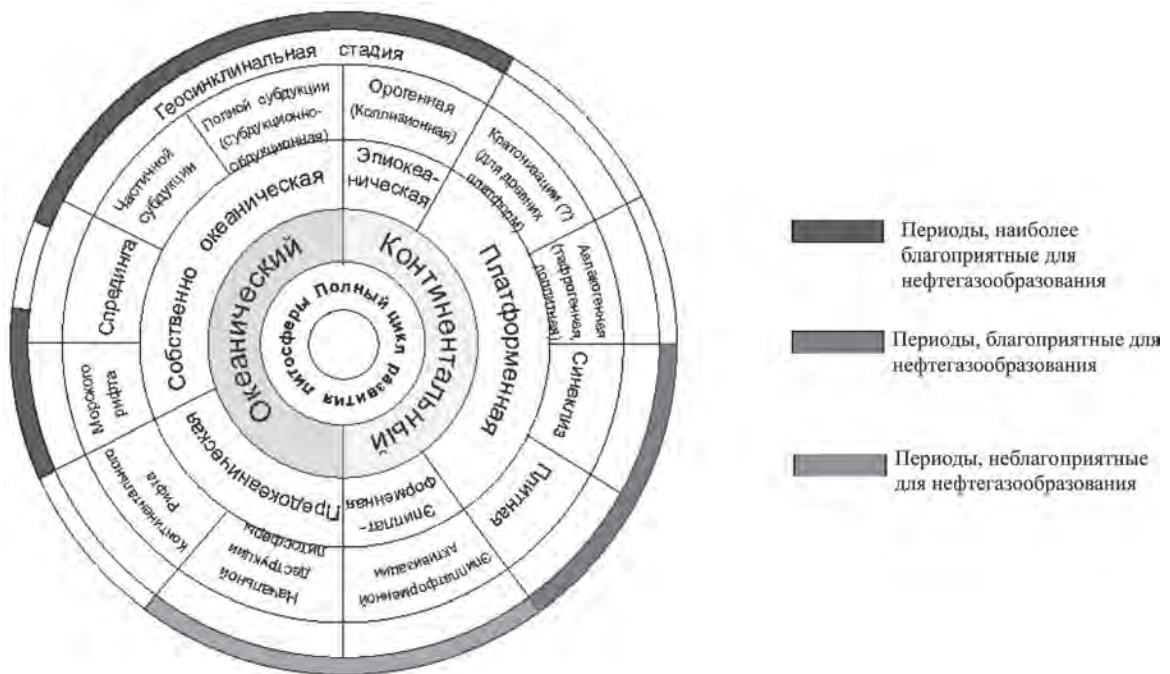


Рис. 2.2.1. Диаграмма полного геодинамического цикла эволюции литосферы

спиртов, эфиров, стеаринов, терпенов и т.д. Все эти процессы протекают с разрывом химических связей, в первую очередь, между углеродом и гетероатомами (кислородом, азотом, серой). В то же время разрывы химических связей могут происходить лишь при значительных затратах энергии. М.К. Калинин приводит такие данные по энергии разрыва в газообразных молекулах и радикалах органических веществ: для разрыва связи С-С, С-Н и С-S необходимо затратить по 292–417 кДж/моль, для разрыва связи С-О – 292–834 кДж/моль, С-N – 250–830 кДж/моль (Калинко, 1977). При протекании таких процессов в жидкостях энергия разрыва существенно возрастает. Исходя из этого можно предположить, что скорость и величина генерации углеводородов будет тем быстрее и значительней, чем более прогреты недра.

Если вернуться к стадиям и фазам эволюции литосферы, образующим полный геодинамический цикл, то наиболее энергетически активными будут фаза морского рифта, проявляющаяся в начале раскрытия океанов, и субдукционно-обдукционная (коллизионная) фаза, завершающая их развитие (см. рис. 2.2.1). Кроме высокой термической и сейсмической активности, что является определяющим фактором быстрой, в геологическом смысле времени, трансформации органических веществ (ОВ) в углеводородные соединения, эти фазы характеризуются накоплением значительных осадочных масс, обогащенных органикой, и максимальной раскрытостью недр, что создает благоприятные условия для взаимного обмена флюидами поверхностных и глубинных сфер. Эти факторы практически не учитывались классической депрес-

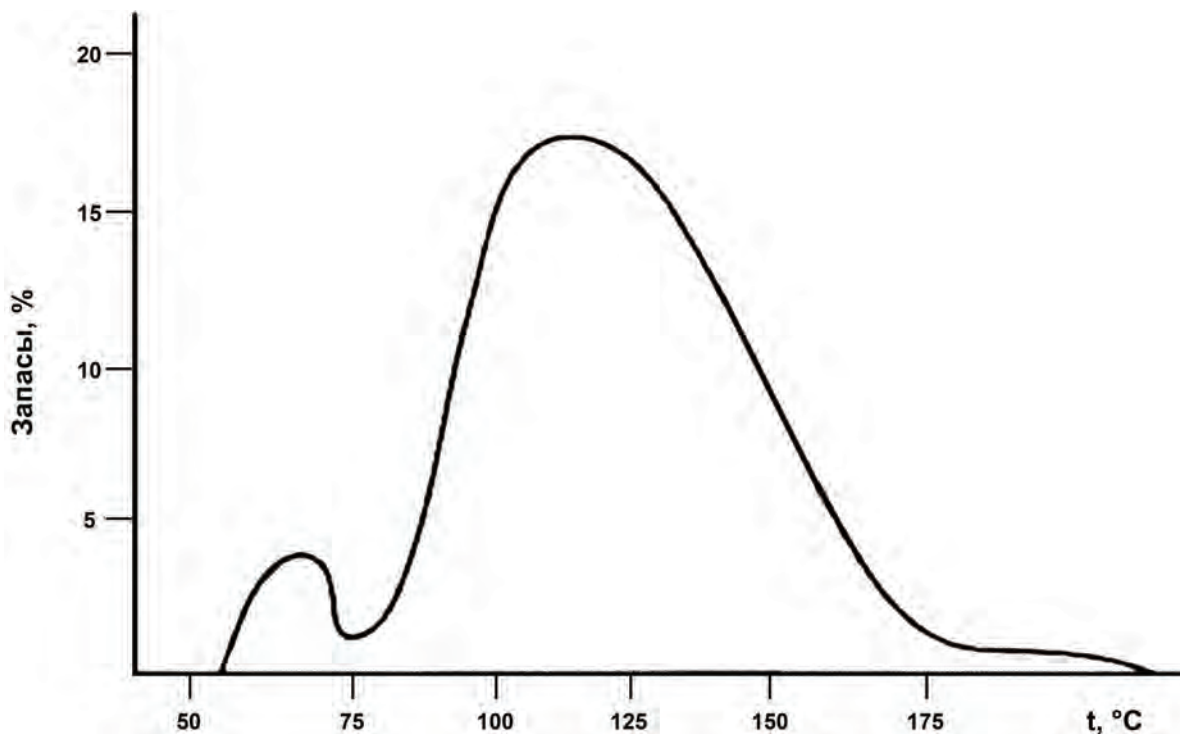


Рис. 2.2.2. Палеотемпературная зональность распределения запасов нефти

сионной (бассейновой) моделью нефтегазообразования. Поэтому в 70-е годы прошлого столетия возникла необходимость дополнить традиционную модель новыми механизмами образования нефти и газа, расширив тем самым горизонты органической теории происхождения углеводородов. Как отклик на этот вызов стало появление рифтогенной и субдукционно-обдукционной (коллизонной) моделей нефтегазообразования.

Рифтогенная модель

Оформлению рифтогенной модели нефтегазообразования способствовало открытие крупных нефтегазоносных провинций, связанных с рифтовыми зонами земной коры. В первую очередь, это провинции Северного моря и Западной Сибири.

В нашей стране идею о важной роли рифтов в процессах образования и накопления залежей нефти и газа развивали: М.К. Калинин, Р.Г. Гарецкий, А.А. Ковалев, А.А. Геодекян, Б.А. Соколов, А. Забанбарг, Е.В. Кучерук, О.Г. Сорохтин, Ю.Г. Леонов и др.

В принципе рифтогенная модель нефтегазообразования имеет много общих черт с классической депрессионной моделью. Главное их сходство – наличие области (бассейна) устойчивого прогибания. Согласно рифтогенной модели в таких бассейнах накапливаются мощные толщи осадков (до 10–12 км) вначале в континентальных

рифтах, а затем в условиях межконтинентальных рифтовых морей, типа современного Красного моря. В рельефе рифты выражены вытянутыми на сотни километров линейными впадинами – грабенами с крутыми ступенеобразными бортами сбросового происхождения, опущенными по системе листрических сбросов. Современными примерами молодых, не заполненных осадками рифтовых впадин, является оз. Байкал, система рифтов Восточной Африки. В качестве примеров заполненных осадками рифтов (палеорифтов, авлакогенов) можно привести грабены Северного моря, Днепровско-Донецкой впадины, Западной Сибири, грабен Бенуэ в Африке и т.д.

Обычно рифты возникают при расколе континентов, в случае сравнительно небольшого раздвижения континентальных блоков фазы континентального и морского рифта (см. рис. 2.2.1). Рифтовые прогибы характеризуются быстрым прогибанием, как результат охлаждения и кристаллизации горячего мантийного вещества. Процесс генерации углеводородов в рифтовых прогибах осуществляется в самих осадочных толщах за счет термолиза содержащихся в них органических веществ. Застойный режим осадконакопления благоприятствует формированию глинистых пород, обогащенных органикой в восстановительной геохимической обстановке. Как правило, в таких рифтогенных бассейнах накапливаются характерные нефтегазоматеринские толщи.

Отличием от классической депрессионной модели является высокая прогретость недр, что обуславливается приближением к подошве литосферы горячей мантии (астеносферный выступ). Аномально высокий температурный поток активизирует процессы переработки органики в капельно-жидкую нефть. В этой ситуации вовсе не обязательно, чтобы нефтегазоматеринские породы были погружены на значительную глубину. Образование нефти и газа может начаться и активно протекать уже в донных осадках, как это имеет место, например, в «горячих ямах» Красного моря и в наши дни. На примере этого морского рифтогенного бассейна, являющегося типичным современным межконтинентальным морским рифтом, можно проследить степень созревания ОВ в зависимости от величины геотермического градиента. Учеными Института океанологии РАН в свое время были проведены исследования содержания углеводородных газов в придонном слое воды в трех впадинах морского дна – Атлантис-2, Дискавери и Сагар, различающихся геотермическими режимами.

В первой впадине, где температура придонной воды достигает 62°C, в придонном рассоле обнаружены углеводородные газы в количестве, максимальном для морской воды: CH_4 – $2005 \cdot 10^{-4}$ мл/л, C_2H_6 – $40,8 \cdot 10^{-4}$ мл/л, C_3H_8 – $0,91 \cdot 10^{-4}$ мл/л. Во впадине Дискавери температура придонных вод – 45°C, здесь также были выявлены углеводородные газы, но в значительно меньшем количестве: CH_4 – $219 \cdot 10^{-4}$ мл/л, C_2H_6 – $2,11 \cdot 10^{-4}$ мл/л, C_3H_8 – $20 \cdot 10^{-4}$ мл/л. Впадина Сагар характеризуется температурой придонных вод 22°C, соответственно уменьшается и концентрация газов: CH_4 – $28,6 \cdot 10^{-4}$ мл/л, C_2H_6 – слабые признаки, C_3H_8 – отсутствует.

Приведенные факты свидетельствуют о тесной зависимости степени созревания ОВ и отгонки из него углеводородных соединений от изменения температурного режима.

Миграция углеводородов в рифтовых прогибах происходит благодаря отжиму поровых и связанных вод при уплотнении и разогреве осадков в центральных наиболее погруженных частях. Пластовые воды вместе с растворенными в них углеводородами перемещаются вдоль наклонных пластов-коллекторов к окраинным, более приподнятым частям (плечам) рифтов. В зонах разломов (листрических сбросов) за счет снижения давлений и возникновения пьезометрических минимумов из пластовых вод

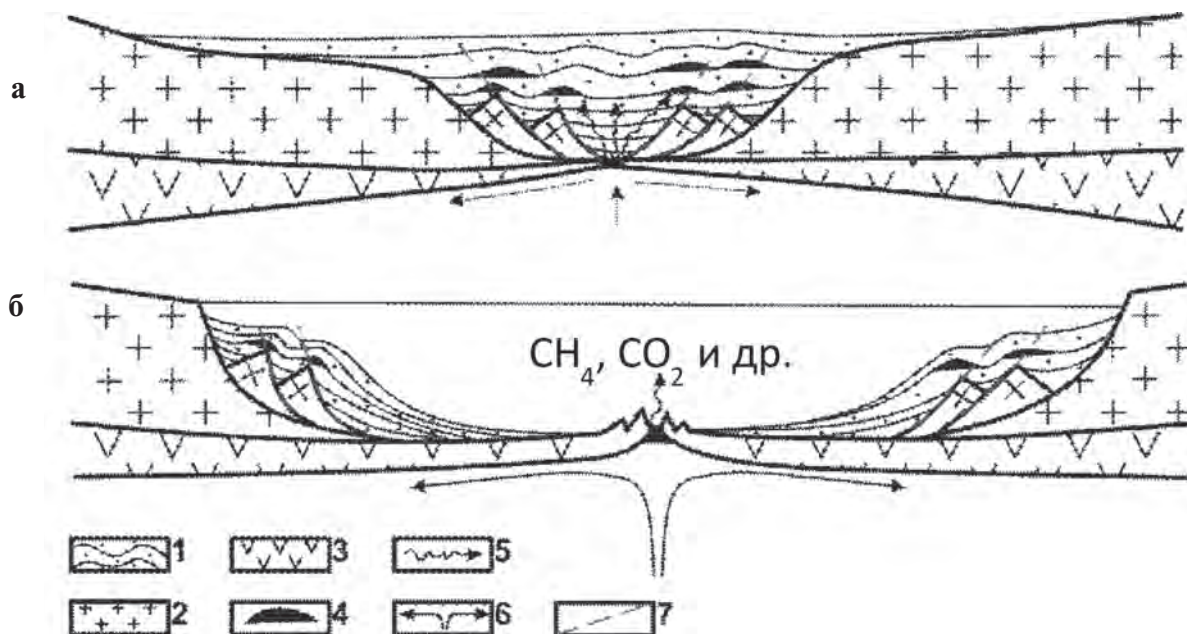


Рис. 2.2.3. Рифтогенная модель нефтегазообразования

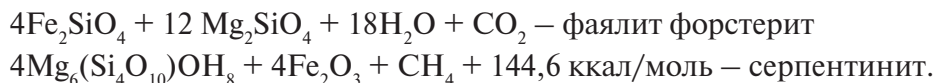
(а – внутриконтинентальная; б – окраинно-континентальная)

1 – осадочный слой, 2 – консолидированная кора, 3 – перidotитовый слой (подкорвая литосфера), 4 – месторождения углеводородов, 5 – глубинный водоминеральный поток, 6 – направления конвекционных потоков в мантии, 7 – сбросы

выделяются углеводороды в виде пузырьков газа или капель нефти и скапливаются в ловушках, образуя залежи (рис. 2.2.3а).

Масштабы генерации углеводородов в рифтах усиливаются в результате абиогенного механизма образования, прежде всего, метана. В недрах земной коры происходит гидратация железистых ультраосновных пород за счет окисления двухвалентного железа до трехвалентного и восстановления углекислого газа до метана (Сорохтин, Ушаков, 1991).

Реакция экзотермическая и происходит с выделением энергии. Наиболее активно она протекает в рифтовых долинах Мирового океана за счет проникновения океанских вод по разломам в низы коры:



Скорость образования метана оценивают до 10 млн. т в год (Сорохтин и Ушаков, 1991).

В тех случаях, когда медленно раздвигающиеся рифтовые зоны оказываются перекрыты осадками (фаза морского рифта), углеводороды могут накапливаться в проницаемых породах и образовывать залежи. При этом часть углеводородов перерабатывается различными бактериями в более сложные нефтяные флюиды. Подобная

ситуация в наши дни установлена в рифте Калифорнийского залива, который перекрыт осадками мощностью до 500 м. Благодаря тепловой конвекции горячих гидротерм органическое вещество, рассеянное в осадках, быстро созревает с образованием жидких углеводородов, концентрация которых достигает 3–4%. В их составе содержится до 65% алифатических УВ, 15% ароматических и 20% асфальтенов. Причем наибольшая концентрация УВ наблюдается в местах разгрузки гидротерм.

По мере своего развития внутриконтинентальные и морские рифты трансформируются в океанические бассейны с центрами спрединга. С двух сторон формирующегося океана возникают пассивные окраины континентов, представляющие собой фрагменты начальных рифтовых осадочно-породных бассейнов (см. рис. 2.2.3б).

Последующая эволюция пассивных окраин сопровождается опусканием их фундамента и дополнительным осадконакоплением турбидитного характера. Из этого следует, что пассивные окраины континентов подвержены воздействию того же механизма нефтегазообразования, что и рифты, а именно: лавинное осадконакопление, в котором активное участие принимают речные артерии; повышенное содержание в отложениях органического углерода $C_{орг}$; высокий прогрев недр.

Если процессы рифтогенеза не сопровождаются раскрытием океана, а останавливаются на фазе морского рифта, то над рифтовыми структурами происходит заложение крупных внутриплатформенных впадин (синеклиз). Формируются зоны нефтегазонакопления рифтогенного типа внутри континентов, к ним относятся, например, месторождения Западной Сибири, Северного моря и ряда других регионов. Энергии недр в этих «несостоявшихся океанах» хватило лишь на образование системы рифтов различного типа, которые в дальнейшем переродились в крупные надрифтовые платформенные депрессии (синеклизы).

Таким образом, рифтогенные геодинамические режимы могут проявляться внутри континентов и быть внутриконтинентальными, а могут затрагивать и пассивные континентальные окраины и являться как бы окраинно-континентальными.

В качестве примера можно рассмотреть последовательность формирования пассивных окраин Южной Атлантики в мезозойскую эру. В триасово-юрский период суперконтинент Гондвана был охвачен рифтогенезом в начальной стадии с заложением системы внутриконтинентальных рифтов, которые расчленили его на фрагменты, ставшие впоследствии континентами южного полушария (фаза начальной деструкции литосферы, см. рис. 2.2.1).

В позднеюрское-меловое время суперконтинент вступает в океаническую стадию развития. Система внутриконтинентальных рифтов преобразуется в систему межконтинентальных морских рифтов, отделявших Южную Америку от Африки, лишь в районе современного Гвинейского залива существовала структурная перемычка (фаза морского рифта, см. рис. 2.2.1). Накопление ОВ происходило в условиях эстуариевых застойных бассейнов с высокой прогреваемостью недр, что предопределило образование нефтегазоматеринских свит. В настоящее время отложения апта и альба регионально-нефтегазоносны как на атлантическом шельфе Африки, так и на шельфе Южной Америки.

На современных пассивных континентальных окраинах Южной Америки и Африки образование углеводородов происходит и в наши дни самым активным образом, причем как органическим, так и абиогенным путем в результате реакции железистых оливинов океанической коры с морской водой по приведенной выше реакции.

Возникающие простые углеводородные соединения преобразуются бактериями в более сложные углеводородные молекулы. Другим естественным катализатором может служить глинозем (Al_2O_3).

Углеводородные флюиды из «нефтяной кухни» мигрируют вверх по восстанию слоев. Встретив на своем пути ловушки, они формируют залежи. Неперехваченные флюидные потоки разгружаются на морском дне в виде сипов, а при благоприятных условиях могут образовывать газогидратные поля.

Субдукционно-обдукционная (коллизионная) модель

Это новый механизм генезиса углеводородов, никаким образом не учитывавшийся классической депрессионной моделью. Впервые на возможность образования углеводородов в зонах субдукций указали у нас в стране в 1971 г. В.В. Федынский, О.Г. Сорохтин, С.А. Ушаков. В дальнейшем эта идея была развита в работах (В.П. Гаврилов, 1980, 1986, 2007). В ее поддержку выступали К.А. Клещев, В.С. Шейн, А.А. Ковалев, Е.В. Кучерук, А.Н. Дмитриевский, И.Е. Баланюк и др. Вместе с тем, были и идейные противники. Таким образом, становление и оформление субдукционно-обдукционной модели нефтегазообразования происходило через определенную дискуссию.

Субдукционно-обдукционная (коллизионная) модель нефтегазообразования характерна для зон субдукций, расположенных по окраинам океанов, и для коллизионных зон столкновения континентов при закрытии океанических пространств. В геодинамической эволюции литосферы — это фазы частичной и полной субдукции (см. рис. 2.2.1). Механизм предусматривает сгужения огромных масс осадков с рассеянной органикой перед внешним краем островной дуги с образованиями т.н. аккреционных призм. Мощность отложений в таких призмах достигает до 10–12 км. Важно отметить, что образование осадочных толщ в этом случае — не результат тектонического прогибания и компенсации его осадконакоплением, а результат тектонического скучивания осадков (процесс скрепинга).

Осадочные породы с рассеянной органикой способны затягиваться непосредственно в зону поглощения, где они оказываются в жестких термобарических условиях. Находясь под действием высоких температур (100–400°C) в течение 1–2 млн. лет, органика попадает в ситуацию, сопоставимую с искусственной перегонкой органики в лабораторных условиях, где за короткий отрезок времени, но при сильном температурном воздействии из растительных и животных остатков можно получить синтетическую нефть.

Океанические осадки, попавшие в зону поддвига, всегда насыщены поровыми и кристаллизационными водами, концентрация которых нередко достигает 50%. При разогреве эти воды превращаются в термальные флюиды с температурой до 400°C и давлением более $2 \cdot 10^7$ Па. Кроме того, в зонах субдукций в результате дегидратации габбро-серпентинитового слоя океанической коры высвобождается в большом количестве связанная вода, которая также участвует в образовании термальных флюидов. Флюиды будут стремиться уйти из-под зоны поддвига в область меньшего давления. На своем пути они неизбежно начнут выжимать, растворять и выносить капельно-жидкую нефть. Этот мощный фактор выноса микронепти из материнской породы обеспечивает эффективное вытеснение и миграцию рассеянных

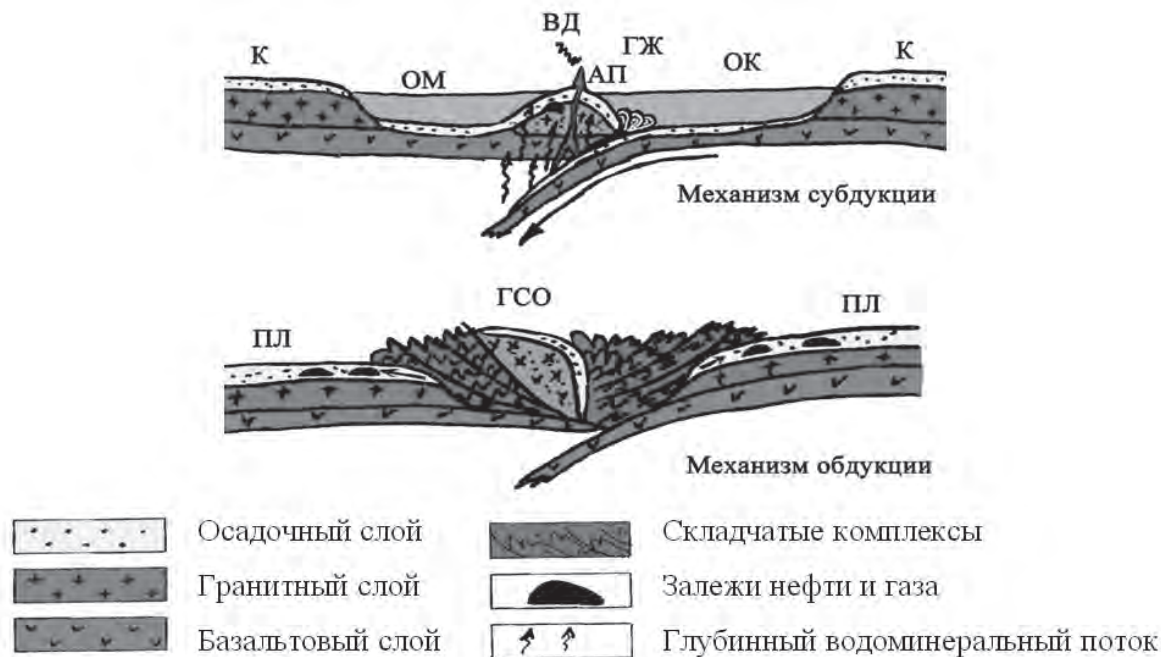


Рис. 2.2.4. Субдукционно-обдукционная модель нефтегазообразования

углеводородов микронепфти. Поднимающиеся по трещинам термальные воды с УВ (в свободном или растворенном состоянии) будут разгружаться в пределах литосферного выступа и в тылу островодужной системы с образованием залежей нефти и газа (рис. 2.2.4).

В предложенном механизме мобилизация, миграция рассеянных УВ и формирование их месторождений происходят за счет активной «промывки» осадочных слоев термальными водами. Последние вовлекают образовавшиеся УВ в общий глубинный водоминеральный поток, направленный в сторону уменьшения давления, т.е. в сторону от зоны поддвига. По мере удаления от зон поддвига температура и давление термальных вод уменьшаются, замедляется и скорость фильтрации. Создаются условия, благоприятные для аккумуляции УВ в залежи.

Масштаб современного процесса образования нефти и газа в зонах субдукций может быть оценен. При длине ныне действующих зон поддвига порядка 40 тыс. км, средней толщине осадочного слоя океанов – 500 м, средней скорости подвига – 7 см/год ежегодно в зоны субдукций затягивается около 3 млрд. т осадков. Если принять среднее содержание органики в океанических осадках 0,5%, а выход из них углеводородов 30%, то ежегодно в зонах субдукции генерируется около 5 млн. т УВ.

Накопление нефти и газа под действием субдукционно-обдукционного механизма достигает своего апогея в период окончательного закрытия океана, когда на месте океанических пространств формируются горно-складчатые области, отделенные от континентальных платформ передовыми прогибами.

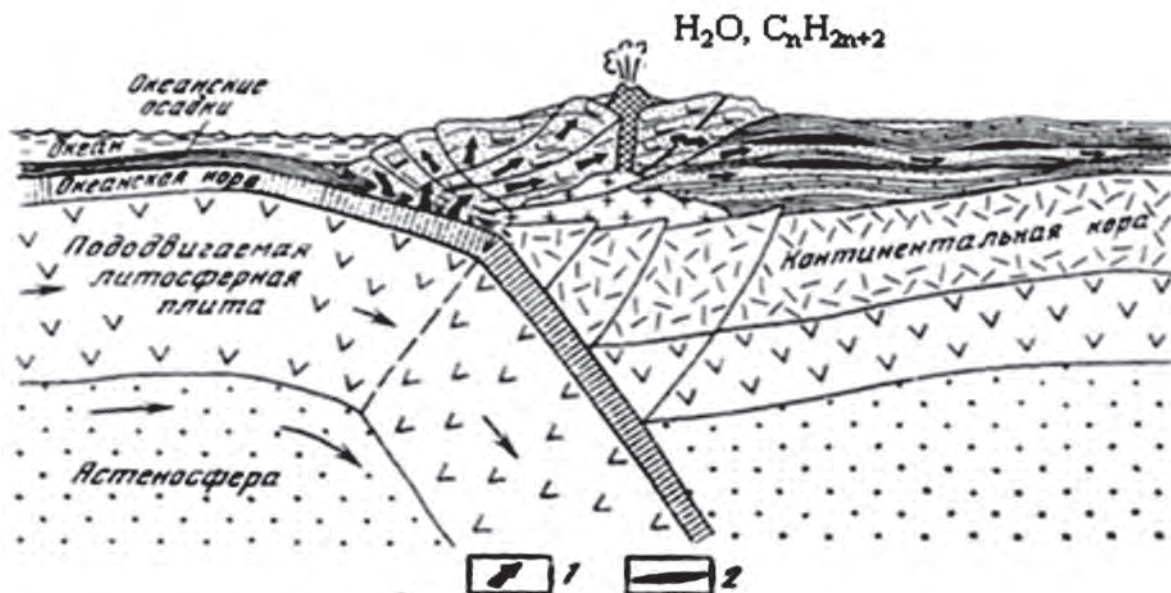


Рис. 2.2.5. Генерация углеводородов в зонах подвига океанических плит под островные дуги и активные окраины континента (по О.Г.Сорохтину): 1 – пути миграции углеводородов из зоны подвига плит в структуры надвигаемой плиты; 2 – образовавшиеся залежи углеводородов

При надвигании островной дуги на пассивный край континента (фаза полной субдукции, см. рис. 2.2.1), последний под тяжестью надвигаемых структур начинает прогибаться, что, в свою очередь, приводит к дополнительному осадконакоплению. Наконец, при столкновении этих структур, под давлением надвигаемой литосферной плиты скорость прогибания и осадконакопления резко возрастают (коллизийная фаза, см. рис. 2.2.1). Под влиянием увеличивающегося давления и температуры ускоряются и процессы нефтегазообразования (рис. 2.2.5).

Таким образом, следует различать два основных механизма поддвига, приводящих к генерации УВ. Первый обусловлен поддвигом океанической плиты под островные дуги или континенты (субдукция), а второй – надвиганием островной дуги или края континента на пассивную окраину другого континента (обдукция). Второй механизм, по-нашему мнению, более нефтеобильный и по масштабам образования нефти и газа существенно превосходит первый. Объясняется это тем, что в процесс обдукции вовлекается пассивная окраина континента, которая обладает собственным нефтегазогенерационным потенциалом. Обдукционные процессы за счет трения вызывают дополнительное тепло, которое способствует более полному преобразованию рассеянной органики в УВ нефтяного ряда, а повышенное давление в поднадвиговой части обдукционной системы усиливает отжатие капельно-жидкой нефти из нефтегазоматеринских свит деформированной (преобразованной) пассивной окраины. Обдуцирующие пластины земной коры создают таким образом эффект «горячего утюга», что существенно увеличивает общий масштаб нефтегазообразования

в субдукционно-обдукционных областях. Поэтому платформенные окраины, прилегающие к горноскладчатым областям (передовые прогибы), характеризуются аномально высокой нефтегазонасыщенностью.

Экспертные оценки, выполненные нами и другими исследователями, показывают, что в ареалах действия субдукционно-обдукционного геодинамического режима генерировалось до 80% всех выявленных запасов УВ-сырья, тогда как под влиянием рифтогенного режима образовалось ~ 15% запасов, и лишь 5% приходится на долю депрессионного режима.

Важным преимуществом рифтогенной и субдукционно-обдукционной моделей нефтегазообразования, как уже отмечалось, является раскрытость недр, что предопределяет взаимный флюидный обмен поверхностных и глубинных сфер. При этом в низах коры создаются благоприятные возможности для абиогенного синтеза метана за счет термической диссоциации океанической воды и растворенного в ней углекислого газа при участии железистых оливинов.

Таким образом, на современном этапе развития геологии нефти и газа представляется весьма вероятным существование в земной коре, гидросфере и атмосфере двух углеводородных потоков: органического и неорганического происхождения, которые в своей эволюции испытывают взаимное проникновение и смешение. Если посмотреть на эту проблему шире, то углеводороды, по крайней мере, в виде своих главных составляющих – углерода и водорода – способны проникать в мантию в зонах субдукции, уходить в космос, периодически возвращаясь из него на Землю. На рис. 2.2.6 сплошной линией показан традиционный цикл круговорота углерода в природе, а пунктиром – предполагаемые глобальные пути этого круговорота. Нисходящие ветви двух круговоротов сливаются при подходе к биосфере. Растения и животные усваивают углерод, откуда бы он ни попал на Землю, и преобразовывают его в ОВ. В дальнейшем происходят частичная «утечка» углерода и консервация его в литосфере в виде залежей нефти и газа, каменного угля и карбонатов. Значительная часть углерода попадает через зоны поддвига в мантию Земли. Пройдя в ней сложные превращения,

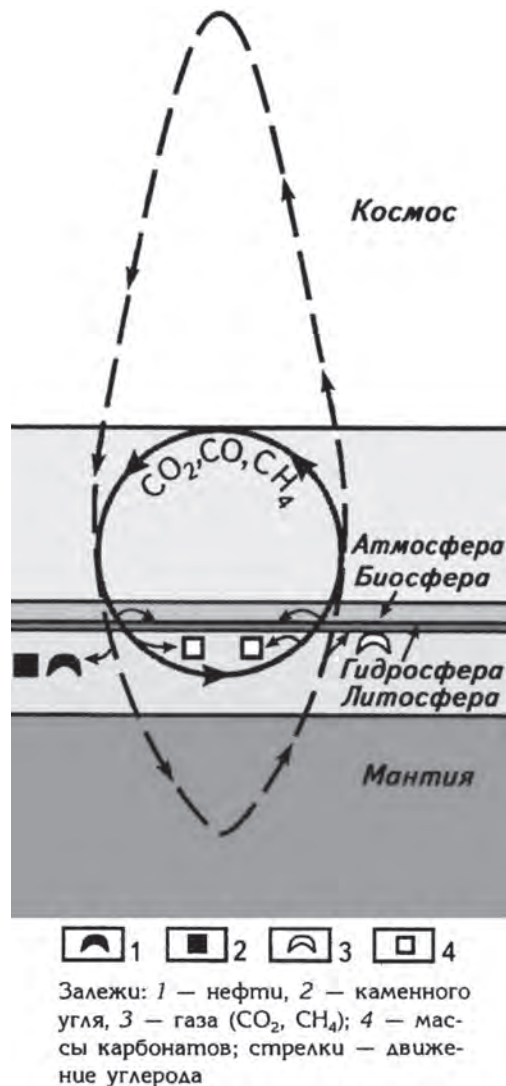


Рис. 2.2.6. Круговорот углерода в природе (Гаврилов, 1986)

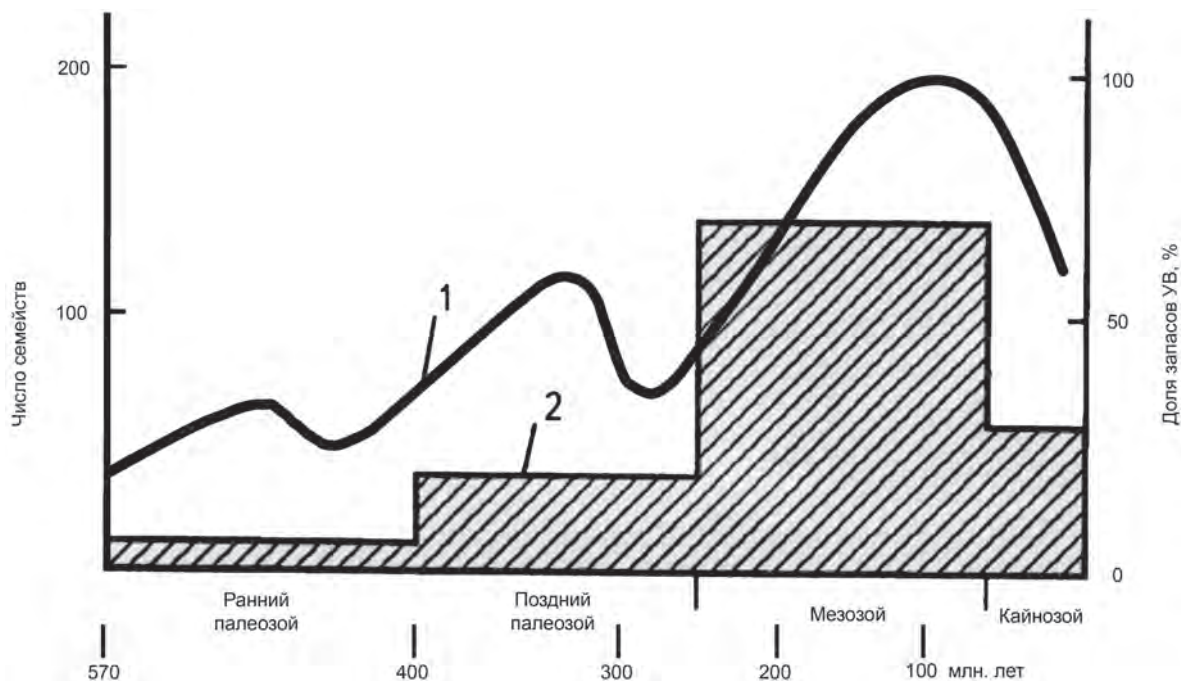


Рис. 2.2.7. Изменение числа семейств органического мира и доли запасов УВ в отложениях фанерозоя. 1 — кривая изменения числа семейств органического мира (Ушаков, Ясаманов, 1984); 2 — диаграмма изменения доли запасов УВ в отложениях фанерозоя (Бакиров, 1982)

углерод в виде «газового дыхания» недр, содержащего CO_2 , CO , CH_4 и другие эманации, вновь возвращается в литосферу, гидросферу, биосферу и атмосферу. И на этих восходящих ветвях круговорота углерода также происходят его «утечка», консервация в залежах и горных породах. Значительная его часть возвращается в атмосферу и частично рассеивается в космическом околоземном пространстве. Общим для двух типов круговорота углерода в природе является то, что углерод обязательно проходит через живые организмы и растения биосферы. Более того, организмы и растения являлись своеобразными катализаторами, которые соединяли молекулы углерода и водорода, преобразуя их в сложные углеводородные структуры. Если метановый газ может возникать биогенным и абиогенным путем, то нефть — продукт деятельности живых организмов.

В отложениях древних геологических эпох, когда органическая жизнь в видовом и количественном отношении была ограничена, и на планете не существовало биосферы в ее современном понимании, углерод при своем обращении не образовывал УВ-соединений в заметных количествах. Они стали появляться уже в те времена, когда на Земле возникла биосфера. Причем по мере расцвета органической жизни увеличивается и «производство» нефти. Так, если проследить изменение ее запасов, содержащихся в древних и более молодых толщах, то оно выглядит следующим образом. В докембрийских образованиях залежей нефти обнаружено пока мало. На долю

нижнепалеозойских отложений приходится 3,1% общемировых запасов нефти, верхнепалеозойских – 3,7, мезозойских – 68,0%, кайнозойских – 25,2%. То же можно сказать и о УВГ – соответственно: 0,4; 26,3; 62,0; 11,3%. Если проанализировать изменение числа семейств органического мира по этим же отрезкам геологического времени, то можно увидеть, что от древних эр к молодым «волны жизни» делаются все мощнее и значительнее (рис. 2.2.7). Максимум обоих показателей приходится на вторую половину мезозоя (юра, мел). По нашему мнению, это указывает на то, что только с появлением биосферы создаются благоприятные условия для образования нефти.

Оценивая с геодинамических позиций проблему генезиса нефти и газа, представляется необходимым на современном этапе развития нефтегазовой науки признать многофакторность, многовариантность этого процесса, отказаться от противостояния «органиков» и «неоргаников». Образование углеводородов обязано различным причинам, носит смешанный микстгенетический, полигенный характер. В процессе глобальной эволюции вещества в природе углеводороды разного генезиса объединяются, формируя единую, порой противоречивую семью углеводородных соединений. Даже если углеводородные газы и поступают на поверхность Земли из низов коры или мантии, то все равно углерод, входящий в их состав, когда-то был в живых организмах, видоизменялся в биосфере Земли.

Литература

1. *Бакиров А.А.* Геология и геохимия нефти и газа. М.: Недра. 1982. 288 с.
2. *Гаврилов В.П.* Происхождение нефти. М.: Недра. 1986. 176 с.
3. *Гаврилов В.П.* Столкновением плит рожденная // Техника молодежи. 1980. № 11. С. 42–44.
4. *Гаврилов В.П.* Мобилистские идеи в геологии нефти и газа // Геология нефти и газа. 2007. № 2. С. 41–49.
5. *Калинко М.К.* Методы сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности акваторий и поисков в них нефти и газа. М.: Недра. 1977. 237 с.
6. *Сорохтин О.Г., Ушаков С.А.* Глобальная эволюция Земли. М.: Изд-во МГУ. 1991. 446 с.
7. *Ушаков С.А., Ясманов Н.А.* Дрейф материков и климаты Земли. М.: Мысль. 1984. 208 с.

Л.А. Сим, Г.В. Брянцева

2.3. Использование аэрокосмических материалов при исследовании геодинамики нефтегазоносных районов (на примере Тимано-Печорской и Западно-Сибирской плит)

Изучение геодинамики нефтегазоносных районов имеет большое значение как для оценки условий разработки углеводородов (Сим, 2000; Сим и др., 2002, 2008), так и для их транспортировки (оценки устойчивости нефтепроводов) (Егоров и др., 2006). Многолетний опыт работ авторов по исследованию геодинамики платформенных территорий (в том числе нефтегазоносных) базировался на структурно-геоморфологическом изучении новейшей тектоники и специальном анализе разломной тектоники.

При таком анализе основным фактическим материалом служили результаты дешифрирования мелких прямолинейных элементов рельефа (мегатрещин) по аэро- и космическим снимкам, а также по топографической основе. По ориентировке мегатрещин между собой и по отношению к разлому с помощью структурно-геоморфологического (СГ) метода (Сим, 1991, 2000; Сим, Михайлова, 2008) можно подтвердить разломную природу линеамента и мегатрещин, сопровождающих его, восстановить направление сдвиговой компоненты по разлому (правый или левый сдвиг), геодинамическую обстановку прорыва разломов фундамента на дневную поверхность в новейший и современный этапы.

Это возможно в случае соответствия взаимной ориентировки мегатрещин и линеамента ориентациям оперяющих разрывов по отношению к разлому данным, полученным при физическом моделировании и геологическом картировании сдвигов. Обобщение взаимных ориентировок опережающих (и оперяющих) разрывов в зоне динамического влияния сдвигов было проведено М.В. Гзовским (Гзовский, 1975).

На рис.2.3.1 вдоль отдешифрированного крупного линеамента выделены различные системы мегатрещин, среди которых триада 1–3 соответствует варианту оси сжатия «В», а триада 4–6 – варианту оси сжатия «А». Оба варианта ориентировки оси сжатия приводят к левостороннему перемещению по разлому, но при варианте «В» формирование сдвига происходит в обстановке растяжения (стрелки поперек линеамента), а при варианте «А» – в трехосном напряженном состоянии. Генезис неоцифрованных мегатрещин остается невыясненным. Возраст отдешифрированных разломов и мегатрещин определяется как неотектонический по их выраженности в четвертичных отложениях, сплошным чехлом распространенных на данной территории.

При выделении новейших разломов на закрытых платформенных территориях дискуссионными являются следующие вопросы:

1) Почему вертикальная амплитуда разломов фундамента, как правило, уменьшается вверх по разрезу, сопровождаясь вырождением плоскости сместителя во флексурный перегиб слоев осадочного чехла, а в верхних слоях у дневной поверхности практически не выражены?

2) Достаточно ли величины тектонических напряжений, активизирующих разломы фундамента, для их прорыва на дневную поверхность?

3) Можно ли зоны повышенной трещиноватости на дневной поверхности над разломом фундамента (дешифрируемые как линеаменты) идентифицировать с разломами?

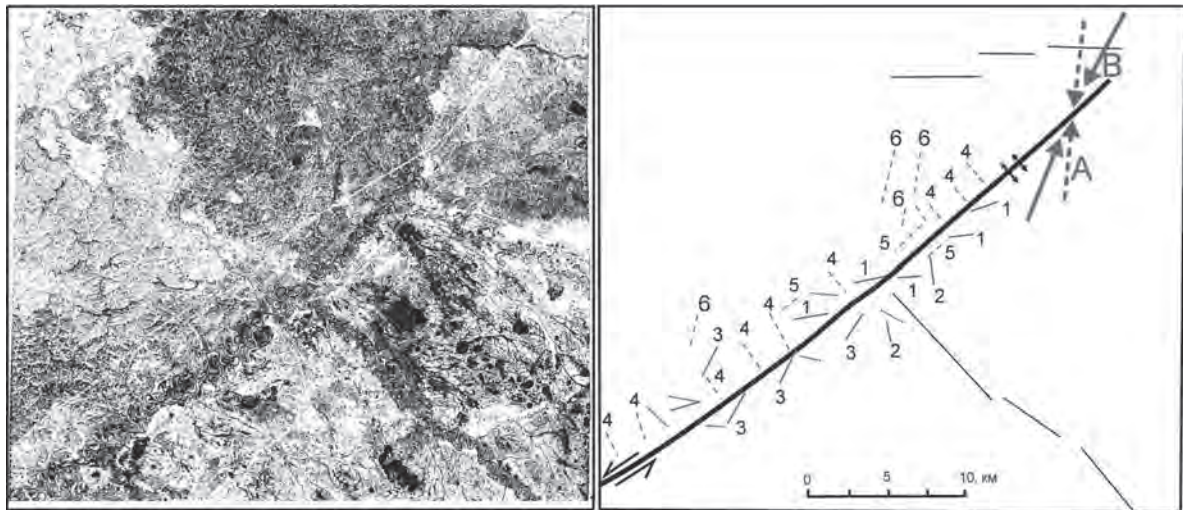


Рис. 2.3.1. Дешифрирование мегатрещин и линеаментов для реконструкции направления сдвига и геодинамической обстановки прорыва разлома на дневную поверхность (Западная Сибирь, бассейн р.Пур). Объяснения в тексте

Ответом на эти вопросы является анализ данных математического и физического моделирования сдвигов платформ.

На рис. 2.3.2 приведен пример характера связи активизированных разломов фундамента с поверхностными структурами и мегатрещинами в зонах сдвигов в осадочном чехле платформ по данным математического (рис. 2.3.2 а) и физического моделирования (рис. 2.3.2 б–г). Оба типа моделирования свидетельствуют о существовании основного максимума напряжений, ответственных за разрушение и зарождение первой группы разрывов в основании осадочного чехла над разломом фундамента. При этом вблизи дневной поверхности наблюдается второй максимум эквивалентных напряжений и группа разрывов, формирующаяся еще до образования магистрального разрыва, объединяющего обе группы.

Таким образом, согласно данным моделирования, можно ответить на все перечисленные выше вопросы: вертикальная амплитуда смещений не улавливается в верхних слоях осадочного чехла из-за преобладания сдвиговых перемещений по разломам фундамента на поздних стадиях развития; разрывы второй группы образуют зону повышенной трещиноватости над разломом, связанную с его активизацией, а наличие этих зон, собственно, свидетельствует о том, что величины тектонических напряжений достаточно для прорыва разломов фундамента на дневную поверхность.

Сплошь и рядом неизвестность стадии сдвигообразования переводит вопрос о том, можно ли отождествлять линеаменты и разлом фундамента, совмещенные в пространстве, из понятийной в терминологическую плоскость. Если разрывы второй группы ориентированы относительно простирания разлома соответственно полевым данным и данным моделирования, то разломная природа линеамента и мегатрещин принимается, как было уже сказано выше, доказанной.

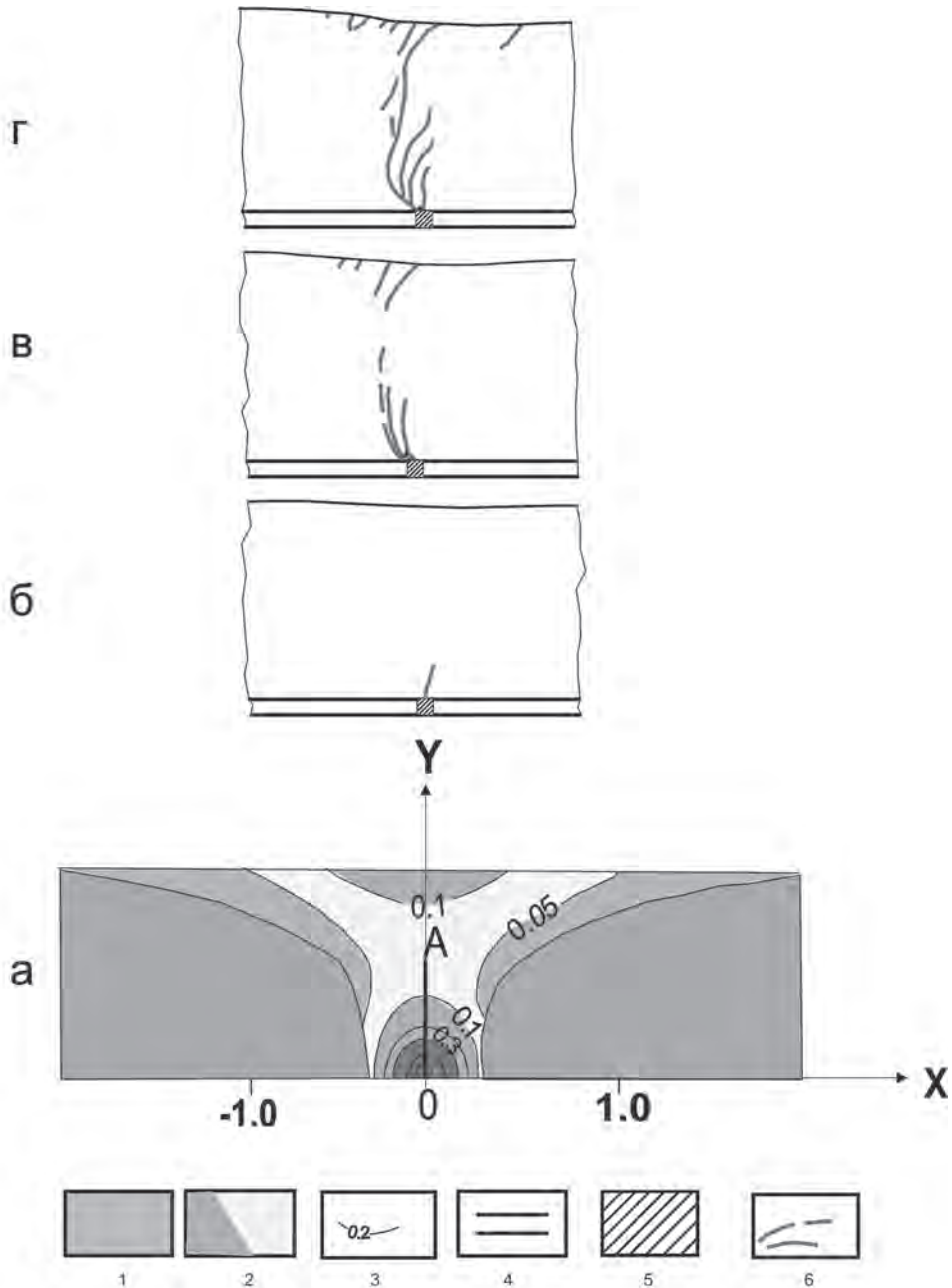


Рис. 2.3.2. Разрушение слоя над сдвигом в его основании.

а – расчетные эквивалентные напряжения, ответственные за разрушение (Ребецкий, 1987);

б–г – последовательные стадии разрушения (в разрезе) (Михайлова, 2002):

б – зарождение разрыва в слое над областью сдвига в основании, в – развитие разрыва двумя группами – снизу и сверху, г – объединение обеих групп разрывов.

1 – область двустороннего сжатия и отсутствия разрывов; 2 – область скалывания: максимальные нормальные напряжения положительны, минимальные – отрицательны; 3 – изолинии эквивалентных напряжений; 4 – блоки фундамента в основании; 5 – зона дробления; 6 – разрывы

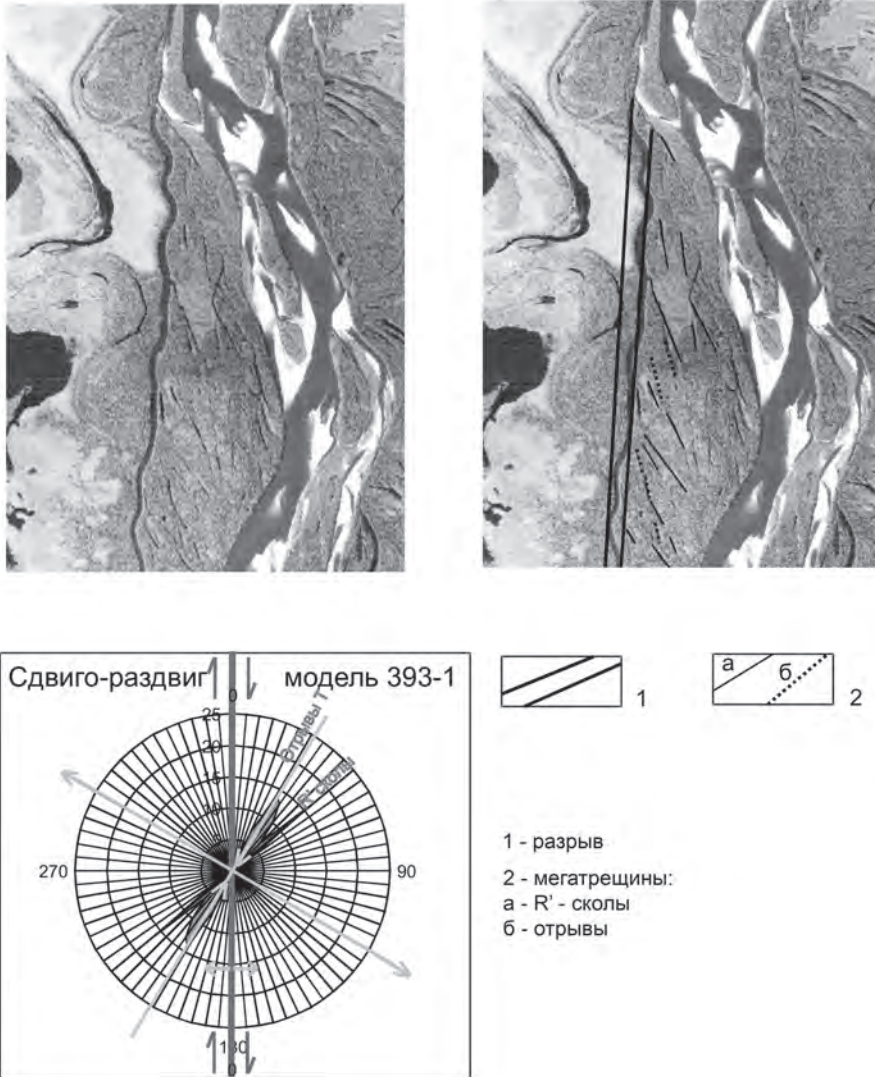


Рис. 2.3.3. Сдвиго-раздвиг (Долина р. Пур, Западная Сибирь)

На рис. 2.3.3 приведен пример использования фотоснимка при распознавании сдвиго-раздвига, который формируется в обстановке дополнительного растяжения. По данным физического моделирования сдвиго-раздвига (в обстановке дополнительного растяжения, нормального к плоскости сместителя) была составлена роза-диаграмма разрывов второй группы (рис. 2.3.3, нижняя часть). На диаграмме выделяются два максимума разрывов: отрывы (на модели достаточно хорошо отличимые от сколов) и антитетические сколы (или сколы R'). На правом берегу прямолинейного водотока, принимаемого за линеймент-разлом (верхний левый фрагмент снимка), дешифрируются мелкие прямолинейные меандры (правый снимок), ориентированные

как отрывы, и R'-сколы при левом сдвиге, что дает основание считать линеамент разломом, формирующимся в геодинамической обстановке растяжения и являющимся левым сдвигом.

Изложенным методом было проведено изучение новейшей тектоники северной части Колвинского мегавала, входящего в состав Тимано-Печорской плиты. На севере Печоро-Колвинского мегавала (Тимано-Печорская плита) одно из новейших поднятий, отчетливо выраженное на космическом снимке, практически не видно на топографической основе аналогичного масштаба, что подчеркивает роль аэрофото-материалов в понимании геологического строения районов (Сим, Рапопорт, 2009). Кроме этого, при анализе поля неотектонических напряжений, разломной тектоники Тимано-Печорской провинции и распределения крупнейших нефтегазоносных структур выяснилось, что к секторам сжатия, сформированным на пересечении разнонаправленных диагональных сдвигов, сконцентрированы крупные положительные нефтегазоносные структуры. Локальные обстановки сжатия в этих секторах, раскрытых на север и юг (сектора растяжения, соответственно, раскрыты на запад и восток) способствуют формированию поднятий в новейший этап и подтоку к ним углеводородов (Топоркова и др., 1993).

Результаты использования СГ метода для изучения разломов на платформах важно сочетать с исследованием складчатых структур, которые выявлялись на севере Западно-Сибирской плиты по дешифрированию геоморфологических признаков развивающихся впадин и поднятий, а также по сравнению аэрофото-материалов разных лет, показывающих высыхающие озера на водоразделах в связи с ростом поднятий (рис. 2.3.4).

Изучаемая часть Западно-Сибирской плиты представляет собой низкую аккумулятивную равнину с гипсометрическими отметками, не превышающими 150 м, и относится к геокриозоне с широким развитием солифлюкционных потоков и покровов, значительной заозеренностью, аласами и другими формами микрорельефа, свойственными деятельному слою. В связи с перечисленными особенностями рельефа применялась модифицированная методика, заключающаяся в целенаправленном анализе очертаний участков повышенной заозеренности, направлений главных солифлюкционных потоков, радиальных рисунков эмбрионального линейного стока и ручьев.

Такой анализ позволил выделить ряд куполовидных и брахиформных структурных форм-поднятий – зарождающихся возвышенностей, подчеркнутых не только вышеперечисленными элементами рельефа, но и суммой косвенных признаков (рис. 2.3.5) (Костенко, Брянцева, 2000). В комплексное изучение разломов входило сопоставление с опубликованными картографическими, геологическими, геофизическими, геоморфологическими данными, а по отдельным месторождениям нефти (Русское, Восточно-Таркосаленское) – и с фондовыми геолого-геофизическими материалами.

С помощью изложенных методов составлена схема неотектонических структур севера Западно-Сибирской плиты, основанная на структурно-геоморфологическом анализе аэрофотоснимков (масштаб от 1:50 000 до 1:200 000) и топографической основы масштаба 1:1 000 000.

Подтверждением справедливости выделенных новейших структур и их молодого возраста является выраженность поднятий и впадин в современном рельефе, в том числе и в рельефе дочетвертичных отложений на указанных выше месторождениях.

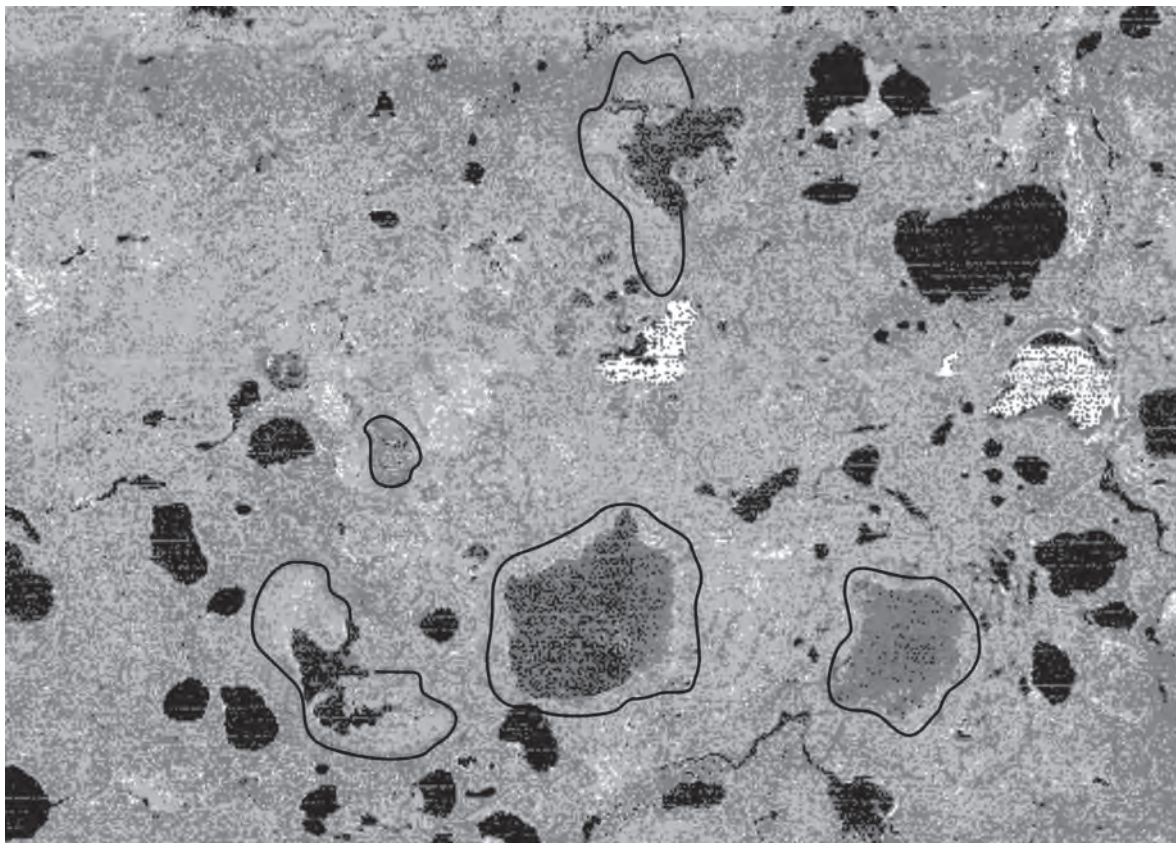


Рис. 2.3.4. Пересыхающие озера на своде новейшего поднятия. Западная Сибирь

Ярким подтверждением наличия сдвигов, определенных СГ методом на Западно-Сибирской плите, являются результаты анализа данных сейсмики 3D, показывающие развитие сдвигов в новейший этап не только в указанном регионе, но и в целом ряде месторождений углеводородов в мире (Гогоненков и др., 2007). Необходимо отметить, что по данным сейсморазведки 3D на севере Западно-Сибирской плиты практически повсеместно установлено меридиональное субгоризонтальное сжатие, которому хорошо соответствуют полученные структурно-геоморфологическим методом характеристики новейшего напряженного состояния.

Выделенные на схеме новейшие структуры формируют разделенные долиной р. Пур западную и восточную группы, общей чертой которых является преобладающая субширотная ориентировка удлиненных осей брахискладок, а также тенденция к формированию субширотных систем (Костенко, Брянцева, 2000). Можно выделить три субширотные полосы развития локальных структур. Они разделены широтными разломами, которые выделяются на карте разломов фундамента Западно-Сибирской и Тимано-Печорской плит как Тэйский и Нуновато-Полуйский (Шаблинская, 1982). На космических снимках и топографических основах указанные разломы дешифрируются лишь в виде отдельных отрезков.

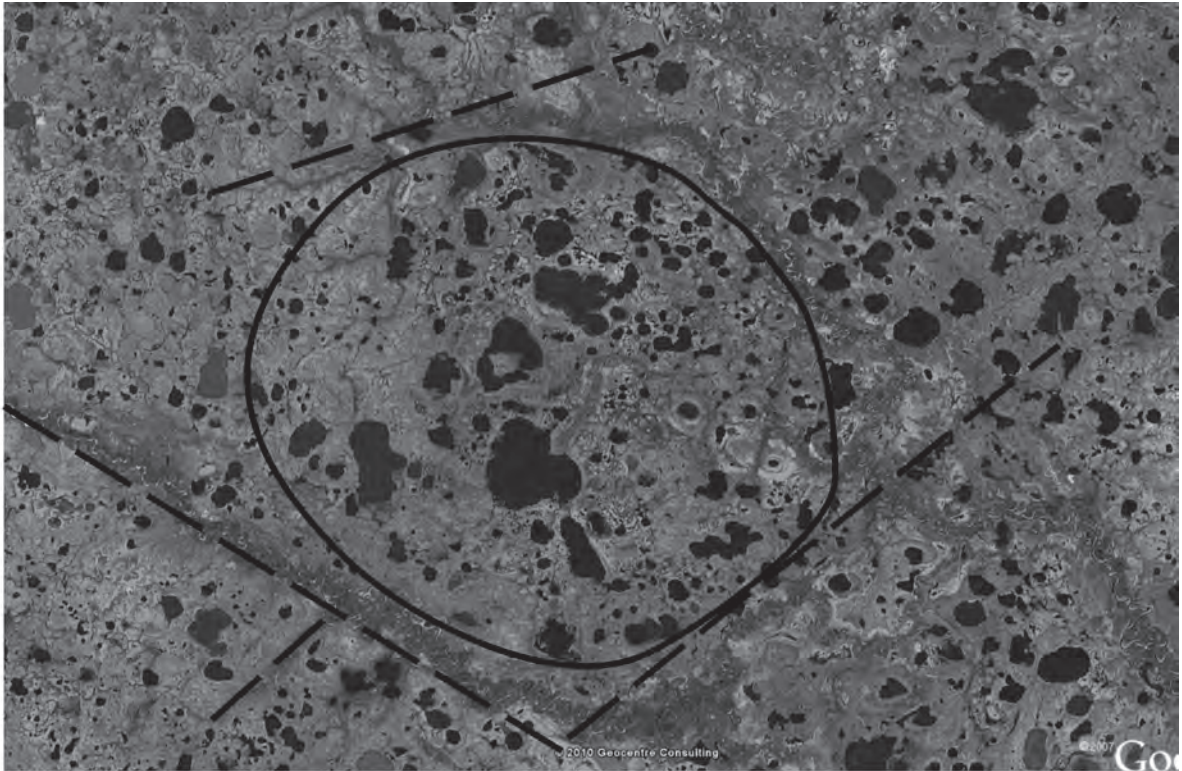


Рис. 2.3.5. Новейшие структуры: 1 – поднятие, 2 – трещины в осадочном чехле (разрывы).
Западная Сибирь

На рис. 2.3.6 показаны границы Нижнепуровского и Часельского меридиональных валов, которые были выделены еще в конце 70-х годов (Зятькова, 1979). Отдельные новейшие брахиформные складки имеют разломные границы. При этом субмеридиональная структура на правом берегу р. Пур обусловлена близостью крупного меридионального разлома, по которому разработана долина реки.

Тектонические напряжения, восстановленные СГ методом в северной части Западно-Сибирской плиты, показывают субмеридиональную ориентацию оси сжатия и субширотную – растяжения. Диагональные разломы являются сдвигами, при этом разломы северо-западного простирания имеют правосдвиговую, а северо-восточного – левосдвиговую составляющую перемещений. Широтные разломы в таком поле напряжений должны испытывать дополнительное сжатие, что отмечено на отрезках Тэйского разлома, а субмеридиональные должны формироваться как сбросо-раздвиги в геодинамической обстановке растяжения. С этим согласуются реконструкции поля напряжений по разлому СЗ простирания из Колтогорско-Уренгойской системы в низовьях р. Пур, по меридиональному разлому в восточном

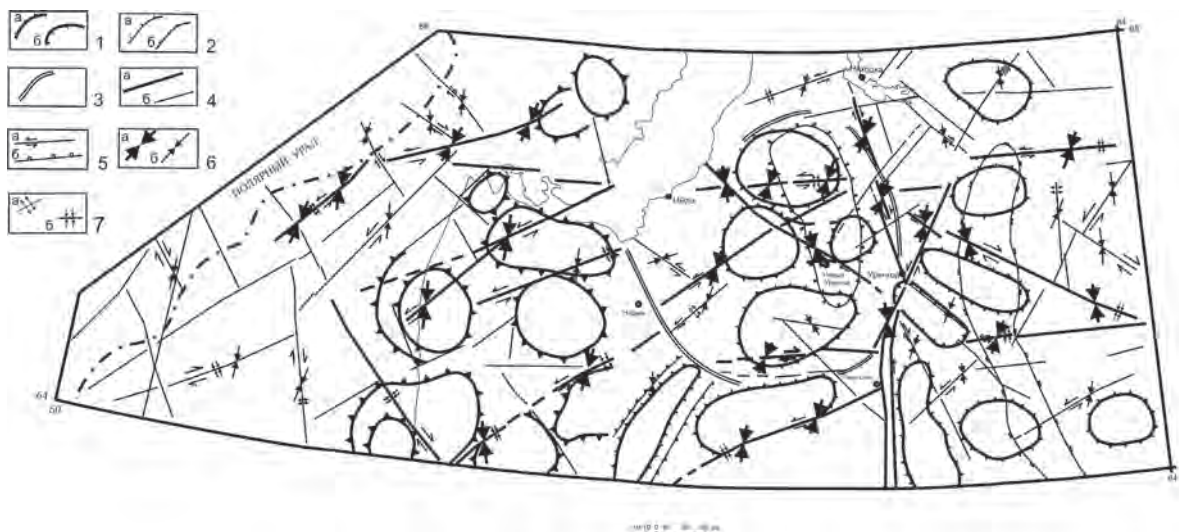


Рис. 2.3.6. Схема неотектонических структур севера Западно-Сибирской плиты.

1 – новейшие складчатые структуры: а – поднятия, б – впадины; 2 – границы валов (Зятькова, 1979): а – Нижнепуровского, б – Часельского; 3 – кольцевая структура (по карте разломов территории СССР..., 1980); 4 – новейшие разломы: а – I-го ранга; б – прочие; 5 – кинематические типы разломов: а – сдвиги, б – сбросы (взбросы), зубцы в сторону опущенного крыла; б – ориентация оси сжатия в горизонтальной плоскости: а – I-го ранга, б – прочие; 7 – геодинамическая обстановка формирования разломов: а – растяжения, б – сжатия

обрамлении Часельского вала, а также наличие меридионального Пурского новейшего мегапрогиба над Колтогорско-Уренгойским грабеном, в пределах которого определялся сдвиго-раздвиг (рис. 2.3.3).

Таким образом, комплексный анализ разномасштабных фотоснимков совместно с анализом топографических карт обширных закрытых платформенных территорий позволяет выделить новейшие разломные и складчатые структуры, охарактеризовать кинематические типы активизированных разломов фундамента и геодинамическую обстановку их активизации, что может иметь практическое значение.

Литература

1. *Гзовский М.В.* Основы тектонофизики. М.: Недра. 1975. 535 с.
2. *Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И.* Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2007. № 3. С. 3–10.
3. *Егоров Б.Н., Сим Л.А., Конох О.А.* Использование информации космических снимков для прогнозирования участков развития деструктивных геологических процессов в пределах магистральных газопроводов // М-лы XII Междунар. конф. «Активные геол. и геофиз. процессы в литосфере. Методы, средства и рез-ты изучения». Воронеж. 2006. Т. 1. С. 194–199.

4. *Зятькова Л.К.* Структурная геоморфология Западной Сибири. Новосибирск: Наука. Сиб. отд. АН СССР. 1979. 200 с.
5. Карта разломов территории СССР и сопредельных стран. М-б 1:250 000 // Ред. *Н.А.Белявский, В.А.Унков.* М.: Мингео СССР. 1980.
6. *Костенко Н.П., Брянцева Г.В.* Неотектоника Надым-Тазовской синеклизы (Ново-Уренгойский регион) // Общие вопросы тектоники. Тектоника России. М-лы XXXIII Тект.сов., 2000. М.: ГЕОС. С. 251–253.
7. *Михайлова А.В.* Исследование механизмов формирования тектонических структур в слое над активными разломами фундамента в свете учения М.В. Гзовского // Тектонофизика сегодня. М.: Изд. ОИФЗ РАН. 2002. С. 212–224.
8. *Ребецкий Ю.Л.* Напряженное состояние слоя при продольном горизонтальном сдвиге блоков его фундамента // Поля напряжений и деформаций в земной коре. М.: Наука, 1987. С. 41–56.
9. *Сим Л.А.* Изучение тектонических напряжений по геологическим индикаторам (методы, результаты, рекомендации) // Изв. Вузов. Геология и разведка. 1991. № 10. С. 3–22.
10. *Сим Л.А.* Влияние глобального тектогенеза на новейшее напряженное состояние платформ Европы // Сб. М.В. Гзовский и развитие тектонофизики. М.: Наука. 2000. С. 326–350.
11. *Сим Л.А., Фурсов А.Я., Постников Е.В., Постников А.В.* Влияние неотектонических напряжений на распределение нефтегазоносности платформенных областей // Тектонофизика сегодня. М.: Изд. ОИФЗ РАН. 2002. С. 244–247.
12. *Сим Л.А., Брянцева Г.В., Чекмарев К.В.* Перестройка структурного плана севера Западно-Сибирской плиты и Полярного Урала в новейший этап /В сб.: Проблемы тектонофизики. К 40-летию создания М.В. Гзовским лаб. тектонофизики в ИФЗ РАН. М.: Изд. ИФЗ РАН. 2008. С. 301–318.
13. *Сим Л.А., Михайлова А.В.* Разломы осадочного чехла платформ и методы их исследования // Проблемы тектонофизики. К 40-летию создания М.В.Гзовским лаб. тектонофизики в ИФЗ РАН. М.: Изд. ИФЗ РАН. 2008. С. 141–148.
14. *Сим Л.А., Рапопорт А.Б.* Тектонофизические методы выявления активности новейших разломов на платформах // Геологические опасности. Мат-лы XV Всероссийской конференции с международным участием. Архангельск, Ин-т экологических проблем Севера АН УрО РАН. 2009. С. 407–410.
15. *Топоркова Н.Г., Ляховицкий Ф.М., Сим Л.А.* Перспективы геолого-геофизических исследований геодинамической обстановки в платформенных условиях // Междунар. научн. конф. «Геофизика и современный мир», 9–13 августа 1993 г. Сб. рефератов докл. М.: ВИНТИ. С. 142–143.
16. *Шаблинская Н.В.* Разломная тектоника Западно-Сибирской и Тимано-Печорской плит и вопросы нефтегазоносности палеозоя. Л.: Недра. 1982. 155 с.

В.Г. Бондур, А.Т. Зверев, Е.В. Гапонова

2.4. Многоуровневый линеаментный анализ космических изображений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Введение

Месторождения нефти и газа Западной Сибири обеспечивают лидерство России на мировом рынке углеводородного сырья. Исходя из социально-экономических интересов России, это лидерство необходимо удержать и не столько за счет усиления эксплуатации известных месторождений, сколько за счет открытия новых перспективных нефтегазоносных площадей и месторождений. При решении данной задачи значительная роль отводится дистанционным (прежде всего космическим) методам изучения земной коры.

При поиске нефти и газа основными объектами дешифрирования на космических изображениях являются линеаменты и кольцевые структуры. Установлено, что нефтегазоносные структуры во многих нефтегазоносных бассейнах контролируются региональными разломами или узлами пересечения разломов и линеаментов. Разрывные нарушения создают благоприятные условия для формирования структур, которые определяют характер распределения фаций и масштабов отложений, их гидрогеологические и другие свойства, способствующие накоплению углеводородов. При этом сетка линеаментов, отдешифрированная на космических изображениях, контролирует распределение тектонических структур и зоны трещиноватости, которые определяют коллекторные свойства горных пород.

В Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинции около 70% локальных структур, перспективных для поиска нефти и газа, приурочены к зонам региональных разломов. В Западно-Сибирской провинции на основе структурно-геоморфологического анализа космических изображений выявлена субширотная и субмеридианальная зональность. Крупные положительные структуры осадочного чехла контролируются субширотными зонами, а разделяющие их перемычки и седловины – субмеридианальными. Как известно, для нефтегазонакопления наиболее благоприятны линейные зоны растяжения. Такие зоны в виде линеаментов нередко хорошо проявлены на космических изображениях (Бондур, Зверев, 2005; Бондур и др, 2010).

В последнее время повышенный интерес проявляется к изучению современных геодинамических зон и их связи с нефтегазовыми месторождениями, а также их влиянию на аварийность скважин, трубопроводов и других инженерных сооружений. Эти зоны определяют особенности напряженно-деформированного состояния массивов горных пород, развитие участков повышенной трещиноватости и проницаемости, влияющих на режим и техногенное загрязнение подземных вод, интенсификацию негативных геологических и опасных техногенных процессов. Неизбежным следствием этих процессов является высокая аварийность промысловых сооружений (смятие и нарушение герметичности буровых колонн, порывы трубопроводов и др.), приведшая к большим экономическим и экологическим потерям. Случаи аварий на объектах нефтегазовой промышленности четко дифференцированы по площади и группируются в пределах конкретных локальных

участков, характеризующихся аномальными проявлениями современных деформационных процессов.

Изучение систем линеаментов и разделяемых ими блоковых структур Западной Сибири проводится достаточно давно. Для этой территории сделана попытка выявить закономерности пространственного размещения нефтегазоносных объектов относительно дизъюнктивных систем. За основу взяты карты дизъюнктивов и плотностей их размещения для Западно-Сибирской плиты и смежных с ней территорий. В результате выяснилось, что существует пространственное совпадение и сходство ориентировки узлов плотности дизъюнктивов и зон нефтегазоносности. Выявлена также определенная приуроченность нефтяных и газоносных зон к площади разной плотности дизъюнктивов. Так, известные зоны преимущественного нефтенакпления пространственно совпадают с полями повышенной плотности дизъюнктивов, а преимущественного газонакпления – с площадями малой их плотности. Избирательная приуроченность нефтяных и газовых структур к полям различной плотности дизъюнктивов свидетельствует о том, что на площадях, где плотность локальных нарушений превышает некоторый оптимум, мала вероятность обнаружения крупных газовых залежей. Поэтому, используя преимущественную приуроченность зон газо- и нефтенакпления к различным уровням плотности дизъюнктивов, можно карту, составленную на основе аэрокосмических дистанционных исследований, использовать для подтверждения и уточнения известных карт прогноза нефтегазоносности (Зятькова и др., 1988).

Использование автоматизированных методов дешифрирования линеаментов на космических изображениях открывает новые перспективы перед исследователями и практиками (Бондур, Зверев, 2005; 2007; Бондур и др. 2011; 2012). Это, в первую очередь, связано с достоверностью получаемых результатов, свободных от субъективных ошибок дешифрирования, что нередко приводило к прямо противоположным результатам при визуальном (или инструментально-визуальном) дешифрировании одного и того же космического изображения.

В данной работе выполнен автоматизированный многоуровневый линеаментный анализ космических изображений четырех тестовых участков Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции при разной степени генерализации исходных космических изображений (рис. 2.4.1).

Методика и объекты исследования

В работе использована программа автоматизированного линеаментного анализа LESSA, которая позволяет получать схемы плотности элементарных (штрихов) линеаментов и путем пороговой фильтрации выявлять протяженные (сквозные) линеаменты разных иерархических уровней (Zlatopolsky, 1997). Следует отметить, что при сложных геологических условиях увеличение порогов фильтрации нередко сопровождается потерей достоверности результатов (Бондур, Зверев, 2007). Поэтому нами выполнены исследования Западной Сибири при нулевом пороге. При таком пороге выявляются локальные штрих-линеаменты, имеющие протяженность 10 пикселей. Чтобы получить их длину в метрах (или километрах), надо количество пикселей умножить на пространственное разрешение космического изображения, которое отпечатывает размер одного пикселя на местности.



Рис. 2.4.1. Схема расположения тестовых участков: № 1 – Западно-Сибирская плита (использовалось изображение, полученное 13 июля 2007 года аппаратурой MODIS спутника TERRA); № 2 – территория полуострова Ямал (использовалось изображение, полученное 16 сентября 1999 года с помощью аппаратуры ETM+ спутника Landsat-7); № 3 – территория вблизи г. Новый Уренгой (использовалось изображение, полученное 03 августа 2001 года аппаратурой ETM+ спутника Landsat-7); № 4 – территория вблизи г. Surgut (использовалось изображение, полученное 12 мая 2001 года аппаратурой ETM+ спутника Landsat-7)

Линейные антропогенные объекты (дороги, трубопроводы, ЛЭП и др.) выражены на космических изображениях высокого и сверхвысокого разрешения. При разрешении 50–100 метров и ниже антропогенные линеаменты не выражены из-за своих малых поперечных размеров.

Штрих-линеаменты, проявленные на космических изображениях при нулевом пороге, повторяют рисунок речных систем и овражно-балочные сети. Как известно, последние обычно закладываются в ослабленных зонах (зонах растяжения), в которых ослаблено сцепление между компонентами горных пород и которые часто совпадают с зонами трещин и разрывных нарушений. Чем более крупная река, тем четче проявлена эта зависимость.

Таким образом, появляется возможность при суммировании штрих-линеаментов, ориентированных по разным направлениям, выявить преобладающие направления водных потоков и связанных с ними зон трещин и разрывных нарушений. Зоны сжатия, расположенные между зонами растяжения, также проявляются на космических изображениях в виде линеаментов, отвечающих положительным формам рельефа линейной формы. Они, как и зоны сжатия, помогают выявить основной рисунок напряженно-деформированного состояния земной коры.

Как указывалось выше, изменяя степень генерализации, т.е. уменьшая пространственное разрешение исходного космического изображения, мы добиваемся того, что исследуем все более крупные линейные элементы гидрографии и орографии, связанные уже не с локальным, а региональным планом расположения зон сжатия и растяжения (трещиноватости). А это позволяет изучать линеаменты разных иерархических уровней и выявить количественные соотношения линеаментов разных направлений 90° , 67° , 45° , 22° , 0° , 338° , 315° , 293° (осреднение составило $22,5^\circ$).

Автоматизированный многоуровневый линеаментный анализ выполнен на четырех тестовых участках, схема расположения которых приведена на рис. 2.4.1.

Размер тестового участка № 1 составил 1240×1240 км, а № 2, 3, 4 – 155×155 км. В центре первого участка был вырезан квадрат, сторона которого равнялась половине длины всего участка. Подобная процедура была проделана и с этим внутренним квадратом, а затем и с последним квадратом (рис. 2.4.2).

Параллельно с данной процедурой проводилась генерализация исходного изображения (MODIS, красная зона, пространственное разрешение 250 м) для того, чтобы размеры как изображения всего участка № 1, так и его фрагментов в среднем составляли 1000×1000 пикселей.

Подобный размер использовался потому, что при работе в программе LESSA наилучшие результаты получаются при размерах от 500×500 до 1000×1000 пикселей. В конечном результате для участка №1 были получены фрагменты с пространственным разрешением 2 км, 1 км, 0,5 км, 0,25 км, начиная с генерализованного космического изображения всего участка и заканчивая его самым малым центральным фрагментом соответственно. Автоматизированный линеаментный анализ генерализованных изображений позволил выявить четыре иерархических уровня линеаментов.

С участками № 2, 3, 4 выполнена такая же процедура, но фрагменты исходного космического изображения (Landsat-7, панхроматическая зона спектра, пространственное разрешение 15 м) выделены в северо-восточном (СВ) и юго-западном (ЮЗ) его секторах (см. рис. 2.4.3).

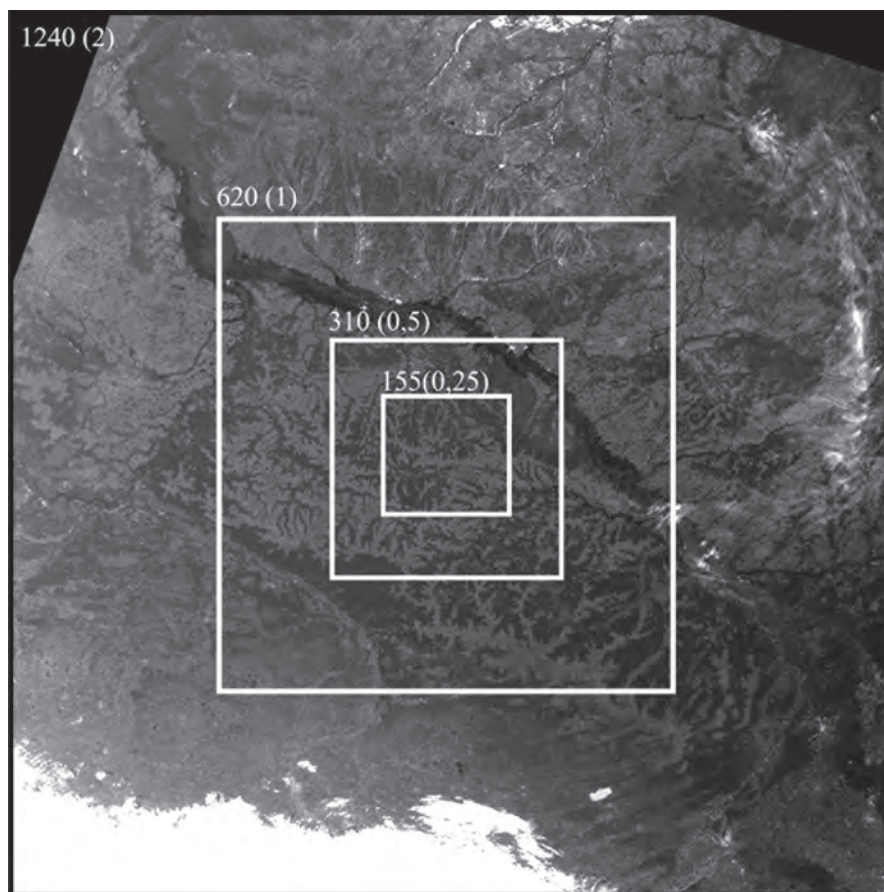


Рис. 2.4.2. Схема расположения генерализованных фрагментов космического изображения тестового участка № 1. Указана длина стороны каждого квадрата (в км), а в скобках пространственное разрешение (в км)

Это позволило проанализировать системы линеаментов в разных частях участков № 2, 3, 4 с целью выявления их пространственных изменений. Размер исходного изображения и его фрагментов также, как и для участка №1 составил в среднем около 1000×1000 пикселей, что соответствует пространственному разрешению на местности 240 м, 120 м, 60 м, 31 м, 15 м, начиная с генерализованного космического изображения всего участка и заканчивая его самым малым фрагментом соответственно. Это позволило дополнительно выявить еще 5 иерархических уровней линеаментов. Совместно с участком № 1 было выявлено 9 иерархических уровней.

Каждый генерализованный фрагмент космических изображений участков № 1, 2, 3, 4 был подвергнут автоматизированному линеаментному анализу, в результате которого получены: суммарная длина линеаментов по всем восьми направлениям (с осреднением $22,5^\circ$) 90° , 67° , 45° , 22° , 0° , 338° , 315° , 293° ; величина отношения суммарных длин разных направлений (для одного фрагмента 28 отношений); схемы плотности линеаментов для участков № 1, 2, 3, 4 и всех их фрагментов.

2.4. Многоуровневый линейментный анализ космических изображений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

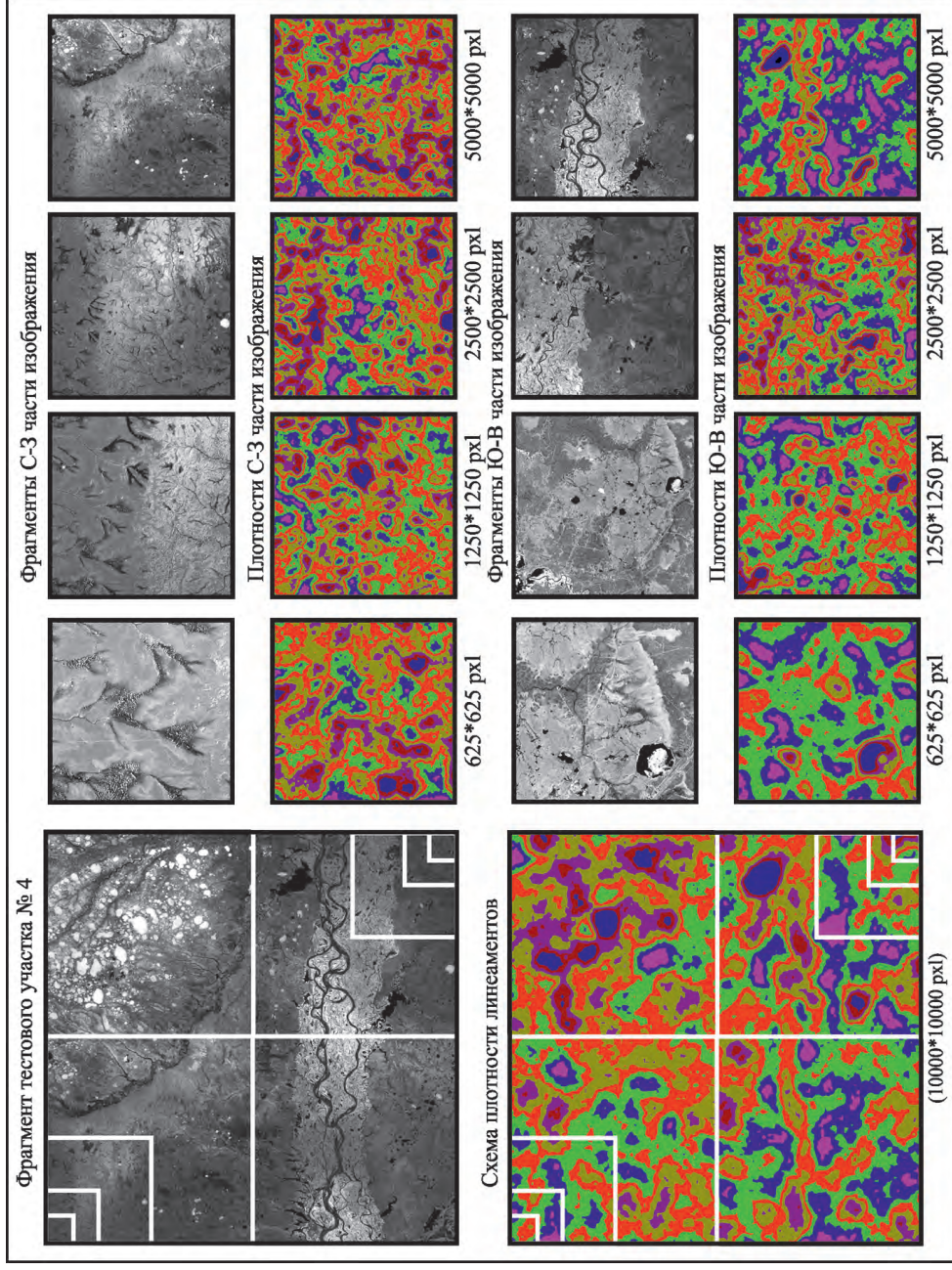


Рис. 2.4.7. Схемы плотности линейментов для тестового участка № 4

2.5. Использование дистанционных методов для изучения глубинного строения Абрахмановской площади Ромашкинского месторождения

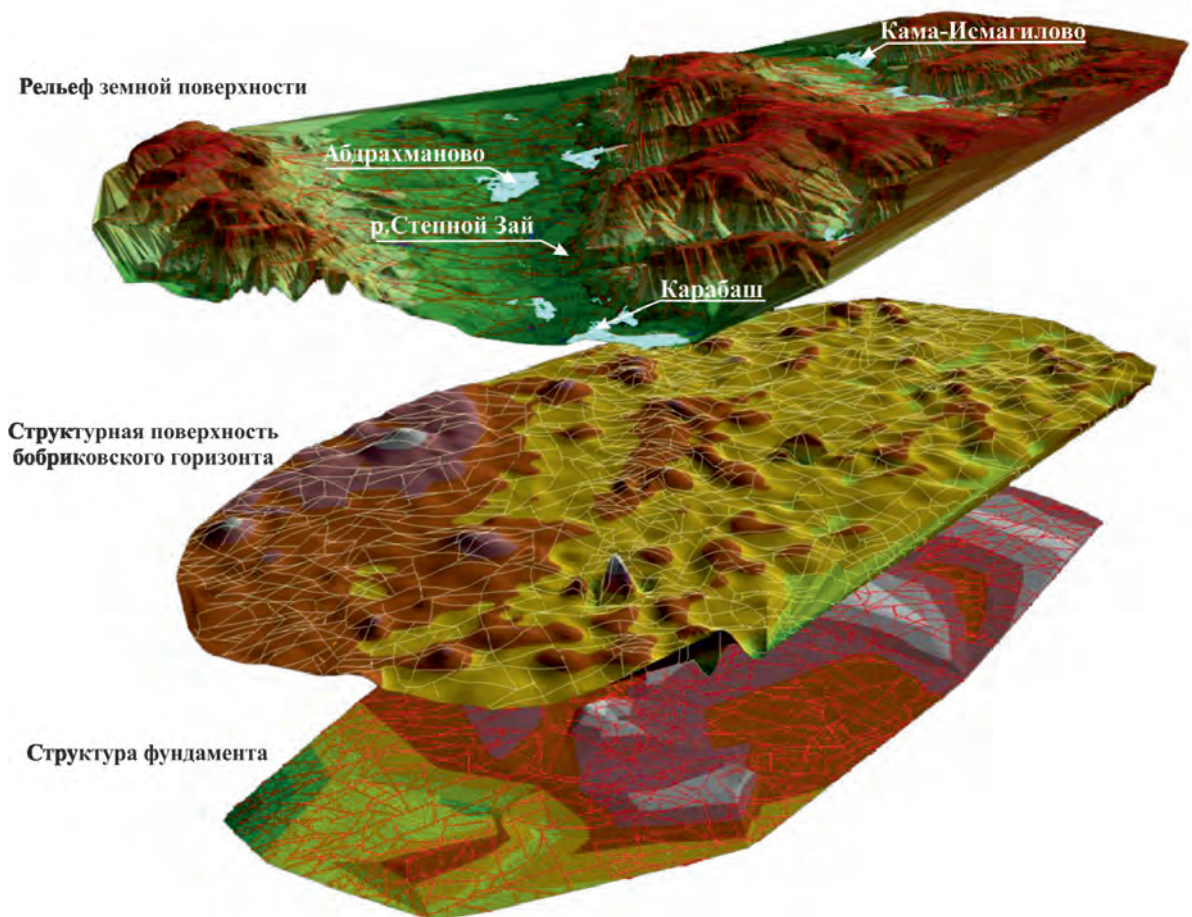


Рис. 2.5.1. Трехмерная модель геологического строения Абрахмановской площади с выделенными по космическому снимку КФА-1000 линеаментами и их проекцией на структуру бобриковского горизонта и фундамент

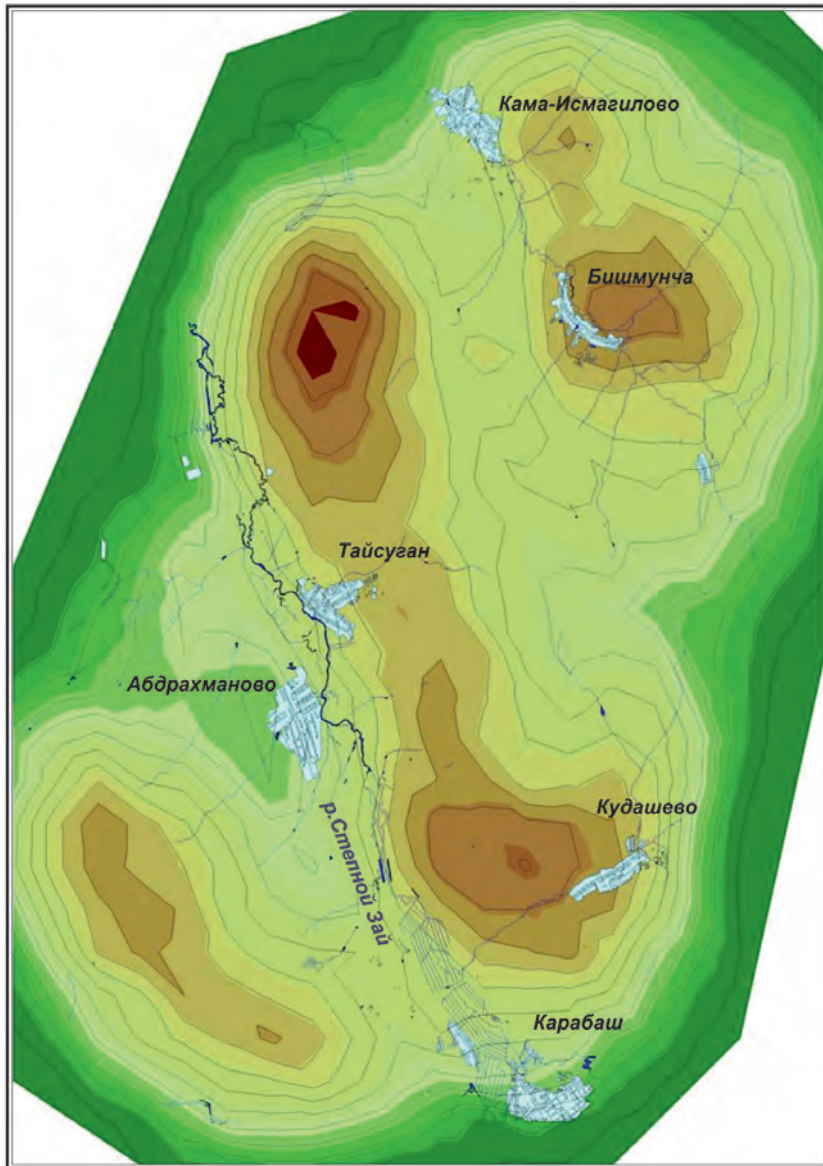


Рис. 2.5.2. Схема изменения плотности линеаментов в пределах Адрахмановской площади Ромашкинского месторождения

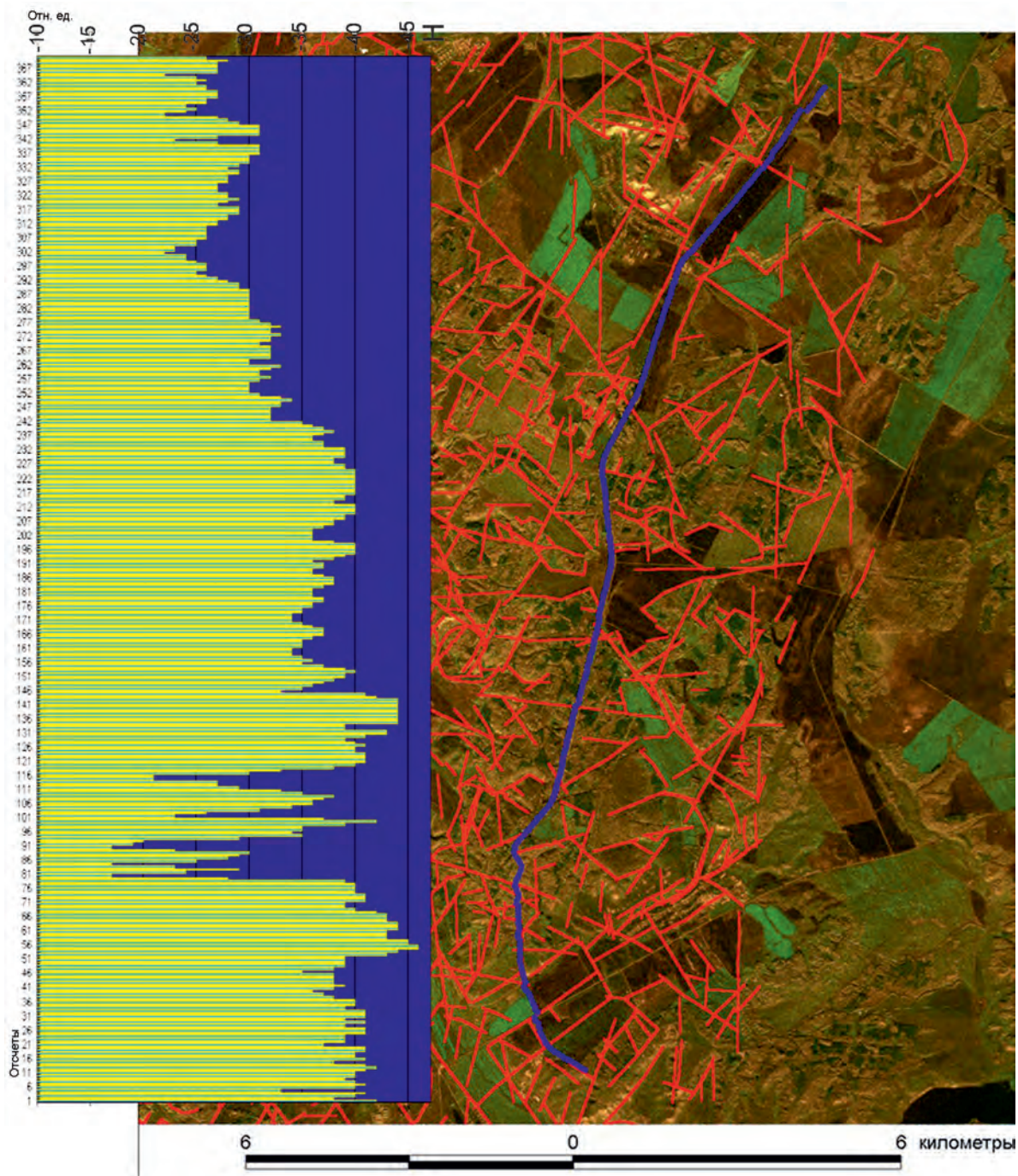


Рис. 2.5.3. Результаты съемки подпочвенного водорода и схема дешифрирования центральной части Абдрахмановской площади

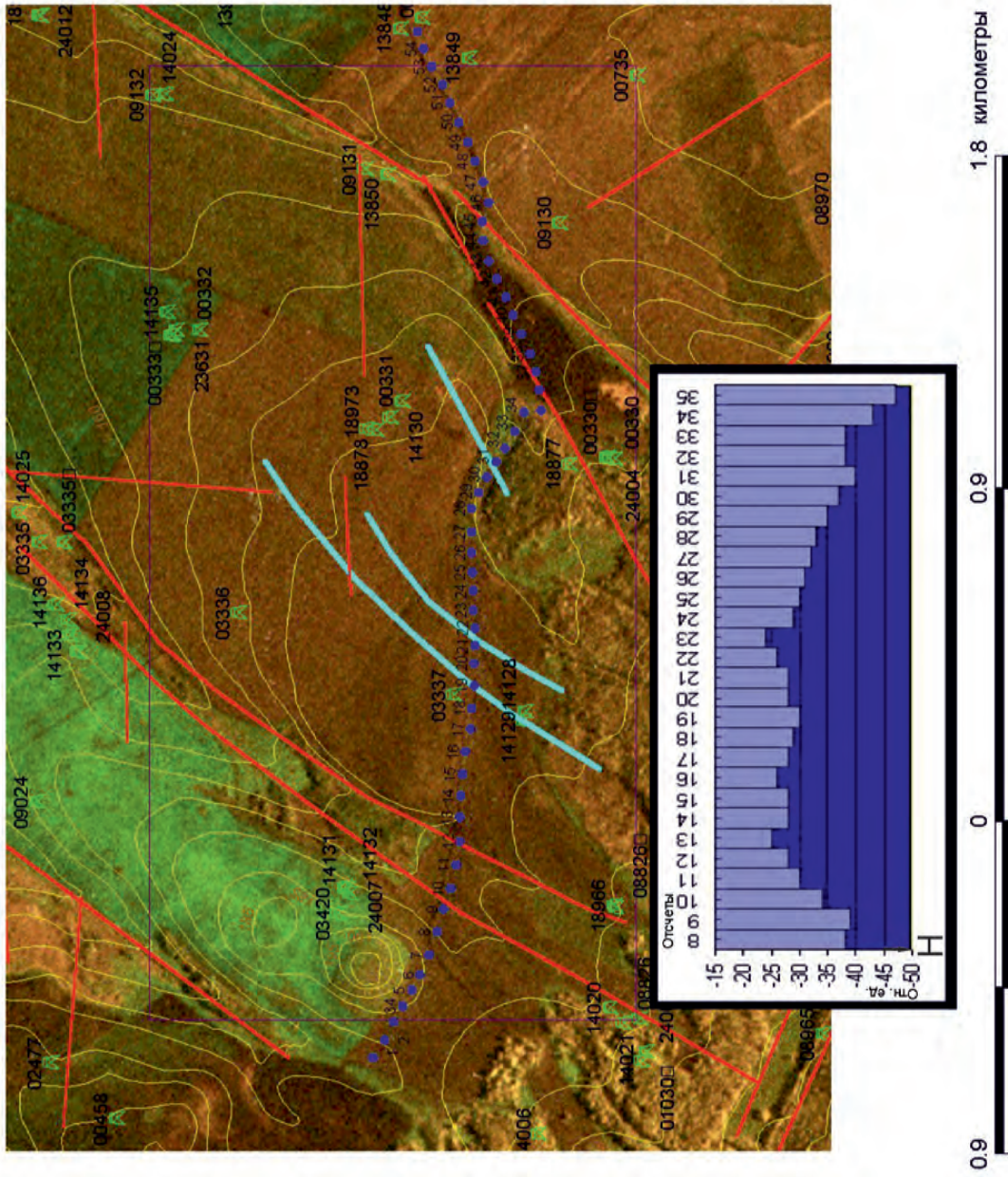


Рис. 2.5.4. Схема дешифрирования и результаты съемки подпочвенного водорода на детальном участке западнее пос. Абдрахманово (красным цветом показаны отделированные линейные элементы, синевым — разломы фундамента, установленные по геофизическим данным)

2.9. Геодинамические критерии прогнозирования нефтегазоносности в зоне Оманских гор на основе спутниковой информации

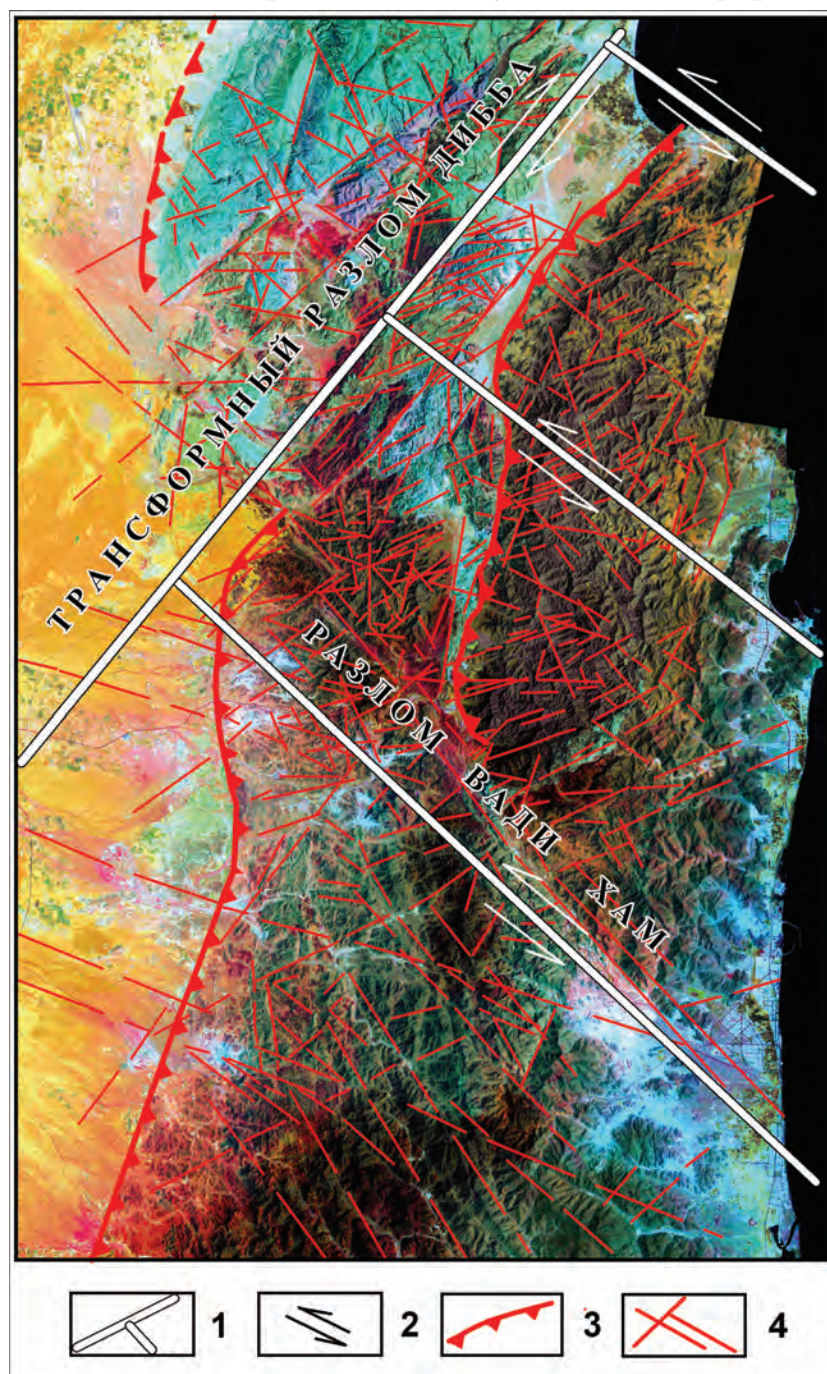


Рис. 2.9.1. Структурная интерпретация материалов космических съемок:
1 – главные трансформные и сдвиговые нарушения, 2 – векторы субгоризонтальных перемещений,
3 – главные надвиги, 4 – основные разломы и зоны трещиноватости

2.11. Глубинное строение, состав, эволюция и генезис органических и неорганических углеводородов в земной коре Малого Кавказа

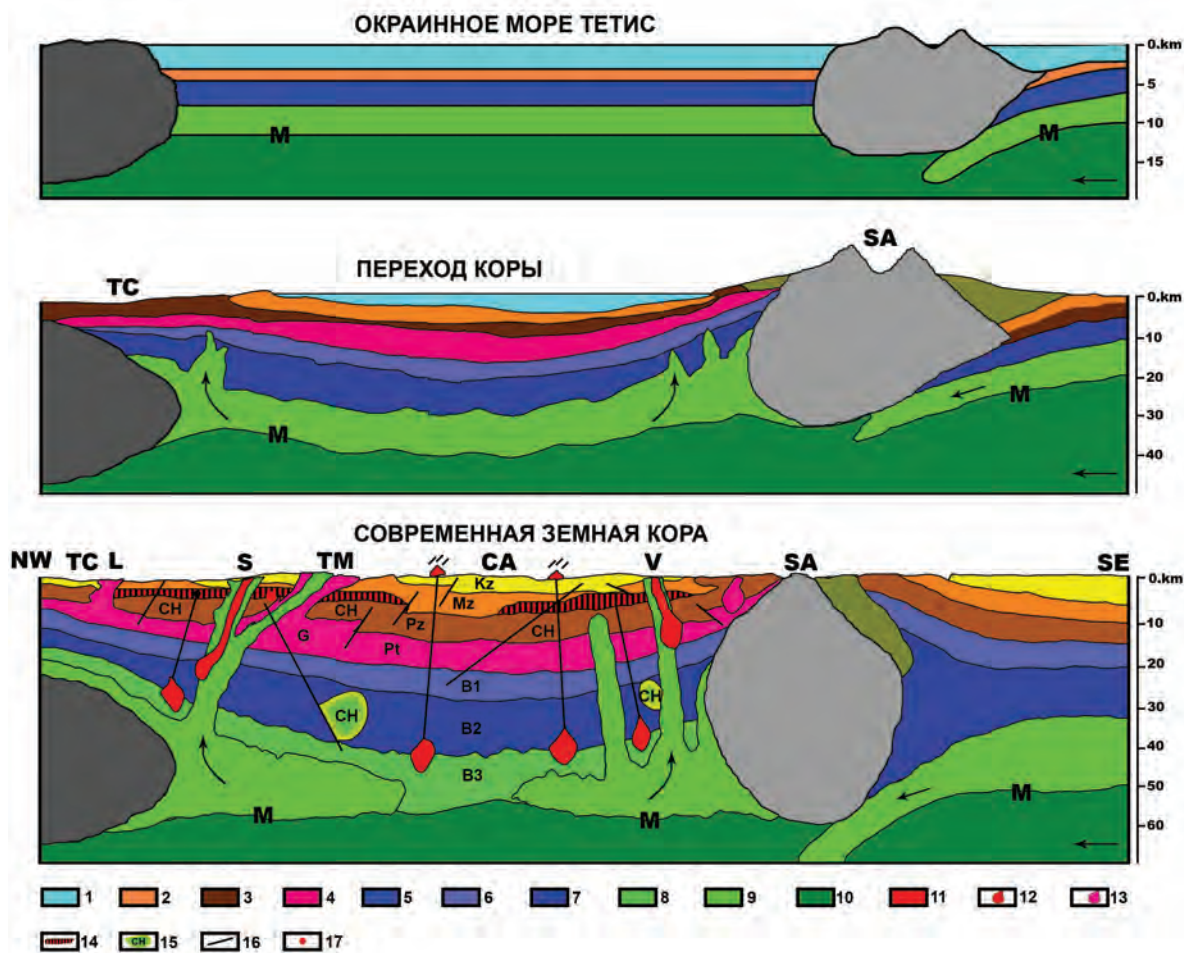


Рис. 2.11.4. Состав, строение, эволюция, флюидный режим и генезис органических и неорганических углеводородов в земной коре Малого Кавказа (Арутюнян, 1992; Арутюнян, 1999)

1 – вода; 2 – осадочный слой; 3 – слабометаморфизованный комплекс осадочных слоев; 4 – метаморфизованный комплекс докембрия и нижнего палеозоя (гранитный слой-G); 5 – вулканогенный слой; 6 – габбро-диоритовый слой (B_1); 7 – габброидный слой (B_2); 8 – амфиболит-серпентинитовый слой (B_3); 9 – серпентинизированный слой; 10 – ультрабазиты (верхняя мантия); 11 – вулканические аппараты; 12 – коллизионные вулканиты офиолитов; 13 – гранитоидные интрузии; 14 – покровные структуры; 15 – доменные структуры углеводородов; 16 – разломы; 17 – гипоцентр Спитакского землетрясения 1988 г.

TC – Закавказская микроплита, L – Локский массив, S – Севанская офиолитовая зона, TM – Цахунацкий массив, CA – Центрально-Армянская микроплита, V – Вединская офиолитовая зона, SA – Южно-Армянская микроплита

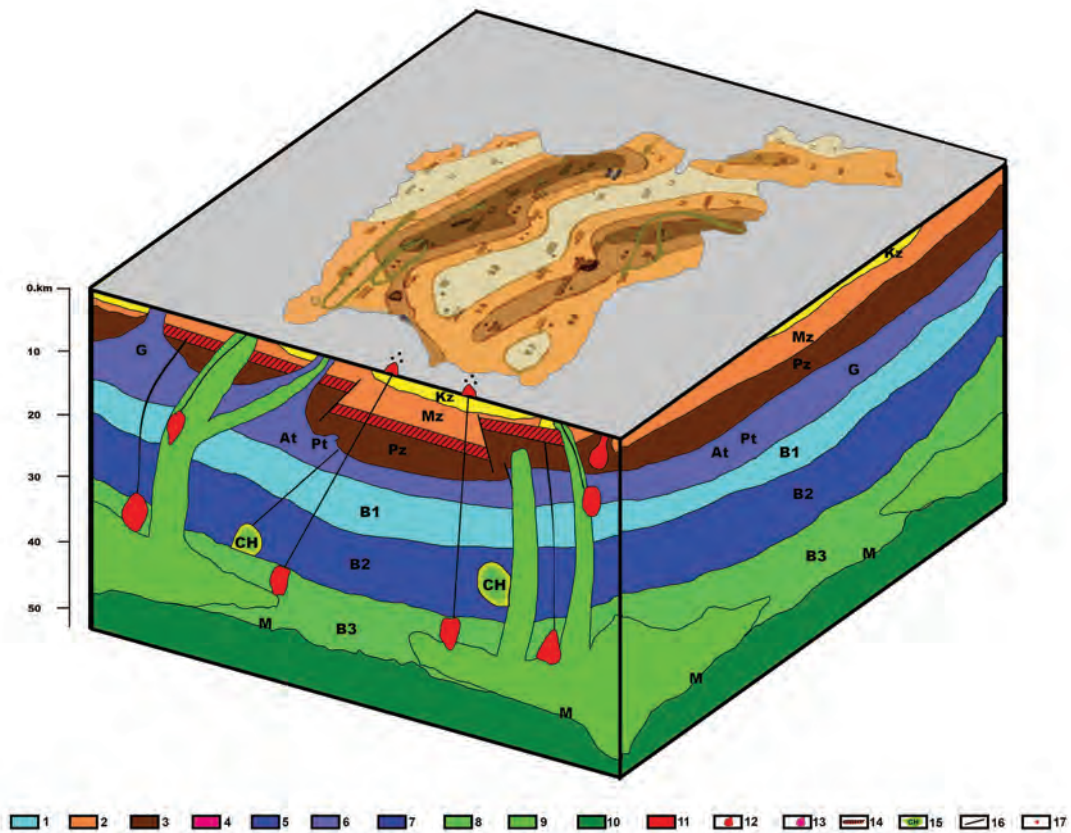


Рис. 2.11.5. Блок-диаграмма земной коры территории Армении. На поверхности размещена карта сейсмического районирования Армении (Асланян и др., 1976а):

1 – вода; 2 – осадочный слой; 3 – слабометаморфизованный комплекс осадочных слоев; 4 – метаморфизованный комплекс докембрия и нижнего палеозоя (гранитный слой-G); 5 – вулканогенный слой; 6 – габбро-диоритовый слой (B_1); 7 – габброидный слой (B_2); 8 – амфиболит-серпентинитовый слой (B_3); 9 – серпентинизированный слой; 10 – ультрабазиты (верхняя мантия); 11 – вулканические аппараты; 12 – коллизионные вулканисты офиолитов; 13 – гранитоидные интрузии; 14 – покровные структуры; 15 – доменные структуры углеводородов; 16 – разломы; 17 – гипоцентр Спитакского землетрясения 1988 г.

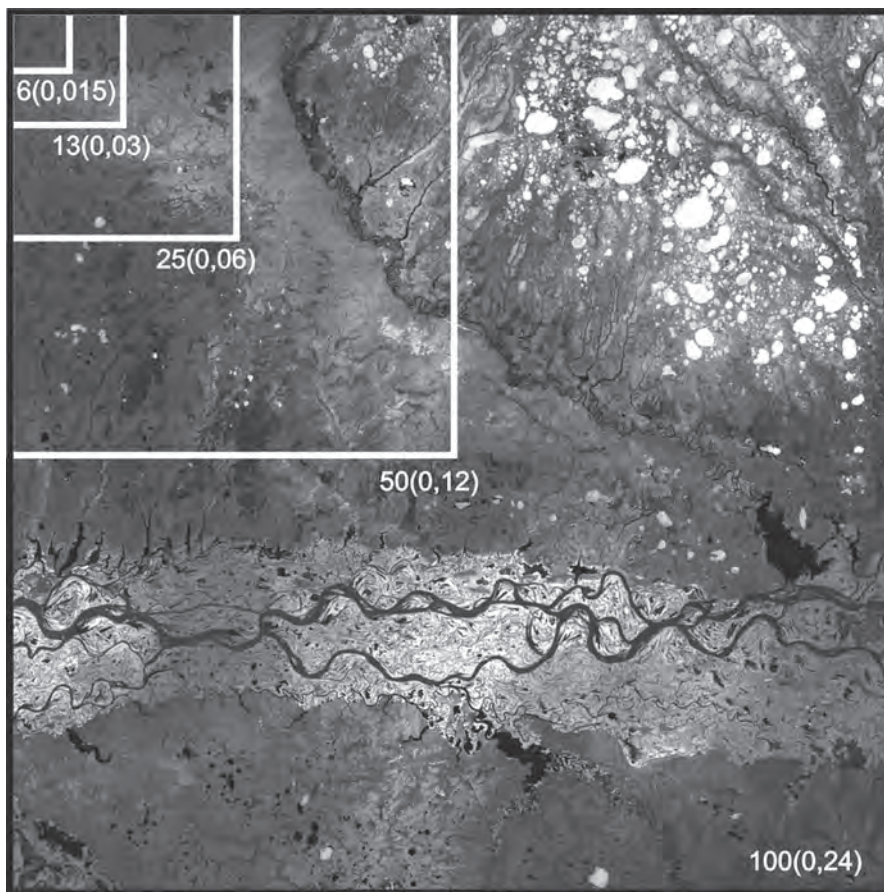


Рис. 2.4.3. Схема расположения генерализованных фрагментов космического изображения тестовых участков № 2, 3, 4. Указана длина стороны каждого квадрата (в км), а в скобках пространственное разрешение (в км)

С целью уравнивания условий вычисления суммарных длин линеаментов и их отношений по разным направлениям анализировались не квадратные участки, а круговые с диаметром, равным стороне исходного квадрата, которые вырезались из исходного космического изображения (или его фрагмента).

Результаты исследований и их анализ

Результаты вычисления суммарных длин линеаментов разных направлений показаны на рисунках 2.4.4, 2.4.5 и 2.4.6. Анализ полученных данных показывает, что на всех иерархических уровнях организации систем линеаментов преобладает диагональная система линеаментов (направления 45° , 315° по отношению к оси вращения Земли). Линеаменты других направлений находятся в подчиненном положении и не имеют явного преимущества по отношению друг к другу.

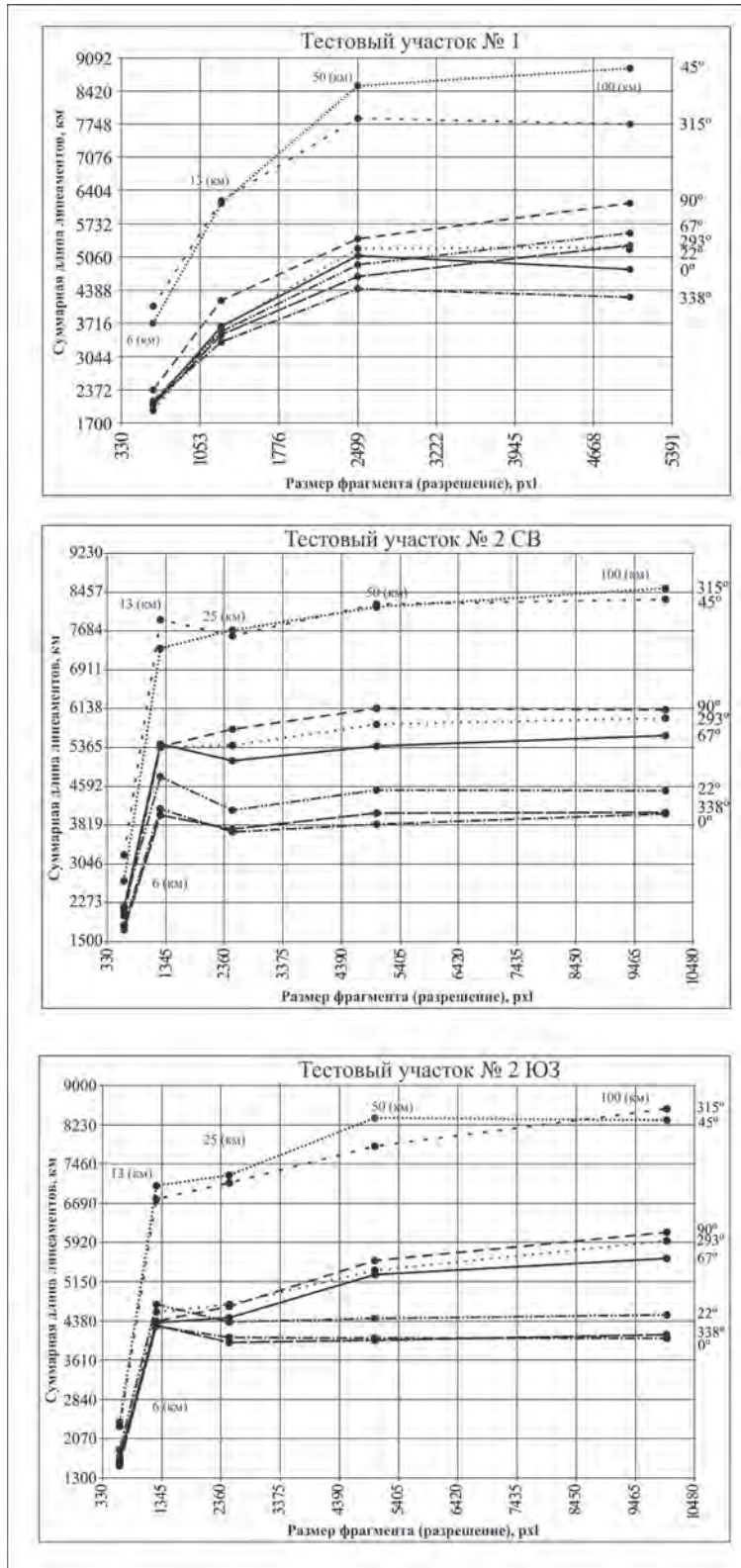


Рис. 2.4.4. Изменение суммарной длины линеаментов для тестовых участков № 1 и 2

На рисунках 2.4.4, 2.4.5 и 2.4.6 хорошо видно, что суммарная длина линеаментов диагональных направлений (45° , 315°) в 1,5–2 раза больше длин линеаментов других направлений.

Развитие линеаментов других направлений неравномерно по площади. На тестовом участке № 2 наименьшее распространение имеют линеаменты 0° , 22° , 338° ; на участке № 3 – 22° , 67° , 338° на участке № 4 – 67° , 293° , 338° . На участке № 1 также, как и на участках № 2, 3, 4 явно преобладают диагональные системы линеаментов. Но если при разрешении 250×250 метров количество СВ и СЗ линеаментов примерно равны, то при низких разрешениях (1–2 км) преобладает СВ (45°) система линеаментов. Среди других систем линеаментов некоторое преимущество имеет широтная (90°) система.

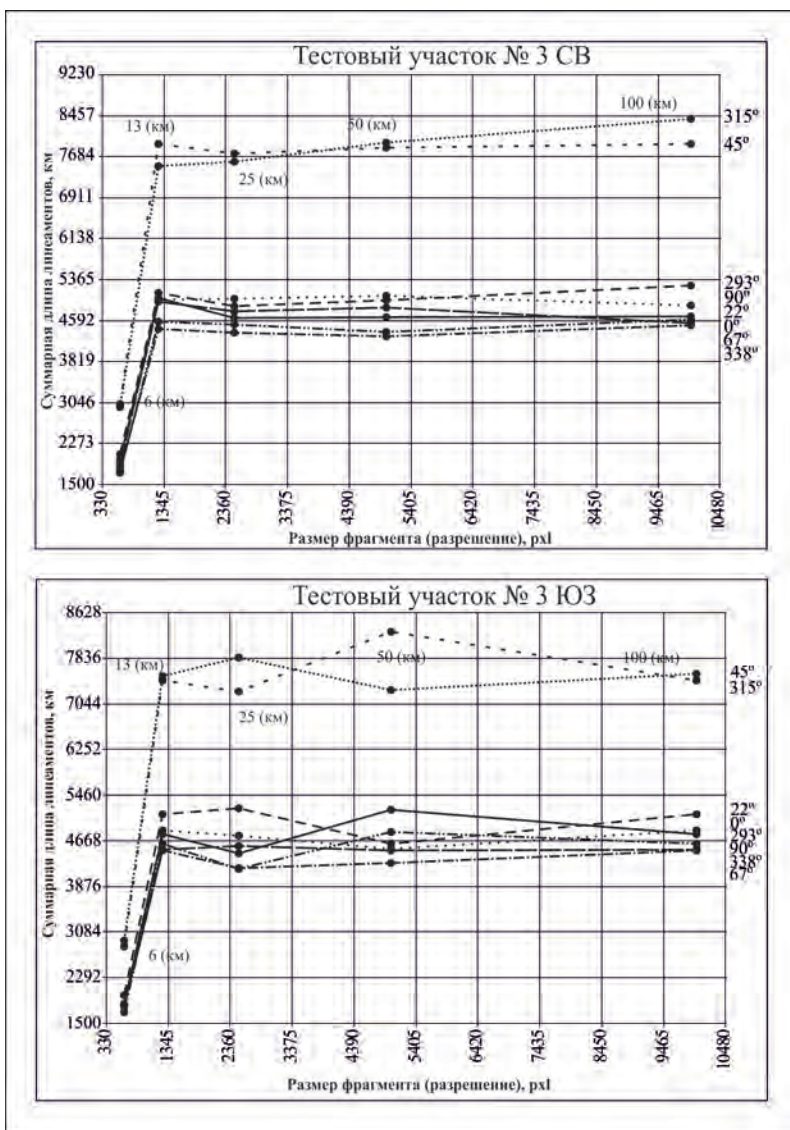


Рис. 2.4.5. Изменение суммарной длины линеаментов для тестового участка № 3

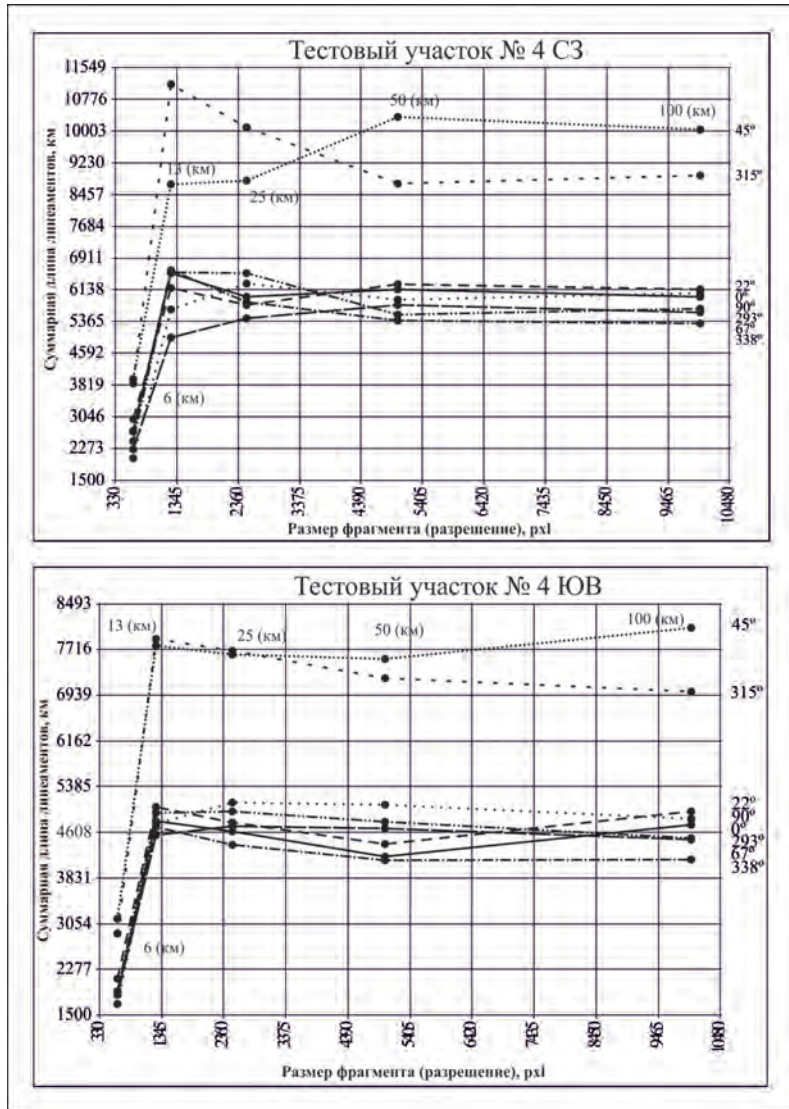


Рис. 2.4.6. Изменение суммарной длины линеаментов для тестового участка № 4

Анализ вычисленных парных отношений суммарных длин линеаментов разных направлений (всего 28 отношений) выявил наиболее значительное (в 1,5–2 раза) преобладание СВ (45°) направлений по отношению к меридиональным (0°) и субмеридиональным (22°, 338°) направлениям, а также СВ (45°) и СЗ (315°) линеаментов над линеаментами, направленными на запад-северо-запад (293°). По отношению к другим направлениям СВ и СЗ линеаменты преобладают гораздо в меньшей степени.

На рис. 2.4.7 (см. цветную вклейку) в качестве примера приведены схемы плотности линеаментов для тестового участка № 4.

Анализ схем плотности линеаментов, полученных при автоматизированном линеаментном анализе исходных и генерализованных космических изображений, по-

казал, что при переходе с одного на другой иерархический уровень организации линеаментных систем наблюдается определенная упорядоченная картина её изменения. При высокой разрешающей способности (15 м) отмечается повышенная плотность. Затем при снижении разрешения изображений с 15 до 120 метров происходит постепенное уменьшение плотности линеаментов. Однако при разрешении 240–250 метров и ниже происходит уменьшение плотности линеаментов, которое достигает максимального значения при пространственном разрешении 2 км.

В целом максимальная плотность линеаментов наблюдается к северу от широтного колена р. Оби в районе Сибирских увалов и их окрестностей и к юго-западу от р. Иртыша, а минимальная плотность – в южной части Васюганской равнины и северной части Барабинской низменности (южная часть Обско-Иртышского междуречья).

Заключение

Исследования, выполненные на примере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, подтвердили преобладание на платформах диагональной системы трещин планетарного происхождения, связанных с ротационным механизмом. Современная диагональная система дизъюнктивов имеет унаследованный характер от более древнего плана, связанного с развитием фундамента платформы. На схеме тектонического районирования Западно-Сибирской плиты (Сурков, 1981) показаны 5 мегасдвигов, 3 из которых имеют СВ направление (Тургайский, Барнаульский и Усть-Тымский мегасдвиги), а 2 простираются в СЗ направлении (Саяно-Пайхойский и Иртышский мегасдвиги). В отличие от устойчивости основных направлений линеаментов их плотность изменяется пространственно и количественно при смене уровней генерализации космических изображений. Это свидетельствует о различиях (по площади и по глубине) в организации линеаментных систем разных иерархических уровней. В ближайшем будущем авторы планируют провести исследования по установлению возможной связи плотности систем линеаментов разных иерархических уровней с месторождениями нефти и газа.

Литература

1. *Бондур В.Г., Зверев А.Т.* Метод прогнозирования землетрясений на основе линеаментного анализа космических изображений // Доклады академии наук. 2005. Т. 402, № 1. С. 1–8.
2. *Бондур В.Г., Зверев А.Т.* Космический метод прогноза землетрясений на основе анализа динамики систем линеаментов // Исследование Земли из космоса. 2005. № 3. С. 37–52.
3. *Бондур В.Г., Зверев А.Т.* Механизмы формирования линеаментов, регистрируемых на космических изображениях при мониторинге сейсмоопасных территорий // Исследование Земли из космоса. 2007. № 1. С. 47–56.
4. *Бондур В.Г., Зверев А.Т., Булатова А.Л., Гапонова Е.В., Цидилина М.Н.* Автоматизированная обработка временных рядов космических изображений для исследования динамики линеаментов с целью прогноза землетрясений // Изв. ВУЗов. Геодезия и аэрофотосъемка. 2010. № 4. С. 69–77.

5. *Бондур В.Г., Зверев А.Т., Зима А.Л., Гапонова Е.В.* Выявление деформационных волн-предвестников землетрясений путем линеamentного анализа разновременных космических изображений // Изв. ВУЗов. Геодезия и аэрофотосъемка. 2011. № 5. С. 34–42.
6. *Бондур В.Г., Зверев А.Т., Гапонова Е.В., Зима А.Л.* Исследование из космоса предвестниковой цикличности при подготовке землетрясений, проявляющихся в динамике линеamentных систем // Исследование Земли из космоса. 2012. № 1. С. 3–20.
7. *Зятыкова Л.К., Иванов В.А, Киричук В.С.* и др. Аэрокосмические исследования природных ресурсов Сибири. Новосибирск: Наука. 1988. 166 с.
8. *Сурков В.С., Жеро О.Г.* Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М: Недра. 1981. 143 с.
9. *Zlatopolsky A.* Description of texture orientation in remote sensing data using computer program LESSA: Computers & Geosciences. 1997. V. 23. No. 1. P. 45–62.

В.А. Зайцев, Л.В. Панина

2.5. Использование дистанционных методов для изучения глубинного строения Абрахмановской площади Ромашкинского месторождения

Основной задачей проведенных исследований являлось уточнение геологического строения Абрахмановской площади Ромашкинского месторождения с помощью дистанционных космических методов и полевой эманационной съемки концентраций водорода и гелия в подпочвенном слое. Полученная информация о характере тектонической нарушенности глубинной структуры и степени проницаемости пород позволяет оценить характер размещения и особенности добычи нефти и газа в исследуемом районе. Результаты проведенных работ собраны в геоинформационную систему на базе программы «ArcGIS».

Дешифрирование космических снимков является одним из наиболее прогрессивных методов изучения разрывной тектоники. Появление в последнее время космических изображений, обладающих высокой степенью разрешения, и специальных компьютерных технологий для обработки этих изображений позволили уточнить геологическое строение изучаемой территории. Большая обзорность, объективность отображения характера поверхности Земли и естественная генерализация используемых космических снимков сделали возможным наиболее полно и всесторонне оценить степень тектонической нарушенности земной коры. Соотношение масштаба и разрешающей способности изображения определяет уровень естественной генерализации изучаемых объектов, а широкий диапазон масштабов космических снимков повышает степень детальности проводимых исследований в соответствии с поставленными задачами.

Для оценки степени детальной тектонической нарушенности Абрахмановской площади Ромашкинского месторождения был использован фрагмент космического снимка, полученного с помощью камеры КФА-1000. Эта камера позволяет получать цветные (спектрозональные) космические фотоснимки с разрешением 5 м. Цветная спектрозональная пленка — это специальный тип пленки, который имеет два слоя: первый слой чувствителен к длинам волн 570–680 нм, а второй — к длинам волн 680–870 нм.

На первом этапе работ было проведено дешифрирование как в «ручном» режиме, так и с помощью специализированного компьютерного программного обеспечения LESSA, дополненное анализом цифровой модели рельефа дневной поверхности рассматриваемой территории. На составленной схеме дешифрирования Абрахмановской площади Ромашкинского месторождения масштаба 1:25 000 общее количество линеаментов составляет 1955, а длина линеаментов колеблется от 21 до 5840 м при средней длине 641 м. Выявленные линеаменты занесены в базу данных, где каждому присвоен собственный номер, указана его длина, ориентировка, характерные дешифровочные признаки, а также степень выражения в рельефе главных структурных поверхностей (поверхности фундамента, подошвы верхнего известняка, кровли бобриковского горизонта и кровли башкирского яруса).

Проведенное дешифрирование позволило выявить основные линеаменты, которые в большинстве случаев являются разрывными нарушениями изучаемой территории, и тем самым оценить степень ее тектонической раздробленности (рис. 2.5.1, см. цветную вклейку). Наиболее протяженные линеаментные зоны имеют, главным образом,

северо-западные и северо-восточные простирания. К линеаментам второго порядка относятся преимущественно субширотные и субмеридиональные. Исследования пространственного размещения линеаментов, относящихся к разным порядкам, показали, что максимумы плотностей линеаментов первого порядка, как правило, не совпадают с максимумами локальных линеаментов. Если первые разделяют территорию на ряд крупных блоков, образуя своеобразный структурный «каркас», то вторые располагаются, как правило, внутри этих блоков, создавая как бы их «инфраструктуру».

Кроме линейных структур имеется и система кольцевых линеаментов, существование которых можно связать с локальными сводовыми поднятиями платформенного чехла Абдрахмановской площади.

Статистическая обработка результатов дешифрирования позволила количественно оценить степень раздробленности рассматриваемой территории. Традиционно она включает построение роз-диаграмм и определение удельной плотности выбранных линеаментов на единицу площади. Эти параметры позволяют выявить участки земной коры с разной степенью блоковой делимости и, что особенно важно, оконтурить наиболее раздробленные площади, а, следовательно, и более проницаемые.

На рис. 2.5.2 (см. цветную вклейку), где показаны плотности линеаментов по сумме длин, заключенных внутри скользящего окна размером 1×1 км, максимальные значения плотности линеаментов приурочены к наиболее приподнятым участкам Абдрахмановской площади вдоль юго-западных склонов водоразделов. Реже они наблюдаются на северо-восточных склонах и практически отсутствуют по долинам рек.

Ориентировки линеаментов в разных блоках также существенно различаются. Так, выделяются блоки повышенной раздробленности, созданные «ортогональной» и «диагональной» системами трещиноватости, где плотность линеаментов высокая. Другие блоки обособились благодаря преобладанию линеаментов одного или двух простираний. Эти отличия, связанные с первичной делимостью горных пород и их последующей тектонической деструкцией, могут иметь принципиальное значение для проведения геодинамического районирования, которое необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации скважин. Сжимающие тектонические напряжения, вызвавшие образование закрытых экранирующих разрывов, одновременно приводят к снижению проницаемости горных массивов, а растягивающие – к ее увеличению.

В обоих случаях изменение напряженного состояния оказывает воздействие на фильтрационные характеристики пластов. Наиболее раздробленные участки располагаются на пересечении главных северо-западных разрывных нарушений и оперяющих их северо-восточных, а также субширотных разрывах второго порядка.

Следует отметить, что несмотря на конфигурацию максимумов плотности, сами линеаменты могут иметь различную ориентировку. Такое сочетание пространственного расположения линейных структур чаще всего формируется при комбинации сдвиговых и сжимающих нагрузок, т.е. в условиях транспрессии. Однако более точно реконструировать геодинамическую ситуацию механизма формирования дизъюнктивных нарушений можно, если учесть степень проницаемости зон разрывов разной ориентировки. Такие исследования были выполнены методом оценки концентраций подпочвенного водорода.

Использованная в работе методика эманационного выявления структурных геологических неоднородностей земной коры базируется на представлении о глубинной дегазации Земли. Современные данные (Маракушев, 1999; Сывороткин, 2002) сви-

детельствуют о первично восстановленном характере глубинных газов. Обычно в состав глубинной газовой струи входят водород, гелий, азот, метан, а также продукты их окисления: вода и углекислый газ.

Основными каналами дегазации земной коры являются зоны разломов, над которыми фиксируются аномальные концентрации вышеперечисленных газов. Зоны разломов, представляющие собой участки раздробленных дезинтегрированных пород, часто являются путями миграции углеводородного флюида. По данным (Готтих и др., 2002), унаследованная трещиноватость может играть определяющую роль в миграции УВ-флюидов и контролировать местоположение их скоплений.

Для выявления наиболее проницаемых участков земной коры (зон разломов) в районе исследования измерялась концентрация подпочвенного водорода с помощью прибора «Водородный сигнализатор геофизический ВСГ-02». Этот прибор регистрирует концентрацию водорода с разрешающей способностью до 0,00005%, что позволяет выявлять даже мелкие дизъюнктивные структуры. Активно дегазирующие сквозные разломные структуры в рамках абиогенной, а также синтетических концепций могут интерпретироваться как каналы древнего, так и современного подтока УВ. Особый интерес к данным о водородной дегазации определяется тем, что при воздействии внешних относительно залежей УВ потоков водорода за счет восстановительных процессов происходит облегчение нефтей (Левшунова, 2002).

Измерение газовых эманаций проводилось вдоль трех субширотных (Южного, Центрального и Северного) профилей и одного, связывающего, субмеридионального. Профили пересекали основные структуры изучаемой площади. С целью исключения влияния на результат временных вариаций для двух эталонных участков Абдрахмановской площади водородное профилирование было проведено дважды — весной и осенью. Результаты повторного опробования показали, что несмотря на изменение абсолютных значений величины эманаций водорода в разное время года, местоположение максимумов сохранилось.

В результате проведенных исследований установлено, что водородное поле над Абдрахмановской площадью Ромашкинского месторождения имеет выдержанный и однородный характер, разница максимальных и минимальных измеренных значений эманаций водорода составляет примерно 1,5 ppm. Более низкие фоновые значения установлены в области грабена Степного Зая, заметно увеличиваясь на северо-востоке района. Максимальные значения концентрации водорода маркируют субмеридиональные разломы, ограничивающие грабенообразные структуры Степного Зая и Камы, и поперечные к ним — Кудашскую и Игрятьскую.

С разломами субмеридионального простирания связаны более широкие (сотни метров) «размытые» пики концентраций водорода с более высокими относительными величинами 0,5–1 ppm. Разломы субширотного простирания, даже самые мелкие и незначительные, подчеркиваются узкими (первые десятки метров) пиками, характеризующимися более низкими значениями относительных концентраций 0,1–0,5 ppm.

Вышеописанный характер водородных аномалий над разломными зонами Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения указывает на то, что основной поток водорода выделяется через разломы субмеридионального простирания. Повидимому, это направление является главным. Субширотные разломы также характеризуются повышенной проницаемостью, о чем свидетельствует незначительный поток водорода.

Повышенный фон водорода фиксируется и на северо-востоке района (рис. 2.5.3, см. цветную вклейку). Причем к северу от юго-западного борта Камской структуры, нарастание фоновых значений (в целом на 0,52 ppm) носит закономерный характер. Южнее, этой структуры фон относительно стабильный, хотя заметно существенное повышение фоновых значений в центральной части района по сравнению с южной.

Интересным объектом является аномальная зона концентраций водорода, выявленная западнее пос. Абдрахманово (рис. 2.5.4, см. цветную вклейку). Эта зона расположена между двумя разломами северо-восточного простирания (на рисунке красные линии). По геофизическим данным, здесь имеется грабенообразная структура в фундаменте (светлые линии на рисунке), точно соответствующая зоне разломов на поверхности, что указывает на ее «сквозной» характер.

Таким образом, методом водородного профилирования удалось подтвердить большинство дешифрованных разрывных нарушений и выявить несколько самостоятельных зон повышенной проницаемости. Полученные значения концентраций подпочвенного водорода позволяют предположить большую степень проницаемости северо-восточных нарушений, чем северо-западных, что может быть связано с определенным напряженным состоянием данных участков рассматриваемой территории.

Выявленные закономерности в характере тектонической нарушенности и проницаемости территории Абдрахмановской площади находят свое подтверждение и в ряде эксплуатационных параметров данного месторождения. Так, анализ закачки жидкости в скважины, расположенные вдоль восточного борта долины р. Степной Зай, а также вдоль северо-восточной границы рассматриваемого района (севернее пос. Бишмунча) и др. выявил повышенные значения этого параметра. Практически все выделенные области повышенных значений закачки жидкости совпадают с зонами максимальных значений плотности линеаментов, установленных с помощью дешифрирования космического снимка. Эти же участки характеризуются и повышением фоновых значений эманий водорода.

Наблюдается корреляция плотностей линеаментов и со значениями дебита откаченной жидкости из скважин, что хорошо прослеживается на юго-западе и северо-востоке Абдрахмановской площади, а также на правом борту р. Степной Зай, южнее пос. Тайсуган (рис. 2.5.5).

Проведенные исследования показали, что современные методы дешифрирования космических снимков нового поколения в комплексе с полевой эманиционной съемкой позволили выявить характер тектонической раздробленности горных пород как на поверхности, так и на значительной глубине; оценить степень современного напряженного состояния и проницаемости пород осадочного чехла. Полученные данные целесообразно учитывать при проведении разработки известных месторождений, а также поисках перспективных для добычи нефти и газа участков как в чехле, так и в верхней части фундамента.

Литература

1. *Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Муслимов Р.Х.* К вопросу о стадийности процессов формирования Ромашкинского месторождения с позиций глубинной флюидизации // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. Материалы международной

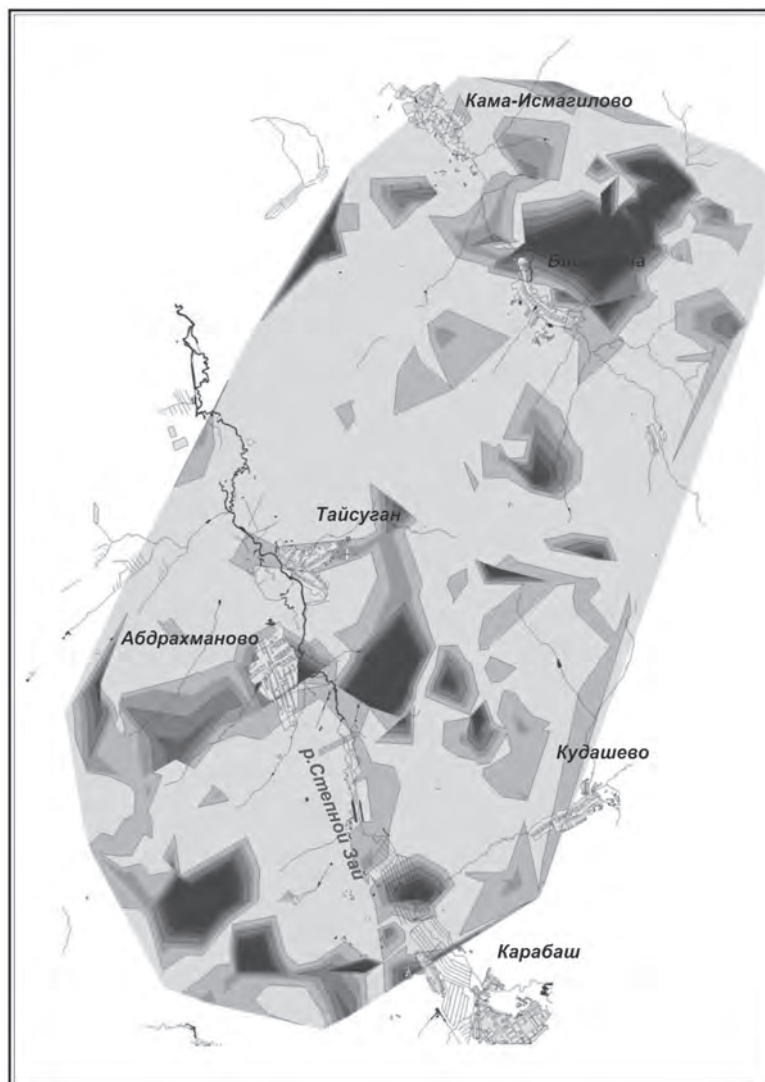


Рис. 2.5.5. Участки с повышенным значением дебита откаченной жидкости в м³/сутки

- конференции памяти академика П.Н. Кропоткина. 20–24 мая 2002 года. г. Москва. М.: ГЕОС. 2002. С. 312–315.
2. *Левинуова С.П.* Влияние углекислых и водородных эманаций из фундамента на формирование состава нефтей // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. Материалы международной конференции памяти академика П.Н. Кропоткина. 20–24 мая 2002 года. г. Москва. М.: ГЕОС. 2002. С. 391–392.
 3. *Маракушев А.А.* Происхождение Земли и природа ее эндогенной активности. М.: Наука. 1999. 255 с.
 4. *Сывороткин В.Л.* Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы. М.: ООО «Геоинформцентр». 2002. 250 с.

В. И. Попков

2.6. Исследование из космоса линеаментной сети, кольцевых структур и глубинной тектоники нефтегазоносных районов

Дешифрирование космических фотоснимков показало их высокую геологическую информативность при изучении глубинного строения не только складчато-орогенных сооружений, но и закрытых платформенных территорий. Наибольший эффект достигается при картировании разрывных нарушений, проявивших себя в новейшее время. Способы выявления и трассирования неотектонических нарушений в зависимости от особенностей конкретного района могут иметь свою специфику, однако все они сводятся к двум основным закономерностям проявления новейших движений на земной поверхности: линейности в формах ландшафтных объектов или в их расположении и резком нарушении этой линейности. Именно поэтому для решения поставленной задачи наиболее информативны космические снимки, на которых рисунок изображения и фототон представляют собой обобщенную картину дневной поверхности, включающую все компоненты ландшафта: от рельефа, сформированного подвижками различной амплитуды и выраженного в рисунке изображения, до зон трещиноватости, следящихся по фототону за счет повышенной увлажненности и густоты растительного покрова. Достаточно показательными в этом отношении являются результаты анализа линеаментной сети Арало-Каспийского региона, в пределах которого сосредоточены крупные запасы углеводородов.

С целью выяснения особенностей отражения глубинной структуры региона на материалах дистанционных съемок было произведено дешифрирование разномасштабных аэрокосмических снимков, топографических и ландшафтных карт, произведены аэровизуальные и наземные полевые наблюдения, изучены материалы сейсморазведки и гравимагнитных съемок (Попков, Праздников, 1983). Это позволило произвести отбраковку некоторых проблематичных линеаментов и оставить на карте те из них, тектоническая природа которых практически не вызывает сомнения (рис. 2.6.1).

Форма и контрастность выраженности погребенных разломов в ландшафте дневной поверхности самые разнообразные. Это линейно вытянутые уступы рельефа в первые метры и обрывы в бортах бессточных впадин до сотен метров, цепочки мелких такыров и спрямленные края обширных соров, строго ориентированные границы участков развития карстовых образований, разнотипных ландшафтов и др.

Широкая обзорность космических снимков и высокий уровень генерализации суммируют разобщенные по площади различные формы проявления разломов в виде непрерывных линейно вытянутых фотоаномалий (линеаментов), что позволяет трассировать протяженные зоны разломов через весь регион, а с привлечением структурно-геоморфологических методов — и разрывные дислокации меньших масштабов.

Переходя к рассмотрению особенностей пространственного расположения линеаментов, отметим первую, наиболее четко выраженную закономерность, заключающуюся в резко отличной их плотности в различных районах запада Туранской плиты. Северная половина территории, охватывающая Северный Устюрт и имеющая докембрийский возраст фундамента, характеризуется низкой плотностью линеаментов. Причем большинство из них удается выделить лишь при дешифрировании континентальных космических снимков. Гораздо более высокой плотностью линеаментов



Рис. 2.6.1. Схема линеаментов запада Туранской плиты (Попков, Праздников, 1983):

- 1 — линеаменты, 2 — зоны повышенной плотности линеаментов,
- 3 — выходы на земную поверхность отложений пермо-триаса

отличается южная эпигерцинская часть плиты, куда входят Мангышлак, Центральный и Южный Устюрт и Карабогаз-Каракумская область.

Можно предполагать, что различная плотность линеаментов в пределах рассматриваемой территории имеет под собой объективную основу — различный возраст складчатого основания, в существенной мере повлиявший на степень неотектонической мобильности крупных блоков земной коры. При этом речь может идти не только об амплитуде новейших движений или их знаке. Повышенная густота линеаментов может быть связана с активностью малоамплитудных колебательных движений — своего рода «вибрацией» земной коры, которая поддерживает в «живом» состоянии многочисленные разрывы.

В площадном распространении линеаментов наблюдается и другая закономерность: на общем фоне линеаментной сети выделяются зоны их повышенной плотности, состоящие из субпараллельных линеаментов различной протяженности — «линеаментные зоны», и веерообразно расходящихся линеаментов — «пучки» линеаментов.

Наиболее крупная и протяженная линеamentная зона простирается от берегов Каспия на западе до меридиана Аральского моря, к востоку от которого она распадается на ряд более мелких пучков. В глубинной структуре ей соответствует Центрально-Мангышлакско-Устюртская система поднятий.

Другая линеamentная зона ориентирована диагонально и отвечает Туаркырскому складчатому сооружению. В районе северо-восточного угла залива Кара-Богаз-Гол она срезается пучком линеamentов северо-восточного простирания. В южной части в платформенном чехле с ним совпадает Карынжарыкская перемычка, отделяющая Жазгурлинскую депрессию от Учкудукской. В пределах Северного Устюрта данную зону удастся проследить лишь на мелкомасштабных космических снимках, на которых она подчеркивается более темным фототонном.

Второй близмеридиональный пучок линеamentов трассируется от мыса Ракушечный до Центрально-Мангышлакской зоны дислокаций (для которой характерно широкое развитие субширотных линеamentов и практически полное отсутствие линеamentов поперечного простирания) и вновь появляется уже в районе Северного Устюрта. В структуре чехла данная зона существенного значения не имеет. В пределах Южного Мангышлака фрагменты отдельных линеamentов подтверждены сейсморазведкой и высокоточной гравиразведкой. В рельефе поверхности им соответствуют здесь протяженные карстово-эрозионные долины (Попков и др., 1981). Северо-Устюртской части линеamentной зоны в дневной поверхности отвечает сор Кайдак.

Еще один веер линеamentов выделяется к западу от мыса Песчаный. Основание пучка приходится на поперечную долину, разделяющую хребты Восточного и Западного Каратау, сложенных дислоцированными толщами пермо-триаса. В южной части в структуре триасовых отложений с данной зоной совпадает Карагинская седловина, разделяющая Сегендыкскую и Жазгурлинскую депрессии.

Представляют интерес два дугообразных пучка линеamentов северо-западного простирания. Западный из них соответствует Тумгачинской, а восточный — Биринжикско-Тасоюкской складчато-надвиговым системам (Попков, 2001). По сейсмическим данным, к северо-востоку от Тумгачинского разлома происходит резкое воздымание гранитно-метаморфического слоя. Сегмент земной коры, заключенный между указанными дугами, характеризуется сокращенной мощностью доюрского осадочного комплекса при достаточно высокой степени его дислоцированности.

С внешней стороны Биринжикско-Тасоюкской дуги отложения пермо-триаса слабо дислоцированы (или же вообще отсутствуют в разрезе, как, например, в районе Центрально-Устюртской зоны поднятий). Простирание этих дуг отклоняется на 25—30° к юго-востоку от азимута простирания Центрально-Мангышлакско-Устюртской линеamentной зоны и совпадает с простиранием складчатости пермо-триаса Мангышлакского Каратау. При дешифрировании крупномасштабных космических снимков и аэроснимков удастся проследить отдельные взбросы и надвиги, часто имеющие в плане дугообразную форму.

Таким образом, изложенное выше свидетельствует о том, что фиксируемые дистанционными методами линеamentы являются неотъемлемой частью ландшафта земной поверхности и их образование обусловлено современными геодинамическими процессами. Относительно тектонической природы отдельно взятого линеamenta и его соответствия разрывному нарушению, тем более, если разрыв не выходит на

земную поверхность, такой ясности нет. С целью выяснения этого вопроса выполненные построения сопоставлялись с результатами геолого-геофизических исследований. При этом оказалось, что только 45–50% линеаментов совпадают с разломами, установленными по данным сейсморазведки.

В региональных гравитационном и магнитном полях (съемка масштаба 1:200 000 и мельче) отражены преимущественно наиболее крупные и протяженные линеаменты субширотной, реже северо-западной ориентации. Они же обычно подтверждаются и сейсморазведкой. Гораздо слабее обосновываются геофизическими методами линеаменты субмеридионального и северо-восточного простираний. Эти факты, на первый взгляд, могут поставить под сомнение тектоническую природу большей части линеаментов, дешифрируемых на космических снимках и показанных на рис. 2.6.1. Однако там, где в последующие годы были проведены высокоточные магнитометрические или гравиметрические исследования, отмечается достаточно хорошее плановое совпадение линеаментов с элементами естественных геофизических полей, которые могут быть интерпретированы как разрывные нарушения.

Приведенная выше схема линеаментов получила наиболее весомое подтверждение несколькими годами позже ее составления, после того, как практически вся территория Мангышлака и Устюрта была покрыта высокоточной аэромагнитной съемкой масштаба 1:50 000. Получение такого уникального материала позволило по-новому рассмотреть многие вопросы глубинного строения Арало-Каспийского региона (Попков и др., 1986), в том числе составить детальную карту разломной тектоники фундамента (см. рис. 2.6.2) и тем самым подтвердить отражение в ландшафте многих погребенных разрывов, включая не известные ранее. При этом было доказано существование разломов северо-восточного простирания, оказавшихся крупными левосторонними сдвигами с амплитудой горизонтального смещения до 35 км и совпавших в плане с линеаментными пучками северо-восточного простирания (Попков, 2001).

Изложенное позволяет говорить о том, что линеаменты, выделяемые при дешифрировании космических снимков, достаточно уверенно идентифицируются и в большинстве своем имеют тектоническую природу. В ландшафте земной поверхности помимо крупных погребенных разломов, проникающих в осадочный чехол и поэтому легко фиксируемых сейсморазведкой, отражаются и малоамплитудные разрывные нарушения, а также линейные зоны повышенной тектонической трещиноватости. Этим могут быть объяснены и сложности их выявления сейсморазведкой, обладающей определенной разрешающей способностью.

Активизация трещинно-разрывной сетки на неотектоническом этапе обуславливает ее отражение в том или ином виде на земной поверхности. Широкая обзорность космических снимков и высокий уровень генерализации суммируют разобщенные по площади различные формы проявления в ландшафте неотектонических движений в виде линейно-вытянутых фотоаномалий.

С появлением космических изображений земной поверхности в геологическую науку помимо линеаментов прочно вошло понятие о кольцевых структурах, причины возникновения, динамика и механизм формирования которых продолжают обсуждаться до настоящего времени. Не ставя под сомнение очевидное многообразие их генезиса, заострим внимание на одном из явлений, лежащем в основе образования кольцевых фотоаномалий и распространенном, вероятно, достаточно широко (Попков, 1984, 2005).

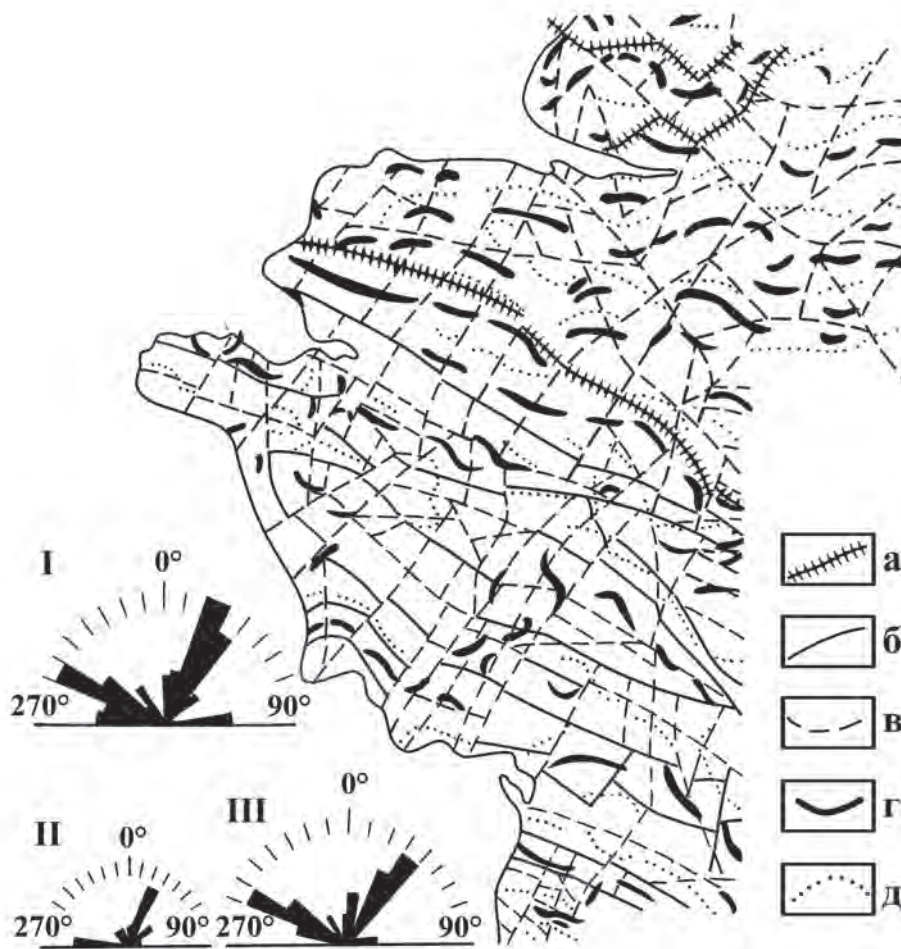


Рис. 2.6.2. Карта разломов запада Туранской плиты по материалам высокоточной аэромагнитной съемки (Попков и др., 1986):

а — крупнейшие разломы — границы разновозрастных блоков фундамента; б — разломы — границы структурно-фациальных зон в теле фундамента; в — прочие разломы; г — оси локальных максимумов; д — оси локальных минимумов поля $(\Delta T)_a$; розы-диаграммы простираний разломов: I — для всей исследуемой территории, II — докембрийской части платформы, III — палеозойской

В 1968 г. А.И. Петровым было высказано предположение об образовании структур центрального типа под воздействием волновых напряжений, образующихся при эпизодических (импульсных) высвобождениях энергии в глубинных очагах Земли, подобно тому, как это имеет место при землетрясениях (Петров, 1968). Основными носителями энергии, как показано в данной работе, служат продольные волны. Встречая на своем пути плотностные разделы (наиболее резким из которых, как известно, является земная поверхность), продольная волна отражается с образованием продольных и поперечных волн. Непосредственно под очагом возмущения на линии

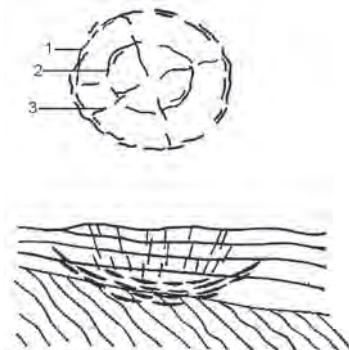


Рис. 2.6.3. Схема дискообразного откола в геологических условиях (Петров, 1968) (вверху – план, внизу – разрез): 1 – трещины сферической поверхности отрыва; 2 и 3 – кольцевые и радиальные трещины, возникшие за счет перемещения откола



Рис. 2.6.4. Схема системы трещин в горных породах при взрыве заряда взрывчатых веществ вблизи поверхности (Попков, 2005): 1 – радиальные трещины, 2 – кольцевые трещины, 3 – трещины разлома, 4 – откольные трещины

наименьшего сопротивления будет иметь место отраженный импульс растяжения. Поскольку высвобождение энергии в центре возмущения затянато во времени, и импульс удлиняется при прохождении в твердой фазе. Происходит наложение отраженного импульса растяжения на падающий импульс сжатия с суммированием напряжений. Суммарные напряжения по мере прохождения наложенных импульсов меняются, и на определенном этапе возникают растягивающие напряжения, которые превышают сжимающие. Это ведет к образованию в земной коре дискообразных трещин отрыва (рис. 2.6.3).

Высвобождение энергии при землетрясениях, равно как и при взрывах в горных породах (рис. 2.6.4), ведет также к образованию системы радиальных трещин, возникающих в результате значительных растягивающих напряжений в тангенциальном направлении, и кольцевых, образующихся вследствие растяжения по направлению к очагу возбуждения из-за упругого восстановления первоначально сильно сжатой среды.

Проекция описанных систем трещин на поверхность Земли фиксируется дистанционными методами в виде кольцевых и концентрических структур и осложняющих их радиальных разломов. Зоны повышенной трещиноватости легче осваиваются эрозионными процессами. По ним же осуществляется активный массоперенос глубинного вещества, ведущий к изменению геохимии ландшафта, наземной растительности и т.д., что в конечном счете фиксируется изменением фототона земной поверхности.

Подтверждением реальности подобной трактовки тектонодинамической природы отдельных кольцевых структур могут служить, например, данные по Артыкскому землетрясению в Якутии, эпицентр которого четко оконтуривается кольцевыми разломами (Гусев, Петров, 1979), а также результаты экспериментальных исследований и геологических наблюдений (Косыгин и др., 1981). Они свидетельствуют о

приуроченности концентрических комплексов к окончаниям растущих разломов, которые можно рассматривать в качестве вибраторов, генерирующих волновые напряжения импульсного типа.

Кроме того, многими исследователями отмечается приуроченность центра кольцевых структур к узлам пересечения разломов. Сейсмологические наблюдения свидетельствуют о повышенной сейсмической активности последних (Попков, 2005).

Примечательно и то, что ряд дешифрируемых кольцевых структур не находит отражения ни в глубинной структуре регионов, ни в естественных геофизических полях, что также может свидетельствовать об их сеймотектонической природе.

Размер кольцевых структур, образованных подобным образом, зависит от частоты, темпа, абсолютной величины энергетических импульсов и, вероятно, глубины расположения очага землетрясения. В этом плане представляет интерес статистически установленная соизмеримость средних радиусов морфоструктур центрального типа и глубин геофизических разделов Земли, где происходят процессы, ответственные за их образование (Ежов, Худяков, 1982), что позволяет при отсутствии сейсмологических наблюдений ориентировочно оценивать глубину импульсного источника волновых напряжений.

Несомненно, что кольцевые структуры подобного генезиса распространены не только в районах, отличающихся высокой сейсмической активностью, поскольку любые тектонические движения являются производными от возникающих в глубинах Земли напряжений, разрядка которых и порождает макро- и микросейсмические волны. Считается, что для формирования кольцевых фотоаномалий достаточно даже энергетических импульсов, возникающих в процессе роста локального поднятия.

Таким образом, изложенное выше позволяет считать, что определенная часть кольцевых структур, фиксируемых дистанционными методами, является следами разрядки тектонических напряжений, происходящей в глубинных горизонтах Земли и запечатленной в дневной поверхности.

Кроме того, образование подобного типа структур сопровождается формированием зон повышенной тектонической трещиноватости, способствующей улучшению коллекторских свойств пород. Происходящий в их пределах массоперенос глубинных флюидов, в том числе и углеводородов (Попков, 2005), может привести к формированию скоплений нефти и газа, что позволяет рассматривать кольцевые морфоструктуры в качестве новых нетрадиционных объектов геологоразведочных работ.

Работа выполнена при поддержке РФФИ – гранты 08-05-00342-а; 09-05-96502-р_юг_a – и проекта «Развитие научного потенциала высшей школы» № 2.1.1/3385.

Литература

1. *Гусев Г.С., Петров А.Ф.* Некоторые результаты геологического дешифрирования космических снимков территории Якутской АССР // *Аэрокосмические исследования природных ресурсов Сибири и Дальнего Востока.* Новосибирск. 1979. С. 94–100.
2. *Ежов Б.В., Худяков Г.И.* Морфоструктуры центрального типа и глубинные геофизические разделы // *Докл. АН СССР.* 1982. Т. 265. № 3. С. 687–689.
3. *Косыгин Ю.А., Юшманов В.В., Маслов Л.А.* К вопросу о механизме формирования и локализации концентрических комплексов (кольцевых структур) // *Геология и геофизика.* 1981. № 6. С. 20–27.

4. *Петров А.И.* О механизме образования структур центрального типа // Советская геология. 1968. № 9. С. 139–145.
5. *Попков В.И.* О сейсмотектонической природе некоторых кольцевых фотоаномалий, фиксируемых дистанционными методами // Исследование Земли из космоса. 1984. № 1. С. 38 – 40.
6. *Попков В.И.* Складчато-надвиговые дислокации. М.: Научный мир. 2001. 136 с.
7. *Попков В.И.* О сейсмотектонической природе некоторых кольцевых морфоструктур центрального типа // Экологический вестник стран Черноморского экономического сотрудничества. 2005. № 3. С. 76–78.
8. *Попков В.И., Праздников А.В.* Анализ линеаментной сети и глубинная тектоника (на примере Туранской плиты) // Исследование Земли из космоса. 1983. № 6. С. 83–86.
9. *Попков В.И., Праздников А.В., Тимурзиев А.И.* Новейшая разломная тектоника Мангышлака // Докл. АН СССР. 1981. Т. 261. № 1. С. 165–168.
10. *Попков В.И., Калинин М.И., Сейфулин Ш.М.* Применение высокоточной крупномасштабной аэромагнитной съемки при изучении нефтегазоносных районов Мангышлака и Устюрта // Геология нефти и газа. 1986. № 6. С. 16–21.

*К.А. Боярчук, Л.В. Милосердова,
Н.И. Малушина, М.В. Туманов*

2.7. Исследование разломно-блокового строения нефтеносных бассейнов Южного Судана на основе космических данных

Геологическое дешифрирование космических изображений позволяет получать новые сведения о геологическом (тектоническом) строении территории и использовать их для прогноза нефтегазоносности. В Южном Судане нефтегазоносность связывается с вытянутыми в северо-западном направлении континентальными рифтами (Долгинов, Фарах, 2008). Считается, что рифты примыкают с юга к Центрально-Африканской сдвиговой зоне, выполнены терригенно-глинистыми континентальными отложениями мелового и палеогенового возраста формаций Абу Габра, Бентю, Арабейда, Загра, Газаль, Барака, Амаль, Нила и Тенди общей мощностью до 11 км. Также считается, что разломы не достигают земной поверхности, и рифтовые отложения несогласно перекрыты плиоцен-миоценовыми и четвертичными послерифтовыми песками и глинами формаций Адок, Зераф, Руэйба, Ум общей мощностью до 2 км. Месторождения нефти приурочены преимущественно к тектонически экранированным ловушкам в отложениях от верхов раннего мела (формация Бентю) до олигоцен – миоценовых отложений формации Тенди. Поэтому на всех уровнях нефтегазогеологического районирования – от бассейна до залежи – нефтегазоносность данной территории в значительной степени контролируется расположением разломов и взаимными движениями по ним.

Геологическую изученность этой территории можно характеризовать как «очаговую». Начавшиеся после открытия здесь первой нефти систематические геологические исследования были прерваны гражданской войной и впоследствии возобновились на локальных участках лицензионных блоков, где проводятся гравиметрические съемки для регионального изучения района и детальные сейсмические исследования для выявления и подготовки ловушек к глубокому бурению. Поэтому данные геологического дешифрирования космических снимков, позволяющие быстро и с минимальными затратами получать целостную картину разломно-блокового строения района на разных масштабных уровнях и ориентировать дорогие и трудоемкие работы «тяжелой» геологии наиболее целесообразным способом, здесь оптимальны.

Вся территория – это плоская равнина, в течение летнего дождливого сезона залитая водой, а в течение сухого (зимнего) сезона – представляющая собой саванну, покрытую красными латеритами. Превышения здесь настолько малы, что реки мигрируют по равнине, не вырабатывая сколько-нибудь постоянных русел. Климат этой территории, рельеф и приемы традиционного землепользования (кочевое скотоводство и поджоги травостоя после выпаса скота) делают ее изображения, полученные в разные сезоны, совершенно не похожими друг на друга (Информативность ..., 2008), поэтому для полноценного дешифрирования изучались специально подобранные по масштабу (разрешению), сезону, зонам спектра наборы изображений.

Из геологических процессов и явлений наилучшим образом на снимках отражаются новейшие и современные тектонические движения. Как правило, это происходит за счет препарирования эрозионной сетью даже незначительных, на первый взгляд, поднятий и прогибаний различных участков земной коры и их неоднородностей, в том

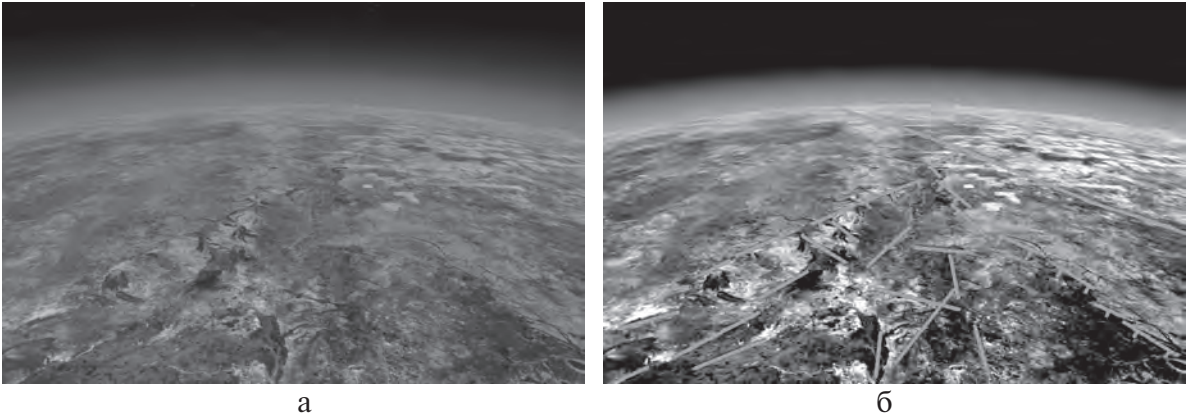


Рис. 2.7.1. Клин линеаментов на перспективном космическом изображении (а) и основные, слагающие его линеаменты (б). Справа показано положение Центрально-Африканской сдвиговой зоны. Фрагмент изображения «Гугл Планета Земля»

числе и таких, которые невозможно увидеть другими методами. Новейшие и современные тектонические движения отражаются на космоизображениях, в основном, аномалиями рисунка гидросети и врезов речных протоков (Михайлов, 2001). Как правило, они визуализируются системами линеаментов и кольцевых структур различных рангов, отражающих совокупности вложенных друг в друга взаимно перемещающихся блоков.

При рассмотрении территории на континентальном уровне генерализации здесь выделяется гигантский сложнопостроенный клин, расширяющийся к востоку, интерпретируемый как гигантский сложнопостроенный грабен (см. рис. 2.7.1). На юге он ограничен линеаментом северо-западного простирания, по которому проходит южный борт долины р. Бахр эль Араб, а на севере – долиной реки Хор Абу Хаббл. Этот клин не отмечен на геологических картах, однако его наличие не противоречит геологическим данным. На юге вдается и на севере – это граница кайнозойских и архейских пород, хотя на севере в средней части в нее вдается изометричный массив дрених пород, как видно на рис. 2.7.2. Северная ветвь клина не совпадает с известными разломами Центрально-Африканской сдвиговой зоны, которая протягивается к Хартуму несколько севернее. Центрально-Африканская сдвиговая зона частично фиксируется на карте активных разломов (Трифонов, 2001). От Центрально-Африканской сдвиговой зоны отходят под углом грабены, с которыми в центральной Африке связывают нефтегазоносные осадочные бассейны (Эльсаед, 2007). Клин разделен продольными и поперечными линеаментами на участки, которые интерпретируются как разломы, по которым происходят относительные поднятия и прогибания отдельных блоков поперечником до 100 км.

Таким образом, даже поверхностное дешифрирование изображений континентального уровня генерализации позволяют отдешифрировать на изображении ранее неизвестную гигантскую структуру. А так как именно опускающиеся блоки и определяют положение южно-суданских нефтеносных осадочных бассейнов, выполненных меловыми и кайнозойскими терригенными и глинистыми отложениями, то и было предпринято более подробное изучение этой территории по космическим снимкам.

При рассмотрении изображений большего разрешения на них выявляется густая сеть линеаментов меньшего размера. Так как их выделение зачастую неоднозначно и всегда субъективно, была использована программа LESSA. На рис. 2.7.3 приведены исходное изображение, некоторые схемы обработки изображения программой LESSA и окончательный результат.

На рис. 2.7.3а описанный ранее клин отчетливо виден по более контрастному фоторисунку. Правый сдвиг южного линеамента диагностируется по коленообразным изгибам русел рек, более и менее погружающиеся блоки – по изменению характера извилистости речных протоков. Исходные штрихи программой формируются, главным образом, в соответствии с гидросетью и связанной с нею растительностью, на некоторых участках – за счет легко распознающихся гарей, которые необходимо исключать из рассмотрения. Антропогенные объекты – дороги, сейсмические профили – при использованных разрешениях не улавливаются. Линии удлинения роз-диаграмм позволяют выделять участки с одинаковым тектоническим стилем.

На рис. 2.7.3б видно, что примерно в центре территории все линии прерываются, а направление их резко изменяется, то есть центр территории представляет собой линеаментный узел, что видно и на рис. 2.7.3в, на котором показаны выделенные программой LESSA протяженные линеаменты, также образующие линеаментный узел в данной точке. Используя приведенные данные, а также данные по плотности линеаментов, роз-диаграмм, вектора удлинений и другие характеристики и визуальное дешифрирование, была составлена итоговая схема дешифрирования.

При сопоставлении с известными месторождениями оказывается, что они вполне закономерно располагаются среди выделенных блоков, будучи приуроченными к некоторым из них.

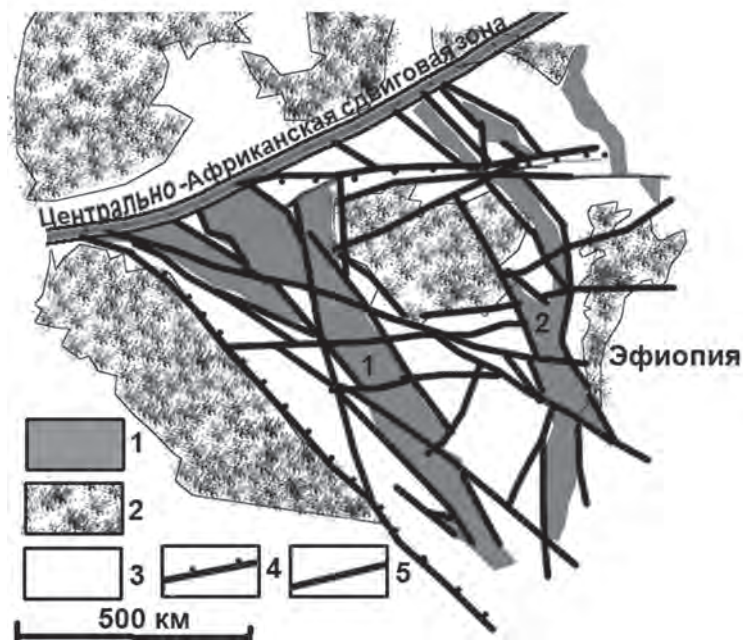


Рис. 2.7.2. Клин линеаментов, дешифрирующийся на космических изображениях.

Нефтеносные бассейны: 1 – Мужлад, 2 – Мелут; 2 – докайнозойские породы; 3 – кайнозойские породы; 4 – контуры клина; 5 – линеаменты (разломы), разбивающие клин на отдельные блоки

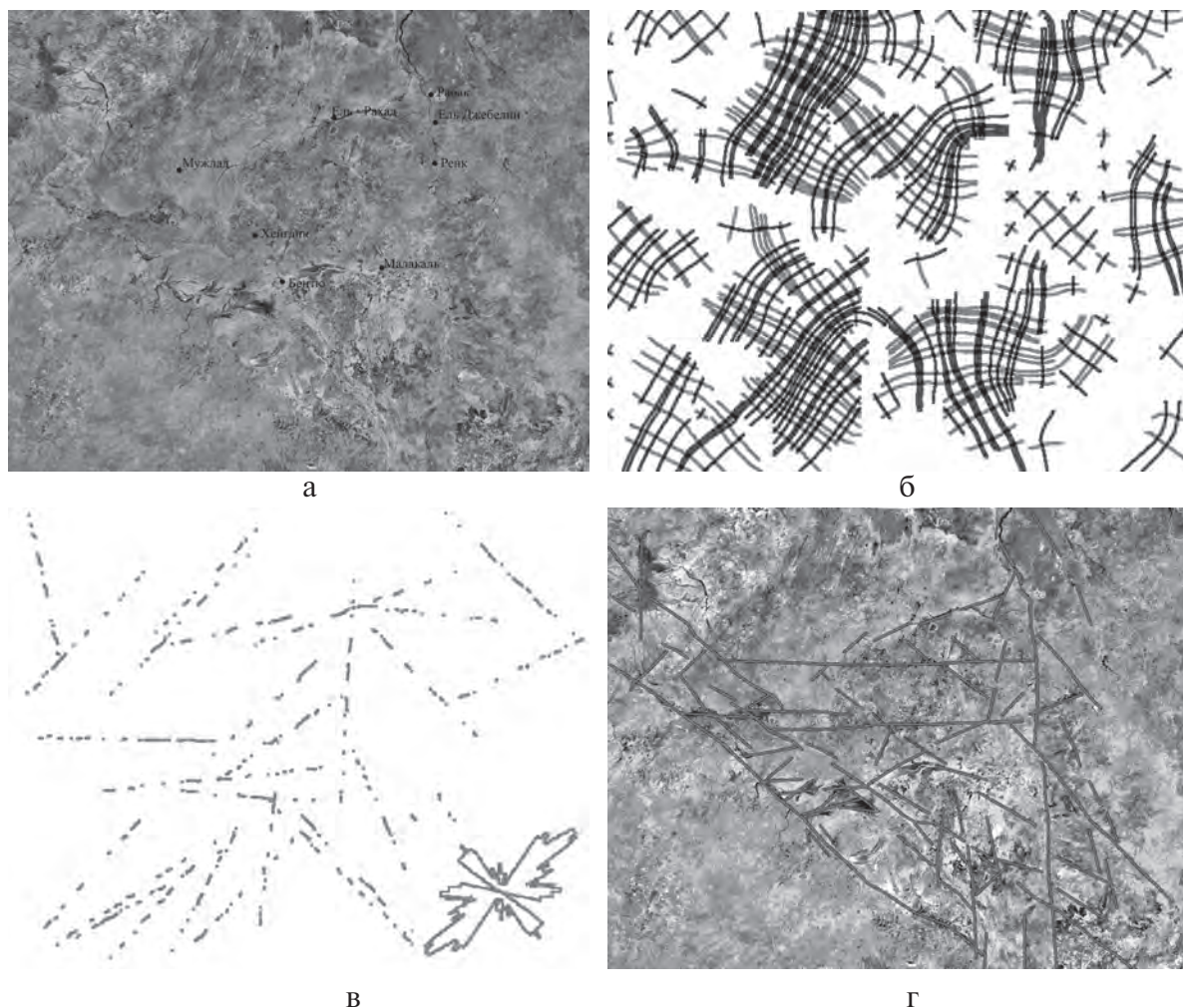


Рис. 2.7.3. Космическое изображение территории клина (а) и схемы его дешифрирования: линии удлинения роз-диаграмм (б); линеаменты, выделенные программой и их роза-диаграмма (в); линеаменты, выделенные экспертным способом (г)

Геологическое дешифрирование на локальном уровне генерализации было проведено на двух участках – центральном и северо-восточном.

Выбор участков обусловлен их положением в отдешифрованной структуре района. Центральный участок располагается практически в центре клина, в Мужладском грабене, в районе его наиболее глубоко погруженной части. К востоку и западу от него располагаются месторождения нефти, а также локальные структуры, давшие воду. Северо-восточный участок расположен на северной периферии клина, в огромной дельте правого притока Нила, в Мелутском грабене.

Центральный участок дешифрировался, в основном, по мозаике изображений Landsat-7 ближней инфракрасной зоны спектра, сделанных в ноябре-декабре 2000 и 2002 гг. На изображениях отчетливо видно большое число линеаментов,

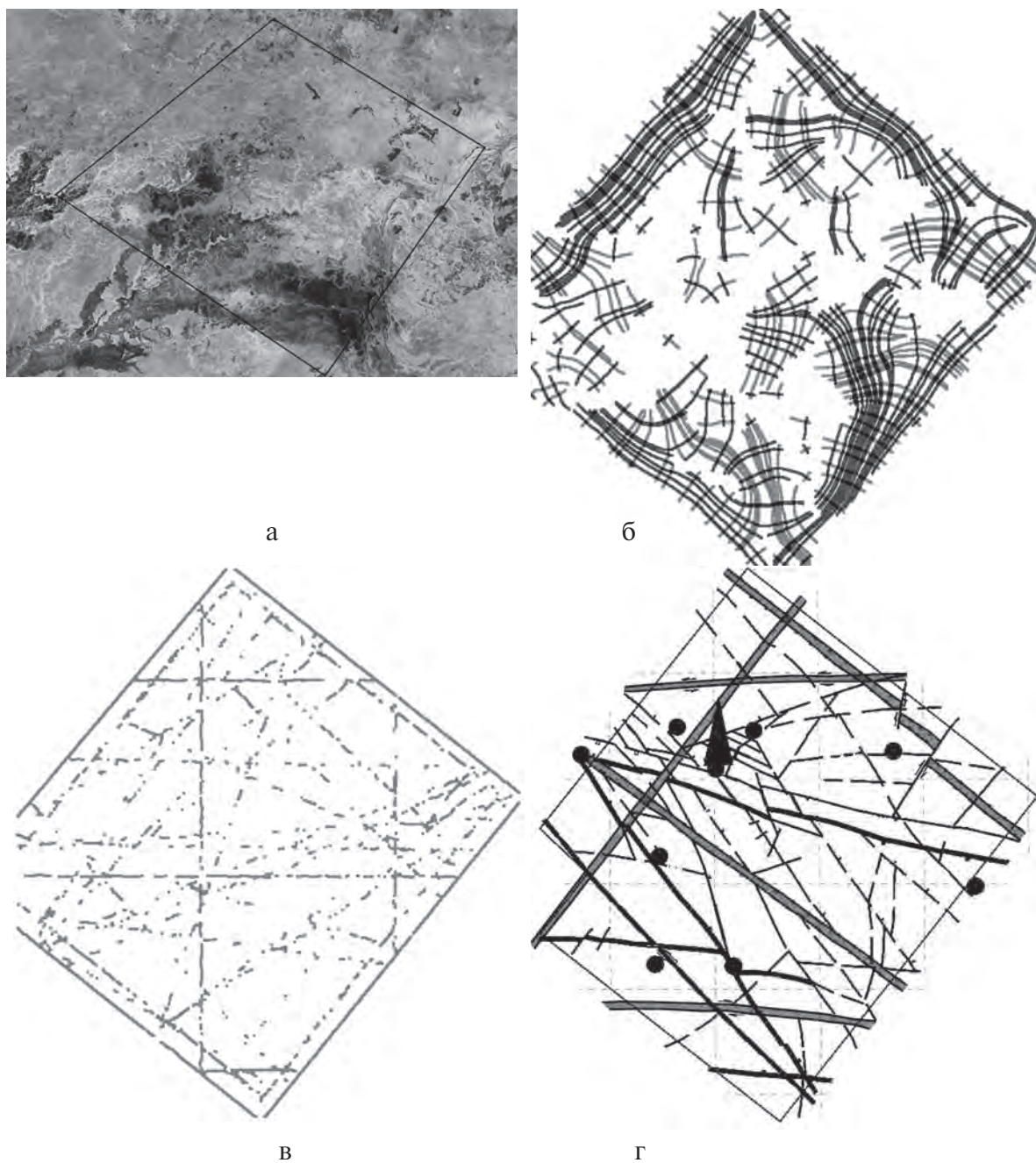


Рис. 2.7.4. Космическое изображение центрального фрагмента (а) и схемы его дешифрирования: линии удлинения роз-диаграмм (б); линеаменты, выделенные программой (в); блоки и линеаменты, их ограничивающие, и центры кольцевых структур (г). Треугольником отмечена кольцевая структура, бурение на которой дало приток нефти

дешифрирующихся по стандартным признакам, разбивающих эту территорию на отдельные блоки, среди которых выделяются кольцевые структуры. Блоковое строение участка также отчетливо видно на схемах, построенных программой LESSA, сопоставление которых со схемой визуального дешифрирования дает возможность построить схему разломно-блокового строения данной территории (см. рис. 2.7.4). Территории некоторых из кольцевых структур были исследованы детальными сейсмическими работами, подтвердившими наличие ловушек, на одной из них проведено глубокое бурение и получены притоки нефти.

Дешифровочные признаки нефтеносности этой территории были приняты за эталонные, и проведено дешифрирование космических изображений участка, расположенного северо-восточнее, в районе левобережья р. Нил (северо-восточный участок), территория бассейна Мелут.

Северо-восточный участок дешифрировался по мозаике набора изображений ноября-декабря 1972, 1979, 1984, 1999 и 2000 гг. в различных зонах спектра и при различных вариантах синтеза. Проводилось как экспертное, так и компьютерное (программа LESSA) дешифрирование. Некоторые из его результатов приведены на рис. 2.7.5.

Совместный анализ результатов компьютерного и визуального дешифрирования позволяют выделить систему блоков, показанную на рис. 2.7.5в, и кольцевую структуру, которая по стандартным признакам может быть обусловлена растущими тектоническими поднятиями – то есть образованиями, наиболее благоприятными для размещения нефтеносных ловушек. Линеаменты, выделяемые компьютером, обусловлены «бэровскими буграми» или образованиями, чрезвычайно их напоминающими.

Другая область, которую выделил компьютер как аномалию плотности штрихов, оказалась обусловленной площадью распространения дюн. Хорошо видно, что дюны образуют широтные полосы. Скорее всего, это связано с незаметными современными малоамплитудными поднятиями, хотя В.И. Гридин подобные явления обуславливает градиентами силы тяжести, вызванными блоковым строением фундамента (Эльсаед, 2007).

Области современных поднятий и относительных погружений здесь распознаются по изменению врезов ручьев и мелких водотоков (рис. 2.7.6). Таким образом, на всех уровнях изучения выделяется разломно-блоковый каркас территории и слагающие его блоки перемещаются друг относительно друга.

Известные нефтяные поля этого региона тяготеют к межблоковым линеаментным зонам и узлам их пересечений (линеаментным узлам). Известные месторождения обычно сопровождаются кольцевыми структурами, нередко выраженными в гидро-сети. Основываясь на выявленных эталонах, на этой территории были отдешифрированы подобные кольцевые структуры, рекомендованные для проверочных работ. Поисковым бурением в одной из них были зафиксированы притоки нефти на глубине более 5 000 м.

Литература

1. Долгинов Е.А., Фарах Ф.С. Некоторые особенности тектонического положения и развития мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна Мужлад Южного Судана // Изв. ВУЗов. Геология и разведка. 2008. № 3. С. 9–13.

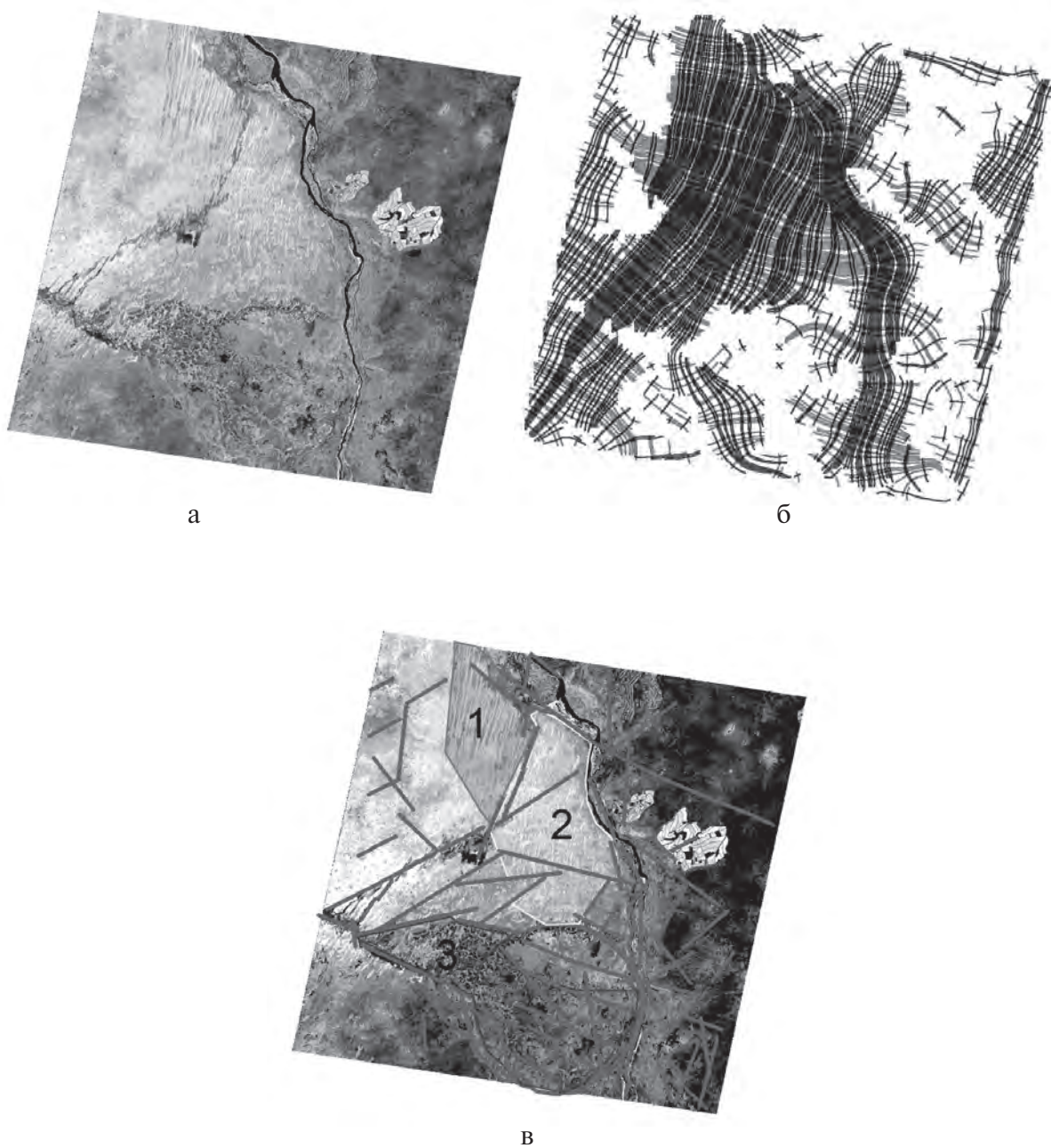


Рис. 2.7.5. Космическое изображение северо-восточного фрагмента (7 канал Landsat-7) (а) и схемы его дешифрирования: линеаменты, выделенные программой (б); блоки, линеаменты, их ограничивающие, и кольцевые структуры (в): 1 – область распространения «бэровских бугров», 2 – область распространения дюн

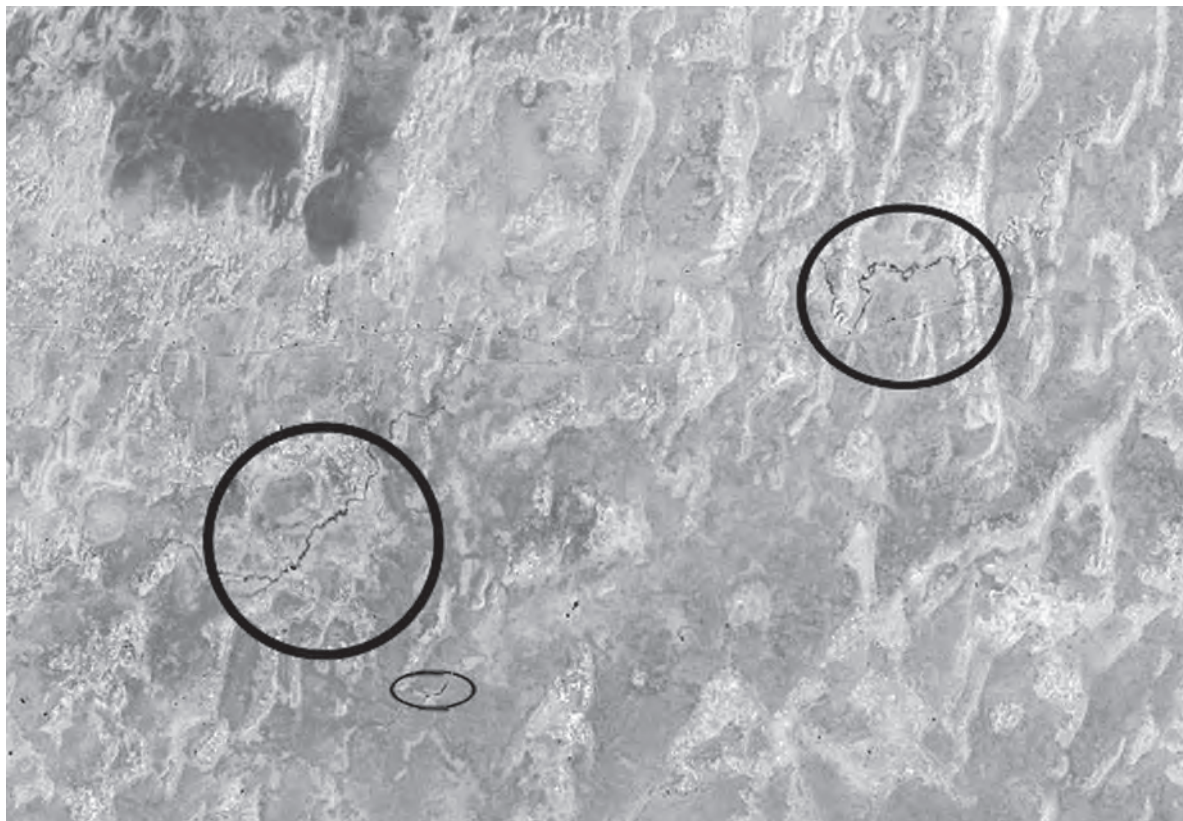


Рис. 2.7.6. Изменение врезов русел ручьев на поднимающихся участках

2. Информативность космических изображений для нефтегазогеологического дешифрирования // *Л.А.Макриденко, К.А.Боярчук, Л.В.Милосердова, Н.И.Малушина*. Вопросы электромеханики Труды НПП ВНИИЭМ т. 105. М. 2008. сб. Космические аппараты для дистанционного зондирования Земли. С. 63–81.
3. *Михайлов В.Н.* Речные дельты: строение, образование, эволюция // Соросовский образовательный журнал. 2001. Т. 7. № 3. С. 59–66.
4. *Трифонов В. Г.* Живые разломы Земной коры // Соросовский образовательный журнал. 2001. № 7. С. 66–74.
5. *Эльсаед Зейнэльабдейн Халид Абдельрахман*. Спектральный анализ гравитационных аномалий территории бассейна Мелут (Судан) с целью поисков месторождений нефти и газа. Автореферат диссертации на соискание степени кандидата технических наук по специальности 25.00.10. Москва. 2007. 24 с.

А.А. Стриженов, М.Н. Мингазов

2.8. Прогнозирование тектонической трещиноватости карбонатных отложений комплексом аэрокосмогеологических и геолого-промысловых исследований (на примере месторождений Республики Татарстан)

Высокая разведанность недр и большая степень выработанности запасов нефти месторождений Татарстана показывает, что расширение сырьевой базы республики требует пересмотра и уточнения сложившихся представлений о геологическом строении осадочного чехла нефтегазоносных территорий, привлекая новые методы как на поисково-разведочном этапе, так и на этапе освоения месторождений нефти.

Одним из направлений интенсификации добычи нефти и увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) месторождений является детализация изучения трещиноватости пород-коллекторов и разработка на этой основе залежей нефти горизонтальными скважинами. В связи с этим резко возрос интерес к научным исследованиям, повышающим надежность прогнозирования зон развития трещиноватости, позволяющим научно обоснованно спроектировать сетку и систему размещения горизонтальных скважин, обеспечивающим тем самым рациональную разработку месторождений.

Около 60% залежей углеводородов (преимущественно в карбонатных отложениях) приурочено к трещиноватым коллекторам (Дорофеева, 1986). Трещиноватостью обусловлена, прежде всего, широкой миграции флюидов в осадочных породах, способствующей формированию и изменению во времени емкостных и фильтрационных свойств пород-коллекторов нефтегазоносных комплексов. Из множества известных методов изучения трещиноватости пород практическое применение нашли: аэрокосмогеологические исследования (АКГИ), вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП), сейсмолокация бокового обзора (СЛБО), исследования по керну (метод больших шлифов, ориентированный керн) и др. Исследования по керну носят дискретный характер и оценивают трещиноватость в конкретной скважине. Исследования ВСП и СЛБО носят локальный характер и ограничиваются небольшими участками. АКГИ, в отличие от вышеописанных, имеют площадной характер и выявляют линеаментную трещиноватость (прогнозируют тектоническую трещиноватость), ее преимущественное направление, а также степень тектоно-динамического напряжения анализируемых отложений в целом.

В основе АКГИ лежит линеаментный анализ (Амурский и др., 1988). Линеаменты являются уникальными природными объектами, несущими на поверхность Земли объективную информацию о разномасштабных глубинных неоднородностях. Принципиальными вопросами линеаментного анализа при выявлении преимущественной трещиноватости тех или иных отложений осадочного чехла является определение общей геолого-тектонической природы линеаментов, структурно-тектоническая интерпретация отдешифрованной сети линеаментов и ее привязка к определенным стратиграфическим разделам.

На основе линеamentного анализа, геолого-промысловой информации, палео-структурных построений, результатов научно-исследовательских работ по аэрокосмогеологической тематике разработана методика по выявлению направления и интенсивности тектонической трещиноватости кристаллического фундамента и осадочного чехла. Методика позволяет изучить тектоническую напряженность карбонатных отложений, определить направление преимущественной трещиноватости, выявить зоны интенсивности тектонической трещиноватости и использования их в дальнейшем при заложении горизонтальных скважин.

На первом этапе дешифрируются мелкомасштабные снимки континентального и регионального уровня генерализации (1:1 000 000, 1:500 000) для выделения планетарной сети линеamentной трещиноватости. Благодаря их большой обзорности и высокой степени естественной генерализации появляется возможность выделять сеть многочисленных линеamentов разного ранга, трассировать их в виде сплошных или прерывистых линий на большие расстояния (трансрегиональные и региональные линеamentы), проследивать в виде продолжения известных разломов. Региональная линеamentная сеть отождествляется с каркасом региональных разломов глубокого заложения.

Второй этап предполагает дешифрирование среднемасштабных и крупномасштабных снимков локального и детального уровней генерализации (1:200 000, 1:100 000) для выявления ареала дисперсии планетарной сети линеamentной трещиноватости.

Исходя из того, что линеamentная тектоника развита в соответствии с планетарной сетью, отдешифрированное линеamentное поле разбивается по простираниям согласно этим генеральным направлениям (0° , 45° , 90° , 135°). Учитывая местное влияние тектоники и рассеяние приложенных сил от генерального направления, общепланетарная сеть разбивается в ту или иную сторону в виде ореола рассеивания основных направлений (дисперсия планетарной сети: $0^\circ \pm 22,5^\circ$; $45^\circ \pm 22,5^\circ$; $90^\circ \pm 22,5^\circ$; $135^\circ \pm 22,5^\circ$). Таким образом, учитываются все направления-доминанты планетарной системы и местные искажения.

С помощью данной градусной палетки линеamentная сеть на исследуемых площадях разбивается на вышеперечисленные взаимоперпендикулярные направления. Далее, подсчитываются удельные длины линеamentов способом «скользящего окна» с 50%-м перекрытием шага «сканера» и по горизонтали, и по вертикали. Такой подсчет целесообразно делать для общего линеamentного поля и по выделенным четырем генеральным направлениям. Затем по подсчитанным значениям строятся (в изолиниях) карты геодинамической напряженности пород осадочного чехла. Карта, построенная на основе общего линеamentного поля, показывает напряженное состояние пород осадочного чехла, а карты, построенные на основе линеamentов соответствующих направлений, показывают простирание преобладающей трещиноватости и ее интенсивность в породах соответствующих стратиграфических разделов.

Для стратиграфической привязки определенных направлений линеamentной трещиноватости к тектонической трещиноватости проводятся:

- палеотектонические построения — исследования геодинамики изучаемых отложений с целью определения ориентации структур и выявления основных на-

правлений разгрузки тектонических напряжений земной коры в историческом аспекте, степени унаследованности тектонических движений со времени литификации данных отложений по новейшее время;

- исследование геолого-промысловых данных изучаемых отложений, которые так или иначе характеризуют трещиноватость пород и дают представление о внутренней динамике, анизотропности и других свойствах неоднородности пласта. Используется два метода.

1. Анализ геолого-промысловых характеристик пород:

- карты изобар от начала разработки и ко времени исследований;
- анализ эксплуатационных характеристик скважин;
- данные по выносу керна и изучение трещиноватости в шлифах пород;
- результаты гидродинамических исследований пласта и др.

2. По промысловым показателям рассчитывается угол направления преимущественной трещиноватости (с помощью специальной компьютерной программы).

В результате комплексного анализа данной совокупности информации параллельно с геолого-тектоническими и палеотектоническими построениями трассируются направления преобладающей трещиноватости пород того или иного горизонта.

В случае, когда геолого-промысловые показатели совместно с палеотектоническими показателями (ориентация направлений разгрузки тектонических напряжений в историческом аспекте) тех или иных отложений ориентированы в определенном направлении, то линеаменты и их зоны данной ориентации привязываются к трещиноватости этих отложений.

Определение стратиграфической приуроченности того или иного направления линеаментов к тем или иным горизонтам позволяет построить карту прогнозной трещиноватости, где выделяются зоны с различной интенсивностью прогнозной трещиноватости, разграниченные соответствующими изолиниями ее плотности.

На примере Тюгеевского и Онбийского месторождений (западный склон Южно-татарского свода (ЮТС)), Бавлинского месторождения Коробковского участка (юго-восточный склон ЮТС) и залежей 301–303 Куакбашского вала Ромашкинского месторождения (сводовая часть ЮТС) с целью проверки объективности выделенных зон и их дифференциации по плотности линеаментной трещиноватости проводилось сопоставление эксплуатационных характеристик пробуренных на исследуемой территории горизонтальных скважин (ГС) с данными зонами (таблица 2.8.1).

В результате этого анализа выявилась такая закономерность, что продуктивность горизонтальных скважин, пробуренных в зонах средней плотности трещиноватости вскрываемых отложений, больше продуктивности скважин, пробуренных в зонах высокой и минимальной плотности. Скважины, пробуренные в зоне средней плотности трещиноватости, имеют средний коэффициент продуктивности $10,1 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, в зоне высокой плотности – $4,6 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, в зоне низкой плотности – $6,6 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$. Средний начальный дебит составляет в зоне

Таблица 2.8.1

Соотношение продуктивности горизонтальных скважин и зон прогнозной трещиноватости в пределах исследуемых месторождений

Зона плотности линеаментов	Количество скважин	Горизонт эксплуатации	Начальный дебит нефти, т/сут	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)
Тюгеевское месторождение				
Средняя	5	C ₁ tur	7,3	8,4
Низкая	1	C ₁ tur	6	6,9
301-303 залежь Ромашкинское месторождение				
Высокая	10	C ₂ sr-C ₂ bch	4,9	6,6
Средняя	43	C ₂ sr-C ₂ bch	6,7	14,2
Низкая	9	C ₂ sr-C ₂ bch	6	7,3
Бавлинское месторождение Коробковский участок				
Высокая	3	C ₁ tur	4	2,6
Средняя	7	C ₁ tur	8,2	9,2
Низкая	11	C ₁ tur	6,6	5,5
Среднее значение по месторождениям:		Высокая	4,4	4,6
		Средняя	7,1	10,1
		Низкая	6,2	6,6

средней плотности – 7,1 т/сут, в зоне высокой плотности – 4,4 т/сут, в зоне низкой плотности – 6,2 т/сут.

Анализ материалов ранее проведенных исследований и пробуренных горизонтальных скважин на других месторождениях и залежах показал, что комплекс аэрокосмогеологических исследований достаточно объективно решает задачу выявления плотности и направлений линеаментной трещиноватости и привязки конкретной ее составляющей к конкретному стратиграфическому разделу. К тому же, данный метод прослеживает поверхность не дискретно, а непрерывно. Он оперативен по времени реализации и не требует значительных материальных затрат. С учетом рекомендаций данных исследований в пределах различных месторождений Татарстана пробурено более 100 ГС, в которых получены промышленные притоки нефти из ниже- и среднекаменноугольных карбонатных коллекторов.

Литература

1. *Амурский Г.И., Абраменок Г.А.* и др. Дистанционные методы изучения тектонической трещиноватости пород нефтеносных территорий. М.: Недра. 1988. 164 с.
2. *Дорофеева Т.В.* Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов нефти и газа. Л.: Недра. 1986. 223 с.

В.Е. Филиппович, А.Г. Мычак, А.И. Архипов

2.9. Геодинамические критерии прогнозирования нефтегазоносности в зоне Оманских гор на основе спутниковой информации

Теоретические предпосылки и постановка задачи

Исследуемый регион Оманских гор характеризуется: сложным чешуйчато-надвиговым строением с развитием диагональных взбросо-сдвиговых дислокаций, которые образовались в течение мезо-кайнозоя под воздействием субгоризонтальных тектонических напряжений, вызванных продвижением северо-восточной окраины Аравийской плиты в направлении Месопотамского прогиба (Glennie, 2005; Hessami et al, 2003); приуроченностью нефтегазоносных структур к фронтальным (человым) линиям надвигов и генетической зависимостью пликативных дислокаций от дизъюнктивных. В таких областях в толще осадков с достаточным количеством органического вещества происходит превращение последних в углеводороды под действием давления, которое состоит из литостатической нагрузки и тангенциального напряжения сжатия, а также повышенных в этих условиях температур.

Надвиговые дислокации, с одной стороны, формируют позитивные структуры, а с другой – ведут к резкому снижению давления в зонах разрывов. Таким путем в пределах соседних участков земной коры создается контрастная обстановка с большим перепадом давления, которое способствует увеличению подвижности флюидов и обеспечивает их миграцию и нагнетание в формирующиеся ловушки. Возникая в условиях мощного горизонтального сжатия земной коры, надвиги обеспечивают «сбор» углеводородов на обширных площадях и по всей мощности осадочного чехла. Таким образом, надвиговые дислокации следует рассматривать как важнейшие нефтегазokonцентрирующие структуры.

С другой стороны, изучение динамики напряженного состояния земной коры в процессе структурообразования является необходимым условием исследования процессов миграции углеводородов и должно сопровождать любые модели нефтегазoобразования и нефтегазонакопления. В соответствии с основными положениями тектонофизики формирования структуры земной коры и сопутствующие им процессы нефтегазoобразования и нефтегазонакопления протекают в переменном поле тектонических напряжений с преобладанием сжатия или растяжения при определенном ориентировании осей главного нормального и касательных напряжений. Влияние типа напряженного состояния земной коры на миграционные пути углеводородов оказывается через механизм трещинообразования (разломообразования), которое заключается в формировании трехкомпонентной сети разрывов, параллельных площадкам действия напряжения δ_1 , δ_2 и δ_3 . В зависимости от типа напряженного состояния максимальное число трещин и разрывов, а также генетический тип трещин отрыва (растяжения) образуется в пересечении, параллельном площадкам действия максимального напряжения сжатия; минимальное число трещин и генетический тип трещин сжатия – в пересечении, нормальном к площадкам действия максимального сжимающего напряжения.

Таким образом, положение осей напряжения при формировании тектонических структурно-формационных комплексов контролирует региональное напряжение,

пути миграции флюидов (включая углеводороды), положения области разгрузки и, что важно — области аккумуляции углеводородов в зонах проницаемости (растяжения) земной коры на участках ундуляции (шарниров) осей тектонических структур и разного типа экранов (Тимурзиев, 1988). При этом концентрация углеводородов не обязательно может быть связана только с замкнутыми структурными ловушками, а может локализоваться в зонах тектонических нарушений и повышенной трещиноватости (месторождения Пануко (Мексика), Сципио-Альбион (США), «жилые» залежи Западной Сибири и т.п.) (Белкин, Медведский, 1987).

В связи с этим, изучение динамики напряженного состояния земной коры (геодинамическое моделирование) позволяет наметить перспективные участки на региональном уровне, как те, что находятся в благоприятных структурных условиях (пликативные дислокации, приподнятые блоки), и прогнозировать зоны и участки на локальном уровне, где можно ожидать развитие пород с повышенными коллекторскими свойствами (дизъюнктивные дислокации, зоны разуплотнения и повышенной проницаемости).

Исходные данные и методика исследований

Для анализа геодинамических условий территории исследований были привлечены результаты структурного дешифрирования материалов космической съемки (TERRA MODIS, TERRA ASTER, Landsat ETM+, IRS PAN, IRS LISS-III), результаты предшествующих геолого-геофизических исследований и данные собственных полевых наблюдений (рис. 2.9.1, см. цветную вклейку).

Методика анализа геодинамических условий базировалась на теоретических разработках Дж. Д. Мууди (Moody, 1973), П.Х. Лу, Р.Е. Ранкена и А.Е. Шейдеггера (Lu, Scheidegger, 1965; Ranken, Scheidegger, 1969), Н.Н. Хераскова (Херасков, 1977) и авторских разработок (Филиппович, 1990). Главные положения этой методики основываются на представлениях, согласно которым:

- все разрывные нарушения являются сколами, которые группируются в связанные системы, причем, в зависимости от ориентирования сил сжатия и растяжения, то есть ориентировки эллипсоида напряжения, возникает все многообразие сочетаний разломов разного генезиса;
- четко сформулирована зависимость угла между рядовыми в плане разломами и ориентированием эллипсоида напряжения;
- биссектрисы всех групп связанных систем, которые выделяются, совпадают между собой, то есть группы разломов развиваются не самостоятельно, а четко взаимосвязаны и обусловлены единым полем напряжения, характерным для крупных тектонических структур на протяжении длительных промежутков времени.

Биссектриса всех углов сжатия едина, и вдоль нее ориентировано главное горизонтальное напряжение, общее для всех систем.

Зная направление падений «поверхностей» сместителей разломов в системе и ориентирование главного горизонтального напряжения, не сложно определить направление движения по разломам этой системы, их горизонтальную и вертикальную

составляющие, определить локальные тектонические напряжения и, что очень важно при нефтегазопоисковых работах, — прогнозировать участки развития зон повышенной трещиноватости.

Обнаруженная взаимосвязь разломов разного генезиса позволяет проанализировать сложные сети разрывных нарушений, установленных с помощью геолого-геофизического картографирования и дешифрирования аэрокосмоснимков. Необходимо отметить, что только применение аэрокосмических методов позволяет обнаружить все основные направления разломов, поскольку в группах связанных систем обычно одна система преобладает, и разломы, которые относятся к ней, хорошо картируются по смещению геологических объектов, а другая связанная система является второстепенной. Разломы этой второй системы редко картируются геологическими методами, поскольку не сопровождаются большими сдвигами, хотя на аэрокосмоматериалах они дешифрируются достаточно четко.

Основные результаты исследований

Анализ общегеологических данных и результаты дешифрирования показывают, что на альпийском этапе развития в тектонической истории территории исследований выделяются два этапа структурообразования: раннеальпийский (поздний мел) и позднеальпийский (кайнозой), которые отличаются ориентацией главных направлений сжатия. На первом этапе это направление было субширотным, на что указывает субмеридиональное простирание основных пликативных и надвиговых структур и развитие правосдвиговых (северо-восточного простирания) и левосдвиговых (северо-западного) основных тектонических нарушений, заложение которых происходило, вероятно, еще в доальпийское время (Glennie, 2005) (рис. 2.9.2А).

В такой модели ось максимального сжатия δ_1 будет иметь субширотное простирание, ось минимального сжатия (растяжения) δ_3 — субмеридиональное и средняя ось δ_2 — субвертикальное. В реальных условиях система нормальных напряжений наклонена к горизонту, и в итоге разрывные нарушения имеют как горизонтальную, так и вертикальную составляющие. При этом с точки зрения нефтегазопоисковых работ, перспективными являются места пересечения сдвигов и взбросо-сдвигов разного простирания, где обычно формируются относительно приподнятые блоки. В результате возможно образование тектонической ловушки, ограниченной с двух (или более) сторон разломами. На региональном уровне такими перспективными автохтонными площадями, на наш взгляд, могут быть узлы пересечения трансформной правосдвиговой зоны Дибба с левосдвиговыми разломными зонами Вади Хам в центральной части территории и аналогичные узлы севернее (рис. 2.9.2). С другой стороны, вдоль подобных зон сдвигов можно ожидать формирования складок волочения, подобных нефтегазоносным структурам Калифорнии (Ярошевский, 1981).

На позднеальпийском этапе, геологические последствия которого наблюдаются непосредственно в настоящее время, состоялась перестройка структурного плана исследуемой территории.

На основе анализа материалов геологической съемки, геолого-геофизических работ и полевых исследований было установлено, что вдоль линеаментов ортогонального простирания отмечаются правосдвиговые и левосдвиговые деформации, которые фиксируются в: кулисообразном расположении складок; сигмоидных изгибах

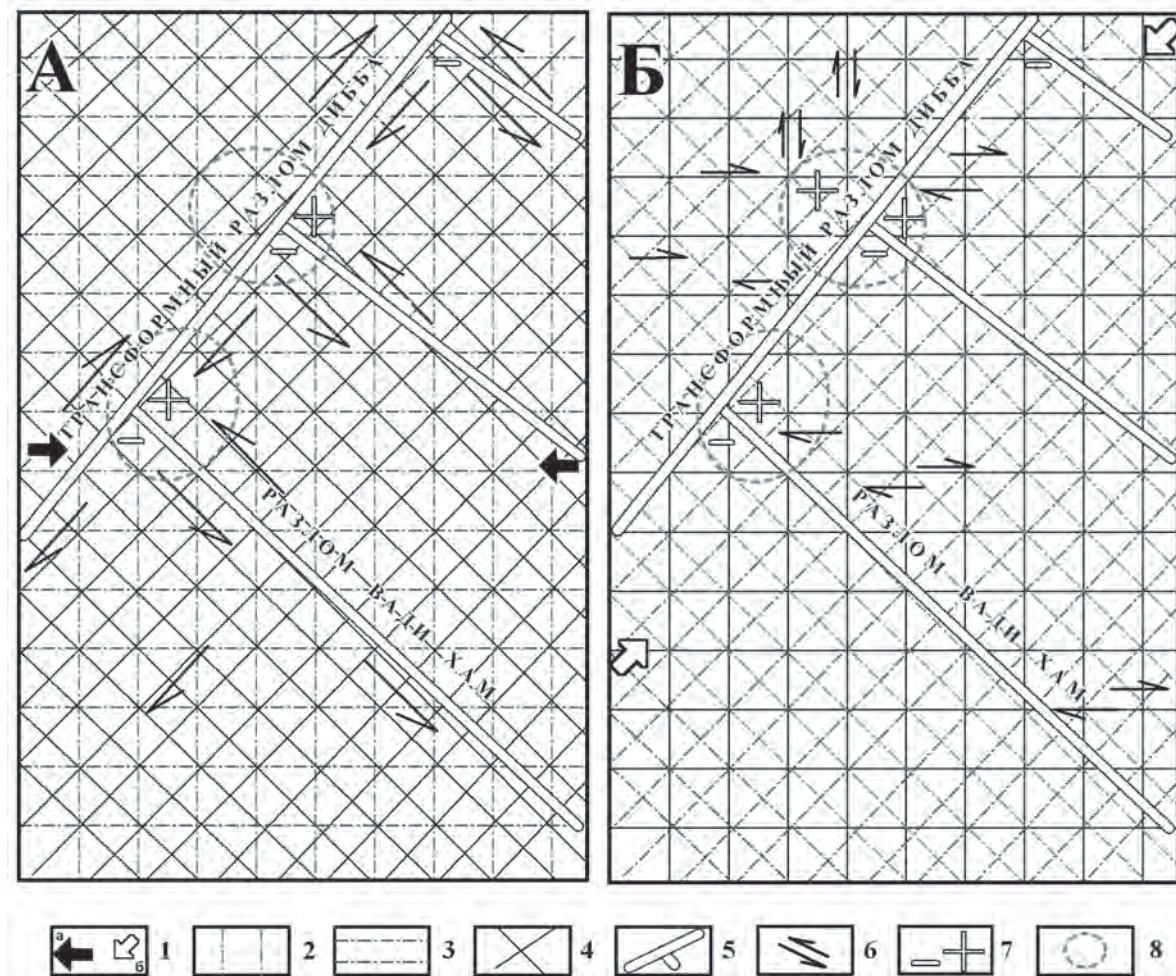


Рис. 2.9.2. Принципиальная теоретическая модель развития региональных тектонических напряжений: А – на раннеальпийском этапе; Б – на позднеальпийском этапе:

1 – направления главных сжимающих напряжений: а – на раннеальпийском этапе, б – на позднеальпийском этапе; 2 – проекция осей максимального сжатия δ_1 ; 3 – проекция осей минимального сжатия (растяжения) δ_3 ; 4 – проекция осей сдвиговых деформаций δ_2 ; 5 – главные трансформные и сдвиговые нарушения; 6 – векторы субгоризонтальных перемещений; 7 – участки локализации знакопеременных вертикальных движений; 8 – перспективные нефтегазоносные площади

их осей; цепочках складок, образующих в плане рисунок типа «конский хвост»; разрывных нарушений со сдвиговой составляющей. В ландшафте наблюдаются кулисообразно расположенные мелкие гряды и впадины. Все эти данные позволили интерпретировать значительную часть линейментов данных простираний как разрывные нарушения сдвигового типа. Таким образом, система правых и левых сдвигов (сколов) ортогонального простирания, юго-западное направление горизонтального

сжатия позволяют построить принципиальную теоретическую модель развития региональных тектонических напряжений на позднеальпийском этапе (рис. 2.9.2Б).

В такой модели ось максимального сжатия δ_1 будет иметь северо-восточное простирание, ось минимального сжатия (растяжения) δ_3 – северо-западное и средняя ось δ_2 – субвертикальное. В реальных условиях система нормальных напряжений наклонена к горизонту, в итоге разрывные нарушения имеют как горизонтальную, так и вертикальную составляющие. В предполагаемом региональном поле тектонических напряжений должны развиваться следующие складчато-разрывные парагенезисы: субширотные и субмеридиональные сдвиги и взбросо-сдвиги с диагональной складчатостью и вторичными взбросами и взбросо-сдвигами, сопряженные со структурами отрыва и растяжения северо-восточного простирания (системы отрывов, сбросо-грабеновых структур растяжения, линейных зон повышенной трещиноватости). Таким образом, мы имеем региональную геодинамическую модель территории исследований, обусловленную полем основных тектонических напряжений, системой складчато-разрывных деформаций и направлением сдвига отдельных структурных элементов. Естественно, что при складчато-разрывных дислокациях регионального уровня возникают локальные поля тектонических напряжений и связанные с ними конкретные структурные формы разного ранга.

На основании предложенной геодинамической модели и дешифрирования космических снимков разного уровня генерализации намечено несколько крупных региональных блокоразделов, которые фиксируются сгущением линеаментов определенного простирания на протяжении многих десятков километров.

Анализ существующих материалов геологической съемки и отдельных построений по сейсмическим данным показывает, что большинство из выделенных линеаментных зон секут разные по возрасту и глубине заложения структуры осадочного чехла. Последнее позволило заключить, что крупные линеаментные зоны, отдешифрированные на космических материалах, отражают блоковое строение автохтона. С другой стороны, намечено несколько региональных зон сдвигов, которые фиксируются сгущением линеаментов северо-западного и северо-восточного простирания с характерным комплексом складчато-разрывных деформаций.

Преобладание в разных тектонических зонах сдвиговых дислокаций определенного простирания объясняется, на наш взгляд, перестройкой направления общего сжатия с субширотного (раннеальпийский этап) на северо-восточное (позднеальпийский этап). Такая перестройка привела к тому, что в настоящее время структуры северо-восточного простирания находятся в условиях преимущественно растяжения (зона Дибба), а структуры северо-западного – в условиях сжатия (взбросо-сдвиг Вади Хам и аналогичные).

Раскрытие трещин в зонах растяжения способствует вертикальной миграции УВ из зоны нефтегазообразования, а при наличии в верхней части разреза пластичных толщ или пологих надвигов, где трещиноватость угасает, – и аккумуляции УВ. В узлах пересечения зон сжатия и зон растяжения можно ожидать резкое улучшение коллекторских свойств отложений мезокайнозоя за счет повышенной трещиноватости и флюидопроводимости, причем и в породах с плохими коллекторскими свойствами.

Вторым важным фактором с точки зрения нефтепоиска служит близость этих участков к зонам глубинных разломов, особенно к краевым, которые отделяют зону Дибба от структур полуострова Мусандам на севере и Оманских гор на юге. По

геофизическим данным, они имеют корни в верхней мантии и, как следствие, вдоль них сосредоточен повышенный тепловой поток. Последнее обстоятельство играет немаловажную роль в процессе генерации УВ именно в приразломных зонах.

По данным В.Ф. Линецкого (Линецкий, 1965), П.Ф. Шпака и Н.А. Куриленко (Шпак, Куриленко, 1988) именно в таких тектонически активных зонах происходит периодическая генерация и аккумуляция УВ. По мнению авторов, при релаксации напряжений в зонах сжатия за счет образования трещинно-разрывной зоны (зон) происходит интенсивное образование и миграция УВ. После релаксации напряжений происходит смыкание трещин за счет возобновления геотектонических напряжений, а в местах скопления УВ — активные геохимические преобразования, ведущие к ухудшению коллекторских свойств вмещающих пород, что способствует запечатыванию залежей. Процесс этот циклический и носит пульсационный характер. Подобные явления отмечены при разработке месторождений углеводородов на Кавказе (Сидорович, 1975).

Таким образом, по данным анализа материалов космогеологических исследований на основе геодинамического моделирования, наиболее перспективными участками в нефтепоисковом отношении являются выделенные зоны сжатия вблизи региональных глубинных разломов, участки вдоль региональных зон сдвигов и узлы пересечения как зон сжатия и растяжения, так и крупных блокообразующих разломов.

Литература

1. *Белкин В.И., Медведский Р.И.* Жильный тип ловушек нефти // Сов.геология. 1987. № 9. С. 25–34.
2. *Линецкий В.Ф.* Миграция нефти и формирование ее залежей. Киев: Наук. Думка. 1965. 198 с.
3. *Сидорович Т.С.* Меридиональные дислокации и нефтегазоносность мезокайнозоя Чечено-Ингушетии // Сов.геология. 1975. № 9. С. 111–116.
4. *Тимурзаев А.И.* Методика оценки нефтегазоносности локальных структур // Геология нефти и газа. 1988. № 2. С. 13–18.
5. *Филиппович В.Е.* Линеаментный анализ межгорных впадин с альпинотипной складчатостью (на примере Восточной Грузии) // Прогноз нефтегазоносности и направлений геологоразведочных работ на основе геолого-геофизических методов. М.: ИГиРГИ. 1990. С. 100–108.
6. *Херасков Н.Н.* Определение генезиса разломов на основе анализа сети разрывных нарушений в Западном Саяне и Туве (стресс-анализ) // Геотектоника. 1977. № 1. С. 52–66.
7. *Шпак П.Ф., Куриленко Н.Л.* Механизм первичной миграции углеводородов в зонах разгрузки геотектонических напряжений // Энергия и механизм первичной миграции углеводородов. М.: Наука. 1988. С. 33–38.
8. *Ярошевский В.* Тектоника разрывов и складок. Пер. с польск. М.: Недра. 1981. 245 с.
9. *Glennie K.W.* The Geology of the Oman Mountains: an outline of their origin. 2nd edition. Scientific Press Ltd., Beaconsfield: 2005. 110 pp.
10. *Hessami K., Jamali F., Tabassi H.* Major Active Faults of Iran/ Seismotectonic Department, Seismology Research Centre. Edition: 2003 // http://www.iiees.ac.ir/iiees/English/Seismology/eng_seis_faults.html.

11. *Lu P.H., Scheidegger A.E.* An intensive local application of lensen's isallo stress theory to the sturgeon lake south area of Alberta // *Bull. Canad. Petrol. Geol.* 1965. Vol. 13. № 3. P. 389–396.
12. *Moody J.D.* Petroleum exploration aspects of wrench-fault tectonics // *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.* 1973. Vol. 57. № 3. P. 449–476.
13. *Ranken R.E., Scheidegger A.E.* An application of isallo stress analysis to areas in Tanzania, Texas and Alaska // *Pure and Appl. Geophys.* 1969. Vol. 75. № 1. P. 102–116.

А.А. Драгунов, Р.С. Мухамадиев

2.10. Возможности аэрокосмогеологических исследований при моделировании процессов нефтегазообразования

Введение

Вопрос о природе нефтеобразования имеет не только научное, но и большое практическое значение. В зависимости от ответа на вопрос: «Откуда происходит приток углеводородного сырья в залежи?» – избирается та или иная технология поиска скоплений углеводородов.

По утверждению видного нефтяника Б.М. Юсупова, вся территория Татарстана является узлом противоречий для биогенной теории формирования УВ. Один и тот же осадочный бассейн, сложенный на редкость выдержанным литофациальным компонентом, на западе, в области увеличения мощности осадочных отложений (т.е. в Казанско-Кировском прогибе), полностью лишен нефтегазоносности, а на востоке (в районе Южно-Татарского свода), где мощность осадочных отложений уменьшается, – обильно нефтеносен. Исходя из этого, Б.М. Юсупов заключает: «Причины тут могут быть внутренние и внешние, к тому же самые неожиданные... Мало ли неожиданностей в глубоких недрах Земли?»

В качестве одной из таких неожиданностей могут быть рассмотрены закономерно упорядоченные системы планетарной трещиноватости, развитие которых многие исследователи связывают с неравномерным ротационным режимом Земли (Каттерфельд, Чарушин, 1970; Тяпкин, 1998). Влияние такого рода структур коры на процесс нефтегазообразования до сих пор никто не рассматривал.

К настоящему времени в ООО «ТНГ-Казаньгеофизика» разработана и применяется в производственном режиме технология системно-геодинамического моделирования нефтегазоперспективных территорий, позволяющая учитывать роль космогенного фактора в процессе нефтегазообразования. Для исследования природы нефтегазообразования перспективно использование аэрокосмических методов.

Геодинамически активные очаги генерации и области накопления УВ

Многоранговый каркас геодинамически активных зон (т.е. планетарной трещиноватости) может быть выявлен повсеместно на основе материалов дистанционного зондирования (МДЗ), по ландшафтным индикаторам (Драгунов, 2008). Данного рода нарушения имеют субвертикальный характер развития; ширина зон каждого меньшего ранга относительно большего уменьшается приблизительно на коэффициент, равный 3 (или числу $\pi = 3,14$) (Гридин, Гак, 1994).

На рис. 2.10.1 представлены зоны 1 и 2 рангов, имеющие ширину соответственно до 85 и 27 км, прослеженные в Волго-Уральской нефтегазоносной платформе (НГП). При проведении системно-геодинамического моделирования многоранговый каркас зон детализируется до 6 ранга включительно на основе закономерностей их развития, установленных эмпирически (Гридин, Гак, 1994; Драгунов, 2006).

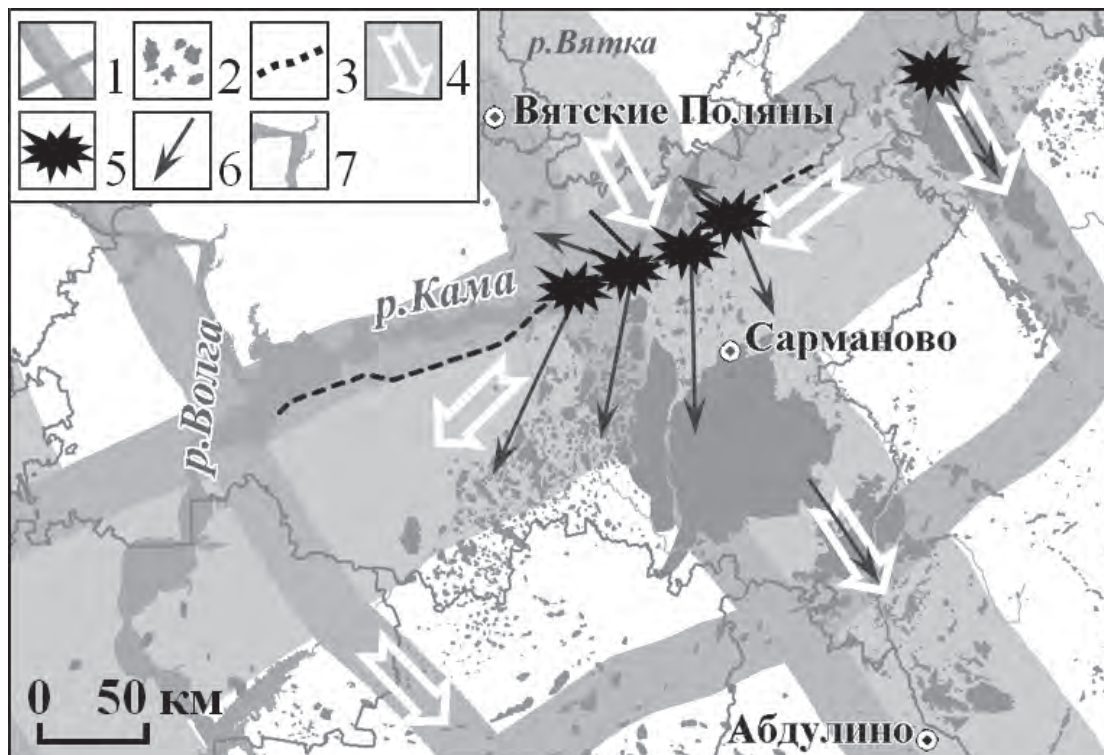


Рис. 2.10.1. Волго-Уральская НГП. Результаты системно-геодинамического моделирования Татарского свода:

1 – геодинамически активные зоны 1 и 2 рангов; 2 – залежи УВ; 3 – Прикамский глубинный разлом; 4 – направление регионального сноса флюидов, происходящего по породам фундамента и терригенной толщи девона; 5 – очаг генерации углеводородов; 6 – направленность движения нефтегазовой эмульсии; 7 – речная сеть

Из рис. 2.10.2 видно, что на Придуртском участке геодинамически активные зоны 1 и 2-го рангов, имеющие ширину соответственно 1 и 0,33 км, практически повсеместно прослеживаются по гидрогеологическим индикаторам («П»-образным «отходам» русел рек в местах их пересечения).

С физической точки зрения планетарные нарушения представляют собой обширные области мелкой трещиноватости, которые работают как «меха» вследствие перегрузок, возникающих при вращении нашей планеты. Геодинамически активные зоны не нарушают покровы, они являются областями региональной проницаемости и поэтому способны локализовать в себе движение пластовых вод.

При проведении глубокого параметрического, поискового и разведочного бурения повсеместно фиксируются субгоризонтальные деструкции (Драгунов, 2006). На основе экспериментальных данных, полученных В.Х. Ахияровым (Ахияров, 1990) по глубоким скважинам в Западной Сибири, видно, что во время прохождения Лунно-Солнечных твердых приливов земная поверхность испытывает колебательные движения с амплитудой в 20 см относительно репера, расположенного на отметке 2665 м (Драгунов,

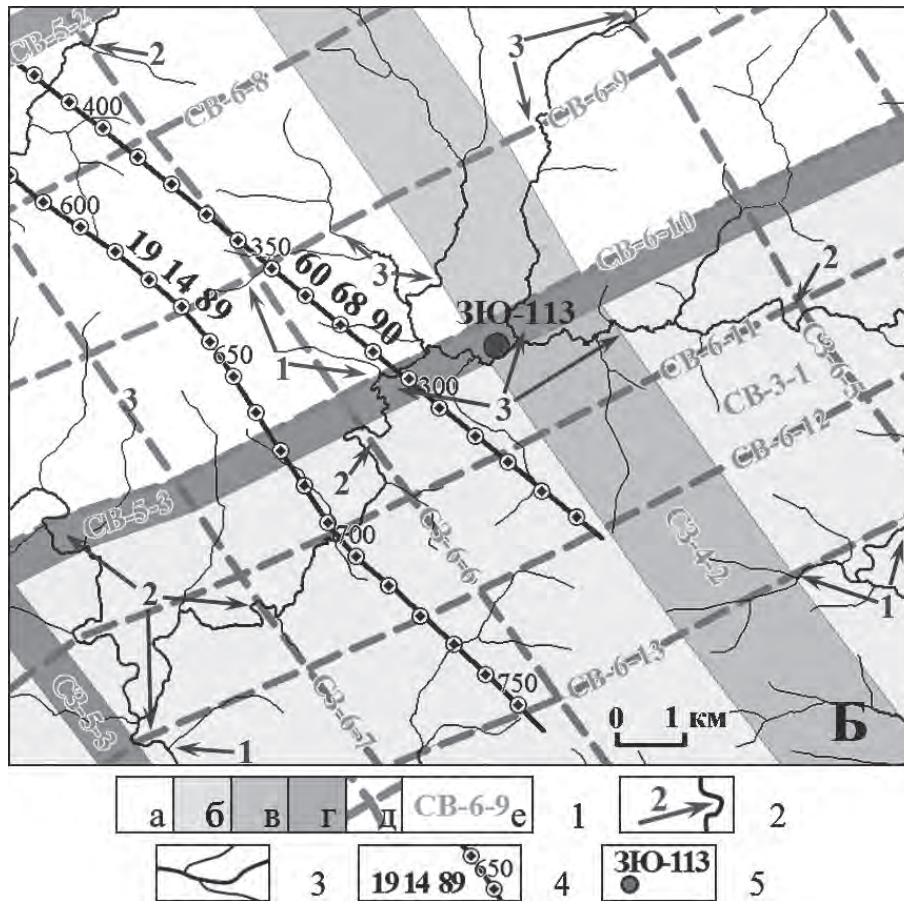


Рис. 2.10.2. Лено-Тунгусская НПП. Индикаторы геодинамически активных зон нарушений, выявленные на Придудском участке:

1 – геодинамически активные зоны: а – 1 ранга, б – 2 ранга, в – 3 ранга, г – 4 ранга, д – 5 ранга, е – их наименования; 2 – гидрогеологические аномалии, связанные: 1 – с тяготением водных потоков к краевым частям геодинамически активных зон, 2 – с «П»-образными «отходами» русел рек в местах их пересечения с зонами, 3 – с разнообразными «преломлениями» русел водотоков; 3 – речная сеть; 4 – сейсмические профили с пикетами и номерами; 5 – параметрическая скважина

2006). Из этого напрашивается вывод, что субгоризонтальные расслоения земной коры способны контролировать развитие термобарических аномалий и в силу этого служить основными элементами геодинамически активных очагов генерации УВ.

Следует отметить, что весь процесс нефтегазообразования в рамках биогенной, абиогенной, геодинамической и всех других концепций может быть подразделен на два основных этапа. Во всех случаях первый этап связан с постоянным поступлением в состав пластовых вод отдельных молекул УВ (прежде всего метана) как органического, так и неорганического происхождения. В составе флюида, по утверждению В.Н. Корценштейна, Б.М. Юсупова и др., метан находится в рассеянном состоянии и в таком виде способен переноситься на сколь угодно большие расстояния. На втором

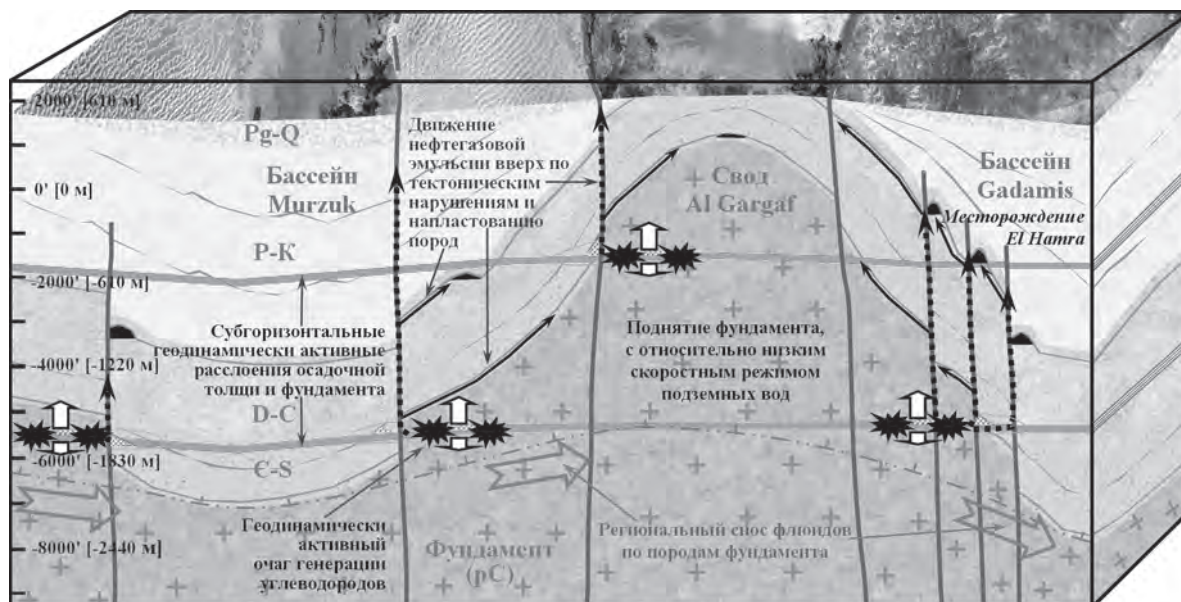


Рис. 2.10.3. Сахарская НГП. Схема формирования геодинамически активных очагов генерации и областей накопления углеводородов, связанных с развитием субгоризонтальных геодинамически активных расслоений земной коры и тектонических нарушений

этапе процесса нефтегазообразования при сочетании тех или иных благоприятных условий происходит массовая генерация УВ на глубинах, не превышающих 4 км (Корценштейн, 1964).

Для формирования геодинамически активных очагов генерации УВ необходимо:

1 – широкое развитие тектонической и планетарной трещиноватости как арены для устойчивой деятельности пластовых вод (наилучшие условия для циркуляции флюидов предоставляют глубинные тектонические нарушения в сочетании с областями развития мелкой геодинамически активной трещиноватости);

2 – высокая минерализация пластовых вод (40–120 г/л) и критический температурный режим, соответствующий наиболее низким коэффициентам растворимости УВ (40–100°C) (Корценштейн, 1964). Как известно, при понижении температуры и давления из флюидов начинают выделяться отдельные молекулы метанового ряда. Некоторое повышение температуры – но не выше 200°C – является благоприятным фактором для объединения простых молекул УВ в более сложные. При преодолении рубежа в 200°C все молекулы гомогенного ряда распадаются вплоть до метана;

3 – развитие крупного гидродинамического барьера, характеризующегося широким разнообразием скоростей движения пластовых вод (в условиях существенного замедления движения пластовых вод возможна дифференциация состава флюида по плотности под воздействием гравитации и выделение УВ из его состава) (Лопатин, 1979).

Принципиальная модель очага генерации УВ представлена на рис. 2.10.3.

Первоочередным условием для активизации процесса нефтегазообразования является резкое изменение термобарических условий, что может быть связано с

открыванием и закрытием (два раза в сутки) субгоризонтальных полостей коры. Так как на первой фазе твердого прилива субгоризонтальная трещиноватость открывается, то это приводит к падению температуры и пластового давления в ее пределах, и как следствие – к выделению из состава флюида УВ составляющей и накоплению концентрата рассеянных УВ. На второй фазе прилива, при схлопывании данного рода трещиноватости, происходит резкое возрастание температуры и давления (в первую очередь, в прочных породах фундамента), что запускает процесс генерации нефтегазовой эмульсии.

Глубинные тектонические разломы, по которым произошли крупные смещения горных пород, позволяют термобарическим аномалиям фундамента оказывать воздействие на прилегающие к ним области осадочных пород (рис. 2.10.3). В осадочной толще, в условиях крайне замедленного водообмена, может совершенно самостоятельно происходить разделение состава флюида по плотности под воздействием гравитации и накопление концентрата рассеянных молекул УВ (Лопатин, 1979). По мере прохождения Лунно-Солнечных твердых приливов на данных участках также может очень небольшими порциями образовываться нефтегазовая эмульсия. По системам нарушений вновь образуемое сырье должно подниматься вверх по разрезу и при наличии ловушек формировать скопления УВ.

Результаты системно-геодинамического моделирования

Рассмотрим наиболее интересные результаты системно-геодинамического моделирования, осуществленного нами в Волго-Уральской, Лено-Тунгусской и Аравийской НГП.

Основной областью питания подземных вод средне-верхнедевонских отложений Волго-Уральской НГП, по тектоно-стратиграфическим данным, является район Тиммана, областью разгрузки – прибортовые районы Прикаспийской депрессии. Геодинамически активные зоны наиболее крупных рангов (и, прежде всего, наиболее активная подсистема этих зон, имеющая простирание в 150°) (Гридин, Гак, 1994) благоприятствуют движению пластовых вод Русской платформы в юго-восточном направлении.

Если данные положения верны, то в северо-западной и центральной частях Русской платформы пластовые воды двигаются в юго-восточном направлении с высокой скоростью, не встречая преград. Поэтому зоны генерации и накопления УВ здесь не образуются. Складчатая область Урала, в состав которой входят водонепроницаемые горизонты, является преградой для дальнейшего продвижения подземных вод на юго-восток.

Из этого видно, что Урал и расположенные южнее Мугоджары ограничивают на юго-востоке Русской платформы область регионального приноса флюидов, пространственно совпадающую с Волго-Уральской НГП. Область приноса флюидов характеризуется существенным замедлением движения подземных вод. Еще большее замедление движения пластовых вод необходимо для формирования геодинамически активных очагов генерации УВ.

С точки зрения системно-геодинамического моделирования, наиболее крупный гидродинамический барьер в пределах Республики Татарстан может формироваться только в районе устья р. Вятки, так как только здесь встречаются два потока подземных

вод (рис. 2.10.1). Здесь же проходит глубинный Прикамский разлом, разделяющий Северный и Южный купола Татарского свода и прослеживающийся от Токмовского свода до Предуралья.

Карты пьезометрических напоров свидетельствуют о том, что региональный снос флюидов на территории Татарстана осуществляется в юго-восточном направлении с отдельными отходами в юго-западном направлении по породам фундамента и гидравлически связанным с ними отложениями терригенного девона. Данное положение неплохо согласуется с пространственным положением геодинамически активных зон (рис. 2.10.1).

Из вышеизложенного следует, что в районе устья р. Вятки существуют благоприятные условия для формирования целой группы Прикамских геодинамически активных очагов генерации УВ. От них в пределах зоны флюидоперетоков 1 ранга (вытянутой в юго-восточном направлении) происходит миграция основной части образующейся здесь нефтегазовой эмульсии. В пользу данного положения говорит то, что в этой полосе, имеющей ширину до 85 км, располагаются все наиболее крупные месторождения УВ Татарстана и Башкортостана в терригенном девоне; нефть в этих залежах имеет наименьшие значения плотности, что указывает на их близость к очагам нефтегазообразования.

Исходя из особенностей геологического разреза, Прикамские очаги генерации УВ должны развиваться на глубинах около 2 км, в породах кристаллического фундамента. Образующаяся здесь нефтегазовая эмульсия может вполне перемещаться в юго-восточном направлении по зоне региональной проницаемости (т.е. геодинамически активной зоне) с региональным сносом флюидов по породам фундамента и гидравлически связанным с ним отложениям терригенного девона на расстояние до 50 и даже 100 км. В ранее изученных нами Тимано-Печерской, Лено-Тунгусской, Сахарской и Аравийской НГП «шлейф» залежей УВ от участков, благоприятных для формирования крупных очагов генерации, вытянут также на расстояние до 100 км.

Из данного положения следует, что саргаевские и доманиковые отложения, широко развитые в Волго-Уральской НГП, не являются нефтематеринскими, а служат крышками, ниже которых осуществляется постоянная миграция нефтегазовой эмульсии. Благодаря этому данные горизонты так обильно «заражены» УВ (преимущественно тяжелыми). Изучая керновый материал Миннибаевской скважины, Е.Г. Бурова (1980) пришла к выводу, что по трещиноватым зонам пород кристаллического фундамента происходит активная циркуляция флюидов, содержащих богатую гамму УВ.

Ближняя миграция УВ может осуществляться по субвертикальным тектоническим нарушениям, способным улавливать нефтегазовую эмульсию из области ускоренного движения флюидов. Крупные разломы смещают крышки и позволяют УВ поступать во все вышележащие продуктивные комплексы и заполнять ловушки УВ. В пределах Южно-Татарского свода нефтегазовая эмульсия поднимается по всем моноклиналям к его купольной части, где получило развитие многопластовое Ромашкинское месторождение.

К северу и к северо-западу от Западного Татарстана условий для формирования крупных геодинамически активных очагов генерации нет. С региональным сносом флюидов УВ в данный район не поступают; именно поэтому (по данным системно-геодинамического моделирования) он и лишен нефтегазоносности.

При проведении системно-геодинамических работ в Лено-Тунгусской НГП было отмечено, что все залежи УВ располагаются в ней непосредственно к северо-западу от крупных глубинных разломов, по ходу движения регионального сноса флюидов. В северо-западных частях Юрубченского и Собинского месторождений на участках развития геодинамически активных зон северо-западного простирания (т.е. зон флюидоперетоков) залежи УВ расформированы. Следовательно, данные зоны влияют на развитие залежей УВ.

Если известно пространственное положение залежей УВ и пути миграции нефтегазовой эмульсии, то с учетом особенностей разломно-тектонического строения территории могут быть намечены благоприятные участки для формирования геодинамически активных очагов генерации УВ. Исходя из этого, на прилегающих участках может быть решена обратная задача. Наметив благоприятные участки для формирования очагов генерации и зная пути миграции УВ, можно говорить о перспективах нефтеносности на любой изучаемой территории. Совместно с проведением системно-геодинамического моделирования по материалам дистанционного зондирования мы выявляем три вида детальных нефтепоисковых объектов (Драгунов, 2006).

Характерной особенностью района Евфратской впадины, приуроченной к Аравийской НГП, является исключительно высокая степень трещиноватости. Все скважины, пробуренные здесь в пределах антиклинальных структур, дали воду. Для того, чтобы выявить благоприятные участки для формирования залежей УВ, здесь были намечены участки с предположительно залеченной трещиноватостью в результате геотермальной деятельности подземных вод (происходящей в данном районе и в настоящее время). Было сделано предположение, что данного рода участки находятся в зонах сочленения внешних бортов грабен и приподнятых массивов (рис. 2.10.4).

Очевидно, что региональный снос флюидов в северной части Аравийской НГП осуществляется в юго-восточном направлении вдоль краевого Месопотамского прогиба от складчатых областей альпид к Персидскому заливу.

В пределах южного фрагмента исследуемого участка был закартирован многограновый каркас геодинамически активных зон. На рис. 2.10.4 показаны только зоны 5 и 6 рангов, так как они имеют наибольшее нефтепоисковое значение. В долине реки Евфрат они имеют четкие индикаторы. Было отмечено, что все скважины, давшие нефть и газ в районе работ, располагаются непосредственно в пределах геодинамически активных зон 5 и 6 рангов, либо к северу от узлов пересечения от этих зон. На основе данного положения было сделано предположение, что на участках активной флюидодинамической деятельности залежи УВ могут экранироваться зеркалами скольжения геодинамически активных зон.

После проведения системно-геодинамического моделирования на южном фрагменте были пробурены четыре скважины вблизи северо-восточных бортов грабен (рис. 2.10.4). Скважина Jadid-1 была заложена на значительном удалении от геодинамически активных зон 5 и 6 рангов и она оказалась пустой. Скважина North-Assayal-1 была заложена непосредственно к северу от узла пересечения геодинамически активных зон, возле краевой части зоны 6 ранга. Она дала промышленные дебиты нефти. Скважина South Kishma-1 была пробурена в пределах зоны флюидонакопления 5 ранга, возле узла пересечения зон нарушений. Она дала высокие дебиты легкой нефти.

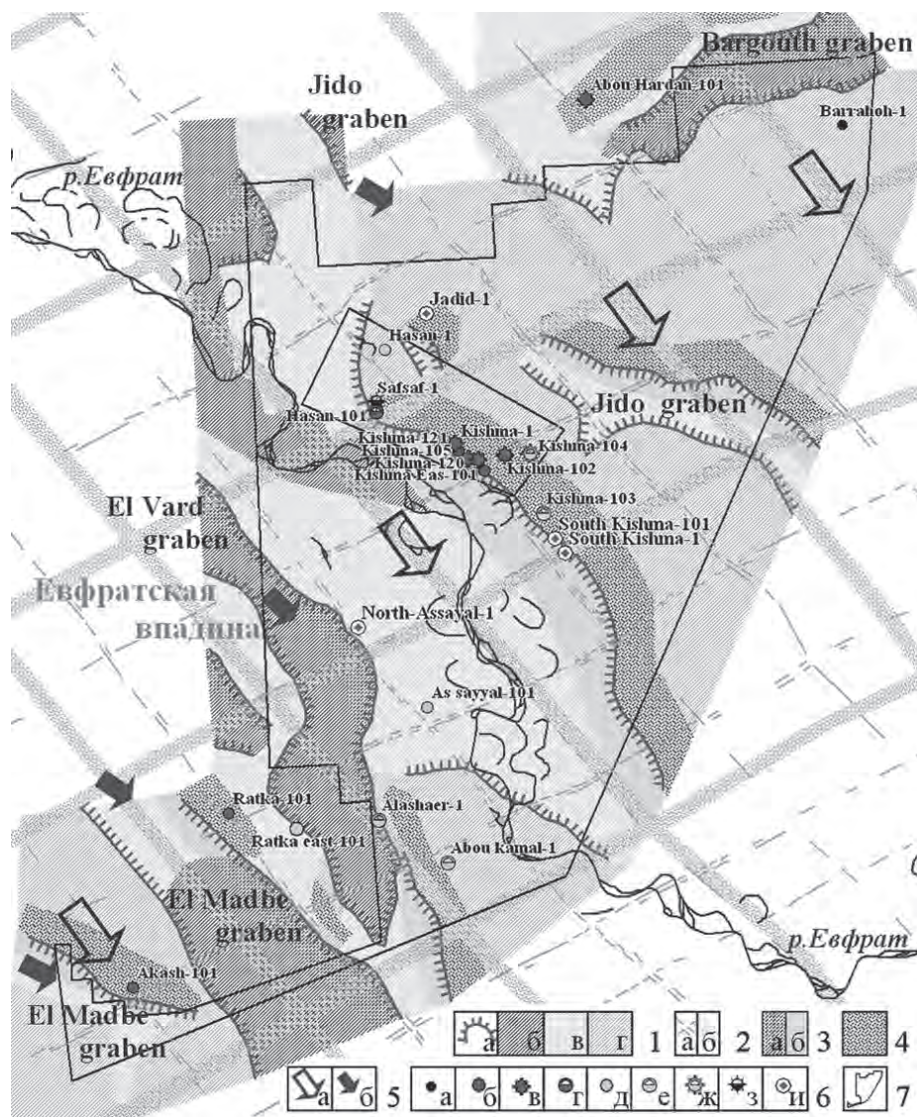


Рис. 2.10.4. Аравийская НГП. Результаты системно-геодинамического моделирования, проведённого в пределах Евфратской впадины:

1 – элементы тектоники: а – тектонические уступы, б – осевые части грабенов, в – бортовые части грабенов, г – межграбеновые положительные структуры; 2 – геодинамически активные зоны 5 (а) и 6 (б) рангов; 3 – области замедления движения флюидов: а – в осевой части грабенов, б – в бортовой части; 4 – области с предположительно залеченной трещиноватостью; 5 – направления движения флюидов в пределах: а – геодинамически активных зон, б – грабенов; 6 – скважины: а – глубокая, б – давшая промышленный приток нефти и газа, в – давшая промышленный приток нефти и газа, г – нефтеносная по данным ГИС, д – водоносная по данным опробования, е – водоносная по данным ГИС, ж – давшая пластовую воду, газ и остаточную нефть, з – давшая при испытании буровой раствор и газ, и – вновь пробуренная; 7 – граница участка работ.

Скважина South Kishma-101, пробуренная в 1 км к северу, тоже дала промышленную нефть. По данным бурения видно, что результаты системно-геодинамического моделирования, осуществленные в пределах Евфратской впадины, имеют высокую подтверждаемость.

Заключение

На основании результатов системно-геодинамического моделирования, проведенного в Волго-Уральской, Лено-Тунгусской, Сахарской и Аравийской НГП, показано, что трещиноватость, формируемая ротационным полем напряжения Земли, оказывает существенное влияние на формирование залежей УВ.

Концепция геодинамически активных очагов генерации УВ хорошо объясняет пространственное и стратиграфическое положение нефтяных месторождений, выявленных к настоящему времени на территории Татарстана и на сопредельных территориях. По данным нецеленаправленного бурения, проводимого в Татарстане, эффективность системно-геодинамических исследований с учетом 14 скважин, пробуренных в 2000–2009 гг. (относительно локальных объектов АКГИ, отождествляемых со сложнопостроенными ловушками УВ), составляет 71,43%.

Системно-геодинамический подход к нефтегазообразованию предполагает, что УВ сырье является возобновимым природным ресурсом. В последние годы Р.Х. Муслимов, А.Н. Дмитриевский, Д.К. Нурғалиев и ряд др. исследователей пришли к выводу, что залежи УВ «живут» недолго, всего несколько миллионов лет, и постоянно подпитываются молодой (т.е. легкой) нефтью.

Многочисленные факты истечения нефти и газа по глубинным разломам из недр Земли свидетельствуют не только о значительной роли тектонических разломов в процессе нефтегазообразования и быстром переформировании скоплений УВ, но и о постоянной возобновляемости их. Ведь если бы запасы УВ были невозобновимыми, то при таких темпах разрушения залежей их на Земле к настоящему времени почти не осталось бы. Но вместе с тезисом о возобновимости УВ сырья следует отметить, что естественное восполнение их залежей происходит очень медленно и не способно покрывать современные темпы добычи. Можно предположить, что для заметного восполнения УВ потенциала верхней части земной коры потребуется не менее 10 тыс. лет.

Литература

1. Ахияров В.Х., Салманов Ф.К., Курсин С.В. Изучение деформаций осадочного чехла, возникающих под действием приливного трения // Советская геология. 1990. № 4. С. 7–12.
2. Гридин В.И., Гак Е.З. Физико-геологическое моделирование природных явлений. М.: Недра. 1994. 202 с.
3. Драгунов А.А. Проявление геодинамически активной планетарной трещиноватости на космических изображениях Земли // Исследование Земли из космоса. 2008. № 1. С. 89–96.
4. Драгунов А.А. Роль планетарной трещиноватости при формировании Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Казань: ЗАО «Новое знание». 2006. 136 с.

5. Каттерфельд Г.Н., Чарушин Г.В. Глобальная трещиноватость Земли и других планет // Геотектоника. 1970. № 6. С. 3–14.
6. Корценштейн В.Н. Гидрогеология Бухаро-Хивинской газоносной области. М.: Недра. 1964. 239 с.
7. Лопатин А.Ф. Приливные явления и проблемы миграции, формирования и распределения залежей углеводородов // Геология нефти и газа. 1979. № 6. С. 48–50.
8. Тяпкин К.Ф. Физика Земли. Киев: Высшая школа. 1998. 310 с.

А.В. Арутюнян

2.11. Глубинное строение, состав, эволюция и генезис органических и неорганических углеводородов в земной коре Малого Кавказа

Введение

Малый Кавказ расположен на северо-востоке Анатолийско-Кавказско-Иранского региона. Характерной особенностью земной коры территории является сложное тектоническое строение: наличие глубинных разломов и офиолитовых структур, сейсмичность, вулканизм и т.д. За последние десятилетия были выполнены комплексные геолого-геофизические исследования, которые в определенной степени выявили тектоническое строение и состав земной коры, дислокацию глубинных разломов, механизмы формирования различных геоструктур, особенности вулканизма и т.д. (Асланян, 1959; Асланян, 1984; Назаретян, 1984). Республика Армения расположена, главным образом, в пределах Малого Кавказа, где главными геоструктурами земной коры являются три микроплиты и два офиолитовых пояса (рис. 2.11.1.)

Однако несмотря на существующий геолого-геофизический материал, имеются нерешенные проблематичные вопросы по глубинному строению, составу и эволюции

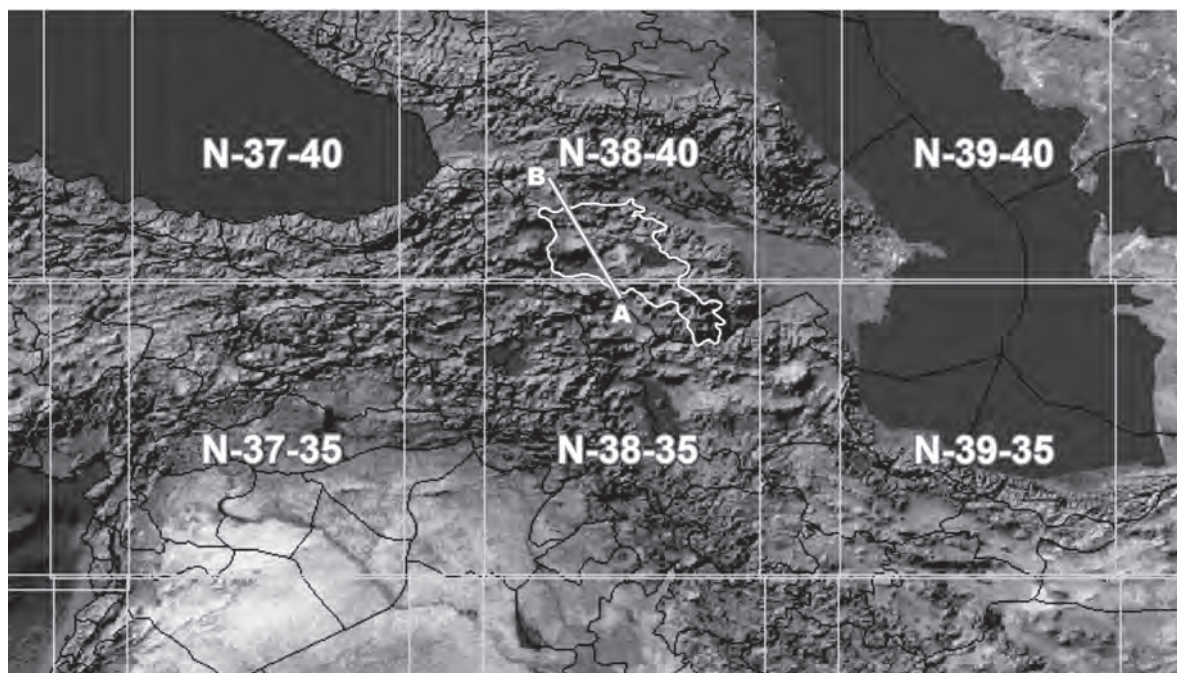


Рис. 2.11.1. Расположение территории Армении в Анатолийско-Кавказско-Иранском регионе. Геофизические профили и петрофизический разрез в данном разделе книги представлены по линии АВ, которая пересекает два офиолитовых пояса и Центральный прогиб Армении

земной коры, механизму формирования офиолитовых структур, вулканизму, сейсмо-тектонике и нефтегазоносности, познанию физики сейсмических очагов и т. д. Для решения этих проблем с успехом могут применяться аэрокосмические методы и технологии (Бондур, 2010, 2012)

В настоящей работе сделана попытка коснуться перечисленных вопросов на основании реальных фактических данных.

Модель эволюции земной коры

В глубинах Земли вещество находится при высоких термобарических условиях, поэтому в последние десятилетия во многих развитых странах особое внимание уделяется исследованиям упруго-плотностных, реологических, магнитно-электрических и других физико-механических свойств горных пород и минералов при высоких давлениях и температурах.

При высоких термобарических условиях были изучены сейсмические и плотностные свойства всех разновидностей горных пород Малого Кавказа. Были выявлены интервалы изменений скоростей сейсмических V_p и V_s волн и плотности при различных термобарических условиях (Асланян и др., 1975; Асланян и др., 1976а; Асланян и др., 1978; Асланян и др., 1979). На основании полученных результатов были интерпретированы более 20 геолого-геофизических профилей. В результате был представ-

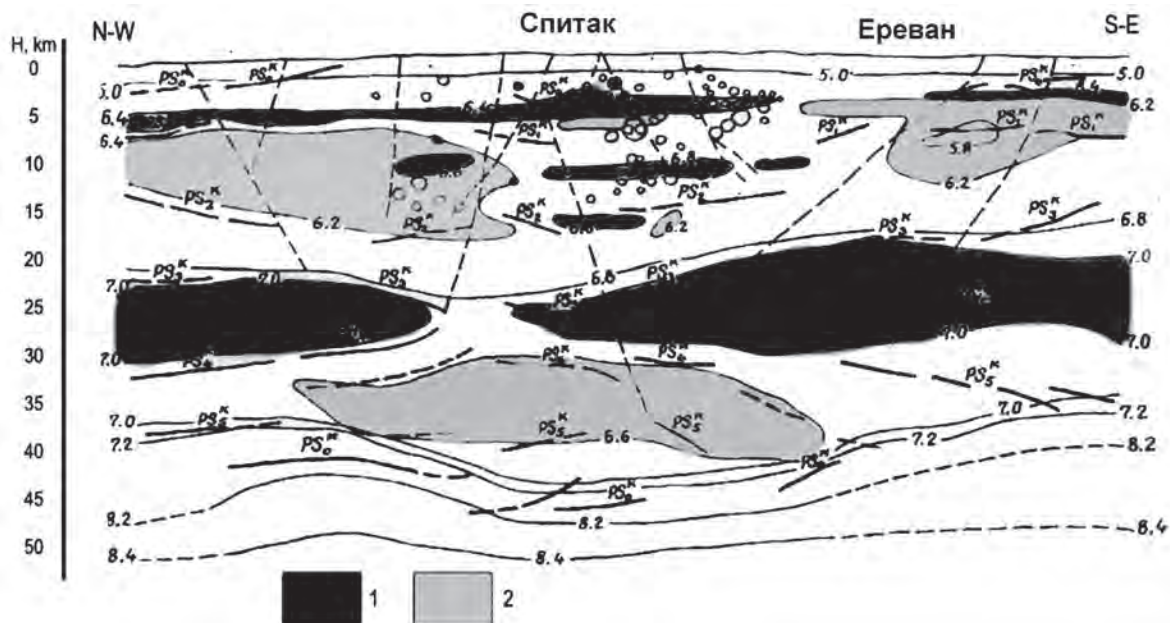


Рис. 2.11.2. Сейсмический профиль Армаш-Ахалциха по данным глубинного сейсмического зондирования методом обменных волн землетрясений МОВЗ-ГСЗ:

1 — слои с повышенными скоростями сейсмических волн, 2 — слои с пониженными скоростями сейсмических волн

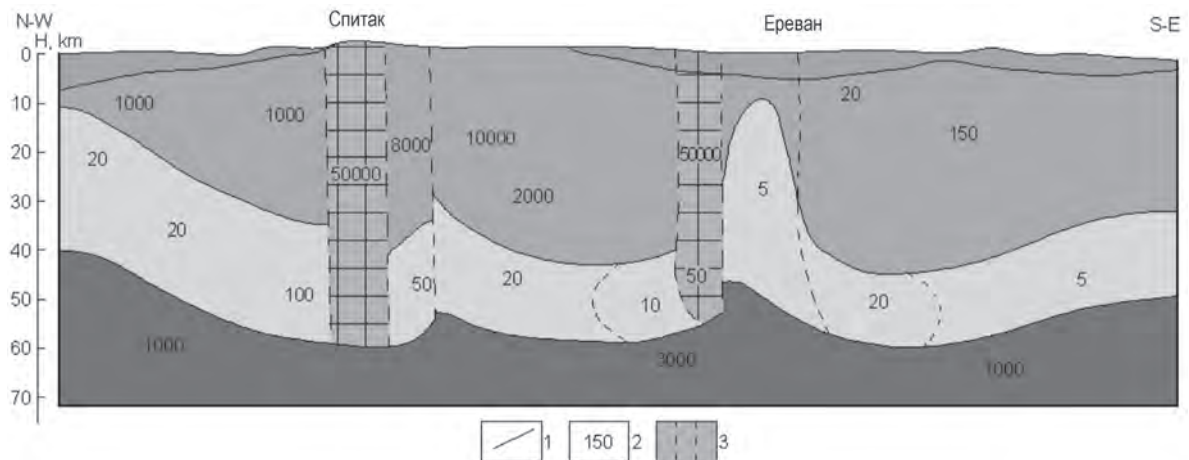


Рис. 2.11.3. Геоэлектрический профиль Армаш-Ахалциха по данным МТЗ (Укргеология 1989):
 1 – геофизические горизонты, 2 – средние значения проводимости геоэлектрических горизонтов, м/ом, 3 – зоны глубинных разломов

лен петрофизический разрез земной коры Малого Кавказа (Асланян и др., 1975; Арутюнян, 1992). Представляются некоторые геофизические данные, полученные после Спитакского землетрясения 1988 г.

На территории Армении проводились в большом объеме геофизические исследования, которые выявили неоднородность земной коры, существование слоев с пониженными (на глубинах 5–13 и 35–50 км) и повышенными (на глубинах 4–6 и 22–35 км) скоростями сейсмических волн (Горитовская, 1976; Михальцев, 1990). Наличие линзообразных структур с низкой скоростью и плотностью сейсмических волн, высокой пластичностью и магнитностью установлены во многих местах земной коры Малого Кавказа, в том числе под фокальной зоной Спитакского землетрясения 1988 г. на глубине 35–50 км (рис. 2.11.2).

Слой высокой проводимости с толщиной 10–15 км, расположенный на подошве земной коры на глубине 35–50 км, методом магнитно-теллурического зондирования (МТЗ) выявлен украинскими геофизиками (рис. 2.11.3). Низкоскоростные, низкоплотностные, высокопластичные структуры обладают высокой проводимостью и низкими гравитационными аномалиями (Оганесян, 1977).

На основании геолого-геофизических данных, а также публикаций по формированию земной коры в других регионах Земли (Packham, Falvey, 1971), мы предлагали модель эволюции коры Малого Кавказа от океанической до континентальной (Арутюнян, 1992; Арутюнян, 1999) (рис. 2.11.4, см. цветную вклейку).

Вследствие закрытия океанической коры Тетис, под действием движения Аравийской плиты в северо-восточном направлении низкоплотностные, высокопластичные серпентинизированные ультрабазиты и серпентиниты 3-го слоя океанической коры по глубинным разломам протрузивно внедряются в верхние горизонты коры. В отдельных участках процесс сопровождается частичной дегидратацией серпентинитов, с плавлением масс и формированием магматических очагов. Выделившиеся при

дегидратации водные компоненты взаимодействуют с пироксенами габброидного слоя, которые приводят к формированию амфиболитов на указанных глубинах. Часть серпентинизированного слоя в виде линзообразных структур сохранялась в подошве земной коры до настоящего времени.

Над вышеупомянутым серпентинит-амфиболитовым слоем прослеживается габброидный слой, который обладает высокими скоростями сейсмических волн, а над габброидным слоем расположен габбро-диоритовый слой, который образовался вследствие гравитационной дифференциации вулканогенного 2-го слоя океанической коры. С повышением давления и температуры, вследствие метаморфизации осадочных пород 1-го слоя океанической коры, происходило формирование метаморфизованного (гранитного) слоя. Над метаморфизованным слоем сформировались осадочно-вулканогенные толщи мезозой-кайнозойского возраста.

На предложенной модели эволюции земной коры обсуждались следующие взаимосвязанные проблематичные вопросы:

1. Офиолитообразование, глубинное строение и сейсмические особенности.
2. Формирование магматических очагов в пределах земной коры (in situ), сопоставление с островодужным вулканизмом.
3. Генезис органических и неорганических углеводородов на различных глубинах, их миграция и накопление в коллекторских породах, формирование нефтегазаносных структур.
4. Причины возникновения сейсмических очагов, перманентное протрузивное внедрение серпентинизированных масс, дегидратация пород, полиморфные и фазовые превращения в минералах.

Генезис органических и неорганических углеводородов

Нефтеразведочные работы на территории Армении в большом объеме проводились в 60-х и 80-х годах прошлого столетия. О перспективах выявления нефтегазовых структур на территории Армении указывается в работах (Асланян и др., 1971; Арутюнян, 1992; Григорьянц, Попов, 1996).

На современном этапе развития науки по генезису углеводородов кроме биогенного происхождения широко дискутируется абиогенное (минеральное) происхождение. В работе (Geoffrey, 2006) приведен детальный анализ публикаций российских и украинских специалистов по абиогенному происхождению, теории Голда по глубинному происхождению горючих газов и работ других авторов из различных стран. На основании проведенных исследований были открыты месторождения-гиганты нефти и газа в некоторых регионах мира. В различных публикациях генезис углеводородов связывается с верхнемантийными процессами, с магматизмом, процессом серпентинизации и т.д.

С уважением относясь к идеям, выдвинутым специалистами, можно наряду с этим представить концепцию о происхождении углеводородов при дегидратации серпентинизированных пород на различных глубинах коры с сопровождением формирования магматических и сейсмических очагов.

Основным источником по генезису водородных компонентов рассматривается 3-й слой океанической коры, который при закрытии погружался от 5–8 км до глубин 35–50 км. При погружении, вследствие повышения термобарических условий,

происходила дегидратация серпентинизированных масс с высвобождением водородсодержащих компонентов. Наличие углеродсодержащих компонентов на различных глубинах в виде карбидов, карбонатов, газов является бесспорным фактом. Вследствие химических реакций Фишера-Тропша при высоких термобарических условиях, происходило формирование низко- и высокомолекулярных углеводородов. По глубинным разломам, особенно при сейсмостектонических процессах, происходили их миграция и накопление в породах, обладающих коллекторскими свойствами.

Согласно представленной модели, происходило также погружение различных слоев морского происхождения, а в дальнейшем их метаморфизация. Генезис органических углеводородов при определенных термобарических условиях происходил обычным традиционным путем из органического вещества. Метаморфизованный комплекс на территории Армении представлен метаморфизованными известняками, мраморами, графитизированными сланцами и т. д.

Мигрируя по глубинным разломам, углеводороды органического и неорганического происхождения, а также газы и различные флюиды, выделявшиеся при дегидратации, смешиваются и накапливаются в коллекторских породах в верхних горизонтах земной коры. По-видимому, этим объясняется сопровождение водяных масс, флюидов и газов различного состава для месторождений углеводородов в различных регионах мира.

Изучая геофизический разрез (рис. 2.11.2), слои с пониженными скоростями на глубинах 5–13 км нами впервые были рассмотрены как основные нефтегазоносные структуры на территории Армении (Арутюнян, 1992; Арутюнян, 1999).

Согласно представленной модели, при дегидратации формирование магматических очагов и углеводородных масс происходит одновременно. Этим можно объяснить наличие углеводородов в изверженных массах во многих регионах мира (Марханян, 1985).

Известно, что Арабский нефтеносный регион состоит из микроплит, которые разобщены офиолитовыми структурами (Duglas B. Stoesser, Victor E. Camp, 1985). Допустимо полагать, что приведенные выше процессы по офиолитообразованию, магматизму, генезису углеводородов происходили в регионе, а также и в других областях Земли на более раннем этапе геологического времени. Генезис неорганических углеводородов можно объяснить накоплением такого большого количества углеводородов в регионе (в 1% площади Земли накоплены 64% мировых запасов углеводородов).

Офиолитообразование, формирование магматических очагов в пределах земной коры (in situ)

Главными геоструктурами земной коры в пределах региона являются Эрзинджан-Севанский и Эрзинджан-Вединский офиолитовые пояса. За последние десятилетия подробно изучены взаимоотношение триады слоев океанической коры и вмещающих пород, петрография и химический состав пород и полезных ископаемых и т.д. Составлены геологические карты разных масштабов. Несмотря на проделанную работу, механизм формирования офиолитовых структур остается дискуссионным.

Понимание генезиса офиолитов имеет не только научный, но и большой практический интерес. С одной стороны, это даст представление о составе нижнего «базальто-

вого» слоя земной коры и верхней мантии, с другой стороны, офиолиты контролируют самые разнообразные формации (Асланян, Арутюнян, 1988). При изучении офиолитовых зон в разных районах земного шара была установлена определенная стратиграфическая последовательность залегания пород.

По вопросу о происхождении офиолитовой формации в земной коре Малого Кавказа в настоящее время нет единой точки зрения. Имеются несколько принципиально различных точек зрения по этой проблеме.

Гипотеза аллохтонного размещения офиолитов предполагает первичное формирование офиолитовой ассоциации в океанических бассейнах и последующее их шарьирование на континентальное обрамление (Книппер, 1975).

Гипотеза формирования офиолитовых параавтохтонов предложена автором работы (Сатиан, 1981). Согласно этой гипотезе на ранней стадии развития происходило утончение континентальной коры при растяжении и воздействии зеркала мантийного диапира. Растяжение континентальной коры приводило к образованию трогов, мантийному диапиризму, образованию разрывов, накоплению глубоководных осадков.

Детальный анализ геолого-структурных, петрографических, петрохимических, минералогических, геохимических и металлогенических особенностей пород Севанской и Вединской офиолитовых зон позволяет автору публикации (Абовян, 1981) рассматривать их как ассоциацию вулканогенно-осадочных габбро-перидодитовых и габбро-диоритовых комплексов.

Согласно геодинамической модели, разработанной после исследований Спитакского землетрясения 1988 г., на альпийском этапе развития территории Армении, в процессе субдукции океанической коры бассейна, разделяющего Закавказскую и Центрально-Армянскую микроплиты, происходило образование аккреционного комплекса, который по завершении субдукции океанической коры был выжат на Центрально-Армянскую микроплиту. Такая модель объясняет наличие в основании надвинутого к югу, юго-западу аккреционного комплекса реликтов офиолитовых пород. Вследствие обдукции океанической коры происходило формирование офиолитовых структур Малого Кавказа.

Глубинное строение и тектонические условия формирования офиолитовой ассоциации Малого Кавказа во многом еще остается неясным.

Из предложенного петрофизического разреза и эволюции земной коры территории Армении (рис. 2.11.4, см. цветную вклейку) (Арутюнян, 1992; Арутюнян, 1999) становится ясно, что при формировании офиолитовых зон основное значение имели низкоплотностные, высокопластичные серпентинизированные породы, расположенные в подошве земной коры. Эти породы по глубинным разломам перманентно протрузивно внедрялись в верхние горизонты коры, захватив по пути различных размеров блоки из вышележащих слоев, создавая меланж, широко распространенный в офиолитовых поясах. Вследствие повышения давления и температуры на различных глубинах офиолитовых зон происходила дегидратация пород, которая сопровождалась их плавлением и появлением мелкомасштабных магматических очагов, из которых перманентно происходило извержение магматических масс в верхние горизонты коры. В офиолитовых зонах вулканы представлены секущими телами, породами основного, среднего, реже кислого состава.

Таким образом, предложенный механизм формирования офиолитовых структур объясняет некоторые фактические характеристики, присущие офиолитам: формирование меланжа, холодный тектонический контакт между различными слоями, формирование вулканитов, отсутствие отражающих границ по всей глубине, наличие сейсмических очагов по всей глубине в пределах офиолитов (0–50 км), наличие гидротермальных пород и флюидов, низкоскоростные-высокопластичные линзообразные структуры в подошве земной коры и т.д.

На территории Армении неоген-четвертичный вулканизм широко развит в пределах Центрального прогиба, который характеризуется также высоким тепловым потоком и отрицательной гравитационной аномалией. Вулканизм имеет островодужный андезито-щелочной характер, который, согласно предложенной модели, обусловлен плавлением при дегидратации пород на отдельных участках на глубинах 30–40 км в пределах Центрального прогиба Армении (см. рис. 2.11.4 на цветной вклейке).

Петрологические исследования привели авторов работы (Геншафт, Юханян, 1982) к выводу, что андезито-базальты Центральной Армении являются переплавленными продуктами габбро-амфиболитов на глубинах 30–40 км. Согласно предложенной модели эволюции земной коры на этих глубинах расположены серпентинит-амфиболитовые и габброидные слои. Вследствие повышения давления и температуры магматические мелкомасштабные очаги формировались в процессе дегидратации пород в пределах земной коры (*in situ*), из которых происходило перманентное извержение магматических масс в верхние горизонты коры. Ксенолиты в лавах представлены породами габбро, габбро-амфиболитами, серпентинизированными ультрабазитами и т.д. В офиолитовых зонах вулканиты представлены секущими телами, породами основного, среднего (андезитовые дайкообразные вулканиты), реже кислого состава.

Протрузивное внедрение масс, дегидратация и полиморфизм в минералах, возможные причины формирования сейсмических очагов, сравнение офиолитов и сейсмрайонирования территории Армении

Причины возникновения очагов землетрясений на различных глубинах земной коры разнообразны. В частности, механизмы возникновения очагов землетрясений в регионе Армянского нагорья описываются в работе (Карапетян, 1990).

Рассмотрим некоторые возможные причины формирования сейсмических очагов при закрытии океанической коры. Как уже отмечалось, при погружении серпентинизированных пород 3-го слоя океанической коры, вследствие высокой пластичности и низкой плотности происходит протрузивное внедрение пород по глубинным разломам в верхние горизонты коры. Естественно, что внедрение больших масс происходит перманентно и скачкообразно, что может привести к разломообразованию и формированию сейсмического очага. Этим можно объяснить распределение очагов землетрясений в офиолитовых зонах по всей глубине от 5 до 50 км.

Вследствие тектонических процессов, на различных глубинах земной коры происходит повышение давления и температуры, которое приводит к дегидратации пород, при которой, как показывают опыты при высоких термобарических условиях,

происходит плавление пород со скачкообразным изменением объемов до 30% (Арутюнян, Бдоян, 1988; Арутюнян и др., 1997). Большие объемные изменения в процессе дегидратации пород также рассматриваются как причины возникновения сейсмических очагов.

Исследования при высоких давлениях показали, что в некоторых кальцитосодержащих магматических породах, а также в мраморах и мраморизованных известняках происходят скачкообразные изменения объемов, которые связаны с полиморфными и фазовыми переходами в минерале кальцита (Асланян и др., 1976б; Арутюнян, Левыкин, 1974). Пластически деформированный кальцит по трещинам растекает и расширяет их, происходят большие объемные изменения. Процесс сопоставлен с процессом дилатансии, где роль воды выполняет минерал кальцит. Согласно представленной модели эволюции земной коры кальцитосодержащие породы в большом объеме сконцентрированы в метаморфизованном слое в виде мраморов и мраморизованных известняков на глубинах 10–20 км. Очаги землетрясений сравнительно небольшой силы происходят в Центральном прогибе Армении именно на таких глубинах. Описанный процесс также может сопровождаться разломообразованием как в метаморфизованном, так и в вышележащих слоях коры.

Авторами работ (Balassanian et al, 1999) на основании многочисленных геолого-геофизических работ была представлена детальная карта сейсморайонирования территории Армении. Сопоставление модели эволюции коры и карты сейсморайонирования показало полное совпадение обеих зон наибольшей сейсмической опасности ($a = 0,5g$) с офиолитовыми зонами. На основании сопоставления карт сейсморайонирования (Balassanian et al, 1999), расположения офиолитовых поясов (Абовян, 1981) и петрофизического разреза (Асланян и др., 1975; Арутюнян, 1992; Арутюнян, 1999) построена блок-диаграмма земной коры территории Армении (рис. 2.11.5, см. цветную вклейку) (Нарутуныан, Petrosyan, 2007). Распределение сейсмических очагов по глубине в Центральном прогибе Армении (10–20 км) и в офиолитовых поясах (5–50 км), выявленное сейсмологическими исследованиями, коррелируется с предложенными нами причинами возникновения сейсмических очагов землетрясений на территории Армении.

Заключение

1. Результаты исследований упруго-плотностных свойств пород при высоких термобарических условиях, а также многочисленные геолого-геофизические фактические данные являлись основой для представления петрофизического разреза и модели эволюции земной коры территории Армении, расположенной в пределах Малого Кавказа.

2. На представленном петрофизическом разрезе и эволюции земной коры территории Армении проанализированы следующие взаимосвязанные проблематичные вопросы:

- проблема формирования офиолитов;
- возникновение магматических очагов в пределах земной коры;
- генезис органических и неорганических углеводов;
- причины формирования очагов землетрясений.

3. Основным источником формирования офиолитовых структур являются низкоплотностные, высокопластичные серпентинизированные породы 3-го слоя океанической коры, которые протрузивно внедряются по глубинным разломам в верхние горизонты земной коры, захватывая по пути отдельные блоки из вышележащих слоев.

4. Магматические очаги в пределах коры возникают вследствие дегидратации пород серпентинитов и амфиболитов, в основном, в пределах габброидного и серпентинит-амфиболитового слоев. С указанными магматическими очагами связаны неоген-четвертичный и андезито-щелочной вулканизм в пределах Центрального прогиба Армении, а также вулканы в пределах офиолитовых структур.

5. Представлен комбинированный генезис углеводородов. Генезис неорганических углеводородов обусловлен выделением водородсодержащих компонентов, основным источником которых считается 3-й слой океанической коры. Органические углеводороды генерируются традиционным путем вследствие метаморфизации вышележащих пород морского происхождения. Миграция по глубинным разломам флюидов, газов и углеводородов и их дифференциация происходит в верхних горизонтах коры в породах, обладающими коллекторскими свойствами.

6. Причинами возникновения сейсмических очагов являются: а) протрузивное, перманентное внедрение серпентинизированных пород, сопровождающееся разломообразованием, б) дегидратация пород, сопровождающаяся скачкообразным изменением объемов, в) полиморфные превращения в минералах, сопровождающиеся фазовыми переходами и скачкообразными изменениями объемов.

Вышеизложенные результаты охватывают широкий круг вопросов геологии, геофизики и сейсмологии. Автору представляется, что дальнейшие исследования возможны в тесном сотрудничестве со специалистами в указанных областях науки из разных стран мира. Для проведения этих исследований должны широко применяться аэрокосмические методы и технологии.

Литература

1. *Абовян С.В.* Мафит-ультрамафитовые интрузивные комплексы офиолитовых поясов Арм. ССР. Ереван: Изд-во АН Арм. ССР. 1981. 306 с.
2. *Арутюнян А.В.* О петрофизическом разрезе верхней литосферы территории Армении // ДАН Армении. 1992. Т. 93. С. 183–188.
3. *Арутюнян А.В.* О механизме формирования углеводородных компонентов в связи с эволюцией земной коры Малого Кавказа // Изв. ВУЗов. Геология и разведка. 1999. № 1. С. 141–146.
4. *Арутюнян А.В., Бдоян А.А.* Упругие, плотностные и петрофизические свойства серпентинитов Малого Кавказа при высоких давлениях и температурах // Известия АН Арм. ССР. Науки о Земле. 1988. № 3. С. 33–39.
5. *Арутюнян А.В., Бдоян А.А., Бабаян Г.Б., Абовян С.Б., Марукян В.О.* Исследование процессов дегидратации и минералообразований в ассоциациях горных пород Малого Кавказа при высоких термобарических параметрах // Известия НАН Армении. Науки о Земле. 1997. № 1. С. 50–54.
6. *Арутюнян А.В., Левыкин А.И.* Скорости упругих волн и плотность в карбонатных и изверженных кальцитосодержащих горных породах и лиственитах офиолитовых комплексов Армении при давлениях до 20 кб // ДАН Арм. ССР. 1974. Т. 59. № 2. С. 89–96.

7. *Асланян А.Т.* Региональная геология Армении. Ереван: Изд. АН Арм. ССР. 1959. 430 с.
8. *Асланян А.Т.* История тектонического развития Тавро-Кавказской области. Ереван: Изд. АН Арм. ССР. 1984. 160 с.
9. *Асланян А.Т., Арутюнян А.В.* Исследование упругих свойств, плотности и сжимаемости ультрамафитов офиолитовых поясов Армении // Известия АН Арм. ССР. Науки о Земле. 1978. № 6. С. 58–68.
10. *Асланян А.Т., Арутюнян А.В.* Исследование упругих свойств, плотности и сжимаемости серпентинитов офиолитовых поясов Армении при высоких давлениях (до 20кб) // Известия АН Арм. ССР. Науки о Земле. 1979. № 4. С. 3–14.
11. *Асланян А.Т., Арутюнян А.В.* К вопросу о глубинном строении офиолитовых зон Малого Кавказа // Изв. АН Арм. ССР. Науки о Земле. 1988. № 5. С. 49–53.
12. *Асланян А.Т., Арутюнян А.В., Левыкин А.И.* Об одном возможном механизме возникновения землетрясений // ДАН Арм. ССР. 1976б. Т. 63. № 2. С. 96–101.
13. *Асланян А.Т., Арутюнян А.Р., Аракелян Р.А., Гулян Э.Х., Дурмишьян А.Г., Мурадян В.М.* О перспективах нефтегазоносности территории Армянской ССР // Изв. АН Арм. ССР. Науки о Земле. 1971. № 3. С. 23–38.
14. *Асланян А.Т., Воларович М.П., Арутюнян А.В., Левыкин А.И.* О составе, строении и упругих характеристиках земной коры и верхней мантии на территории Армении // ДАН Арм. ССР. Т. 61. 1975. № 3. С. 152–159.
15. *Асланян А.Т., Воларович М.П., Арутюнян А.В., Левыкин А.И., Вегуни А.Т., Скворцова Л.С.* Экспериментальные исследования скоростей упругих волн при высоких давлениях некоторых базитов и ультрабазитов Армении // Известия АН СССР. Физика Земли. 1976а. № 2. С. 30–38.
16. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследование Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17.
17. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
18. *Геншафт Ю.С., Юханян А.К.* Ксенолиты и мегакристаллы в лавах Гегамского нагорья (Армения) // Физико-химические исследования продуктов глубинного магматизма. М.: Наука. 1982. С. 6–38.
19. *Горитовская И. В.* Изучение глубинного строения Армении по близким землетрясениям, регистрируемым станциями «Земля» // Геофизические поля и сейсмичность. М.: Наука. 1976. С. 50–62.
20. *Григорьянц Б.В., Попов Е.А.* Возможности нефтегазонакопления на территории Армении // Геология нефти и газа. 1996. № 11. С. 16–21.
21. *Карпетян Н.К.* Сейсмогеодинамика и механизм возникновения землетрясений Армянского нагорья. Ереван: Изд. АН Арм. ССР. 1990. 264 с.
22. *Книппер А.Л.* Океаническая кора в структурах Альпийской складчатой области юга Европы, Западной Азии и Кубы. М.: Наука. 1975. 208 с.
23. *Марханян Е. К.* Вулканизм. М.: Недра. 1985. 254 с.
24. *Михальцев А.В.* и др. Глубинные геофизические исследования в сейсмически опасных зонах // Разведка и охрана недр. 1990. № 11. С. 6–13.
25. *Назаретян С.Н.* Глубинные разломы территории Армянской ССР. Ереван: Изд. АН Арм. ССР. 1984. 136 с.

26. *Оганесян Ш.С.* Строение земной коры территории Армении // Изв. АН Арм. ССР. Науки о Земле. 1977. № 4–5. С. 142–156.
27. *Сатуан М.А.* Офиолитовые прогибы Мезотетиса. Ереван: Изд-во АН Арм. ССР. 1981. 196 с.
28. *Balassanian S., Martirosyan A., Nazaretyan S., Arakelyan A., Avanesyan A., Igumnov V. and Ruttener E.* Seismic Hazard Assessment in Armenia. Natural Hazard. 1999. № 18. P. 227–236.
29. *Duglas B. Stoeser, Victor E. Camp.* Pan African microplate accretion of the Arabian Shield. Geological Society of American Bulletin. 1985. V. 96. P. 817–826.
30. *Geoffrey P. Glasby.* Abiogenic origin of hydrocarbons: An historical overview. Resource Geology. 2006. Vol. 56. № 1. P 83–96.
31. *Harutyunyan A.V., Petrosyan H.M.* Relation Between the Composition, Structure, Evolution of Earth Crust and Seismic Zonation of the Territory of Armenia. - 5th International Conference on Seismology and Earthquake Engineering. May, Tehran-Iran. 2007. 6 p.
32. *Packham G.H., Falvey D.A.* A hypothesis for formation of marginal seas in the western Pacific // Tectonophysics. 1971. № 2. P. 79–109.

Ч.С. Алиев

2.12. Особенности радиоактивного поля Куринской впадины по данным аэро- и наземных гамма-съемок и их геологическая природа

Введение

Куринская впадина (КВ) представляет собой равнинную территорию Азербайджана, протягивающуюся вдоль р. Куры и резко расширяющуюся в юго-восточном направлении к Каспийскому морю. С севера она ограничена предгорной полосой Большого Кавказа, с юго-востока – предгорьями Малого Кавказа, с востока – побережьем Каспийского моря. В указанных границах длина впадины составляет 450 км, а ширина на меридиане г. Агдам – 170 км, т.е. площадь ее составляет около 70000 кв. км (Геология Азербайджана ..., 1952).

Современный рельеф тесно связан с общей тектонической структурой. В настоящее время происходят восходящие тектонические движения с опусканием отдельных участков, продолжается образование тектонических разрывов и появление грязевых вулканов, формируются активные геодинамические зоны, изменяются формы рельефа.

На территории Азербайджана КВ состоит из двух частей – Среднекуруинской впадины (СКВ) и Нижнекуруинской впадины (НКВ) (рис. 2.12.1).

В строении КВ и ее горного обрамления принимают участие образования от докембрия до четвертичных (Агабеков, Мамедов, 1972; Геология СССР ..., 1972).

В настоящем разделе приводятся результаты аэро- и наземной гамма-съемок радиоактивного поля Куринской впадины и аккумулируется их геологическая природа.

Методика исследований

При составлении карты естественной радиоактивности (ЕР) КВ были использованы отдельные планшеты аэрогамма-съемок разных масштабов – от 1:25 000 до 1:100 000. После привязки планшетов по топоосновам и стыковки их между собой была составлена карта гамма-поля всей КВ. В случае невязки уровней гамма-поля между соседними планшетами для уточнения проведены наземные работы. После устранения всех невязок была составлена карта ЕР КВ в масштабе 1:200 000.

В пределах КВ интенсивность гамма-излучения колеблется в среднем на уровне 4,5–9,0 мкР/ч, снижаясь до 3,5–4,0 мкР/ч на побережье Каспийского моря, у озер Сары-су, Аггель и др., и повышаясь на отдельных участках до 15–20 мкР/ч на юго-западной и северо-восточной окраинах КВ (Алиев, Золотовицкая, 1990)

Используя методику формализованной модели гамма-поля, апробированную на депрессионных зонах Азербайджана, была построена модель гамма-поля КВ (рис. 2.12.2). На базе математической статистики были выбраны определенные категории с учетом среднего фона, дисперсии и квантилей (Митропольский, 1971). Полям с радиоактивностью меньше 6 мкР/ч была присвоена I категория, к III категории относятся поля с интенсивностью гамма-излучения более 7 мкР/ч. Между полями I и III категорий располагаются поля II категории с интенсивностью гамма-излучения более 6 и менее 7 мкР/ч.

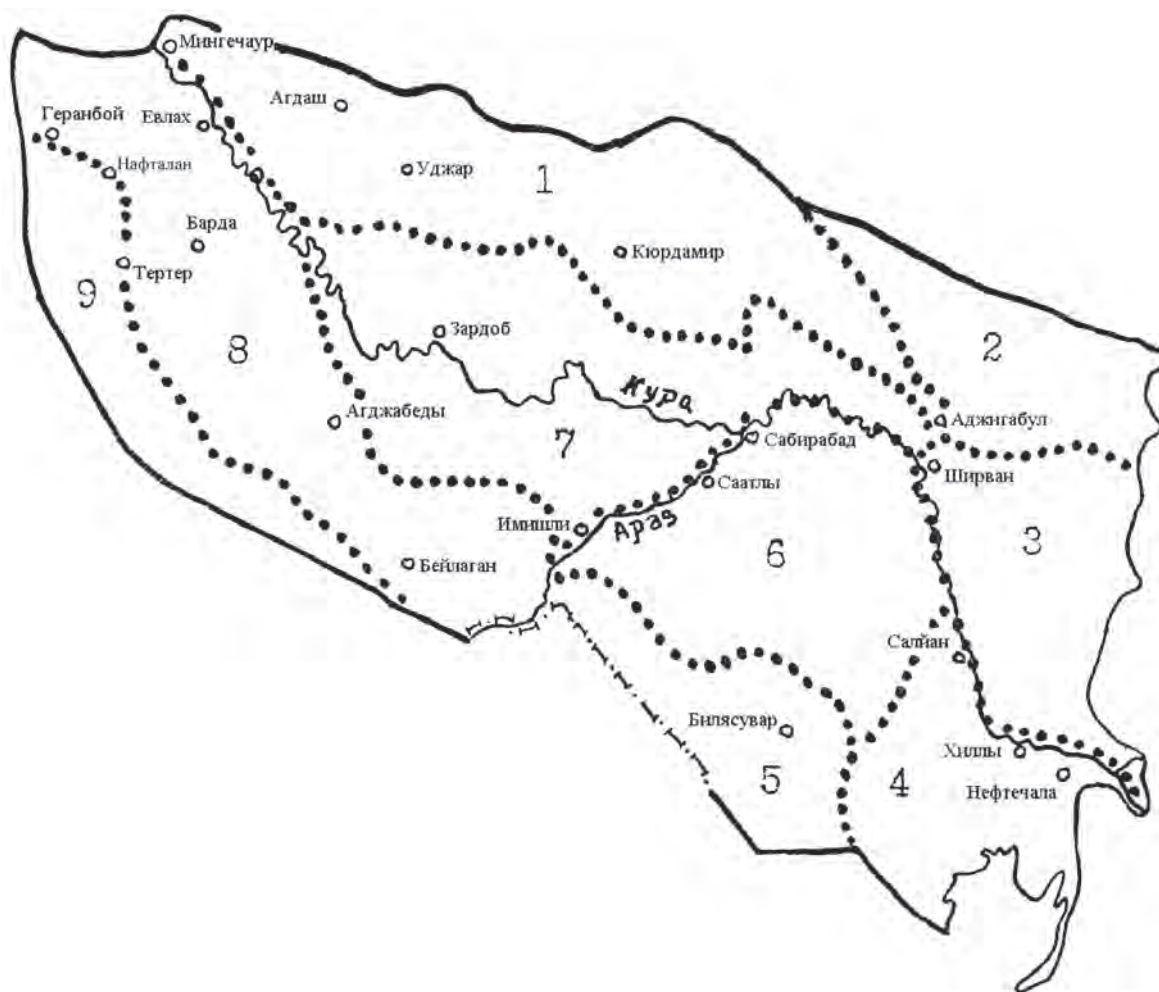


Рис. 2.12.1. Куринская впадина на территории Азербайджана

Результаты исследований и их анализ

Как видно из модели гамма-поля КВ (рис. 2.12.2), здесь большое распространение имеют поля I категории, т.е. с радиоактивностью меньше 6,0 мкР/ч. В Нижнекуринской впадине они протягиваются в меридиональном направлении в прибрежной низменности Каспийского моря и вдоль русла р. Куры, расширяясь по полям структурных образований осадочного чехла, и образуют узкую полосу с высокими градиентами вдоль берега Каспийского моря между мысом Баяндован и устьем р. Куры. На юге площади, особенно на правобережной части р. Куры, они распространены отдельными пятнами среди полей II категории. Кроме того, изолированные поля I категории охватывают большие площади на крайнем северо-западе и на северо-востоке исследуемой территории. Северо-восточное поле вытянуто в меридиональном

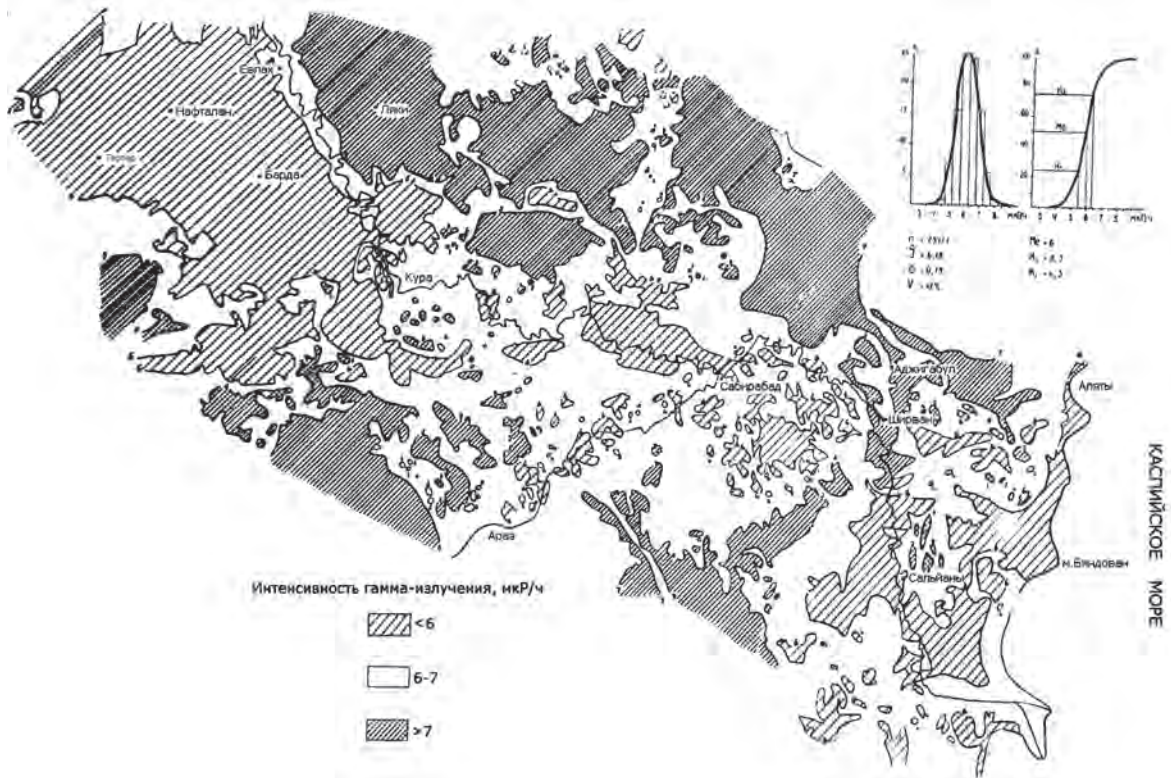


Рис. 2.12.2. Модель гамма-поля Куринской впадины

направлении и совпадает пространственно с известной складчатой зоной плиоценового возраста. Почти все поля I категории на участках, где осадочный чехол деформирован, характеризуются высокими градиентами, протягивающимися в большинстве случаев вдоль современной структуры. В пределах полей I категории самые низкие значения 3–3,5 мкР/ч встречаются на пляжных песках у берега Каспийского моря. Изолинии здесь вытянуты в меридиональном направлении вдоль берега моря и образуют сгущение к западу, за которым располагается «спокойное» поле, ограниченное на западе меридиональной зоной повышенной радиоактивности (7–7,5 мкР/ч).

В СКВ поля I категории занимают обширную территорию на правобережье р. Куры, охватывая площадь Нафталан, и протягиваются к г. Гянджа. Здесь, западнее и южнее г. Нафталан, радиоактивность понижается до 3,5–4 мкР/ч. Низкой радиоактивностью отличаются площади северо-западнее и восточнее г. Агджабеды, где поле приобретает широтное направление.

Области полей II категории – фоновые, развиты на всей исследованной территории и отличаются резко дифференцированной мозаичной структурой. Максимальное площадное распространение полей II категории приходится на юго-западную часть территории южнее и западнее р. Куры. Здесь отмечаются интенсивно дифференцированные участки площадного распространения, ограниченные у берегов р. Куры областями полей I категории. На остальной части территории поля II категории

приобретают подчиненное положение и распространяются между крупными областями интенсивности гамма-излучения полей III категории. На левобережье р. Куры (в ее широтной части), севернее и восточнее ее русла, они также имеют подчиненное положение, уступая место малоинтенсивным полям.

В меридиональном течении р. Куры на западе КВ поля II категории представляют собой узкую полосу вдоль русла реки. В центре, среди полей II категории, проявляются небольшие пятна полей I и III категорий.

Поля III категории получили наибольшее развитие на окраинах изученной территории. На северо-восточной окраине, протягиваясь в широтном направлении, они образуют несколько ответвлений. В центральной части наблюдается ответвление на юго-восток, пересекающее русло р. Куры в 10 км южнее г. Ширван. На юго-восточной окраине поле, не достигнув прибрежной низменности, распадается на две узкие ветви. Северная ветвь приобретает северо-восточное направление, южная – протягивается на юго-восток к мысу Бяндован.

На юго-западной окраине НКВ поля III категории имеют площадное распространение, хотя изолинии на границе поля образуют линейные формы юго-восточного простираения и северо-восточного внутри территории. В северо-западной части этого поля происходит как бы ответвление полосы повышенных значений, протягивающейся в северо-восточном направлении в середине НКВ. В этом поле большая часть территории имеет уровень гамма-поля 7 мкР/ч, на его фоне выделяются пятна с радиоактивностью более 7,5 мкР/ч. На продолжении этой полосы к северо-востоку, в Навагинской равнине и далее за пределами НКВ, в зоне Южного Гобустана, можно проследить по отдельным пятнам «линию», где радиоактивность повышается до 9 мкР/ч. К северо-западу и юго-востоку от этой полосы наблюдаются плавные переходы в область пониженных значений, где гамма-поле приобретает мозаичное строение с овальными структурами и плавными переходами от средних значений (6,5 мкР/ч) к низким (3,5–5,0 мкР/ч).

Еще один участок с высокой интенсивностью гамма-излучения, ориентированный меридионально, расположен на левобережье р. Куры и протягивается параллельно ей до широты г. Сальян. Этот участок представлен отдельными вытянутыми на 10–12 км узкими полосами.

На правобережье р. Куры в пределах Ширванской равнины поля III категории получили наибольшее развитие. Они отделяются от полей I категории градиентом перепада интенсивности гамма-излучения и имеют, прежде всего, тенденцию к линейным структурам, хотя среди них не исключены поля с высокой радиоактивностью овальной формы.

Кроме описанных выше полей на различных участках исследуемой территории выделяются небольшие изолированные поля повышенной радиоактивности. Обычно они встречаются на продолжении основных площадных и полосчатых зон полей III категории. Следует отметить, что на северной и южной окраинах в пределах полей III категории, выделяются участки, где уровень гамма-излучения повышается до 10 и даже 20 мкР/ч.

Что касается СКВ, то здесь крупные радиоактивные зоны целесообразно соотносить с ландшафтными поясами КВ (рис. 2.12.3). Например, обширное поле III категории в северной части СКВ на левобережье р. Куры охватывает Ширванскую равнину, поле II категории имеет небольшое развитие в Мильской равнине. Западное правобережье р. Куры, т.е. вся Карабахская равнина выражено полем I категории. Восточное

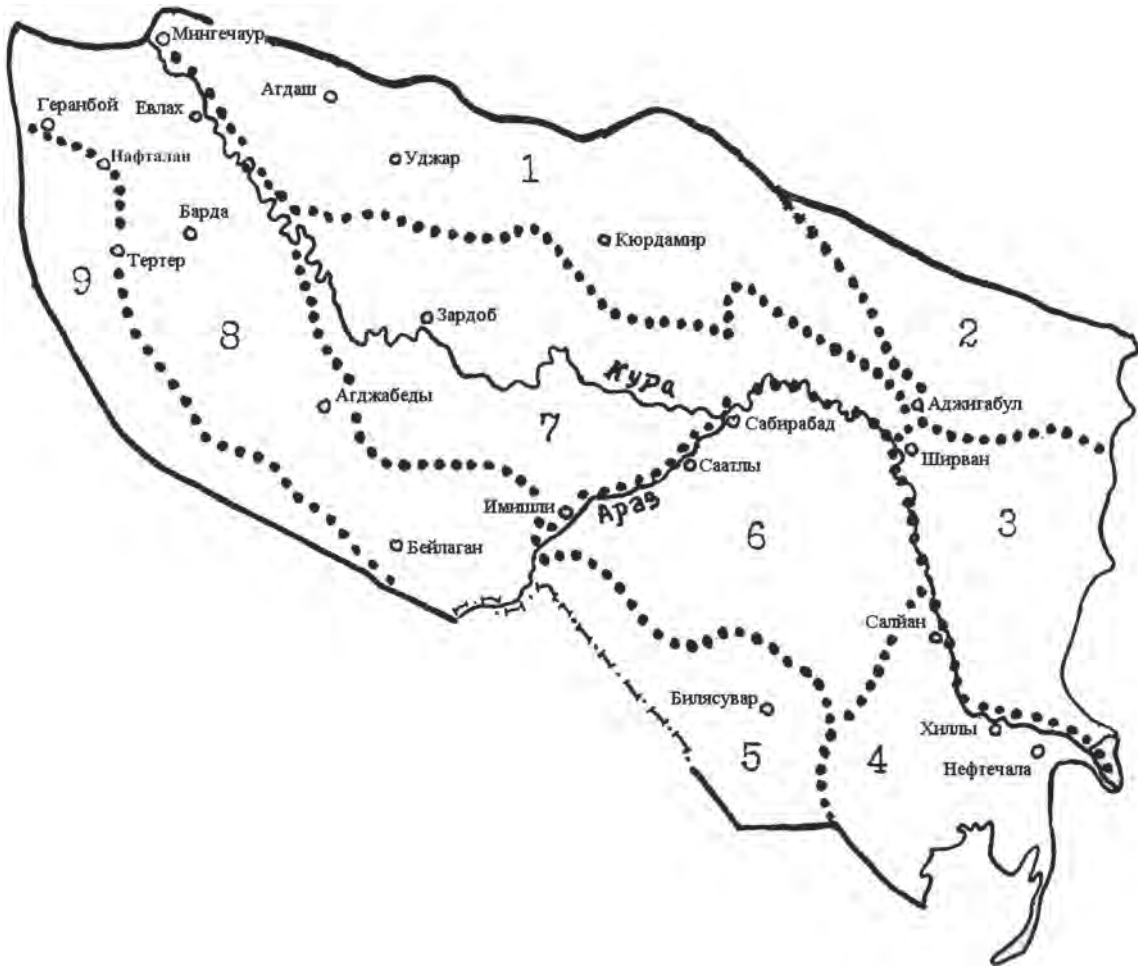


Рис. 2.12.3. Ландшафтно-геоморфологические пояса Куринской впадины
(Геология Азербайджана ..., 1952)

1 – Ширванская равнина, 2 – Гобустан, 3 – Юго-восточный Ширван, 4 – Сальянская равнина, 5 – Южно-Муганская равнина, 6 – Муганская равнина, 7 – Мильская равнина, 8 – Карабахская равнина, 9 – Карабахско-Мильская подгорная равнина

правобережье – район Мугамской равнины – отличается пестротой распределения радиоактивности. Здесь развиты поля всех трех категорий. На фоне регионального поля выделяются отдельные структуры. Так, среди гамма-поля Ширванской равнины, где интенсивность гамма-излучения колеблется около 7–8 мкР/ч, участки с низкой радиоактивностью (менее 6 мкР/ч) проявляются между гг. Уджары и Кюрдамир (площади Джарлы – Сор-Сор), на левом берегу р. Куры в ее широтном течении (юго-восточнее г. Зардоб) и др.

Следует отметить, что среди обширных полей Карабахской равнины, отмеченных пониженной радиоактивностью, выделяются структуры гамма-поля еще более

низкой радиоактивности, например, южнее и западнее г. Нафталан, западнее Тертера и т.д. (см. рис. 2.12.2). В пределах Мильской равнины на фоне полей II категории выделяется поле еще более пониженной радиоактивности к югу от г. Бейлаган по течению р. Араз.

Среди полей III категории выделены структуры гамма-поля с повышенной радиоактивностью. Принимая линейные формы, они протягиваются вдоль известных тектонических нарушений: на северной окраине СКВ и далее в зону Алятского надвига. Одна из линий тянется по левому берегу р. Куры в западной ее части, как бы отделяя зоны II и III категорий «полосчатыми» аномалиями. Полоса повышенной радиоактивности протягивается вдоль южной окраины.

Анализ распределения полей различной интенсивности гамма-излучения показал, что каждой категории присущи определенные формы пространственного распределения гамма-поля. В пределах полей I категории чаще распространены овальные формы, характерны плавные переходы и изометрические очертания гамма-структур. Напротив, среди полей III категории преобладают протяженные линейные формы с резкими перепадами радиоактивности. Во многих случаях те и другие поля отделяются от полей II категории высокими градиентами радиоактивности.

Как видно из вышеизложенного, гамма-поле КВ имеет сложное строение. На моделированной карте гамма-поля (см. рис. 2.12.2) в пределах НКВ представлено 13 крупных радиоактивных зон относительно пониженной интенсивности гамма-излучения (Мишовдаг-Калмасская, Прикаспийская, Нефтечалинская, Шорсулинская, Южно-Муганская, Гарасуинская, Падарская, Хнов-Балахашимлинская) и относительно повышенной гамма-активности, которые образуют гамма-линементы – Алятский, Каламадын-Хараминский, Восточно-Куринский, Восточно-Муганский, Предталышский и, гамма-линемент, выделенный только по градиентам гамма-поля – Яшмино-Бяндованский.

В СКВ структуры гамма-поля с относительно пониженным уровнем интенсивности гамма-излучения имеют наименования: Ахсу-Гаджикадырлинская, Джарлы-Сорсорская, Гараджалинская, Саатлы-Мурадханлинская, Зардобская, Аджигабул-Аггельская, Бейлаганская, Каркарчайская, Бардинская, Тертерская, Нафталан-Газанбулагская. Среди зон с повышенной радиоактивностью выделяются протяженные зоны: Предмалокавказская, Гейчайская, Талыш-Вандамская, Аджичайская. Судя по пространственному положению радиоактивных зон, они отражают крупные геологические структуры (Шихалибеги, Мамедов, 1984).

Заключение

Гамма-поле земной поверхности Куринской впадины имеет сложное строение, несмотря на простую тектонику верхних этажей земной коры, сложенной слаборадиоактивными однотипными песчано-галечниковыми или песчано-глинистыми породами.

При моделировании гамма-полей обнаружена четкая связь между уровнем интенсивности гамма-излучения и морфологией гамма-структур: полям с низкой радиоактивностью присущи овальные формы с плавными переходами от фона к аномалиям, среди полей с высоким уровнем интенсивности гамма-излучения преобладают протяженные линейные формы с резким перепадом радиоактивности.

Различия в уровнях гамма-поля связаны с многообразными процессами в земной коре. Например, изначально геотектонический режим Куринской впадины способствовал созданию низкого регионального фона, т.к. источником сноса при образовании современных толщ служили породы с низким содержанием радиоэлементов, будь то северные склоны Большого Кавказа или же вулканогенная суша, являющаяся источником образования молассовых толщ.

Распределение радиоактивных полей показывает на наличие тесной взаимосвязи между процессами тектогенеза и седиментогенеза и свидетельствует о том, что гамма-поле отражает положение в плане тектонических поднятий и что именно тектоника определяет своеобразное поведение гамма-поля земной поверхности.

В радиоактивных полях КВ нашло отражение строение осадочных толщ, которые формировались в процессе конседиментационного осадконакопления. Возмущающие массы, влияющие на строение гамма-поля земной поверхности, находятся на различной глубине, ибо в гамма-поле отражается наиболее тектонически активная часть разреза.

Связь гамма-поля со структурой земной коры прослеживается по всему геологическому разрезу. При интерпретации гамма-каротажных диаграмм отмечено, что радиоактивность в скважинах, расположенных в зонах тектонических нарушений, повышена по всему разрезу.

Выявленная закономерная связь поверхности гамма-поля с глубинным строением имеет физические основы: структуры, развивающиеся в процессе осадконакопления, сопровождаются дифференциацией материала и изменением физических параметров осадочных толщ (пористости, плотности, трещиноватости и др.), что отражается на распределении радиоактивных элементов.

Аномалии радиоактивных полей находят подтверждение в других геофизических полях, т.к. их связь обусловлена глубинным строением и выражается неоднородностями земной коры по соответствующим параметрам.

Литература

1. Агабеков М.Г., Мамедов А.В. Куринская межгорная впадина. В кн.: Геология СССР, Азерб. ССР, геологическое описание. М.: Недра. 1972. Т. 47. С. 316–330.
2. Алиев Ч.С., Золотовицкая Т.А. Гамма-поле Нижнекуруинской впадины // Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле. 1990. № 1. С. 101–109.
3. Геология Азербайджана (геоморфология, стратиграфия). Отв. ред. М.В. Абрамович, М.М. Алиев, В.Е. Хаин. Баку: Изд-во АН Азерб. ССР. 1952. 552 с.
4. Геология СССР (Азербайджанская ССР, геологическое описание). Ред. Ш.А. Азизбеков. М.: Недра. 1972. Т. 47. 520 с.
5. Митропольский А.К. Техника статистических вычислений. М.: Недра. 1971. 573 с.
6. Шихалибейли Э.Ш., Мамедов А.В., Алиев А.Д. Геотектоническое развитие Куринской впадины. Баку: Элм. 1984. 111 с.

Глава 3

ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА СУШЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ

А.И. Архипов, В.И. Лялько, З.М. Товстюк, В.П. Клочко

3.1. Прогрессивная технология для решения нефтегазопроисловых задач на суше аэрокосмическими методами

Введение

Основными геологическими задачами, решаемыми до недавнего времени с использованием аэрокосмических методов в производственном режиме, являлись изучение разрывных нарушений, блоковых полей и оценка их неотектонической активности, выявление локальных неотектонических аномалий, с которыми связаны нефтегазопроисловые объекты различных морфогенетических типов, а также некоторые другие задачи.

В связи с опытом, накопленным при решении нефтегазопроисловых задач в различных геологических и ландшафтных условиях на основе использования материалов аэрокосмических съемок, в настоящее время актуальным и важным является переход к решению более сложных задач, связанных с разработкой методов, и создание на их основе технологии поиска «аномалий типа залежь» (АТЗ), которые генетически обусловлены наличием залежей УВ и ориентированы на использование в качестве ландшафтных индикаторов оптических отражательных характеристик растений и грунтов.

В Научном центре аэрокосмических исследований Земли Института геологических наук Национальной академии наук (ИГН НАН) Украины разработана технология, основанная на использовании аэрокосмической информации и предназначенная для поиска залежей углеводородов на суше. Она позволяет выделять наиболее перспективные участки на постановку детальных нефтегазопроисловых работ. Технология является результатом многолетней совместной работы геологов-нефтяников, физиков-оптиков, биологов, геоморфологов, математиков и других специалистов. Ниже приведено описание этой технологии и некоторые результаты применения.

Методические основы технологии поиска нефти и газа

В основу создания технологии положены следующие методологические принципы:

- анализ возможной нефтегазоперспективности изучаемой территории с использованием данных различных природных (физических) полей и физико-математических и/или описательных моделей геологических процессов;
- приоритетный характер геотектонической (разломно-блоковой) информации;
- ретроспективный анализ изучаемой территории по аэрокосмическим данным разного пространственного разрешения, полученных в различных спектральных диапазонах;
- использование в статистически необходимых объемах проверочной информации;
- обязательность региональной адаптации технологий;
- привлечение современных математических и экспертных методов для анализа исходной информации и принятия решений;
- проведение объективной оценки достоверности принимаемых решений.

Теоретические предпосылки технологии для решения нефтегазопроисковых задач на суше базируются на таких положениях:

- неотектоническая активность глубинных нефтегазоносных структур и их унаследованное развитие обуславливают их отражение в ландшафте (Перерва и др., 2002);
- наличие залежей УВ обуславливает локальные аномалии геофизического и геохимического полей ландшафта, а также оказывает влияние на биохимические процессы (Зорькин и др., 1980);
- оптические характеристики являются индикаторами физиологического состояния растений и физико-химических характеристик грунтов (Архипова, 2004).

Известно, что в пределах нефтегазоносных структур имеют место чередования зон повышенных и пониженных механических напряжений, которые обуславливают возникновение различных видов энергий, интенсивное перенесение потоков тепла, жидких и газообразных флюидов. В зонах аномально низких значений механических напряжений, которые отвечают участкам аномальных фильтрационных свойств горных пород, развиваются окислительно-восстановительные процессы. Вследствие этого в данных зонах формируются зонально-кольцевые аномалии полей: геофизических, химических, биохимических (Зорькин и др., 1980).

В системе дистанционной индикации фитокомпоненты и грунты выступают в роли чувствительных элементов и одновременно усилителей, так как благодаря кумулятивному эффекту они могут реагировать на весьма незначительные воздействия различных факторов окружающей среды (Мовчан и др., 1993).

На рис. 3.1.1 представлена схема модели формирования оптической аномалии растительности, которая находится в подобных условиях (Лялько и др., 2006).

Эта модель имеет место лишь в случае наличия залежи УВ, когда онтогенез растений находится под воздействием комплекса геофизических и геохимических

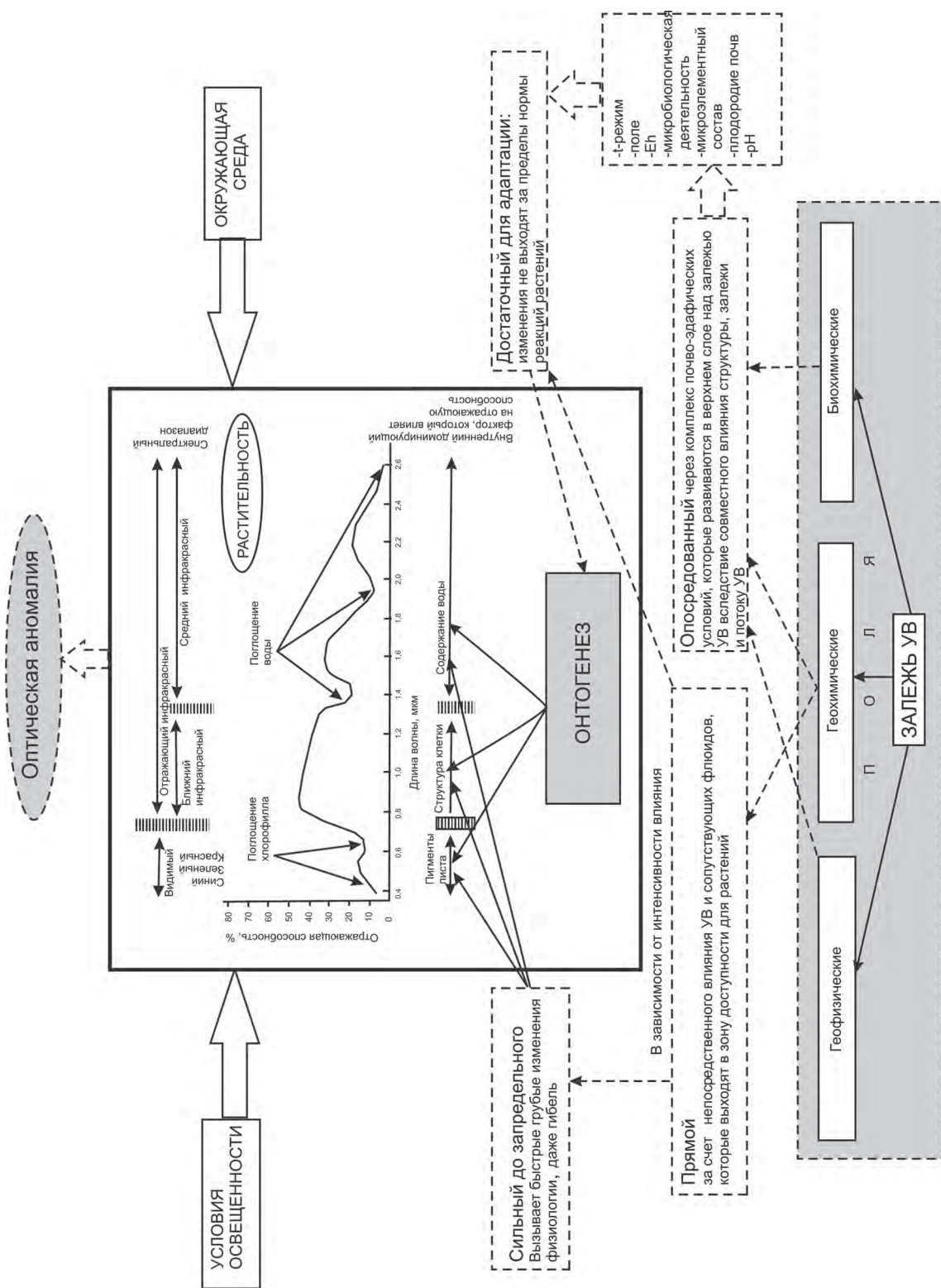


Рис. 3.1.1. Схема модели формирования оптической аномалии растительного покрова над залежами УВ (Лялько и др., 2006)

факторов, отличных от фоновых участков. Это, в конечном счете, приводит к изменениям пигментного состава, клеточного строения и содержания воды в листьях растения, а, следовательно, и к изменениям их оптических характеристик.

Таким образом, растительный покров, будучи тесно связанным со средой обитания, несет интегральную информацию об особенностях этой среды. Эта информация может быть зарегистрирована дистанционно без нарушения его целостности оптическими методами по отражательным и флуоресцентным характеристикам объектов. Связь этих характеристик с физиологическим состоянием растений и грунтов установлена. Так, имеются данные, что отражательная способность растений и растительного покрова в целом в видимой области спектра (0,40–0,76 мкм) зависит от поглощения солнечной радиации хлорофиллом (зелеными пигментами), а в ближней ИК-зоне (0,75–1,30 мкм) – от особенностей строения тканей листа, в средней ИК-зоне – от степени обводненности клеток и тканей растений. Выявлены изменения спектров флуоресценции (возбуждение на длине волны 0,337 мкм, флуоресценция в диапазоне 0,4–0,8 мкм) и отдельных флуоресцентных параметров в связи с условиями минерального питания, наличием в среде выращивания высоких концентраций ионов тяжелых металлов, действием ряда экологических факторов (Лялько и др., 2006).

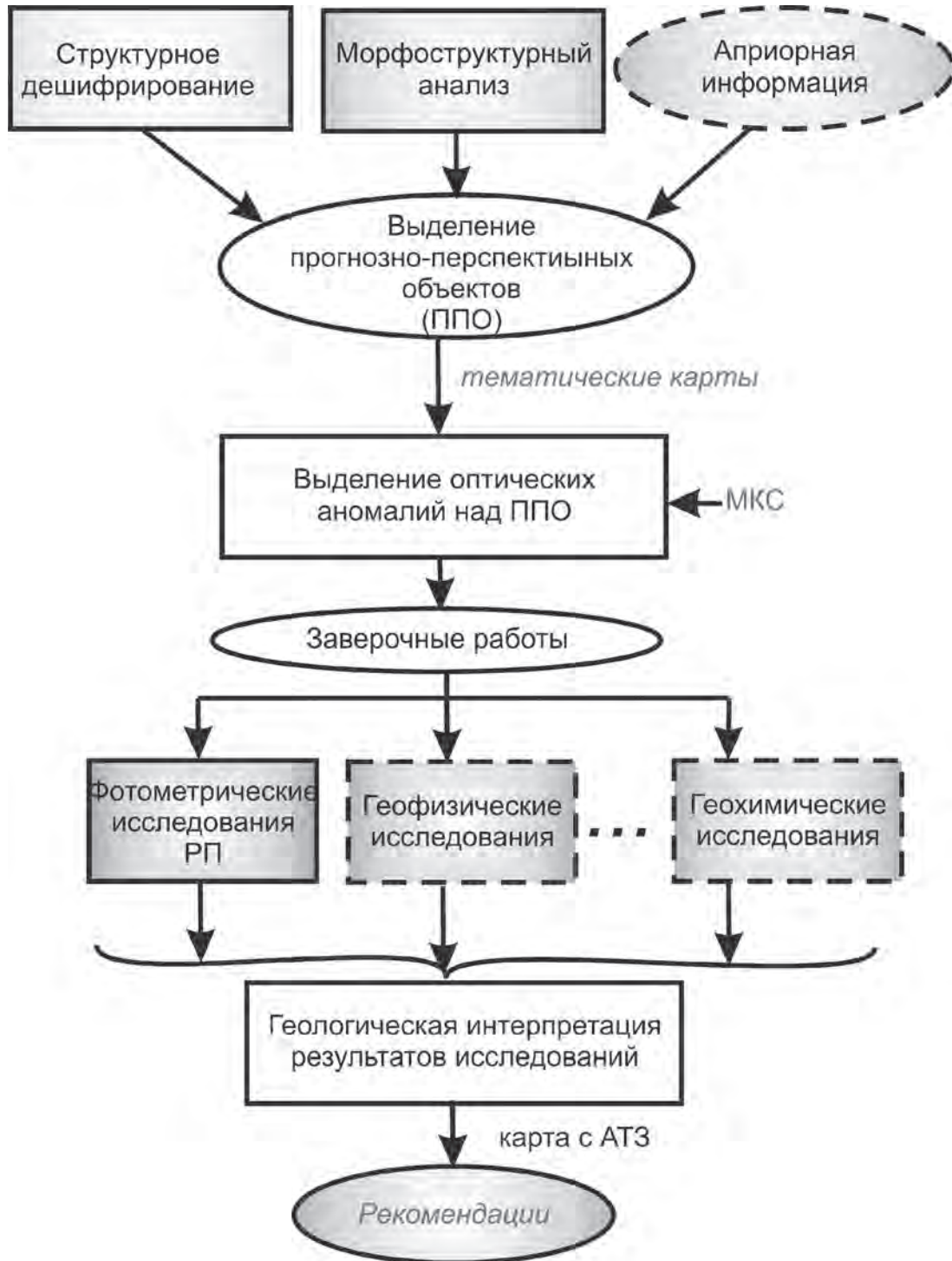
Таким образом, возможна регистрация специфических признаков залежей УВ по соотношению оптических параметров элементов ландшафта (наличие так называемой «оптической аномалии»).

Анализ данных аномалий показал, что для их регистрации традиционные методы дистанционного зондирования не всегда пригодны. Так, яркостные различия в диапазоне спектра от 0,4 до 0,9 мкм между аномальными участками и фоном настолько малы, что они не превышают порога контрастной чувствительности существующих систем наблюдения и регистрации. Возникает задача выделения малоконтрастных аномальных участков. Один из подходов к ее решению базируется на методе спектральных контрастов. Суть его состоит в анализе информации, получаемой при изучении яркостных различий между объектом и фоном в узких зонах спектра, а также спектров флуоресценции и флуоресцентных параметров растительного покрова (Перерва и др., 1995).

Особенности предлагаемой технологии

Технология для решения нефтегазопроисловых задач на суше включает в себя следующие этапы (рис. 3.1.2):

- сбор необходимого объема априорной информации (материалов аэрокосмической съемки, картографических материалов, данных проведенных прежде геологических исследований и др.);
- создание моделей разломно-блоковых структур изучаемой территории и выделение прогнозно-перспективных объектов (ППО);
- выделение оптических аномалий над ППО по материалам аэро- или космической съемки, а также статистическая обработка результатов;
- полевые заверочные работы (*подтверждение результатов камеральных исследований*) на объектах исследования (*фотометрирование образцов растительности, грунтов, магнитометрические, литогеохимические и другие исследования*);



Условные обозначения: ——— выполняются сотрудниками ЦАКИЗ;
 - - - - - выполняются сотрудниками других организаций.

Рис. 3.1.2. Схема реализации технологии поиска АТЗ

- комплексный анализ априорной информации, результатов дистанционных и наземных исследований, принятие решений о выявлении/отсутствии «аномалий типа залежь» (Лукин, 2004).

Технология предполагает использование материалов многоспектральной аэро- и космической съемки изучаемой территории в видимом и ближнем инфракрасном диапазоне электромагнитного спектра с пространственным разрешением на местности не хуже 30 метров.

Для проведения исследований необходимы:

- однородные участки растительности или грунтов, которые частично охватывают предполагаемый нефтегазоносный район и фоновые территории;
- материалы многозонального дистанционного зондирования в зеленой, красной и ближней инфракрасной зонах спектра.

Одновременно с данными изображениями необходимо иметь следующие метаданные: тип спутника, дату съемки, время начала и завершения кадра съемки; высоту и азимут Солнца; географические координаты углов снимка (по часовой стрелке начиная с левого верхнего угла) или текстовый файл точек привязки по орбитальным данным.

Носитель данных должен отвечать стандартному переносному носителю электронных данных, устройство и драйвер для которого установлены на программно-техническом комплексе, который будет решать данную тематическую задачу. Формат данных должен отвечать стандартному формату Geotiff, если снимок привязан за орбитальными данными, или Tiff – в случае наличия текстового файла точек привязки с тем же именем, которое имеет и файл изображения.

Кроме того, необходимы:

- топографические (электронные) и структурные карты масштаба разной детализации с элементами топопривязки;
- сведения о рельефе местности; о речной и озерной системе; сведения о растительном покрове (какие фации имеются, их однородность, размеры, плотность растительного покрова), о литологии антропогенных отложений;
- сведения о периодах вегетации разных видов растений;
- промышленные данные (на основе данных бурения);
- сведения об экологическом состоянии района исследований.

Особое внимание необходимо уделять корректному получению первичной информации, поскольку лишь в этом случае может быть получен достоверный результат при математической обработке и интерпретации результатов.

Основной целью изучения разломно-блокового строения заданной территории является выделение наиболее активных неотектонических блоков и геофлюидодинамических структур в качестве ППО. Их наличие может косвенно указывать на нефтегазоперспективность исследуемых площадей (Товстюк, 1987; Алексеев и др., 1988)

В процессе структурного дешифрования и структурно-морфологического анализа материалов аэрокосмической съемки и топографических карт разных масштабов, а также использование априорной информации о результатах ранее прове-

денных на данных площадях геофизических и геохимических исследований, составляются прогнозные тематические карты с нанесением ППО, которые необходимо исследовать на предмет наличия АТЗ.

Дальше проводится изучение оптического поля ландшафтов над выявленными локальными объектами с использованием материалов многозональной аэрокосмической съемки. При этом теоретические предпосылки исследований базируются на таких положениях:

- наличие скоплений УВ, в зависимости от глубины залегания, способно породить локальные аномалии геофизического и геохимического полей ландшафта, а также оказывает влияние на биохимические процессы;
- оптические характеристики являются индикаторами физиологического состояния растений и физико-химических характеристик грунтов.

При проведении наземных заверочных работ вдоль отдельных маршрутов аномальные участки предлагается определять методами фотометрирования растительного покрова (РП), геохимии, магнитометрии и др. Основная цель наземных исследований – проверка результатов выделения ППО в процессе предыдущих исследований.

Анализ результатов геолого-геофизических и дистанционных исследований для принятия решений о наличии либо отсутствии АТЗ проводятся методом последовательного слияния информации (Data Fusion), предполагающим использование количественных оценок достоверности (Попов и др., 2005). Для обработки полученной информации используются стандартные программные продукты Statistic, Surfer, Excel, а также разработки авторов «Эксперимент – 2, 3, 4».

В качестве конечного информационного продукта выдаются синтезированные снимки и структурные картосхемы с выделенными аномальными участками над залежами УВ.

Результаты применения технологии

На рис. 3.1.3 (см. цветную вклейку) в качестве примера показан синтезированный снимок, а на рис. 3.1.4 – картосхема с результатами проведенных исследований на Евгеньевской площади в 2002 году. Следует отметить, что продуктивные скважины № 14 и 20 расположены в пределах оптических аномалий, а непродуктивные № 1, 6, 8, 10 – за их пределами (все данные скважины были пробурены после проведенных нами исследований).

Такой подход позволяет обеспечить высокую достоверность результатов исследований, значительно сократить объем детальных сейсмических работ и время на введение нефтегазоперспективных объектов в бурении (АТЗ будут иметь место лишь над продуктивными ловушками).

Технология прошла апробацию на территории Украины в разных геологических и ландшафтных условиях, успешно использовалась в ряде других стран. При этом были успешно решены следующие практические задачи:

- ранжирование нефтегазопроисловых объектов по критерию продуктивности, подготовленное при помощи различных геологических и геофизических методов (Западная Сибирь, Татарстан, Пермское Прикамье);

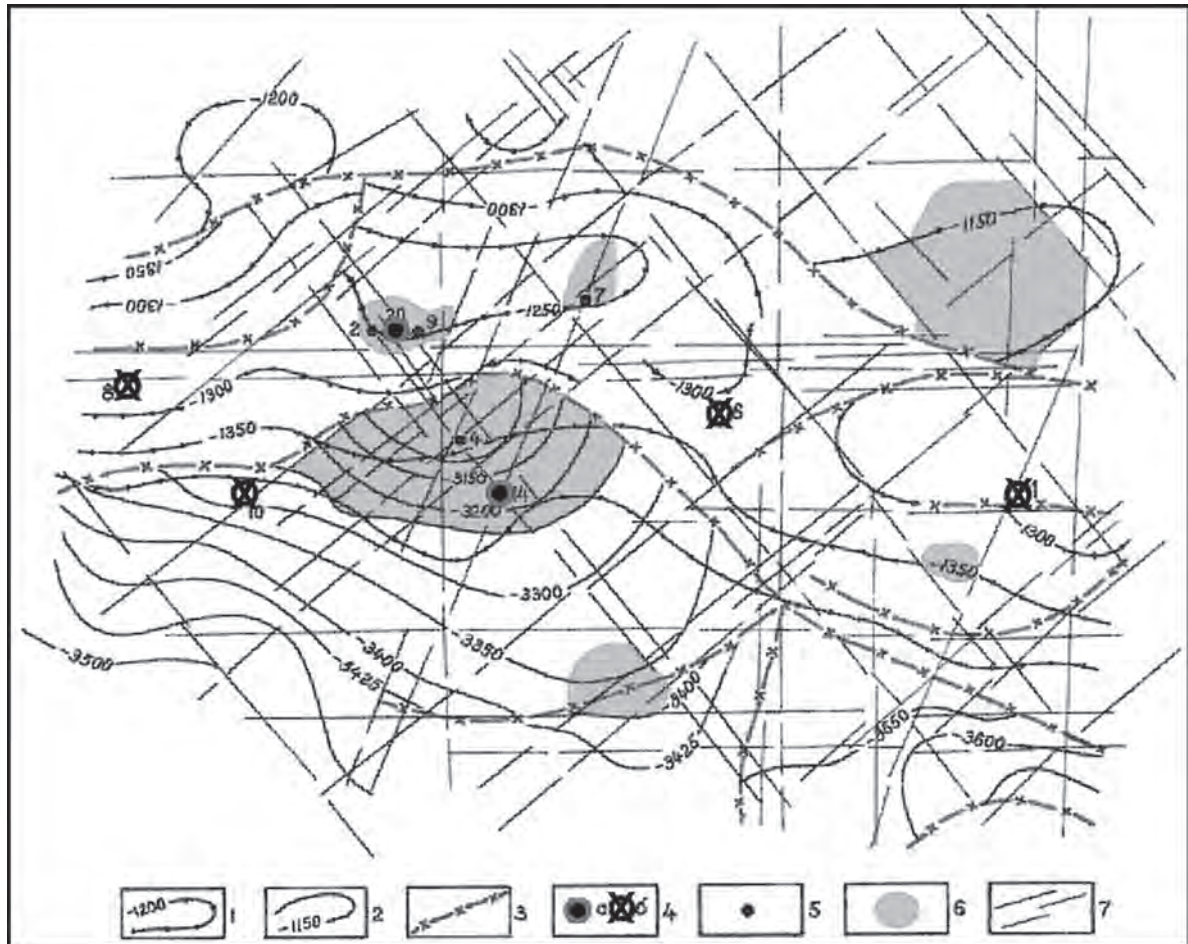


Рис. 3.1.4. Структурная картосхема с результатами апробации технологии на Евгеньевской площади (Днепровско-Донецкая впадина):

- 1 – изогипсы отражающего горизонта V_{s_2} ; 2 – изогипсы отражающего горизонта V_{b_2} ;
 3 – разрывные нарушения (по данным сейсморазведочных работ);
 4 – газовые скважины (пробурены после проведения наших исследований): а) продуктивные, б) непродуктивные; 5 – газовые скважины продуктивные (пробурены до проведения наших исследований); 6 – оптические аномалии, выделенные по данным ДЗЗ;
 7 – линеаменты (зоны напряженно-деформированного состояния литосферы)

- уточнение внешнего контура нефтегазоносности, в особенности для залежей УВ, характеризующихся гетерогенным строением природных резервуаров: тектонические блоки, литофациальные изменения и др. (Украина);
- оперативная оценка нефтегазоносности поисковых площадей на этапе, предшествующем их вводу в поисковое бурение (Украина, Объединенные Арабские Эмираты).

В целом описанная технология с момента ее создания в начале 90-х годов по настоящее время использовалась на 146 нефтегазопроисковых объектах, 76 из которых были проверены бурением. В различных геологических и ландшафтных условиях подтверждаемость прогнозов составила 76–82%. Поисковые объекты – залежи УВ – располагались на глубинах от 1500 до 6000 м.

Описанная технология в целом, а также ее составные части защищены патентами Украины (Перерва, 2003; Перерва и др., 2004).

Заключение

Таким образом, представлена новая эффективная технология поиска залежей УВ на суше с использованием аэрокосмической информации, а также излагается опыт ее практического применения в различных географических регионах. К ее преимуществам относятся высокая оперативность, относительно низкая себестоимость, практическое отсутствие ограничений в географическом расположении изучаемой территории.

Литература

1. *Алексеев А.А., Можяева В.Г., Воробьев В.Т.* и др. Дистанционные исследования при нефтегазопроисковых работах. М.: Наука. 1988. 224 с.
2. *Архіпова Т.О.* Попередні результати геохімічних та дистанційних досліджень ландшафтів при розв'язанні нафтогазопроискових задач // Пошукова та екологічна геохімія. Київ. 2004. № 4. С. 77–80.
3. *Зорькин Л.М., Карус Е.В., Кузнецов О.Л.* и др. Явление парагенезиса субвертикальных зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и биохимических полей в осадочном чехле земной коры // Открытие от 24.07.80 г. № 234.
4. *Лукин А.Е.* Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности // Геолог Украины. 2004. № 3. С. 18–43.
5. *Лялько В.І., Федоровський О.Д., Попов М.О.* та ін. Багатоспектральні методи дистанційного зондування Землі в задачах природокористування. Київ: Наук. Думка. 2006. 357 с.
6. *Мовчан Л.И., Каневский В.А., Семигаевский В.Д.* и др. Фитоиндикация в дистанционных исследованиях. К.: Наукова думка. 1993. 305 с.
7. *Перерва В.М.* Деклараційний патент на винахід UA № 56475A, 7601V9/00. Структурно-геодинамічний спосіб прогнозування зон розвитку високопроникних поровотріщинних колекторів /– Мін. освіти і науки України, Держ. департамент інтелектуал. власності. Бюл. №5. 15.05.2003.
8. *Перерва В.М., Архипов А.И., Бусел Г.Ф., Левчик Е.И., Рыбак Е.А. Осканьян Т.В.* Состояние и пути совершенствования спутниковой технологии прогнозирования залежей нефти и газа // Космічна наука і технологія. 2002. Т. 8. № 2/3. С. 201–206.
9. *Перерва В.М., Лялько В.И., Архипов А.И., Бусел Г.Ф.* и др. Прямой поиск залежей нефти и газа дистанционными методами (предварительный опыт, перспективы развития) // Препринт ЦАКИЗ НАНУ. – К., 1995. 83 с.
10. *Перерва В.М., Тепляков М.О., Архіпов О.І.* та ін. Деклараційний патент на винахід UA № 63073A. Мультиспектральний структурно-польовий спосіб прогнозування покладів нафти і газу / Оpubліковано 15.01.2004.

11. *Попов М.А., Лялько В.И., Подорван В.Н., Сахацкий А.И.* Методика классификации площадных объектов на многоспектральных космических изображениях на основе последовательного слияния информации // Материалы Второй открытой Всероссийской научной конференции «Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса». М.: ИКИ РАН. 2005. С. 88–94.
12. *Товстюк З.М.* Прогноз локальных структур по аэрокосмогеологическим исследованиям в Днепровско-Донецкой впадине. Автореф. дис. канд. геол-мин. наук. М.: 1987. 20 с.

*А.А. Алексеева, В.Г. Бондур, А.Д. Доброзраков,
Н.Е. Журавель А.С. Курекин, А.П. Пичугин*

3.2. Исследование нефтегазоносных территорий радиолокационным методом (на примере Шебелинского месторождения)

Введение

Для решения задач поиска месторождений полезных ископаемых, в том числе нефти и газа, перспективно использование методов дистанционного зондирования, важное место среди которых занимают радиолокационные методы (Бондур, 2010, 2012; Бондур, Замшин, 2012; Бондур и др., 2009; Гавриленко и др., 1987; Улаби, 1982). Эти методы основаны на регистрации специфических физико-химических особенностей приповерхностной зоны месторождений, которая выражается в аномальном термическом режиме, изменении типоморфных ассоциаций минералов и концентраций химических элементов. Указанные особенности определяют такие характеристики приповерхностных отложений и почв, как влажность, плотность, тепло- и электропроводность, от которых в основном зависит диэлектрическая проницаемость ϵ исследуемой поверхности (Басс, Фукс, 1972; Архипов и др., 1980).

Радиолокационные методы по сравнению с традиционными оптическими обладают рядом преимуществ, которые представляют интерес для поисковой геологии. Это, прежде всего, всепогодность, а также способность отражать не только характеристики поверхности исследуемых объектов, но и их структуру, состав и физико-химическую особенность в слое проникновения радиоволн (Бондур, 2010, 2012; Улаби, 1982; Гавриленко и др., 1990). Использование этих факторов позволяет подойти к применению данных радиолокационного зондирования земной поверхности для зонального и локального геологического прогноза, в том числе решения задач поиска нефти и газа.

В настоящем разделе данной книги приведены результаты теоретических и экспериментальных исследований, выполненных на территории Шебелинского месторождения (Украина) по использованию радиолокационных методов для исследования возможности поиска углеводородов. В качестве объектов изучения контактными и дистанционными методами были выбраны боронованные поля, расположенные в сходных геоморфологических условиях на продуктивных (нефтегазоносных) и фоновых (непродуктивных) участках. Для дистанционных измерений использовался самолетный радиолокатор бокового обзора, основные параметры которого представлены ниже.

Физические основы метода

Основной характеристикой, определяющей интенсивность обратного рассеяния радиоволн, является удельная эффективная площадь рассеяния σ^0 . Радиолокационный контраст $\Delta\sigma^0$ отражений на аномальном (продуктивном с точки зрения наличия углеводородов) участке по сравнению с фоновым (непродуктивным) запишем как

$$\Delta\sigma^0 = \sigma_a^0 / \sigma_f^0, \quad (1)$$

где σ_a^0 и σ_ϕ^0 – УЭПР аномального и фонового участков поверхности соответственно. Для большинства типов статистически неровных поверхностей УЭПР можно представить в виде суммы двух составляющих (Бондур и др., 2009):

$$\sigma^0 \approx \sigma_\kappa^0 + \sigma_m^0 \quad (2)$$

Первое слагаемое в (2) σ_κ^0 представляет собой составляющую рассеяния на крупных неровностях и вносит основной вклад в результирующую УЭПР на углах зондирования поверхности Θ , близких к вертикальным.

С увеличением угла зондирования УЭПР σ_κ^0 быстро уменьшается и при Θ 15–20° становится соизмеримой с σ_m^0 , которая обусловлена рассеянием на мелких шероховатостях. Область перехода Θ 15–20° зависит от статистических характеристик неровностей поверхности. По мере дальнейшего увеличения угла облучения величина σ_κ^0 становится пренебрежительно малой и УЭПР $\sigma^0 \approx \sigma_m^0$. Здесь не учитывается объемное рассеяние, поскольку им можно пренебречь по причине достаточно высокой влажности почв рассматриваемых территорий и, соответственно, малой глубины проникновения радиоволн сантиметрового диапазона, в котором проведены исследования.

Для этого случая рассеивающие свойства поверхности наиболее полно описываются двухмасштабной моделью, в рамках которой УЭПР σ^0 определяется спектральной плотностью высокочастотных составляющих, распределением наклонов крупных неровностей и электрофизическими свойствами исследуемой поверхности (Басс, Фукс, 1972):

$$\sigma^0 = \iint_{-\infty}^{\infty} W(y_x, y_y) |F(\Theta, p, \varepsilon)|^2 S(\chi_0) dy_x dy_y, \quad (3)$$

где $W(y_x, y_y)$ – двумерная плотность распределения наклонов неровностей γ по координатам x, y , радиусы кривизны которых существенно больше длины радиоволны λ ;

$S(\chi_0)$ – спектральная плотность неровностей поверхности в области волновых чисел $\chi_0 = 4\pi \sin \Theta / \lambda$;

$F(\Theta, p, \varepsilon)$ – множитель, зависящий от угла зондирования Θ , вида поляризации p и комплексной диэлектрической проницаемости поверхности ε , которая, в свою очередь, зависит от длины радиоволны λ .

Как следует из (1), (3), при обеспечении идентичности условий облучения участков сравниваемых территорий, когда $W(y_x, y_y) = const$, радиолокационный контраст определяется диэлектрической проницаемостью ε и спектральной плотностью $S(\chi_0)$ исследуемой поверхности. Тогда

$$\sigma^0 = \frac{|F_a(\Theta, p, \varepsilon)|^2 S_a(\chi_0)}{|F_\phi(\Theta, p, \varepsilon)|^2 S_\phi(\chi_0)}, \quad (4)$$

где индексы a и ϕ соответствуют аномальному и фоновому участкам поверхности.

Для рассмотрения ситуации при вертикальной поляризации излучения и приема радиоволн (ВВ) множитель F записывается как (Басс, Фукс, 1972)

$$F_{\text{св}} = \frac{(\varepsilon - 1)[(\varepsilon - 1)\sin^2 \Theta + \varepsilon]}{\left(\varepsilon \cos \Theta + \sqrt{\varepsilon - \sin^2 \Theta}\right)^2}, \quad (5)$$

а при горизонтальной (ГГ)

$$F_{\text{св}} = \frac{(\varepsilon - 1)}{\left(\varepsilon \cos \Theta + \sqrt{\varepsilon - \sin^2 \Theta}\right)^2}. \quad (6)$$

Основные факторы, определяющие диэлектрическую проницаемость гетерогенных систем, рассмотрены в работах (Челидзе и др., 1977; Редькин и др., 1975). К ним относятся диффузно-диэлектрическая поляризация частиц, вызванная объемными ионными потоками в двойном электрическом слое, дисперсность, структура системы и др. Причем активизация ионных потоков и повышение дисперсности системы приводят к наиболее значительному увеличению диэлектрической проницаемости при постоянстве других факторов. Первый из этих факторов контролирует термические свойства системы и ее электропроводность, а дисперсность системы в значительной мере определяет ее плотность. Тем самым создаются признаки физико-химической специализации поверхностных отложений над месторождениями полезных ископаемых.

В этом случае расчет комплексной диэлектрической проницаемости почвы ε удобно проводить используя приближенную формулу из теории диэлектрических смесей (Редькин и др., 1975):

$$\varepsilon = 1 + 0,7d(\varepsilon_v V + 1), \quad (7)$$

где

d – плотность почвы;

ε_v – комплексная диэлектрическая проницаемость воды с растворенными в ней солями;

V – относительная влажность почвы.

Спектральная зависимость ε_v рассчитывается по упрощенной дебаевской релаксационной формуле с учетом ионной проводимости растворенных в воде солей (Редькин и др., 1975).

Особое внимание следует уделить изменению $S(\chi_0)$ в формулах (3), (4) при переходе от фонового участка наблюдения к аномальному.

Как следует из (3), помимо диэлектрической проницаемости ε на радиолокационный контраст $\Delta\sigma^0$ существенное влияние оказывает спектральная плотность неровностей $S(\chi_0)$ в области мелких шероховатостей, являющихся основным рассеивателем радиоволн.

Регистрация радиолокационного контраста позволяет выделить наличие углеводов на фоне непродуктивных участков земной поверхности.

Результаты оценок радиолокационных контрастов нефтегазоносных участков суши

Для анализа агрегатного состава почв в пределах анализируемых территорий были проведены специальные экспериментальные исследования.

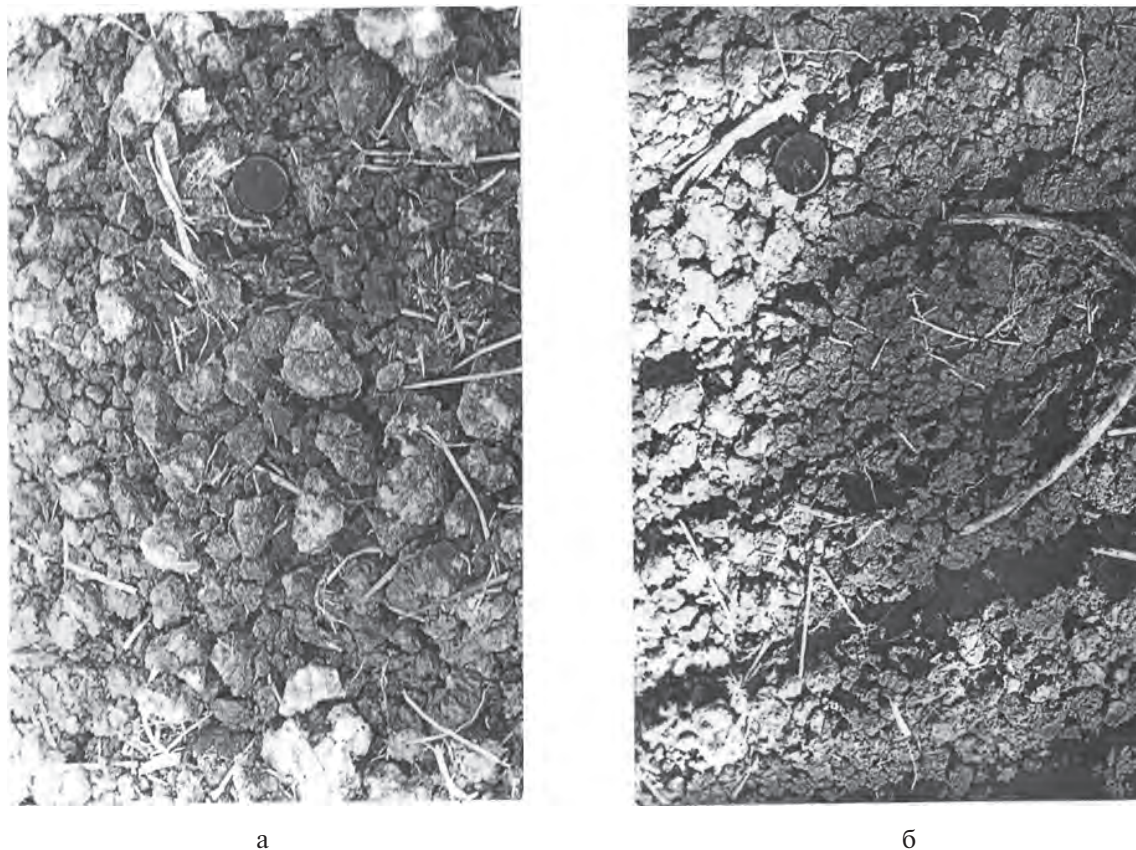


Рис. 3.2.1. Фотографии участков нефтегазоносных территорий (а) и фоновых площадей (б)

На рис. 3.2.1 в качестве примера представлены фотографии участков нефтегазоносных территорий (а) и фоновых площадей (б), выполненные с одной и той же высоты. Рассматриваемые на рис. 3.2.1 участки подвергнуты одинаковой агротехнической обработке.

Метки, находящиеся в кадре, имеют диаметр 4 см. Таким образом, кочковатости, зарегистрированные на рис. 3.2.1, являются рассеивателями в сантиметровом диапазоне радиоволн, в котором проводились измерения самолетным радиолокатором. Спектральный анализ участков, представленных на этих фотографиях, показал, что в зоне миграции УВ концентрация рассеивающих элементов приблизительно в два раза выше, чем на фоновых участках. Причины возникновения подобных отклонений подробно рассмотрены в работе (Бельчанский и др., 1990).

Оценки влияния основных физико-химических характеристик почвы на радиолокационный контраст $\Delta\sigma^0$ проведены по формулам (4)–(7). Эти результаты сводятся к следующему.

Температура почвы практически не влияет на $\Delta\sigma^0$; изменения радиолокационного контраста не превышают 0,01 дБ на 1°С. Влияние влажности на $\Delta\sigma^0$ неиз-

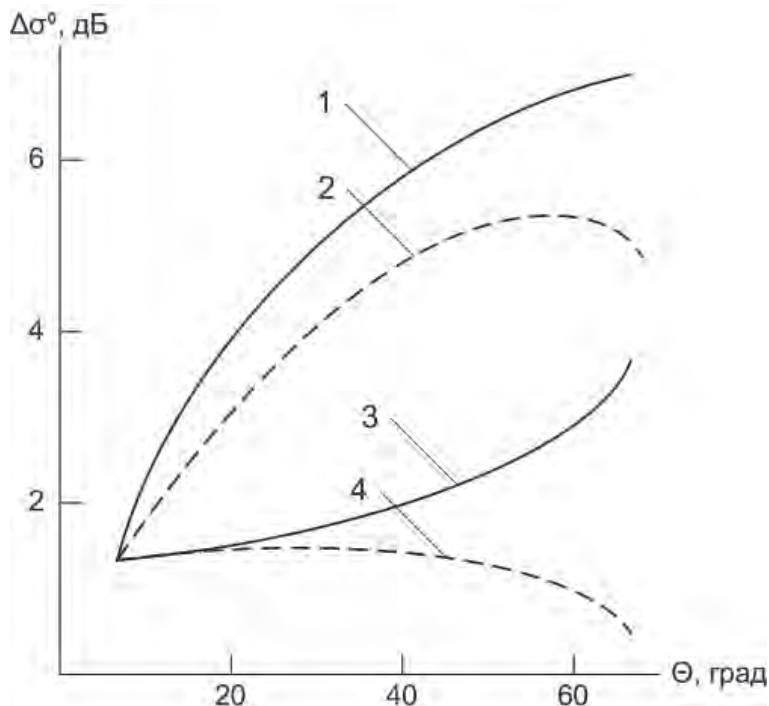


Рис. 3.2.2. Расчетные зависимости радиолокационного контраста $\Delta\sigma^0$ от угла зондирования θ для вертикальной (кривые 1, 3) и горизонтальной (2, 4) поляризаций на длине волны $\lambda = 3$ см. Зависимости 3, 4 получены без учета влияния процессов миграции УВ на агрегатный состав почвы; кривые 1, 2 отражают вклад изменений, как диэлектрической проницаемости ϵ , так и неровностей поверхности, отвечающих за интенсивность обратного рассеяния

менно в диапазоне от миллиметровых до дециметровых радиоволн и составляет (0,08–0,12) дБ на 1% влажности для обоих видов поляризации. Наиболее значительное изменение $\Delta\sigma^0$ претерпевает от величины электропроводности почвы e . Вклад ее увеличивается с ростом длины волн как для вертикальной, так и для горизонтальной поляризаций.

При использовании миллиметровых радиоволн крутизна зависимости $\Delta\sigma^0(e)$ составляет (7–9) дБ/(г·см³) и увеличивается до (25–30) дБ/(г·см³) для дециметрового диапазона. Влияние плотности почвы d на $\Delta\sigma^0$ в зависимости от длины радиоволны оказывается обратным. Так, крутизна зависимости $\Delta\sigma^0(d)$ изменяется от (2,5–3,0) дБ/(г·см³) при $\lambda \leq 1$ см до (1,3–1,5) дБ/(г·см³) для дециметровых радиоволн.

Следует отметить также, что с увеличением угла облучения поверхности Θ контраст $\Delta\sigma^0$ растет на вертикальной поляризации излучения и приема, а на горизонтальной поляризации уменьшается.

Зависимости $\Delta\sigma^0$ от угла облучения приведены на рис. 3.2.2. Расчеты выполнены для вертикальной (кривые 1, 3) и горизонтальной (2, 4) поляризаций на длине радиоволны $\lambda = 3$ см. Зависимости, представленные на рис. 3.2.2, получены с использованием экспериментальных данных для контрастов по температуре

$K_t = t_a/t_\phi = 1,1$; плотности $K_d = d_a/d_\phi = 1,6$; электропроводности $K_e = e_a/e_\phi = 4$ и влажности $K_v = V_a/V_\phi = 1$ на аномальном (продуктивном) участке по сравнению с фоновым. Эти значения физико-химических параметров почв характерны для Шебелинского месторождения, в районе которого были проведены исследования.

Обратимся к зависимостям $\Delta\sigma^0(\Theta)$, представленным на рис. 3.2.2. Как отмечалось выше, величина $\Delta\sigma^0$ для рассматриваемых в работе условий зондирования поверхности определяется прежде всего значениями ϵ и $S(\chi_0)$. Эти расчеты первоначально были выполнены без учета влияния процессов миграции УВ на агрегатный состав почвы (кривые 3, 4), выражающихся в деформации высокочастотных составляющих спектра шероховатостей. Кривые 1, 2 отражают вклад изменений как диэлектрической проницаемости ϵ , так и неровностей поверхности, отвечающих за интенсивность обратного рассеяния. Как видно из рис. 3.2.2, контраст $\Delta\sigma^0$ на вертикальной поляризации достигает величины 5 дБ для реальных углов зондирования $\Theta > 20^\circ$. Такое высокое значение контраста позволяет сделать вывод о возможности диагностирования нефтегазоносных территорий радиолокационным методом.

Результаты оценок радиолокационных контрастов с учетом данных контрольных измерений

На рис. 3.2.3 приведены результаты экспериментальных исследований, выполненных на территории Шебелинского газоконденсатного месторождения и сопредельной непродуктивной Алексеевской площади, которые свидетельствуют о значительной контрастности рассматриваемых геофизических и радиолокационных параметров. Кривая 1 на рис. 3.2.3 иллюстрирует изменение содержания в почвенной суспензии активных ионов Ca^{2+} , кривая 2 — Na^+ (от которых зависит величина диэлектрической проницаемости ϵ). Кривая 3 характеризует относительную площадь рассеивающих элементов почвенного покрова S_0 в сантиметровом диапазоне.

На рис. 3.2.3 приведена также зависимость контраста радиолокационных сигналов $\Delta\sigma^0$ при переходе от непродуктивной площади к продуктивной (кривая 4).

Вертикальная пунктирная линия (5) на рис. 3.2.3 разделяет фоновый участок (Алексеевская площадь) от продуктивного (Шебелинское месторождение). Метками (6) обозначены точки сбора информации. Как видно из рис. 3.2.3, радиолокационный контраст $\Delta\sigma^0$ колеблется от 2 до 7 дБ.

Полученные оценки радиолокационных контрастов $\Delta\sigma^0$ позволяют сформулировать требования к методике и средствам дистанционного зондирования при геолого-поисковых работах. Так, оптимальными условиями наблюдения открытых участков поверхностных отложений и почвы являются углы зондирования $\Theta > 30^\circ$ на вертикальной поляризации излучения и приема радиоволн. При этом для сравнения должны выбираться участки поверхности с идентичными параметрами шероховатости (глубина, азимут вспашки и боронования), поскольку их различия могут привести к ошибочным выводам при интерпретации полученных результатов. Такие работы лучше проводить в ранневесенний или позднесенний периоды, когда растения на полях практически отсутствуют.

При зондировании почв, покрытых растительностью, для уменьшения ее вклада в отраженный сигнал наиболее предпочтительными являются углы облучения, близкие к вертикальным; поляризация в этих условиях большой роли не играет. Частотная зави-

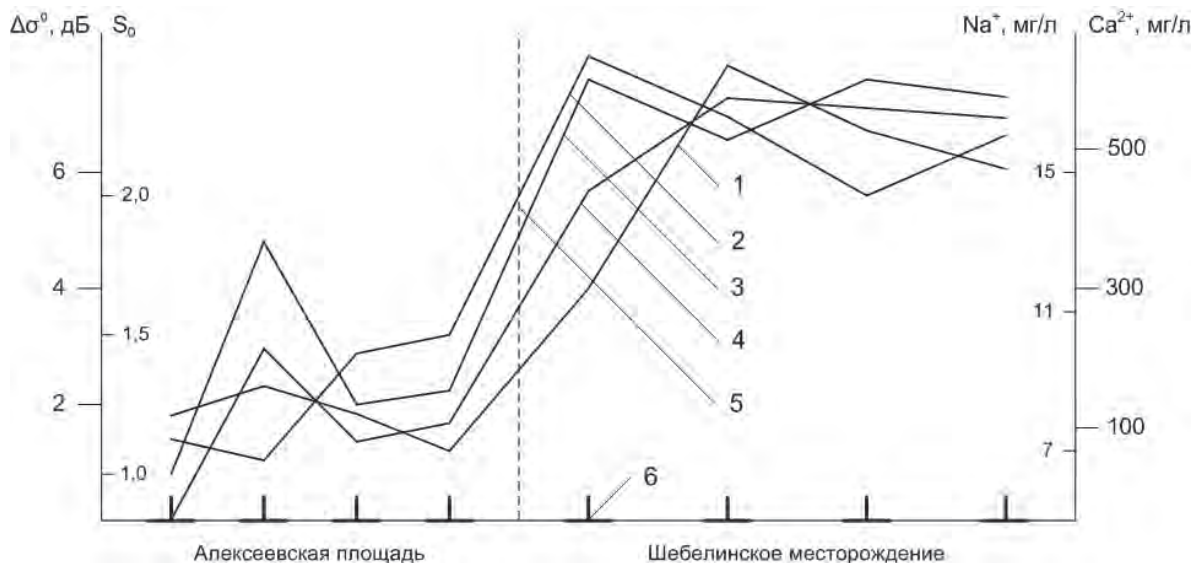


Рис. 3.3.3. Результаты экспериментальных исследований, выполненных на территории Шебелинского газоконденсатного месторождения и сопредельной непродуктивной Алексеевской площади. Кривая 1 показывает изменение содержания в почвенной суспензии активных ионов Ca^{2+} вдоль трассы измерений, кривая 2 — Na^+ (от которых зависит величина ϵ). Кривая 3 характеризует относительную площадь рассеивающих элементов почвенного покрова S_0 в сантиметровом диапазоне. Изменение контраста $\Delta\sigma^0$ при переходе от непродуктивной площади к продуктивной представлено кривой 4. Вертикальная пунктирная линия 5 разделяет фоновый участок от продуктивного. Метками 6 обозначены точки сбора информации

симось радиолокационного контраста от физико-химических свойств почвы определяет выбор длины волны зондирующего сигнала. Для обнаружения аномальных концентраций подвижных ионов в почве лучше использовать дециметровый диапазон, а распознаваемость аномалий дисперсности среды выше на радиоволнах короче 1 см.

Результаты экспериментальных исследований

Изложенные принципы подхода к радиолокационному зондированию почвенного покрова для прогноза нефтегазоносных месторождений нашли подтверждение в результатах многочисленных экспериментальных исследований. Физико-химические характеристики покровных отложений нефтегазоносных территорий изучены достаточно подробно. Разработан целый ряд литогеохимических съемок, задачей которых являлась количественная оценка процессов трансформации почвенного покрова под воздействием мигрирующих от залежи углеводородов (Архипов и др., 1980; Редькин и др., 1975). Поэтому для постановки экспериментальных работ была выбрана хорошо изученная с позиций физико-химических особенностей почвенных отложений нефтегазоносная площадь. Исследования проводились на Шебелинском газовом месторождении и прилегающих территориях, расположенных на северо-востоке Украины в пределах центрального грабена Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ).

Для дистанционного зондирования использовалась радиолокационная система бокового обзора, установленная на самолете—лаборатории Ил—18 (Гавриленко и др., 1987). Она включает в себя радиолокатор бокового обзора с устройством сквозной калибровки, работающий в 3-сантиметровом диапазоне радиоволн на вертикальной поляризации излучения и приема, блок обработки сигналов и формирования изображений, телевизионную систему отображения для оперативной визуализации радиолокационных изображений местности, устройство регистрации информации на магнитном носителе. Полученные таким образом радиоизображения вводились затем в компьютер с целью последующего визуального дешифрирования, топографической привязки к местности и определения количественных характеристик рассеяния исследуемых территорий.

Синхронно с радиолокационной съемкой проводились наземные работы, которые включали в себя регистрацию состояния сельскохозяйственных полей, определение геометрических параметров почвенного (глубина и шаг борозд обработки почвы, их азимут, комковатость) и растительного (высота растений, сомкнутость в рядах, процент покрытия, азимут рядов) покрова, отбор проб из верхнего слоя гумусового горизонта почв до глубины 5 см для исследования их физико-химических характеристик в лабораторных условиях.

В результате обработки данных, полученных при полевых работах, и радиолокационных данных была установлена высокая контрастность газоносных территорий северо-востока ДДВ на фоне непродуктивных по содержанию активных ионов кальция Ca^{2+} , натрия Na^+ , гранулометрическому составу верхней части гумусового горизонта почв. Зарегистрировано также увеличение площади рассеивающих элементов S_0 .

Таким образом установлено, что на фоне нормального геохимического поля проявляются источники локальных возмущений залежей углеводородов (рис. 3.2.3). Как отмечено выше, интенсивность отраженного сигнала в пределах участков сравнения на продуктивной площади оказалось выше, чем вне ее в среднем на 4 дБ (диапазон изменений от 2 до 7 дБ).

В этих экспериментах для сравнения выбирались участки с близкими по величине параметрами увлажнения и агротехнической обработки пахотного слоя. Они представлены боронованными пашнями и полями со всходами озимых зерновых культур с продуктивным покрытием не более 5%. Влажность верхнего слоя почвы составляла 19–25%.

На основании приведенных выше результатов можно ожидать, что в большинстве ситуаций усредненные по пространству значения радиолокационных контрастов между аномалией и фоном будут положительными.

$$\Delta\sigma^0 (\text{дБ}) = 10 \lg (\sigma_a^0 / \sigma_\phi^0),$$

Однако в силу разнообразных природных условий формирования залежей углеводородов, глубины их залегания, параметров выбранных участков сравнения и др. контрасты $\Delta\sigma^0$ могут отличаться при зондировании различных территорий. Ввиду случайного характера данных радиолокационного мониторинга задача обнаружения нефтегазоносных территорий сводится к решению проблемы распознавания образов.

В приведенных исследованиях для сравнения были выбраны по 16 полей на фоновом и продуктивном участках. Как показал анализ этих данных, распределения флуктуаций отраженного сигнала $f(\sigma^0)$ удовлетворительно описываются гауссо-

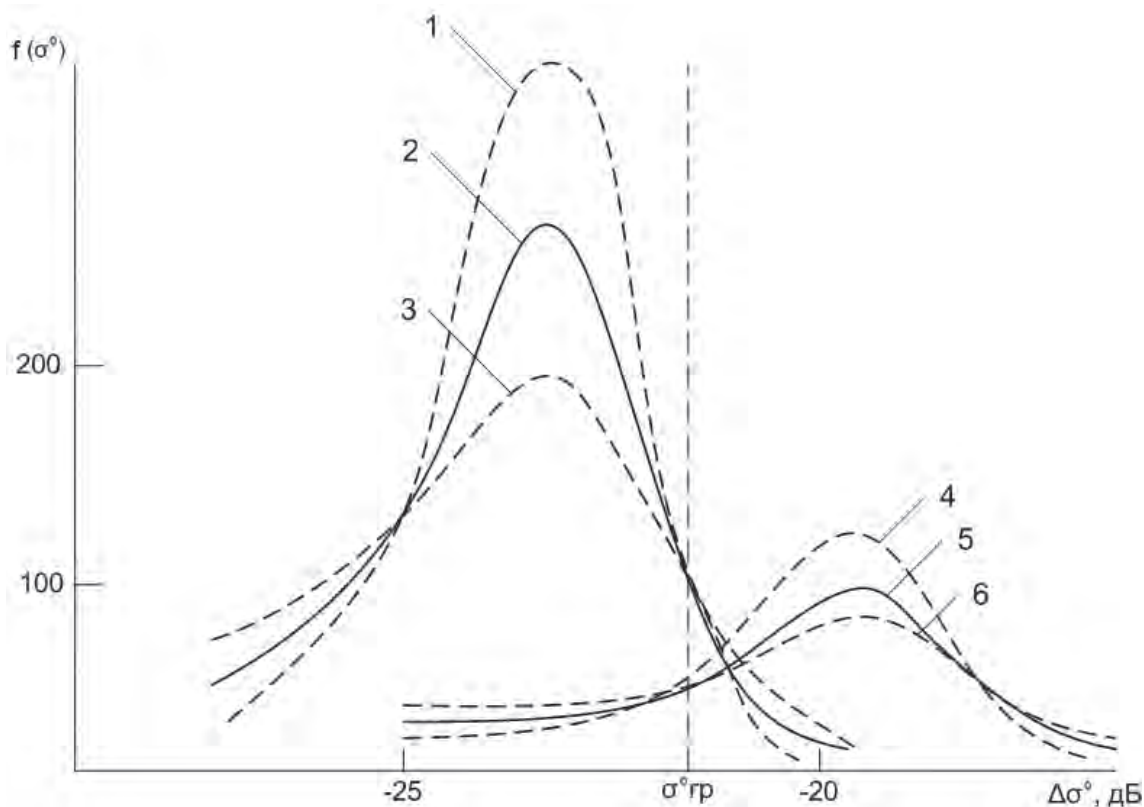


Рис. 3.2.4. Условные плотности распределения вероятностей $f(\sigma_\phi^0)$ (кривые 1–3) и $f(\sigma_a^0)$ (кривые 4–6) для коэффициентов вариации $\text{Var}(\sigma^0) = 0,0986$ (1,6), $\text{Var}(\sigma^0) = 0,145$ (2, 5) и $\text{Var}(\sigma^0) = 0,223$ (3, 4)

вым законом. При этом оценки коэффициентов вариации (отношение квадратного корня из дисперсии к среднему значению УЭПР) продуктивных и непродуктивных площадей оказались близкими $\text{Var}(\sigma_a^0) \approx \text{Var}(\sigma_\phi^0) = 0,145$, а усредненные по ансамблю значения УЭПР составили $\sigma_\phi^0 = -23,5$ дБ и $\sigma_a^0 = -19,5$ дБ.

Для иллюстрации на рис. 3.2.4 приведены условные плотности распределения вероятностей отраженного сигнала для фонового $f(\sigma_\phi^0)$ (кривая 2) и аномального $f(\sigma_a^0)$ (кривая 5) участков, полученные на основании приведенных выше экспериментальных результатов. Пунктирными линиями показаны распределения $f(\sigma^0)$ при 80%-м верхнем (кривые 3, 4) и нижнем (1, 6) доверительных интервалах оценки дисперсии УЭПР.

Из рис. 3.2.4 следует, что даже при верхнем 80%-м доверительном интервале классы, представленные аномальными и фоновыми участками, разделяются достаточно надежно.

Отметим, что значение $\text{Var}(\sigma^0) = 0,145$ получено при обработке массива данных, из которого исключены отдельные выбросы УЭПР, обусловленные отражениями от границ между полями (лесопосадки, овраги и др.). Такие выбросы достигают 8 дБ

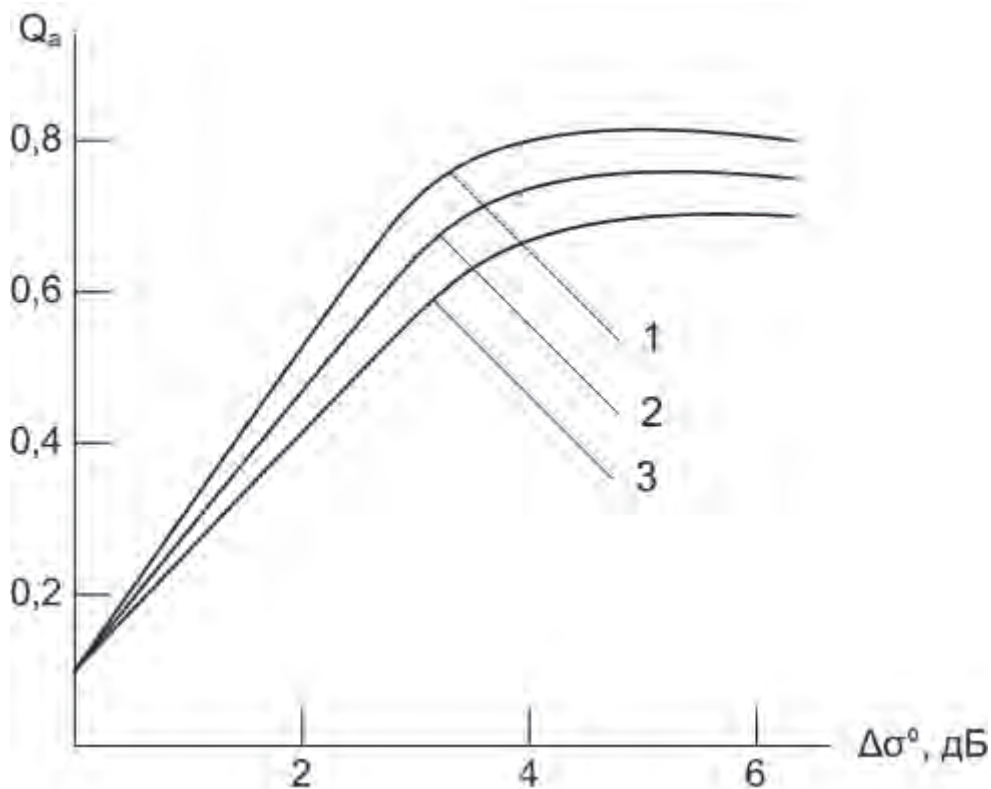


Рис. 3.2.5. Зависимости вероятности правильного обнаружения аномалии Q_a от среднего значения контраста $\Delta\sigma^0$ при вероятности ложного обнаружения $Q_l = 0,1$ для коэффициентов вариации $\text{Var}(\sigma^0) = 0,0986$ (1), $\text{Var}(\sigma^0) = 0,145$ (2) и $\text{Var}(\sigma^0) = 0,223$ (3)

(Гавриленко и др., 1987) и приводят к отклонению закона распределения УЭПР от нормального. Значения коэффициентов вариации, полученные в результате обработки полного массива данных, составили $\text{Var}(\sigma_\phi^0) = 0,218$ и $\text{Var}(\sigma_a^0) = 0,196$. Этот факт необходимо учитывать при выборе участков сравнения в случае прогнозирования нефтегазоносных территорий по радиолокационным изображениям.

Распознаваемость продуктивного участка на фоне непродуктивного в нашем случае будет определяться средним контрастом УЭПР $\Delta\sigma^0$ и коэффициентами вариации $\text{Var}(\sigma_a^0)$ и $\text{Var}(\sigma_\phi^0)$. Поскольку в рассматриваемой задаче априорные вероятности появления аномальных и фоновых участков, а также платежная матрица не известны, для оценки достоверности прогнозирования месторождений воспользуемся критерием Неймана – Пирсона (Вопросы статистической ..., 1967), задав вероятность ложного обнаружения Q_l . На рис. 3.2.5 приведены зависимости вероятности правильного обнаружения аномального участка Q_a от среднего значения радиолокационного контраста $\Delta\sigma^0$ для $Q_l = 0,1$. Зависимости $Q_a(\Delta\sigma^0)$ получены при трех значениях коэффициентов вариации: $\text{Var}(\sigma^0) = 0,0986$ (кривая 1), $\text{Var}(\sigma^0) = 0,145$ (2) и $\text{Var}(\sigma^0) = 0,223$ (3) при условии $\text{Var}(\sigma_a^0) = \text{Var}(\sigma_\phi^0)$.

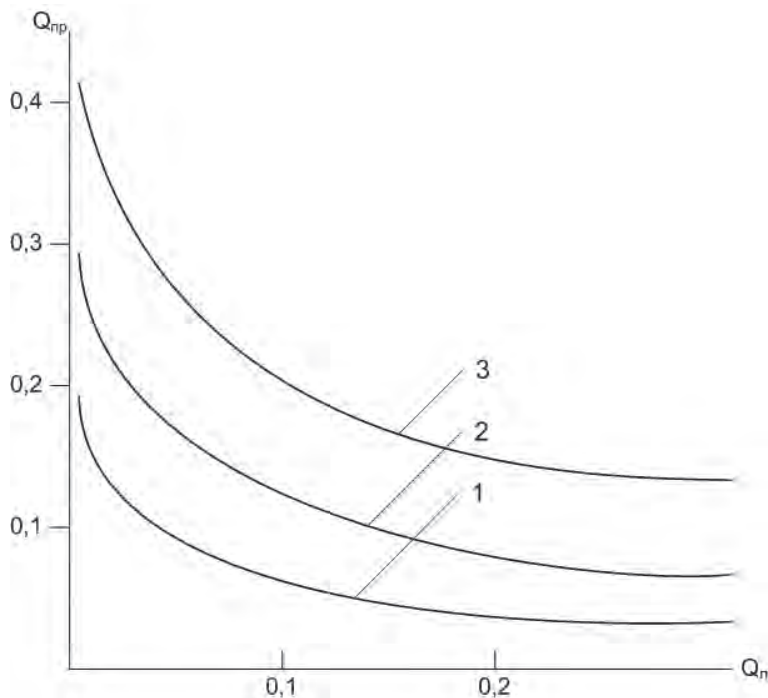


Рис. 3.2.6. Зависимости вероятности пропуска аномалии $Q_{гр}$ от вероятности ложного обнаружения $Q_{л}$ для $\Delta\sigma^0 = 4$ дБ и $\text{Var}(\sigma^0) = 0,0986$ (1), $\text{Var}(\sigma^0) = 0,145$ (2) и $\text{Var}(\sigma^0) = 0,223$ (3)

Кривые 1 и 3 на рис. 3.2.5 соответствуют 80%-му нижнему и верхнему доверительным интервалам оценок дисперсии УЭПР, полученных в наших экспериментах.

Как видно из рис. 3.2.5, при среднем контрасте $\Delta\sigma^0 = 4$ дБ вероятность правильного обнаружения аномального участка находится в пределах от 0,78 до 0,92, что является достаточно высоким показателем при практическом использовании радиолокационного метода для прогноза нефтегазоносных месторождений.

В задаче распознавания продуктивных территорий важной характеристикой является также вероятность пропуска аномалии $Q_{гр}$, зависимости которой от вероятности ложного обнаружения $Q_{л}$ приведены на рис. 3.2.6. При расчетах $Q_{гр}$ ($Q_{л}$) использованы те же экспериментальные данные: $\Delta\sigma^0 = 4$ дБ; $\text{Var}(\sigma^0) = 0,0986$ (кривая 1); $\text{Var}(\sigma^0) = 0,145$ (2) и $\text{Var}(\sigma^0) = 0,223$ (3).

Рассмотренные вероятностные характеристики должны учитываться в каждом конкретном случае при выборе граничного значения УЭПР $\sigma_{гр}^0$ (вертикальная пунктирная линия на рис. 3.2.4), разделяющего признаковое пространство на две области: фоновую ($\sigma^0 < \sigma_{гр}^0$) и аномальную ($\sigma^0 > \sigma_{гр}^0$).

В практических задачах распознавания продуктивных участков на фоне непродуктивных могут быть заданы не только условные плотности распределения вероятностей $f(\sigma_a^0)$ и $f(\sigma_g^0)$, но также и платежная матрица. В этом случае для определения значения $\sigma_{гр}^0$ оптимальным будет минимаксный критерий распознавания (Вопросы статистической ..., 1967).

Заключение

Приведенные результаты теоретических и экспериментальных исследований позволяют подойти к практическому использованию информации, полученной при радиолокационном дистанционном зондировании для нефтегазопроисковых целей. Интерпретация результатов дистанционных нефтегазопроисковых работ предполагает три этапа.

Первый этап – выделение структур, перспективных на нефть и газ. Эта задача с достаточно высокой эффективностью решается оптическими аэровысотными и космическими методами, основанными на структурно-геоморфологическом, линейном и неотектоническом анализе фотоснимков. Для этих целей целесообразно использовать также космическую радиолокационную информацию.

Второй этап – выделение участков сравнения в пределах перспективных площадей и на прилегающих к ним заведомо непродуктивных территориях. Этот этап включает в себя комплексную качественную интерпретацию оптических и радиолокационных изображений исследуемых территорий. На основании анализа тона и текстуры изображений на перспективной структуре и вне ее выделяются участки с идентичными природно-техническими условиями.

Третий этап – прогноз нефтегазоносности выявленных поисковых объектов. Этот этап наиболее сложный. Он основан на количественной оценке радиолокационной информации с применением вероятностно-статистических методов и алгоритмов распознавания образов.

Высокая чувствительность данных радиолокационного зондирования к тонкой структуре поверхности предъявляет повышенные требования к выбору оптимального сезона съемки. Наиболее благоприятные условия наступают весной сразу же после схода снежного покрова. Этот период характеризуется очень низкой стадией вегетации растительности, а также высокой и сравнительно однородной влажностью почвенного покрова. Последнее условие немаловажно, так как в присутствии пленочной и капельно-жидкой воды геохимические процессы в почве значительно активизируются.

При обработке радиолокационной информации особенно тщательно должны выбираться участки поверхности, в пределах которых вычисляются статистические характеристики отраженного сигнала. Отметим, что из анализа должны быть исключены неинформативные элементы поверхности (лесные массивы, лесопосадки, овраги, балки и др.), которые могут исказить статистические характеристики анализируемой информации.

Таким образом, приведенные результаты свидетельствуют о том, что радиолокационные методы являются весьма эффективными при поисках месторождений полезных ископаемых, в том числе углеводородов.

Литература

1. *Архинов А.Я., Кучерук Б.В., Петухов А.В.* Итоги науки и техники. Геологические и геохимические методы поисков полезных ископаемых. М.: ВИНТИ. 1980. Т. 5. 142 с.
2. *Басс Ф.Г., Фукс И.М.* Рассеяние волн на статистически неровной поверхности. М.: Наука. 1972. 424 с.

3. *Бельчанский Г.И., Васильев А.Н., Журавель Н.Е., Пичугин А.П.* Признаки эколого-геохимической трансформации почв под воздействием техногенных углеводородных газов и их дистанционная индикация // ДАН СССР. 1990. Т. 313. № 5. С. 1082–1085.
4. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследование Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17.
5. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
6. *Бондур В.Г., Замшин В.В.* Космический радиолокационный мониторинг морских акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов. В настоящей книге. 2012. С. 255–271.
7. *Бондур В.Г., Доброзраков А.Д., Курекин А.С., Курекин А.А., Пичугин А.П., Яцевич С.Е.* Рассеяние радиоволн морской поверхностью при бистатической локации // Исследования Земли из космоса. 2009. № 6. С. 3–15.
8. Вопросы статистической теории распознавания / Под ред. *Б.В. Варского*. М.: Сов. радио. 1967. 400 с.
9. *Гавриленко А.С., Пичугин А.П., Журавель Н.Е., Васильев А.Н.* Возможности радиолокационной индикации зон миграции углеводородов // Исследования Земли из космоса. 1990. № 5. С. 74–77.
10. *Гавриленко А.С., Калмыков А.И., Пичугин А.П.* Опыт радиолокационных наблюдений земных покровов в 3-сантиметровом диапазоне радиоволн // Исследования Земли из космоса. 1987. № 1. С. 85–92.
11. *Редькин Б.А., Клочко В.В., Хохлачев Б.В., Бабушкин А.Г.* Теоретические и экспериментальные исследования комплексной диэлектрической проницаемости почв в УКВ-диапазоне // Радиотехника и электроника. 1975. Т. 20. № 1. С. 164–166.
12. *Улаби Ф.Т.* Радиолокационные сигнатуры земной поверхности и контроль возобновляемых ресурсов // ТИИЭР. 1982. Т. 70. № 12. С. 43–64.
13. *Челидзе Т.Л., Деревянко А.И., Куриленко О.Л.* Электрическая спектроскопия гетерогенных систем. Киев: Наукова думка. 1977. 231 с.

А.И. Тимурзиев, А.С. Шумейкин

3.3. Комплексирование аэрокосмических, гравимагнитометрических и геоморфологических методов при поисках и разведке залежей углеводородов в пределах Западной Сибири

Введение

Приведены результаты комплексной интерпретации геолого-геофизической, космической, топогеодезической информации для северной, центральной и восточной части севера Западной Сибири (Вынгапуровский, Губкинский, Тазовский, Бахилловский, Александровский нефтегазоносный район (НГР)), включающей крупнейшие месторождения углеводородов. Такая интерпретация выполнена на базе геоинформационной системы ArcGIS.

Результаты комплексной интерпретации, полученные на примере Вынгапуровского НГР Надым-Пурской нефтегазоносной области, использованы для уточнения геологического строения и обоснования перспектив нефтегазоносности изучаемой территории.

Анализ аномалий гравитационного поля

Карты локальных аномалий гравитационного поля для исследуемого региона приведены на рис. 3.3.1а, б (см. цветную вклейку). Анализ карт показал, что в зависимости от радиуса осреднения отображается информация различного уровня генерализации в границах детальности масштаба исходной съемки.

На карте локальных аномалий гравитационного поля (G_a) при окне фильтра 230 км (рис. 3.3.1а, см. цветную вклейку) выделяется два крупных участка, выраженных в аномальном поле различного знака. Восточнее Еты-Пуровского и Тагринского мегавалов в пределах Среднепурского крупного прогиба преобладает интенсивное положительное гравитационное поле, сменяющееся на восток на границе Тагринско-Харампурского пояса мегавалов на отрицательное. Еты-Пуровский вал и Ярайнерское поднятие расположены в переходной (градиентной) зоне на участке смены знака поля на интенсивно отрицательный в пределах Вынгапуровского мегавала. Здесь локальное отрицательное гравитационное поле образуют несколько изометричных аномалий различной величины. Самая крупная и самая интенсивная аномалия (-25 мГал) совпадает со сводом Вынгапуровского поднятия, далее на север размеры и интенсивность аномалий снижаются до -20 мГал (Новогоднее поднятие), -15 мГал (Южный купол Вынгаяхинского вала) и до -10 мГал (Северный купол Вынгаяхинского вала). На запад и северо-запад и юг вновь раскрывается поле интенсивных отрицательных аномалий (-25 мГал и более), совпадающее с группой Комсомольских и Пурпейских поднятий.

Общий рисунок аномального гравитационного поля в пределах изучаемой площади позволяет наметить несколько чередующихся по знаку кольцевых структур. Поведение осей аномалий создает мозаичное поле и, как правило, вокруг ядер отрицательного поля формируется кольцо аномалий положительного поля и наоборот.

Отдельные аномалии группируются в линейные зоны северо-западного и северо-восточного простирания, реже наблюдаются линейные зоны широтного и меридионального простирания. Учитывая сглаженный характер и нечеткие границы контуров гравитационных аномалий, те же кольцевые структуры могут рассматриваться блоками фундамента, имеющими ромбическую север-ориентированную геометрию. Изометричная форма и очаговое положение отрицательных аномалий на фоне площадных областей положительного аномального гравитационного поля позволяет связывать их с относительно легкими магматическими телами (штоки, батолиты, интрузии) кислого гранитоидного состава. Тем самым они маркируют очаги магматических излияний центрального и трещинного типа, формирующие концентрические и линейные выступы фундамента.

На карте локальных аномалий гравитационного поля при фильтрации в окне 40 км (см. рис. 3.3.1б на цветной вклейке) происходит дифференциация ранее описанной мозаики аномального поля. И если для западной части исследуемой территории (Вынгапуровский мегавал) с преобладанием отрицательного знака гравитационного поля изменения не принципиальны, то на востоке региональный положительный фон распадается на локальные составляющие различного знака.

На фоне заметно сузившейся полосы аномального гравитационного поля положительного знака, связанного с осевой частью Среднепурского прогиба, проявляются многочисленные локальные аномалии отрицательного знака. Последние связаны с Северным куполом Еты-Пуровского вала, Ярайнерским поднятием и его продолжением на юг (Тагринский вал).

На фоне закономерной и устойчивой связи положительных структур фундамента и чехла с отрицательными аномалиями гравитационного поля необычно выглядит Южный купол Еты-Пуровского вала и Северо-Вынгапуровское поднятие (положительное поле), а также Северо-Ярайнерский малый прогиб (отрицательное поле) с характерными обратными связями. Отрицательное гравитационное поле Северо-Ярайнерского прогиба можно объяснить только аномалиеобразующим эффектом, значительно более активным, чем на соседних поднятиях, учитывая более чем 1,5–2,0 км погруженность фундамента в этой зоне.

На карте локальных аномалий гравитационного поля при фильтрации в окне 16 км проявляется крайняя дифференциация зарегистрированного поля при сохранении основных связей, описанных выше. Всем месторождениям Вынгапуровского НГР, за исключением Северо-Вынгапуровского и Южно-Етыпуровского, соответствуют отрицательные аномалии различной интенсивности и конфигураций. Особенно наглядно эти связи проявляются на карте полигонов локальных аномалий, где по нулевой изоаномале территория разделена на полигоны положительных и отрицательных значений гравитационного поля.

Особенностью карты полигонов локальных аномалий является возможность наблюдать прослеживание известных по данным сейсморазведки 3D сдвиговых зон за пределами кубов 2D в виде линейных аномалий СВ и СЗ простираний. В этом отношении локальные аномалии гравитационного поля при фильтрации в окне 16 км уже несут информационную нагрузку для целей прослеживания и геометризации сдвиговых зон за пределами площадей детальных сейсмических наблюдений. А учитывая нефтегазоконтролирующую роль, наблюдаемую в отрицательных аномалиях гравитационного поля по известным месторождениям, есть все основания считать,

что прослеживаемые за пределами кубов 3D отрицательные аномалии гравитационного поля маркируют не просто зоны, перспективные в отношении развития структурно-тектонических ловушек, но и перспективные в отношении их нефтегазонасыщения.

Анализ аномалий магнитного поля

Зарегистрированное магнитное поле исследуемого региона не менее дифференцировано, чем гравитационное. В поведении основных магнитных аномалий проявляются сложные структурно-вещественные связи, обусловленные блоковым строением фундамента (рис. 3.3.1б, в, см. цветную вклейку). Для карты полного вектора магнитного поля (T_a) диапазон изменения значений аномалий находится в интервале от -180 до +685 нТл; для карты локальных аномалий магнитного поля (T_a) диапазон изменения значений находится в интервале от -202 до +272 нТл. Магнитное поле в пределах исследуемого региона существенно знакопеременное на фоне преобладания значений отрицательного и слабopоложительного поля. Интенсивное положительное магнитное поле появляется западнее Еты-Пуровского вала в области Среднепуровского крупного прогиба.

В целом имеет место прямая корреляция отрицательных аномалий магнитного поля с положительными структурными формами и, наоборот, положительных аномалий магнитного поля (T_a) с отрицательными структурными формами. В этом отношении показательна выраженность структурных форм фундамента не только в знаке аномалий, но и строгое геометрическое соответствие их контуров и простираций. В контурах магнитных аномалий на карте полного вектора магнитного поля (рис. 3.3.1в, см. цветную вклейку) находят особенности прослеживаемости Вынгапуровского, Вынгаяхинского, Еты-Пуровского валов и Новогоднего поднятия за пределами кубов сейсмической съемки 3D. Причем проглядывают даже элементы внутренней неоднородности валов, их многокупольное строение.

На карте локальных аномалий магнитного поля (рис. 3.3.1г, см. цветную вклейку) происходит дифференциация описанной мозаики карты для полного вектора магнитного поля, хотя контуры основных аномалий остаются узнаваемы и не претерпевают существенных изменений.

Интересно сопоставить закономерности изменений аномалий гравитационного и магнитного полей различного знака и с учетом структур фундамента. Основные положительные структурные формы в границах кубов сейсмической съемки 3D совпадают как с отрицательными локальными аномалиями гравитационного поля, так и с отрицательными аномалиями магнитного поля. Более того, для их подавляющего большинства характерно сочетание отрицательных полей G_a и T_a (Вынгапуровский и Вынгаяхинский валы, Северный купол Еты-Пуровского вала, Ярайнерское, Новогоднее, Апакопурское, Западно-Вынгапуровское, Западно-Харампурское, Южно-Таркосалинское, Тарасовское, Барсуковское, Комсомольское, Ручьевское, Стахановское поднятия). Исключение составляют Южный купол Еты-Пуровского вала (положительное G_a и отрицательное T_a) и Северо-Вынгапуровское поднятие (положительные локальные G_a и T_a), которые выпадают из общих связей. Объяснить эти отклонения можно только особым вещественным составом основания этих поднятий. При отсутствии данных бурения здесь возможны только домыслы.

Анализ градиентов гравитационного и магнитного полей

Важную информацию относительно развитых в фундаменте линейных неоднородностей, отождествляемых с зонами разрывных нарушений, дают карты горизонтального градиента гравитационного и магнитного полей.

Одним из важных факторов, вносящих неоднозначность в интерпретацию потенциальных полей и нарушающих преобладающие прямые связи между гравимагнитными полями для восточной части площади работ, может служить позднетерциарная сдвиговая тектоника, вызвавшая смещения по латерали близких по геологическому строению блоков фундамента. Восстановить на ограниченной территории мозаику первичного регионального блокового строения фундамента, измененного позднеэоценовыми сдвиговыми деформациями, не представляется возможным. Для этого необходимы региональные площадные наблюдения в масштабе надпорядковых структур. Однако некоторые наблюдения сдвиговой тектоники локального характера могут быть сделаны.

Рассмотрим карты горизонтального градиента гравитационного и магнитного полей в сопоставлении с элементами разрывной тектоники, полученными по данным сейсморазведки 2D/3D (рис. 3.3.2, см. цветную вклейку). Как видно из этого рисунка, целый ряд достоверно выделенных сдвиговых зон находят свое объективное отражение на картах горизонтального градиента гравитационного и магнитного полей. Видно также, что сдвиги, закартированные путем сейсморазведки фундамента, являются фрагментами значительно более протяженных линейных зон градиентного поля, имеющих уверенное прослеживание за кубами 3D и площадью наших исследований в целом.

Наиболее крупной зоной, связанной очевидно с горизонтальным сдвигом фундамента СВ простирания, является региональный шов, пересекающий Западно-Вынгапуровский малый прогиб от юго-западного угла исследуемого региона (район скв.105 в пределах Большекотухтинской площади), далее проходящий между Вынгапуровским и Южно-Вынгапуровским поднятиями, далее вдоль северо-западной переклинали Ярайнерского поднятия в створе ее северной кулисной зоны и далее на северо-восток через Северо-Стахановское поднятие на Харампурское поднятие. Протяженность этой зоны превышает 220 км на видимом участке площади работ.

В пределах Еты-Пуровского вала выделяется целая серия субпараллельных линейных высокоградиентных зон, находящих подтверждение в кулисных зонах сдвигов фундамента по данным сейсморазведки. Их северо-восточным ограничением отчасти служат линейные высокоградиентные зоны поперечного северо-западного простирания, а также граница площади работ. Близкая описанной по масштабу поперечная зона проходит между Новогодним и Северо-Вынгапуровским поднятиями, совпадая в пределах куба 3D с положением сдвиговой зоны Новогоднего поднятия. Особенностью этой и других зон, идентифицирующих их как региональные сдвиги фундамента, являются сопутствующие им линейные цепочки группирования кольцевых структур диаметром 15–20 км.

На исследованной площади насчитывается более 2-х десятков таких структур правильной изометричной формы и близкого размера. В совокупности эти признаки позволяют отождествлять кольцевые аномалии с вертикальными штоками интрузивных тел и палеовулканическими аппаратами, нанизанными на региональные разломы фундамента (см. рис. 3.3.2 на цветной вклейке).

В целом, большинство сдвигов фундамента, достоверно выделенных сейсморазведкой, находят подтверждение в аномалиях горизонтального градиента гравитационного и магнитного полей. Для детализации строения разрывной тектоники фундамента недостает детальности масштаба гравимагнитных съемок. Для построений региональной мозаики блокового строения недостает площади наблюдений.

Аналогичные выводы можно сделать, наблюдая производные гравитационного поля и локальные аномалии магнитного поля. Более того, на карте производных гравитационного поля находит отражение и кулисный рисунок строения сдвиговых зон, особенно наглядный для северо-восточных линий.

Таким образом, можно констатировать, что разрывная тектоника фундамента получила достаточно уверенное отображение как в первичных наблюдаемых полях, в локальных производных, так и в различных трансформациях, особенно на картах градиента гравитационного и магнитного полей. Это позволяет рассчитывать на качественное приращение новой площадной информации о блоковом строении фундамента при переходе на следующий детальный уровень гравимагнитных съемок (масштаб 1:50 000 и 1:25 000). А учитывая показанные выше прямые связи потенциальных полей со структурами фундамента и нефтегазоносностью локальных поднятий осадочного чехла, можно рассматривать детальные гравимагнитные съемки в качестве необходимых и обязательных видов исследований перед началом этапа освоения доюрского нефтегазоносного комплекса. Невысокая стоимость этих работ окупит затраты и позволит получить детальное блоковое строение фундамента, равно как осуществить детальное районирование фундамента по перспективам нефтегазоносности.

Результаты комплексной интерпретации результатов дешифрирования космических снимков, гравимагнитометрических и геоморфологических исследований

При изучении разрывной тектоники Западной Сибири по результатам дешифрирования космических снимков (КС) и рельефа земной поверхности (метод анализа линеаментов) установлено, что методами дистанционных и структурно-геоморфологических исследований, равно как и методами сейсморазведки 2D, гравиметрическими и магнитометрическими методами, картируются разломы диагональной системы с доказанной сдвиговой кинематикой (сколовые сечения хрупкого разрушения вдоль площадок максимальных касательных напряжений).

Выполненные исследования показали, что сейсморазведка 3D обеспечивает картирование разломов другого генетического типа и кинематики (сечения отрыва вдоль площадок максимальных нормальных напряжений). Это утверждение, основанное на выделении сейсморазведкой 3D сечений отрыва, привело к разработке нового метода структурно-кинематического анализа трещинных систем и реконструкций осей напряжений для закрытых территорий осадочных бассейнов (ОБ) (Тимурзиев, 2009а, б).

Рассмотрим результаты комплексной интерпретации геолого-геофизической и космической информации, выполненной на базе геоинформационной системы ArcGIS для нефтепоисковых целей. Результат обработки из различных вариантов

классификационных изображений (от 32 до 300 классов) при различных составах исходных данных (гравика, магнитка, рельеф, КС с различным количеством каналов) представлен на рис. 3.3.3 (см. цветную вклейку). Отличия результирующих построений не принципиальны. Это связано с тем, что максимальную информационную нагрузку на результаты классификаций несут потенциальные поля.

Анализ классификационных изображений показывает, что в пределах площади исследованного региона известные структурные формы имеют четкое разграничение в значениях классификационных признаков. Крайние низкие значения (в диапазоне растров от 32 до 300 классов) характеризуют положительные структурные формы поверхности фундамента, крайние высокие значения – отрицательные структурные формы.

Как и в случаях связей структур с отдельными знаками полей, исключениями являются Северо-Вынгапуровское поднятие и Южный купол Еты-Пуровского вала, которые характеризуются типом поля во всех рассматриваемых классификационных признаках, свойственных для отрицательных структурных форм поверхности фундамента. И наоборот, Северо-Ярайнерский малый прогиб и северная часть Западно-Ярайнерской малой котловины выражены в классификационных признаках значениями, свойственными для положительных структурных форм поверхности фундамента и осадочного чехла.

Имеющие место исключения могут быть объяснены внутренним составом пород фундамента, «перебивающим» структурный фактор, несмотря на огромный перепад отметок, свойственный для отрицательных форм рельефа фундамента. Очевидно, что в случае с Южным куполом Еты-Пуровского вала и Северо-Вынгапуровского поднятия имеют место сохранившиеся от размыва останцы базальтовых полей, либо с ними связаны пластовые внедрения (силлы) базальтов на непосредственном удалении от поверхности фундамента.

Результаты обработки и анализ классификационных изображений при различном составе исходных данных (гравика, магнитка, рельеф, КС) показали, что месторождения УВ находят подтверждение в отрицательных аномалиях потенциальных полей, положительных морфометрических аномалиях рельефа и низших классах изображений классификационных признаков.

На фоне закономерной связи антиформ фундамента и осадочного чехла с отрицательными аномалиями гравимагнитных полей важное нефтепоисковое значение имеет повсеместная продуктивность поднятий, отображающихся в низших классах изображений классификационных признаков.

С учетом установленных связей в пределах рассматриваемой территории Надым-Пурской (Вынгапуровское, Вынгаяхинское, Еты-Пуровское, Новогоднее, Ярайнерское, Губкинское, Тарасовское, Таркосалинское и др. месторождения), а также Пур-Тазовской (Новочасельское, Южно-Русское, Усть-Часельское Кынское, Верхне-Часельское и др. месторождения) и Васюганской (Бахиловское, Верхне-коликъеганское, Сусликовское, Митрофановское, Северо-Хохряковское, Коликъеганское, Хохряковское, Котыгъеганское, Пермьяковское и др. месторождения) нефтегазоносных областей и аналогичных связей, наблюдаемых по территории Ханты-Мансийского автономного округа и Западно-Сибирской НГП в целом, а также установленной глобальной приуроченности зон нефтегазонакопления и отдельных скоплений УВ к отрицательным аномалиям физических полей (Тимурзиев,

2004), можно утверждать, что эти связи выступают в качестве критерия и метода прогнозирования нефтегазоносности недр (Тимурзиев, 1988).

Более того, установленные связи в силу выраженности положительных структур фундамента в чехле, распространяются и на юрско-меловые поднятия, а их нефтегазоносность усиливает наблюдаемые связи скоплений УВ с отрицательными аномалиями потенциальных полей.

С другой стороны, установленные связи с нефтегазоносностью чехла позволяют рассчитывать на нефтегазоносность выступов фундаментов, также имеющих прямые связи с отрицательными аномалиями потенциальных полей. Это служит важным аргументом в пользу необходимости освоения нефтегазового потенциала доюрского фундамента Западной Сибири.

Результаты нефтегазогеологического районирования Надым-Пурской нефтегазоносной области приведены на рис. 3.3.4 (см. цветную вклейку).

Полученные связи являются важным поисковым признаком и могут быть использованы на соседних территориях для задач тектонического районирования и выделения положительных структурных форм фундамента и чехла на новом уровне детальности площадных работ (масштаб съемок 1:50 000–1:25 000). В равной степени эти материалы могут служить основой формационного районирования и обоснования перспектив нефтегазоносности фундамента и осадочного чехла. Связи известных месторождений с отрицательными аномалиями потенциальных полей и аномалиями классификационных изображений (рис. 3.3.3) ставят эти методы в разряд критериальных и позволяют использовать их в качестве прогнозно-поисковых. Для убедительности этих выводов приводится карта нефтегазогеологического районирования Надым-Пурской нефтегазоносной области на основе районирования потенциальных полей и их производных (рис. 3.3.4 на цветной вклейке). Методика построения позволяет районировать территорию по перспективам нефтегазоносности в шкале вероятности (от 0 до 100%), что обеспечивает возможность ранжирования известных локальных поднятий по вероятности обнаружения залежей УВ, равно как и обоснования направлений геологоразведочных работ (ГРП) на подготовку новых объектов с заданной вероятностью их нефтегазоносности.

Заключение

С учетом полученных связей очевидны практические выводы, имеющие важное прогнозно-поисковое значение для нефтяных компаний (НК) Западной Сибири:

1) локальные антиклинальные и приразломные блоковые структуры, малые валы и валы (мегавалы) связаны в пределах Западной Сибири с фрагментами кулис 3-го, 2-го и 1-го порядка (локальный, зональный и региональный масштаб структурной иерархии земной коры) соответственно, сформированы на телах сдвигов фундамента и ими контролируются;

2) в соответствии с п. 1 поиск локальных структур методами сейсморазведки 2D/3D необходимо предварять постановкой детальных дистанционных и гравимагниторазведочных работ (масштаб 1:50 000 и выше), которые с большой вероятностью картируют региональные швы и локальные зоны разломов глобальной сдвиговой системы Западной Сибири;

3) с учетом установленных связей локальных поднятий и скоплений УВ с отрицательными аномалиями потенциальных полей и низшими классами изображений классификационных признаков, интерпретация их обеспечивает выделение перспективных объектов для постановки детализационных сейсмических работ и поискового бурения;

4) на всей территории севера Западной Сибири необходимо выполнить региональные обобщающие работы на основе развиваемых представлений о сдвиговой природе и соподчиненности дизъюнктивных и пликативных структур для выделения структурно-тектонических ловушек, оценки перспектив нефтегазоносности и локализованных ресурсов, ранжирования и паспортизации фонда локальных поднятий;

5) учитывая сложное состояние экономики и сворачивание полевых работ по сейсмическим проектам, проведение комплексных обобщений и переинтерпретация старых материалов на основе научных идей и технологий, развиваемых в ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», является альтернативой сохранения и развития ресурсной базы и геологоразведки для нефтяных компаний Западной Сибири на ближайшую перспективу.

Литература

1. *Тимурзиев А.И.* Метод прогнозирования зон нефтегазонакопления / Тезисы докладов научно-технической конференции молодых ученых. Тюмень. 1988. С. 28–30.
2. *Тимурзиев А.И.* Прогнозирование нефтегазоносности на основе связей физических полей с новейшими структурами земной коры // Геология нефти и газа. 2004. № 4. С. 39–51.
3. *Тимурзиев А.И.* Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью) / Автореферат дисс. на соискание ученой степени доктора г.-м.н. М.: МГУ. 2009а. 40 с.
4. *Тимурзиев А.И.* Кинематика и закономерности ориентировки разрывных нарушений и осей напряжений осадочных бассейнов Северного полушария // Отечественная геология. 2009б. № 6. С. 52–59.

С.Б. Уразаева, В.Ф. Подколзин, Р.З. Актанова, М.Г. Разакова

3.4. Перспективы и направления геологоразведочных работ с использованием современных технологий дистанционного зондирования Земли

Особенности проектов по геолого-геофизическим исследованиям в Казахстане на основе данных ДЗЗ

В современных условиях успешность поисковых геологоразведочных работ во многом зависит от применения новых технологий, среди которых важную роль играют методы дистанционного зондирования Земли.

Новые технологии ДЗЗ обеспечивают высокое пространственное и радиометрическое разрешение регистрируемых данных, а новые технологии обработки и дешифрирования позволяют извлекать информацию, отражающую геологические особенности исследуемых территорий. При этом наиболее информативными являются данные многозональных и гиперспектральных съемок в ультрафиолетовом, видимом, ближнем и дальнем инфракрасных диапазонах, а также радиолокационных аэрокосмических съемок (Вилор, Минько, 2002; Глушкова, Баландис, 2005; Еремеев и др., 2003; Горный и др., 1993). Большим преимуществом космических систем дистанционного зондирования является возможность за короткий промежуток времени осуществлять съемку значительных, в том числе труднодоступных территорий. Но нужно отметить, что на сегодняшний день эти методы изучены недостаточно.

АО «Казгеокосмос», начиная с 2003 года активно внедряет в Казахстане методы дистанционного зондирования Земли при изучении перспектив территорий на наличие полезных ископаемых. На рис. 3.4.1 и рис. 3.4.2 представлены схемы расположения площадей, на которых проведены комплексные исследования по оценке перспектив наличия полезных ископаемых с использованием данных ДЗЗ.

В качестве иллюстрации применения методов ДЗЗ при изучении нефтегазоперспективности осадочных бассейнов приведем некоторые материалы по Южно-Торгайскому осадочному бассейну, ресурсный потенциал которого, несмотря на то, что там открыты и разрабатываются крупные и средние месторождения нефти и газа, а также выявлено более 170 нефтегазоперспективных структур, не может считаться полностью исчерпанным.

Общая площадь Южно-Торгайского бассейна составляет более 88 тыс. кв. км. К настоящему времени контрактные территории занимают около 35%.

Изучение рельефа по данным дистанционного зондирования

Первым этапом исследований с помощью ДЗЗ было изучение рельефа.

Известно, что рельеф является индикатором новейших, и в особенности современных тектонических движений. Метровые, а иногда и дециметровые перемещения вдоль активных тектонических линий в геологическом смысле отражаются в хорошо заметных формах рельефа, тогда как их выявление в геологической структуре часто затруднено даже при наземных исследованиях.

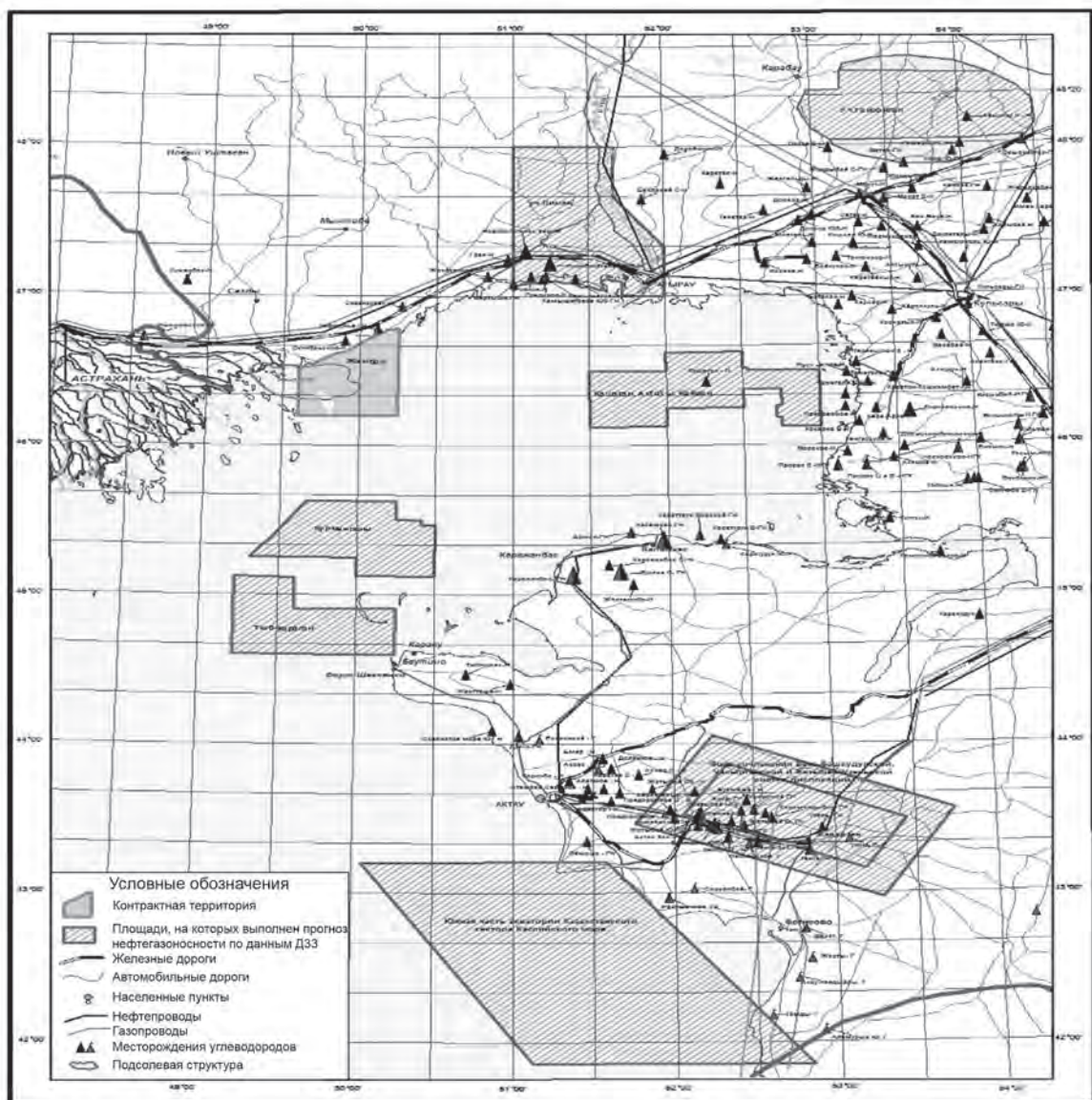


Рис. 3.4.1. Выполненные проекты комплексных геолого-геофизических исследований с использованием данных ДЗЗ по оценке перспектив нефтегазоносности в Каспийском и Мангышлакском регионах, включая акватории Каспийского моря

Хорошая информативность рельефа на космических снимках, полученных пассивными измерительными комплексами, связана, прежде всего, с огромной изменчивостью и специфичностью природных ландшафтов, имеющих индивидуальные оптические характеристики.

При использовании активных радиолокационных измерительных систем (RADARSAT, ERS и др.), рельеф является главным измеряемым параметром. Поскольку

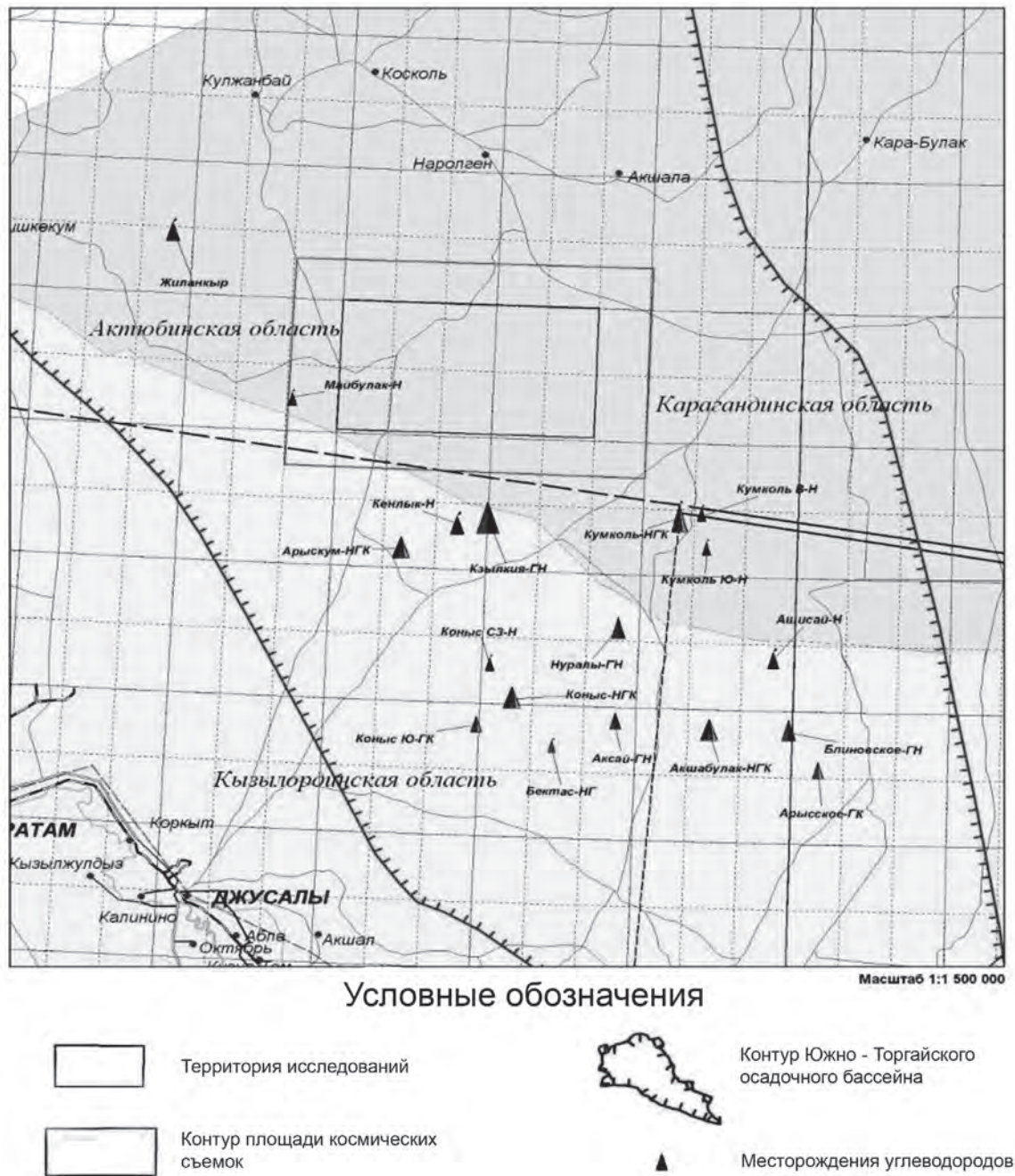


Рис. 3.4.2. Проект комплексных геолого-геофизических исследований с использованием данных ДЗЗ по оценке перспектив нефтегазоносности в Южно-Торгайском бассейне

А.И. Архипов, В.И. Лялько, З.М. Товстюк, В.П. Клочко

3.1. Прогрессивная технология для решения нефтегазописковых задач на суше аэрокосмическими методами

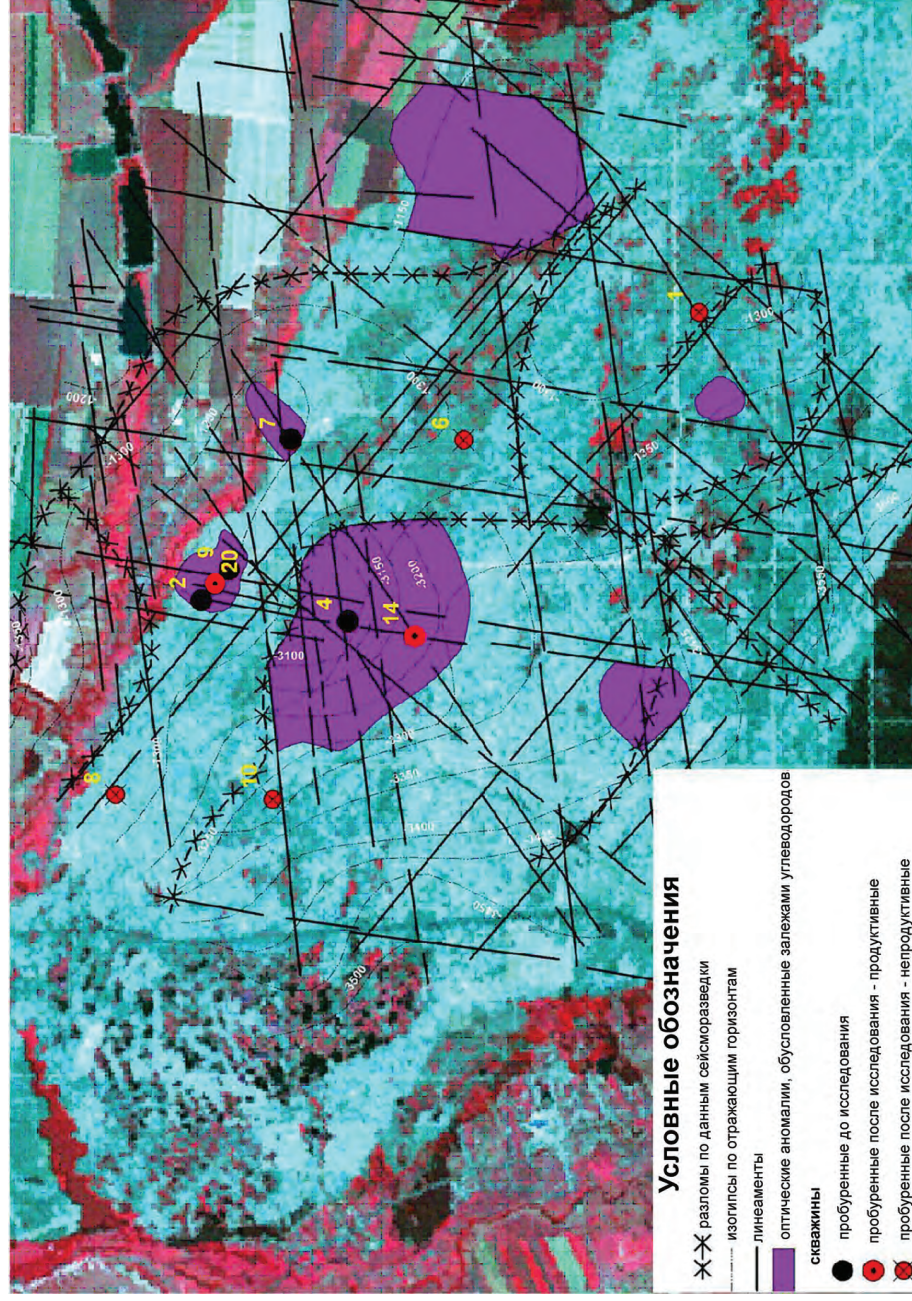
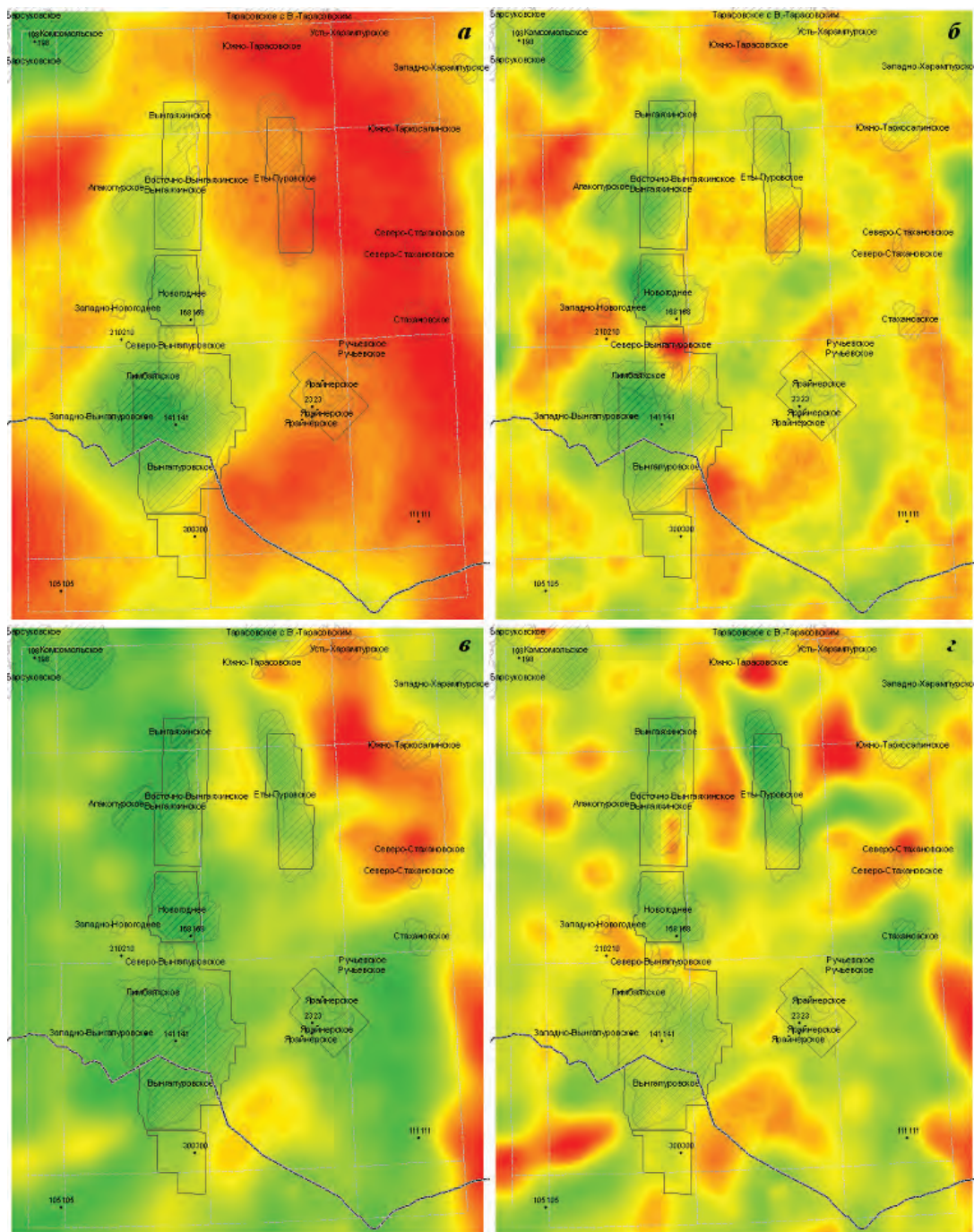


Рис. 3.1.3. Синтезированный снимок с результатами апробации технологии на Евгеньевской площади (Днепроовско-Донецкая впадина)

3.3. Комплексование аэрокосмических, гравимагнитометрических и геоморфологических методов при поисках и разведке залежей углеводородов в пределах Западной Сибири



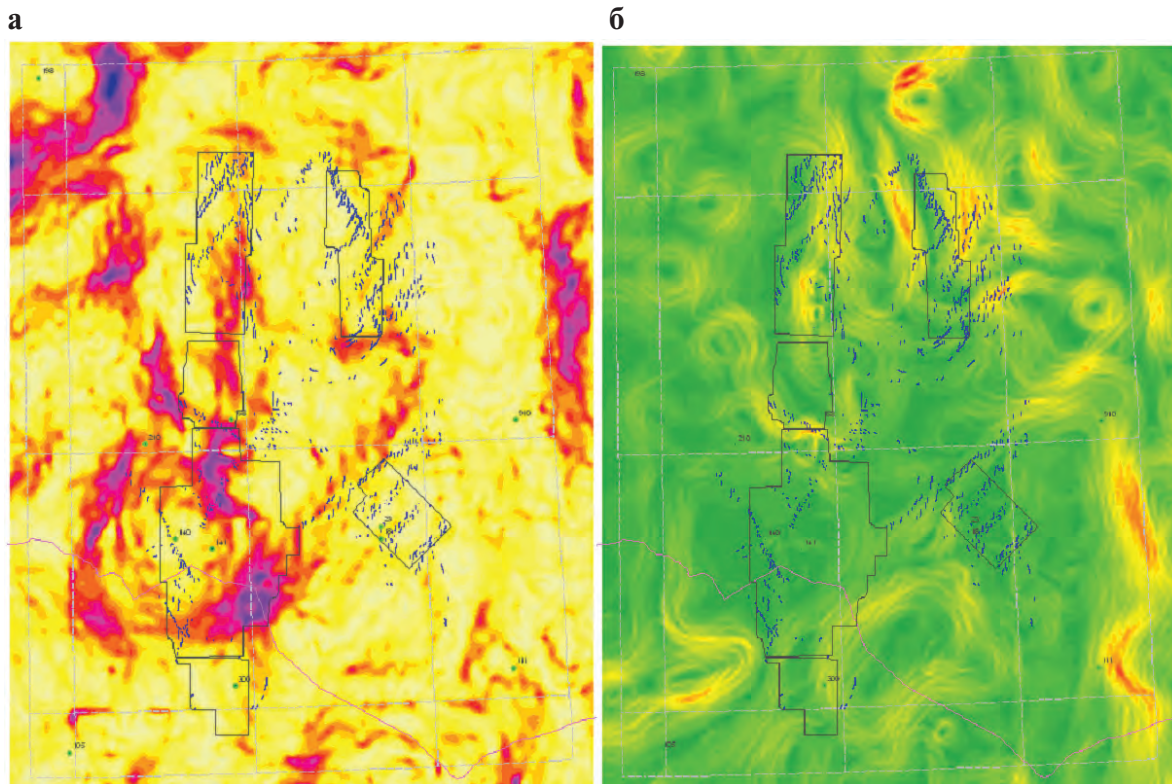


Рис. 3.3.2. Надым-Пурская НГО. Карты горизонтального градиента гравитационного (а) и магнитного (б) поля с элементами разрывной тектоники, полученные по данным сейсморазведки 2D/3D. Замкнутыми полигонами показаны границы кубов 3D (названия см. рис. 3.3.1, 3.3.4)

← **Рис. 3.3.1.** Надым-Пурская НГО. Сопоставление контуров месторождений с локальными аномалиями гравитационного (а, б) и магнитного (в, г) полей. Карты локальных аномалий гравитационного поля: а – фильтр с окном 230 км (градация цветовой палитры: отрицательное поле – зеленая; положительное поле – красная); б – фильтр с окном 40 км. Нижний ряд: в – карта полного вектора магнитного поля (градация цветовой палитры: отрицательное поле – зеленая; положительное поле – желтая и красная); г – карта локальных аномалий магнитного поля. Показаны контуры месторождений (штриховка) и границы кубов 3D (замкнутые полигоны)

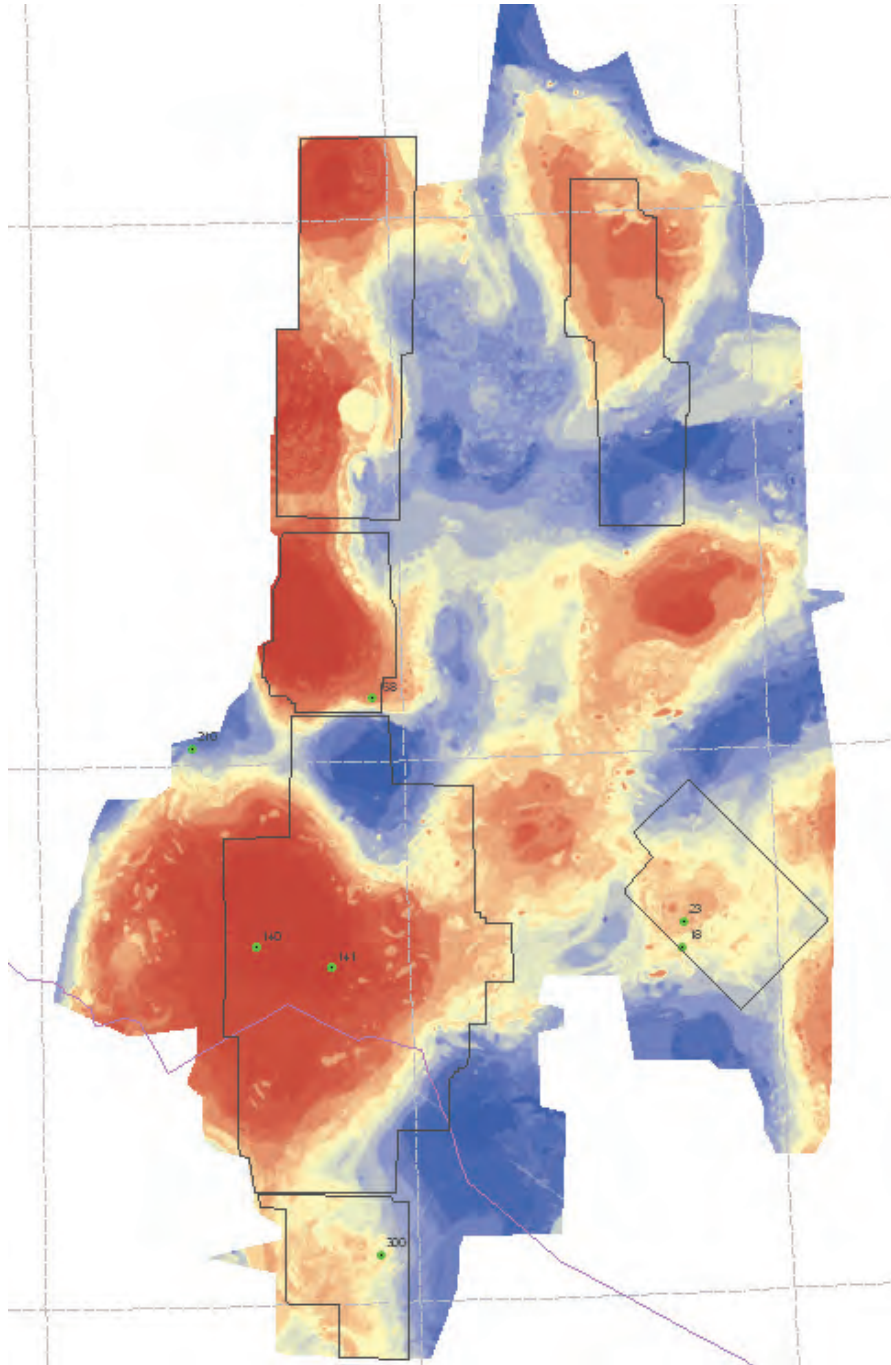


Рис. 3.3.3. Результат классификации для территории Вынгапуровского НГР (Надым-Пурская НГО). Состав исходных данных: гравика, магнитка, рельеф и КС (3 канала). Сглаженное классифицированное изображение, растр 100 классов. Значения цветовой палитры: 1–40 (коричневая, низшие классы); 41–53 (светло-коричневая, промежуточные классы); 53–100 (синяя, высшие классы). Замкнутыми полигонами показаны границы кубов 3D (названия см. рис. 3.3.1, 3.3.4)

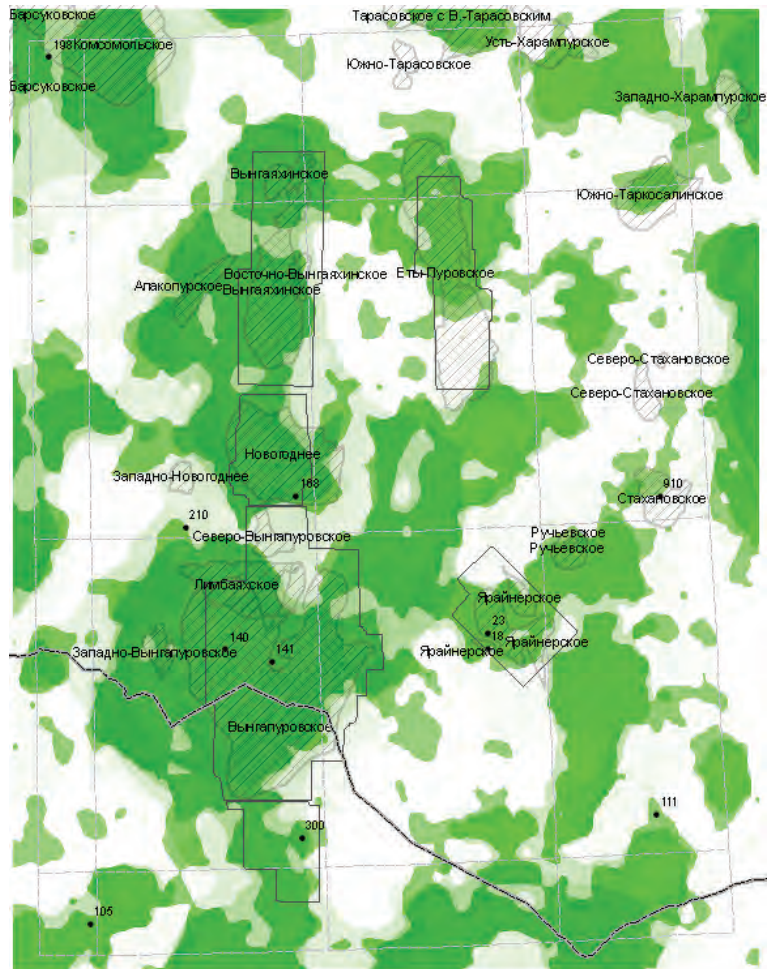


Рис. 3.3.4. Элементы нефтегазогеологического районирования Надым-Пурской НГО на основе районирования аномального гравитационного и магнитного полей и производного (горизонтальный градиент) регионального гравитационного и магнитного полей. Шкала нефтегазоносности дана в процентах вероятности от 0% (белая палитра) до 100% (темно-зеленая палитра), шаг цветовой палитры через 10%. Показаны контуры месторождений (штриховка) и границы кубов 3D (замкнутые полигоны)

3.6. Использование дистанционных методов для целей прогнозирования и поисков месторождений углеводородного сырья в Уstyртском регионе Республики Узбекистан

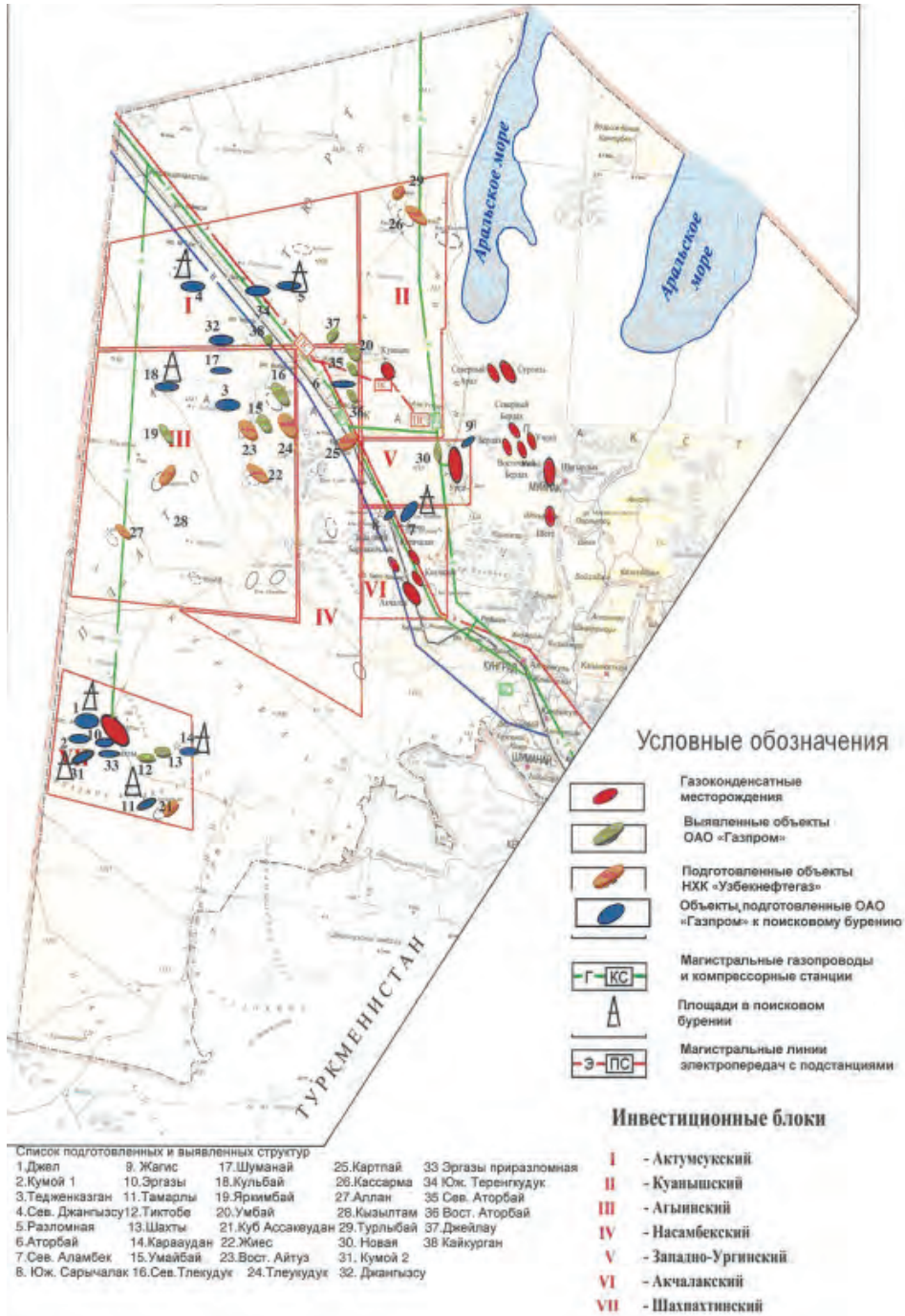


Рис. 3.6.1. Обзорная схема выявленных и подготовленных структур

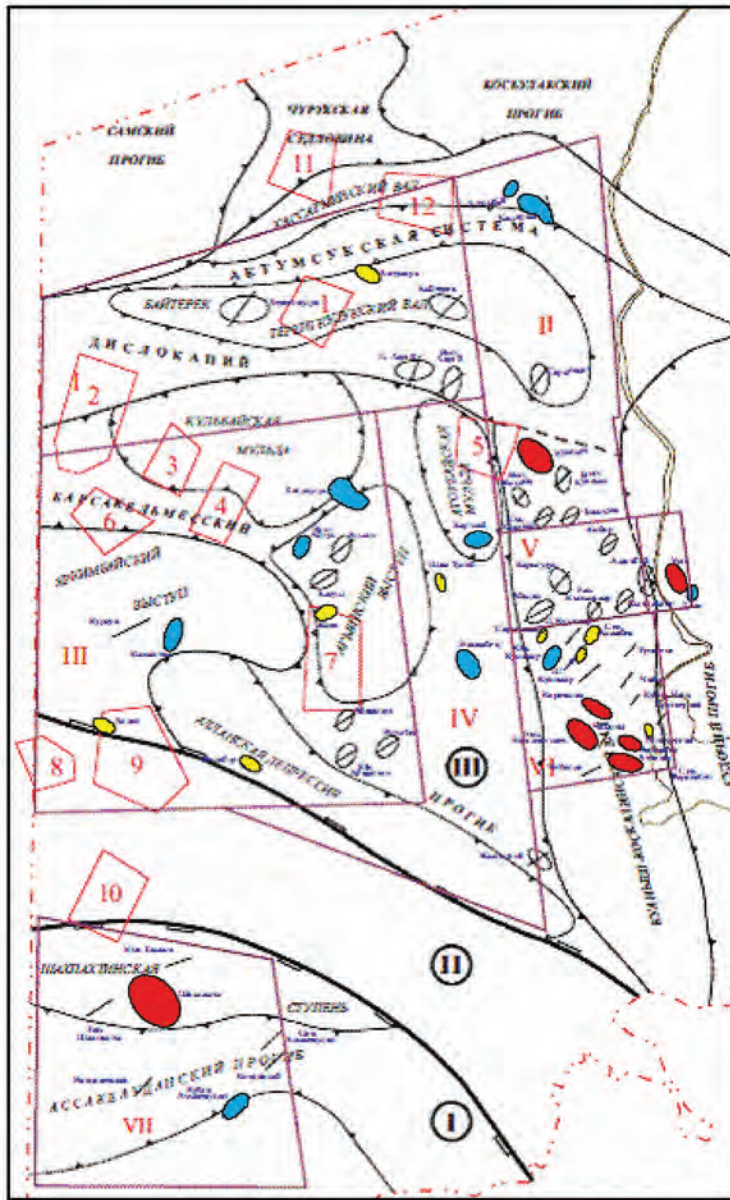
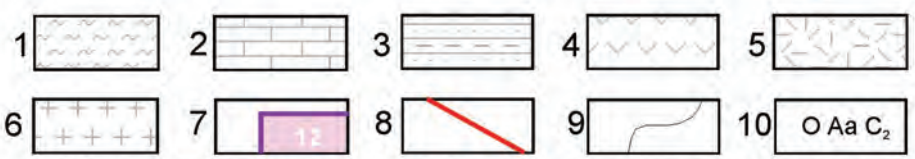


Рис. 3.6.2. Схема тектонического районирования западной части Устыртского региона (по материалам ОАО «Узбекгеофизика» и ОАО «ИГИРНИГМ»)



Обоснование геологической интерпретации складчато-метаморфического фундамента (подстилающего главную мантиоактивную поверхность)

1 - метаморфические сланцы PR₃-(PZ₁?), 2 - известняки D₃-C₁₁, 3 - терригенные отложения C_{23i}; магматические породы: 4 - вулканы среднего-основного состава, 5 - вулканы кислого состава, 6 - гранитоиды. Прочие обозначения: 7 - границы карты петрофизических комплексов по данным аэрогеофизических съемок и номер петрофизического класса, 8 - предполагаемые разрывные нарушения, 9 - геологические границы, 10 - буровые скважины, их название и возраст отложений, вскрытых на забое.

Рис. 3.6.4. Вещественно-петрофизическое картирование палеозойского фундамента (по данным ЗАО ГНПП «Аэрогеофизика»)

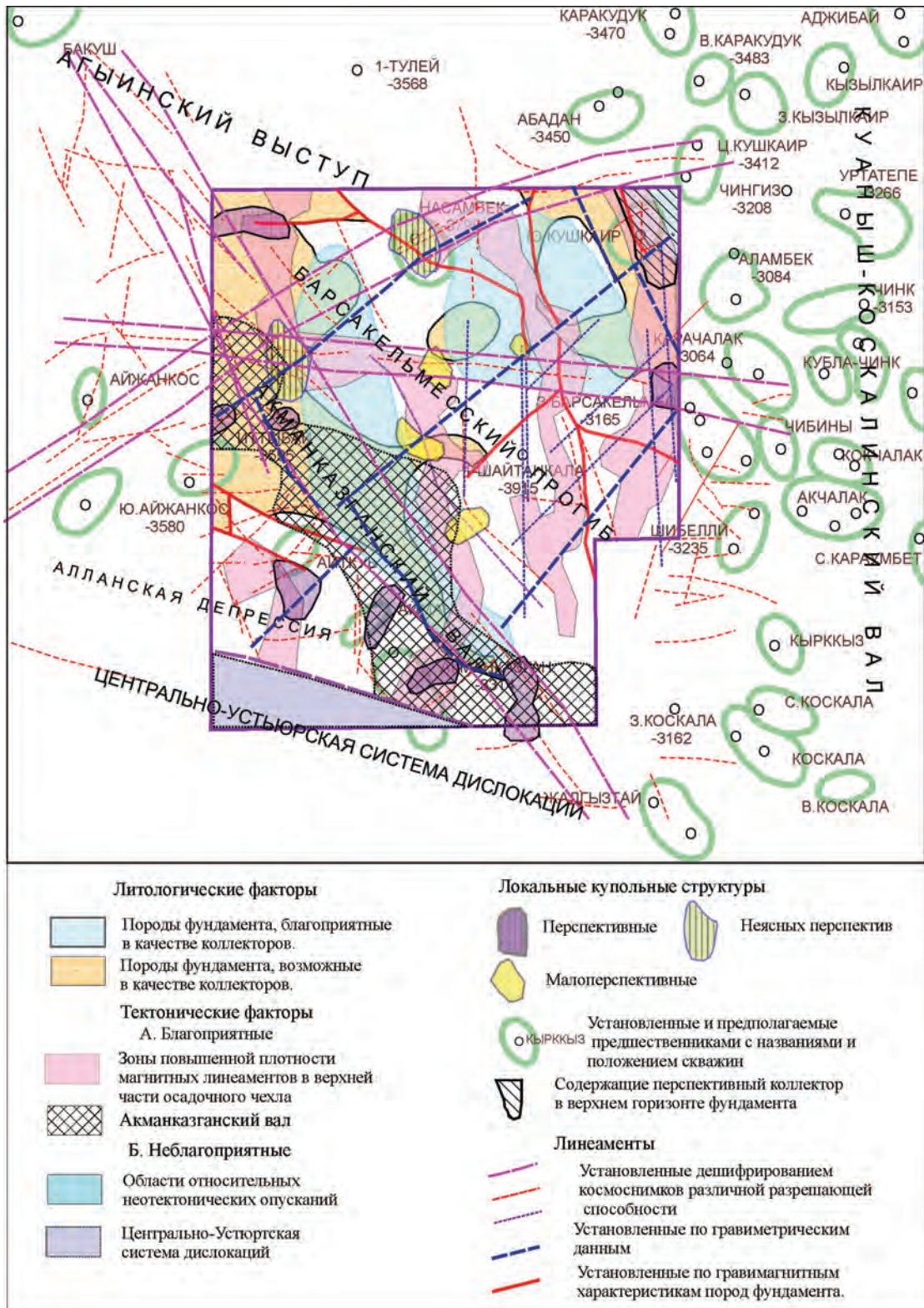


Рис. 3.6.5. Схема результатов интерпретации аэрогеофизических данных с элементами прогноза на углеводороды

4.1. Комплексная методика прогнозирования нефтегазоперспективных объектов в прибрежной зоне Южного нефтегазоносного региона Украины с использованием данных дистанционного зондирования Земли

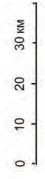
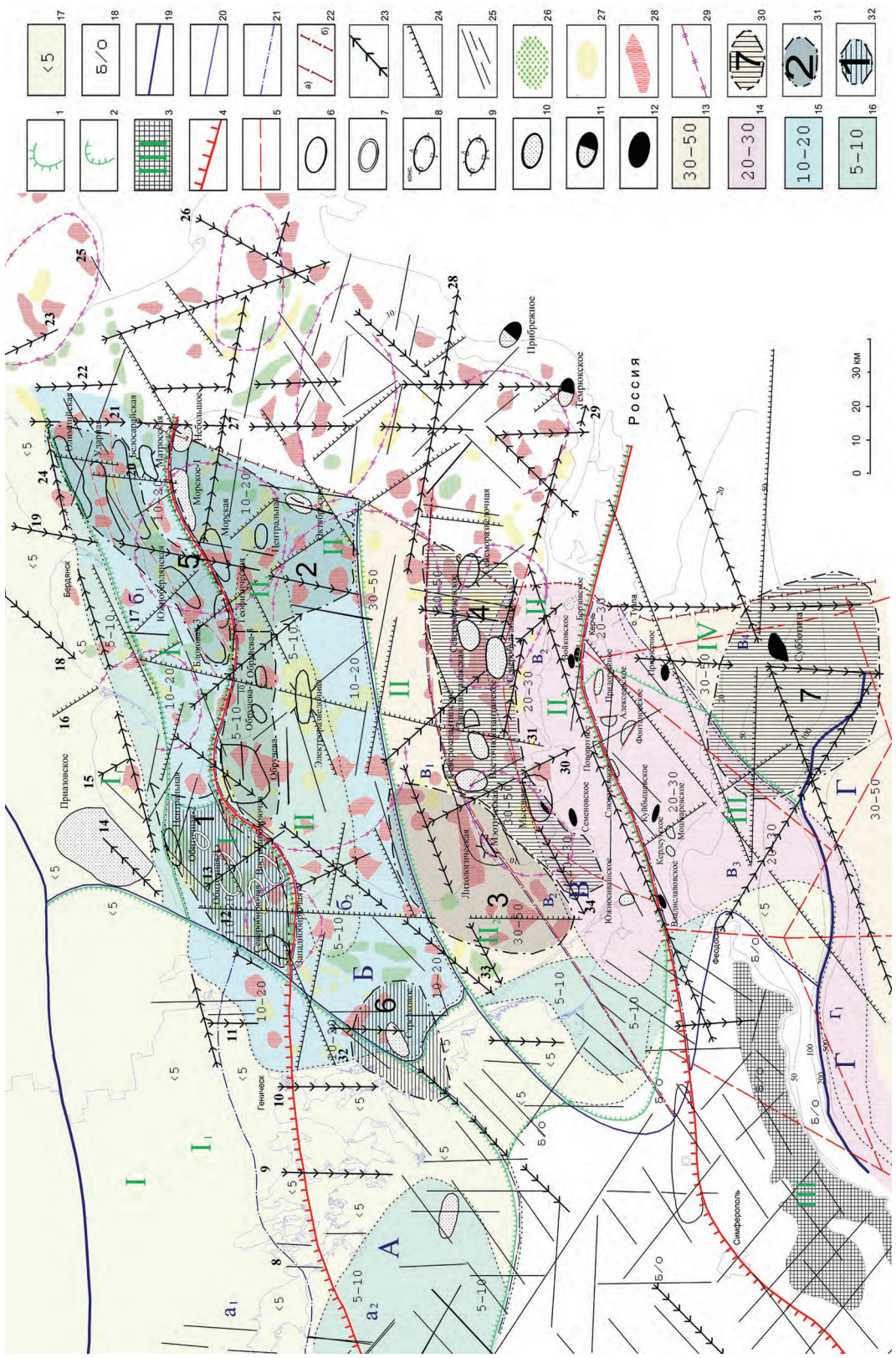
Рис. 4.1.2. Карта нефтегазоперспективных объектов украинского сектора Азовского моря и Прикерченского шельфа Черного моря.

Условные обозначения:

1,2 – границы тектонических элементов; 3 – Горный Крым, 4 – границы надпорядковых структур; 5 – разрывные нарушения по геофизическим данным. Нефтегазоперспективные объекты: 6 – выявленные сейсморазведкой; 7 – подготовленные к глубокому бурению; 8 – объекты в фонде бурения или консервации; 9 – объекты бывшие в бурении и ликвидированные. Месторождения углеводородов: 10 – газовые, 11 – нефтегазовые, 12 – нефтяные; 13-18 – плотность неразведанных ресурсов УВ (C_2+C_3+D) в тыс. т у.т. на 1 км²; 19-21 – границы нефтегазогеологических провинций, областей, районов; 22 – границы: а) – государственная с Россией; б) – условная экономических зон Украины и России; 23-25 – линеаменты по данным дешифрирования космических снимков; прогнозно-перспективные участки: 26 – участки, требующие дополнительных исследований, 27 – низкой перспективности, 28 – высокой перспективности, 29 – кольцевые структуры по данным дешифрирования; 30 – первоочередные перспективные зоны – 4 – *Мисово-1-Северокерченская*, 31 – перспективные зоны: – 2 – *Морское-1-Обручевская*, 3 – *Литологическая*, 5 – *Южнобердянско-Олимпийская*;

зоны, требующие дополнительных объемов геологоразведочных работ: – 1 – *Чингульская*, 6 – *Стрелковая*.

Структурно-тектоническое районирование: I Восточно-Европейская платформа: I₁ Приазовская моноклираль, I₂ Чингульская седловина, I₃ Североазовский прогиб. II Скифская плита: II₁ Азовский вал (Среднеазовское поднятие), II₂ Индоло-Кубанский прогиб. III Горный Крым: III₁ Восточное погружение Горного Крыма, IV Керченско-Таманский прогиб. *Нефтегазогеологическое районирование:* Причерноморско-Северокрымско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция: А. Причерноморско-Крымская нефтегазоносная область: а₁ – Таврический газоносный район; а₂ – Черноморско-Северокрымский нефтегазоносный район. Б. Азовско-Березанская нефтегазоносная область: б₁ – Североазовский перспективный (газоносный) район; б₂ – Центральноазовский газоносный район. В. Индоло-Кубанская нефтегазоносная область: в₁ – Южносивашско-Тимашовский перспективный (газоносный) район; в₂ – Таманско-Темрюкско-Северокерченский нефтегазоносный район; в₃ – Южнокерченский нефтегазоносный район; в₄ – Субботинско-Сорокинский нефтегазоносный район. Г. Черноморская нефтегазоносная область: г₁ – Восточно-черноморский перспективный район.



Россия

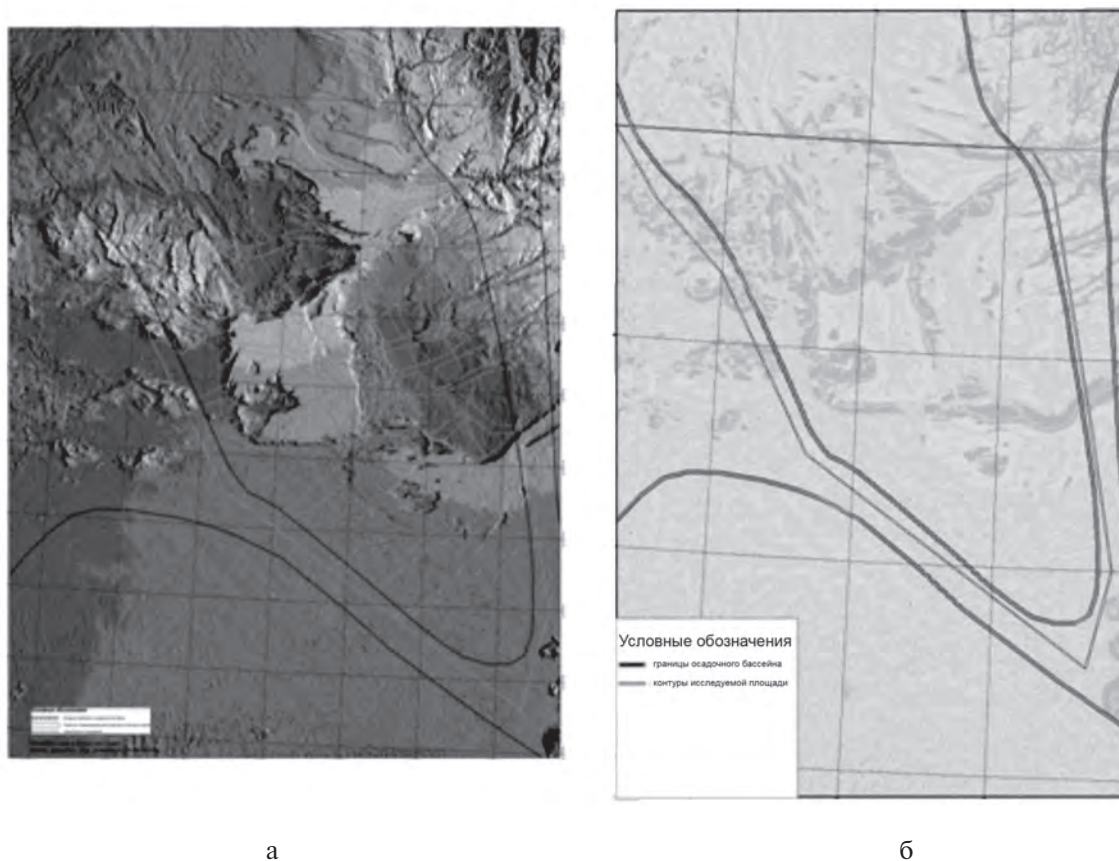


Рис. 3.4.3. Трехмерная цифровая модель рельефа до (а) и после (б) применения процедуры классификации

локация производится под углом к горизонту, то детали рельефа подчеркиваются длинными тенями, и в этом смысле радиолокационные снимки сопоставимы с фотоснимками, снятыми при низком стоянии Солнца. При этом важно, что сантиметровое излучение радаров слабо рассеивается в атмосфере, в отличие от микрометрового, измеряемого фото- и сканерными системами. Поэтому рельеф проявляется при радарной съемке более четко. Преимуществом радиолокационных съемок является возможность их проведения в любую погоду в различное время суток, в т.ч. ночью.

На рис. 3.4.3 приведена 3-мерная цифровая модель рельефа (ЦМР) Южно-Торгайского бассейна, построенная на основе обработки данных радиолокационной космической съемки. На этом рисунке приведен также пример применения процедуры классификации для выделения особенностей рельефа по данным 3-мерной ЦМР, полученной на основе радиолокационной съемки.

Наиболее чувствительным к тектоническим движениям экзогенным процессом является водная эрозия. Это позволяет выявлять глубинные ослабленные зоны в

рельефе в виде эрозионных ложбин разной масштабности, например зоны повышенной трещиноватости, которые подвергаются эрозии в первую очередь, и вследствие чего на которых укрепляется гидросеть.

На космических снимках наиболее просто выявляется рисунок расчлененности. Классификация рисунков эрозионной сети и обособление участков местности соответственно этой классификации являются простым, наглядным и вполне надежным методом тектонического районирования. При этом особенно важно, что совокупность форм рельефа может в некоторых случаях индцировать не только приповерхностные, но и глубинные структуры.

Использование тепловых космических снимков для выделения геологических объектов

Для картирования особенностей погребенного рельефа и тектонических элементов разного порядка можно использовать тепловые космические снимки, результаты обработки которых с помощью современных технологий дают новую, ранее недоступную информацию.

Известно, что фиксируемые локальные источники глубинного тепла являются проявлениями вулканической деятельности, современными геодинамическими активными зонами, а также гидротермальными полями (Горный и др., 1993). Проявления внутреннего тепла Земли многие исследователи связывают с региональными и локальными поисковыми признаками рудоносных и нефтегазоносных полей, возможным выявлением путей миграции флюидов в связи с геодинамическими активными зонами (Вилор, Минько, 2002; Глушкова, Баландис, 2005; Еремеев и др., 2003; Хуторский, 1979). Например, условием существования гидротермальных систем для осаждения рудных элементов являются возобновляемые ресурсы растворов и долгоживущая региональная тепловая аномалия.

Априорной предпосылкой для обоснования возможности выделения и прослеживания геологических объектов на основе анализа площадных тепловых полей взято предположение о том, что потенциал эндогенной энергетики проявляется в виде регионального теплового потока, распределение которого при выходе на поверхность подчинено особенностям геологического строения.

Для исследования характеристик объектов с температурой, близкой к собственной температуре излучения земной поверхности, предпочтение отдается дальней ИК-области спектра (8–14 мкм). Как показывает опыт, наиболее эффективны для этого ночные съемки в предутренние часы, когда почти исключается солнечно-тепловая инерционная составляющая, а также влияние рельефа, и сильнее проявляются собственные эндогенные излучения.

Внутреннее тепло недр легче всего разгружается через ослабленные (трещиноватые) зоны, насыщенные флюидами, создавая тепловые аномалии, контролирующие эти зоны.

На рис. 3.4.4 показан ночной тепловой космический снимок территории Южно-Торгайского и Аральского бассейнов, полученный аппаратурой MODIS со спутника Terra. Его визуальное дешифрирование практически невозможно. Слабые, зачастую соизмеримые с аппаратурными и природными помехами, аномалии теплового потока и температуры, связанные с тектоническими нарушениями и геодинамическими зонами, традиционными визуальными способами выделяются с трудом.

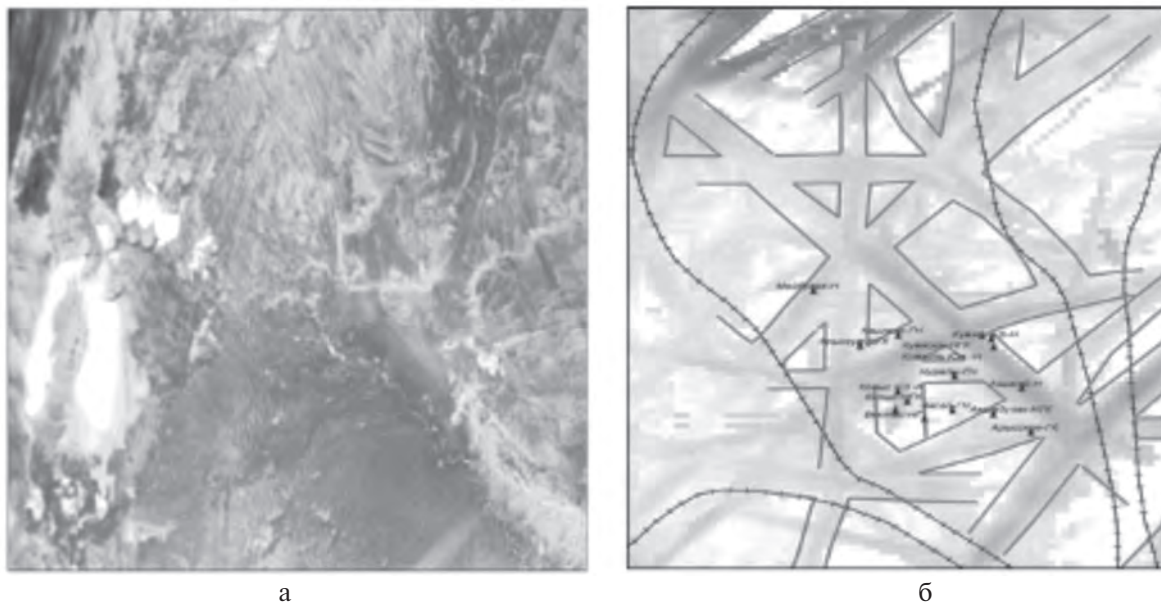


Рис. 3.4.4. Ночной космический снимок Арало – Южно-Торгайского региона, полученный в тепловом спектральном диапазоне (а), и результат его специализированной обработки (б)

Для выделения и прослеживания протяженных аномалий нами используется метод анизотропных преобразований (МАП), основанный на фильтрации с перебором направлений, который выделяет коррелируемую составляющую теплового поля. Этот метод позволяет по данным одного и того же теплового космоснимка в зависимости от принятых параметров обработки выделять протяженные аномалии различных порядков.

На рис. 3.4.5а приведен результат специализированной обработки ночного теплового космоснимка с целью выявления аномалий, картирующих зоны разломов (фрагмент) нижней части разреза. Месторождения углеводородного сырья (УВС) располагаются в узлах пересечения разломов, выявляющихся при специализированной обработке теплового канала космических снимков. На рис. 3.4.5б приведен результат специализированной обработки ночного теплового космоснимка с целью выявления аномалий, картирующих зоны разломов в верхней части разреза (фрагмент). Месторождения УВС располагаются в зонах с более спокойным тепловым полем.

Для обработки космоснимка, результаты которой приведены на рис. 3.4.4б, были выбраны параметры, позволившие выявить и проследить тепловые аномалии регионального уровня протяженностью до сотен километров и шириной 10–15 км. Такие аномалии могут быть связаны с региональными геодинамическими зонами, которые, в свою очередь, могут быть подчинены флюидо-динамическим системам регионального уровня. Направления аномалий вполне согласуются с региональной структурной позицией, и некоторые из них по положению пространственно совпадают с горстантиклиналями и сводами в фундаменте (например, с Ащисайской

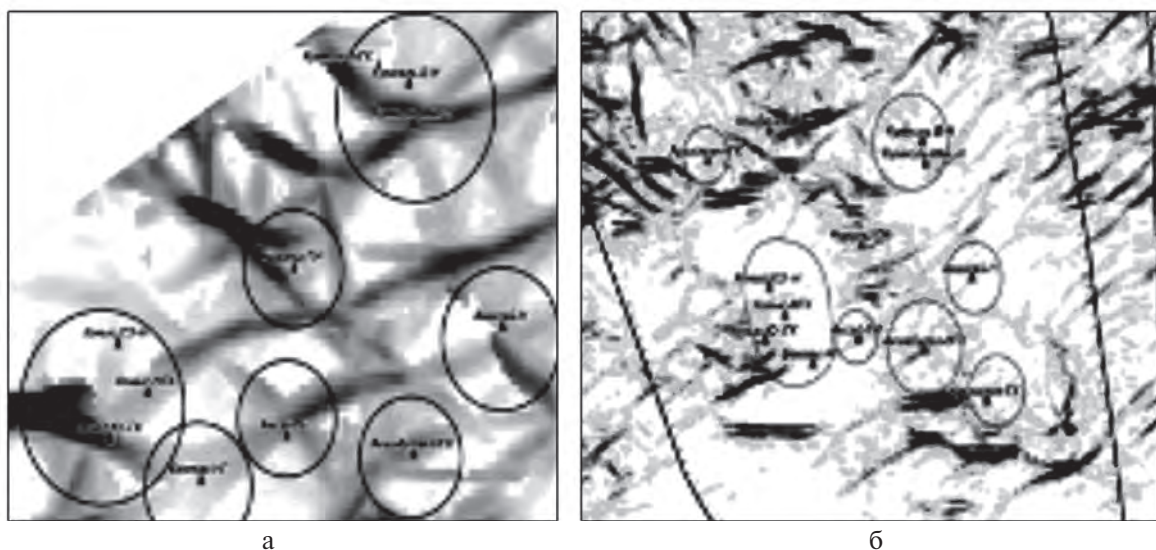


Рис. 3.4.5. Результат специализированной обработки ночного космического снимка методом анизотропных преобразований

горстантиклиналью северо-западного простирания, Южно-Аксайским сводом). Другие, имеющие северо-восточное направление, возможно, связаны с региональными зонами дезинтеграции фундамента и низов чехла, через которые происходит разгрузка тепла недр на поверхность.

Анализ пространственного размещения крупнейших месторождений углеводородов Южно-Торгайского бассейна показывает, что подавляющая их часть расположена в областях выделенных аномалий или вблизи них, а самое крупное из них – Кумколь – тяготеет к области пересечения аномалий северо-западного и северо-восточного направления.

Рис. 3.4.5а иллюстрирует результаты специализированной обработки этого же ночного теплового космического снимка, для которой параметры выбраны таким образом, чтобы были выделены и прослежены тепловые аномалии среднего уровня генерализации, шириной 3–5 км и протяженностью десятки километров. Как видно из рис. 3.4.5а, эти аномалии также имеют как северо-западное, так и северо-восточное направления, причем аномалии северо-восточного направления имеют большую амплитуду, что, по-видимому, указывает на меньшую глубину залегания источников, их вызывающих. Такие аномалии в Южно-Торгайском бассейне могут быть связаны как с зонами тектонических нарушений в палеозойском фундаменте, так и с особенностями строения низов мезозойского чехла.

Анализ сейсмического материала показывает, что тепловые аномалии, как правило, приурочены к зонам, где наблюдается наличие тектонических нарушений в фундаменте и в связи с этим изменение мощности мезозойских отложений. Отчетливо прослеживается приуроченность практически всех известных месторождений

бассейна к областям взаимного пересечения тепловых аномалий этого ранга либо к зонам их влияния. Это может явиться новым поисковым критерием и критерием ранжирования выявленных сейсморазведкой структур по перспективности.

Рис. 3.4.5б иллюстрирует результаты специализированной обработки того же ночного теплового космического снимка, для которой параметры выбраны таким образом, чтобы были выделены и прослежены тепловые аномалии низкого уровня генерализации, шириной около 1 км и протяженностью – первые километры.

Как видно из рис. 3.4.5б эти аномалии также имеют как северо-западное, так и северо-восточное направление. Такие аномалии в Южно-Торгайском бассейне могут быть связаны с зонами тектонических нарушений в мезозойском чехле. В Южной части Южно-Торгайского бассейна наблюдается закономерная приуроченность крупных известных месторождений к зонам отсутствия аномалий. Учитывая это, можно предположить о связи выделенных тепловых аномалий с разломами, нарушающими целостность региональных флюидоупоров в мезозойском чехле.

Критерии оценки нефтеперспективности территорий

Таким образом, нами были определены следующие критерии оценки нефтеперспективности территорий исследований:

1. Высокая степень приуроченности к зонам протяженных региональных тепловых аномалий (I – высокий уровень генерализации).
2. Высокая степень приуроченности к зонам тепловых аномалий среднего уровня генерализации или к узлам их пересечений (II – средний уровень генерализации).
3. Высокая степень приуроченности к зонам отсутствия локальных тепловых аномалий (III – низкий уровень генерализации).

Комплексный анализ результатов специализированной обработки данных ДЗЗ с данными геолого-геофизических исследований (гравиразведка, сейсморазведка) позволил выполнить оценку и ранжировать по степени нефтегазоперспективности как всю территорию исследования, так и выделенные на ней ранее структуры.

Прогнозирование трещиноватости горных пород

Другим важным направлением в нефтегазовой геологии, для которого целесообразно применять данные ДЗЗ, является прогнозирование трещиноватости горных пород.

Наличие разломов и трещин в нефтегазовых коллекторах всегда остается одним из важнейших факторов, которые необходимо учитывать при оценке ресурсов и запасов, проектировании скважин, и их продуктивности. Такие явления, как неожиданно высокие дебиты нефти на скважинах, внезапное обводнение скважин, приводят к необходимости изучения систем трещин в коллекторах и их влияния на производительность скважин.

По данным тепловых каналов достаточно надежно выявляются ослабленные зоны, отождествляемые с повышенной трещиноватостью горных пород, которые использовались при комплексном анализе данных сейсморазведки на основе ГИС.

ДЗЗ

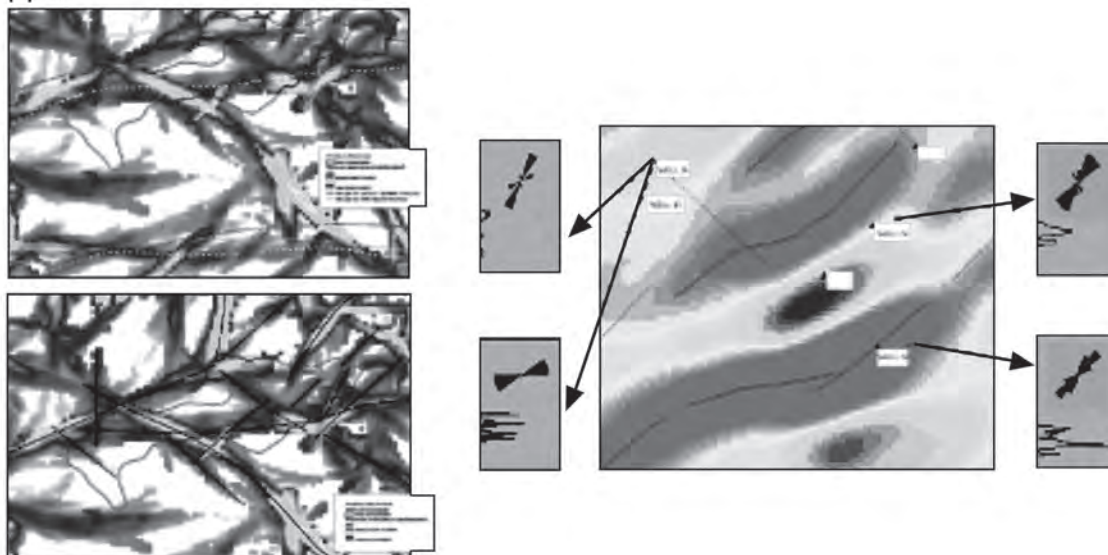


Рис. 3.4.6. Сопоставление зон разломов, выявленных по результатам комплексной интерпретации данных тепловых полей, геофизической и скважинной информации

На основе перечисленных данных была построена 3-мерная модель систем трещин по одному из месторождений, которая позволила дать вариант прогноза гидродинамических характеристик разреза (рис. 3.4.6).

Прогноз нефтегазоносности на шельфе казахстанского сектора Каспийского моря

Перспективным направлением применения методов дистанционного зондирования в Казахстане стал прогноз нефтегазоносных площадей на шельфе казахстанского сектора Каспийского моря.

Известно, что нефтяные пленки на водной поверхности могут иметь как техногенное, так и природное происхождение (слики), связанные с просачиванием нефти из горных пород. Подробно использование аэрокосмических методов и технологий для поиска углеводородов в морских акваториях изложено в главе 4 настоящей книги.

На рис. 3.4.7 показан временной разрез по средней части Каспийского моря, использованный нами для комплексной интерпретации. Он наглядно демонстрирует обоснование использования ДЗЗ при прогнозировании нефтегазоносности.

Самое крупное морское нефтяное месторождение на планете Кантарелл в Мексиканском заливе с добычей 2 млн. барр/день было открыто в США после обнаружения рыбаками нефтяных пятен на поверхности воды (рис. 3.4.8). Было высказано предположение о естественном происхождении нефтяных пленок путем просачивания нефти из нефтеносных пластов. Однако провести мониторинг нефтяных пятен на

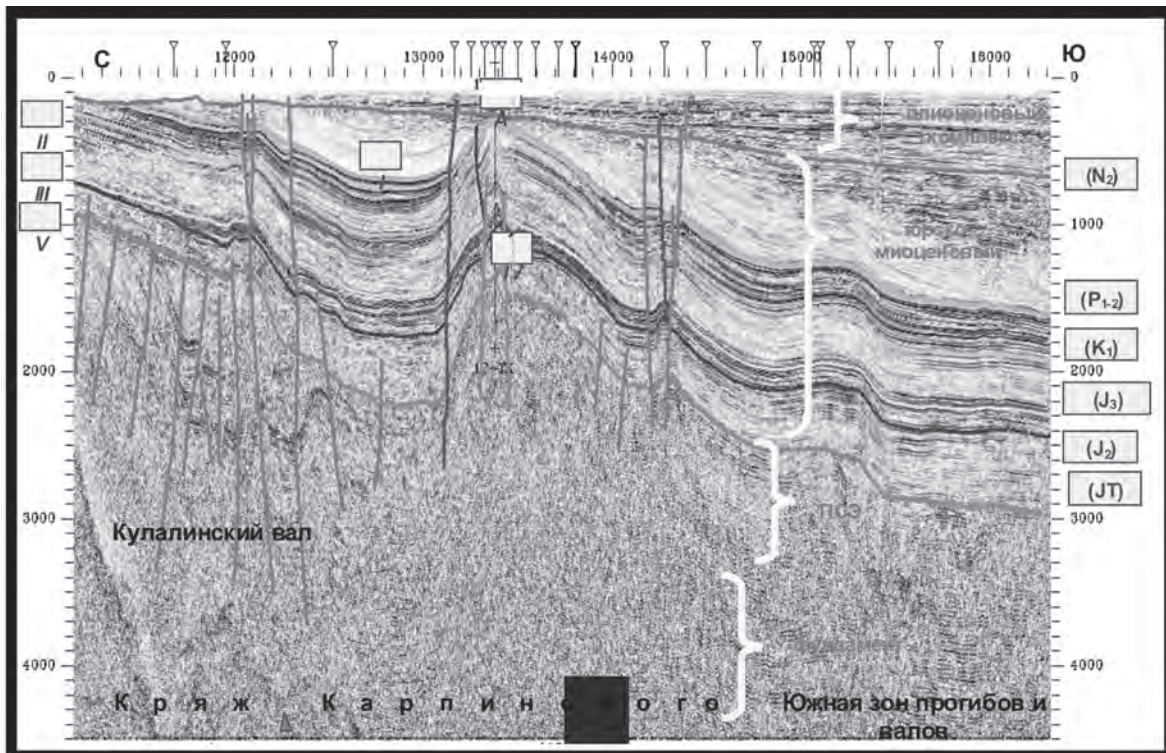


Рис. 3.4.7. Временной разрез с выделенными тектоническими нарушениями, являющимися путями миграции УВС



Рис. 3.4.8. Нефтяные пятна на поверхности воды в районе месторождения Кантарелл (США, Мексиканский залив)

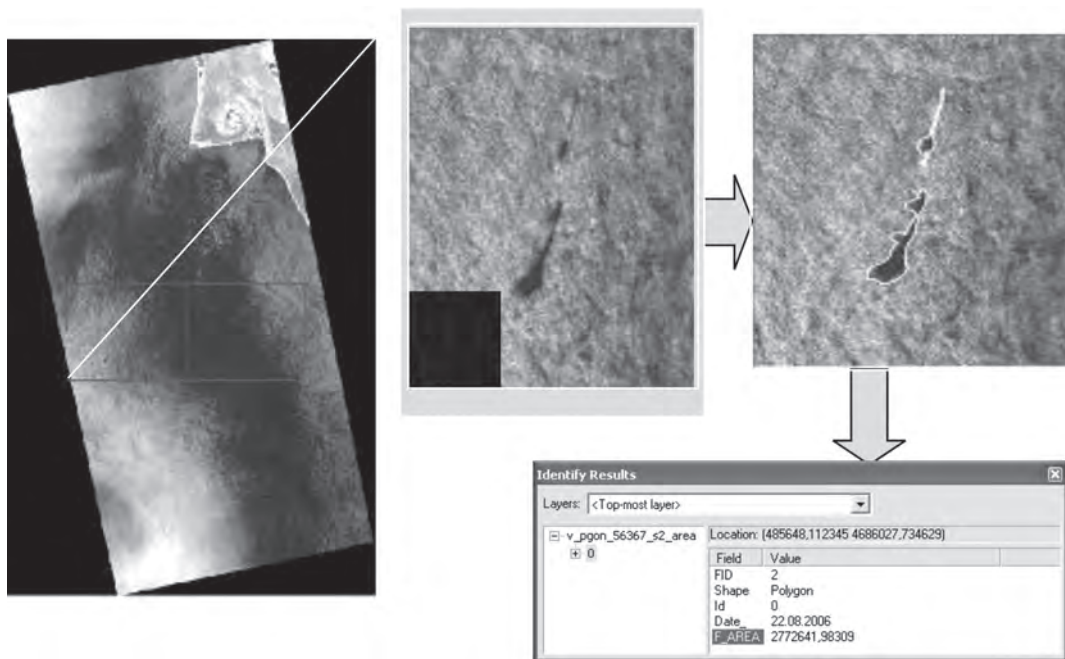


Рис. 3.4.9. Последовательность обработки радиолокационных данных для обнаружения нефтяных пятен, векторизации и занесения в базу атрибутивных данных

протяжении значительного времени по космическим снимкам в оптическом диапазоне не представлялось возможным из-за облачности, которая в условиях тропического климата часто (до 90%) наблюдалась над акваторией залива.

Появление радарной съемки существенно изменило ситуацию. Микроволновая энергия излучателей спутника, проникая через облака, дожди, дым, туман, пыль позволяет надежно обнаружить нефтяные пятна при любых погодных условиях.

Учитывая, что нефтяные пленки сохраняются на поверхности воды только в течение первых 10 часов, достаточно быстро подвергаясь процессам испарения, диффузии, поглощения, эмульгации и т.п., их выявление возможно только в мониторинговом режиме.

За период ведения мониторинга по радиолокационным данным по северной части Каспийского моря было собрано более 200 снимков со спутника RADARSAT.

Исходя из решаемой задачи и метеорологических условий района съемки со спутника RADARSAT, оптимальным режимом проводимых исследований является стандартный **Standart** (семь перекрывающихся на 10% лучей S1–S7 с полосой по 100 км каждый).

На рис. 3.4.9 схематично представлена последовательность обработки данных космического мониторинга с целью обнаружения и дешифрирования нефтяных пленок на морской поверхности. На последующем этапе проводится комплексная интерпретация выявленных нефтяных пятен с привлечением геолого-геофизических данных и построение прогнозных карт нефтегазоносности (на структурной основе, на основе геофизических полей и батиметрических данных).

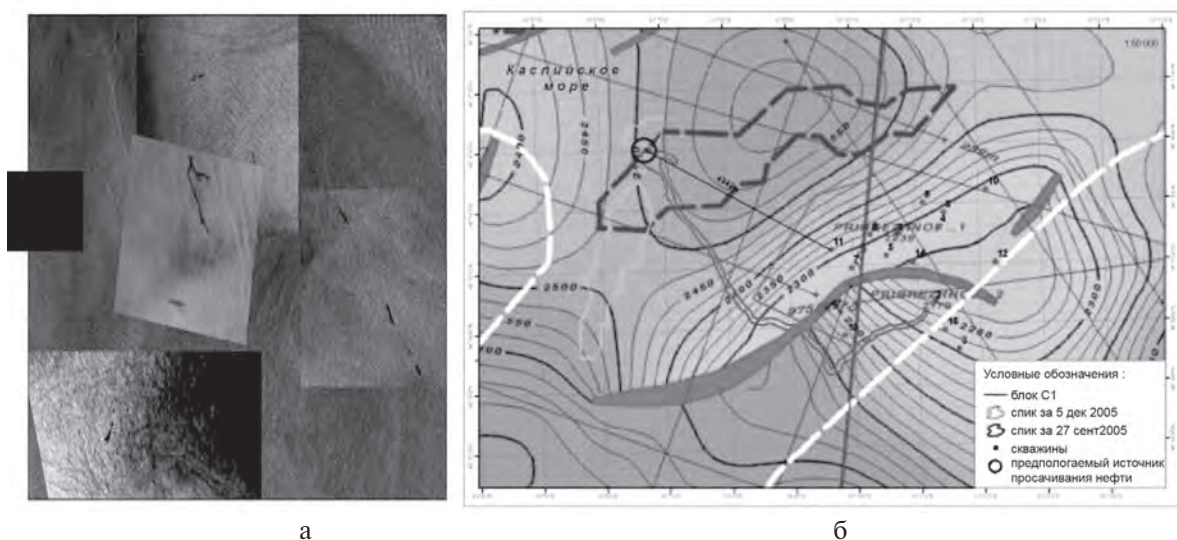


Рис. 3.4.10. Примеры множественных просачиваний (а) и повторяемости (б) нефтепроявлений на акватории Каспийского моря

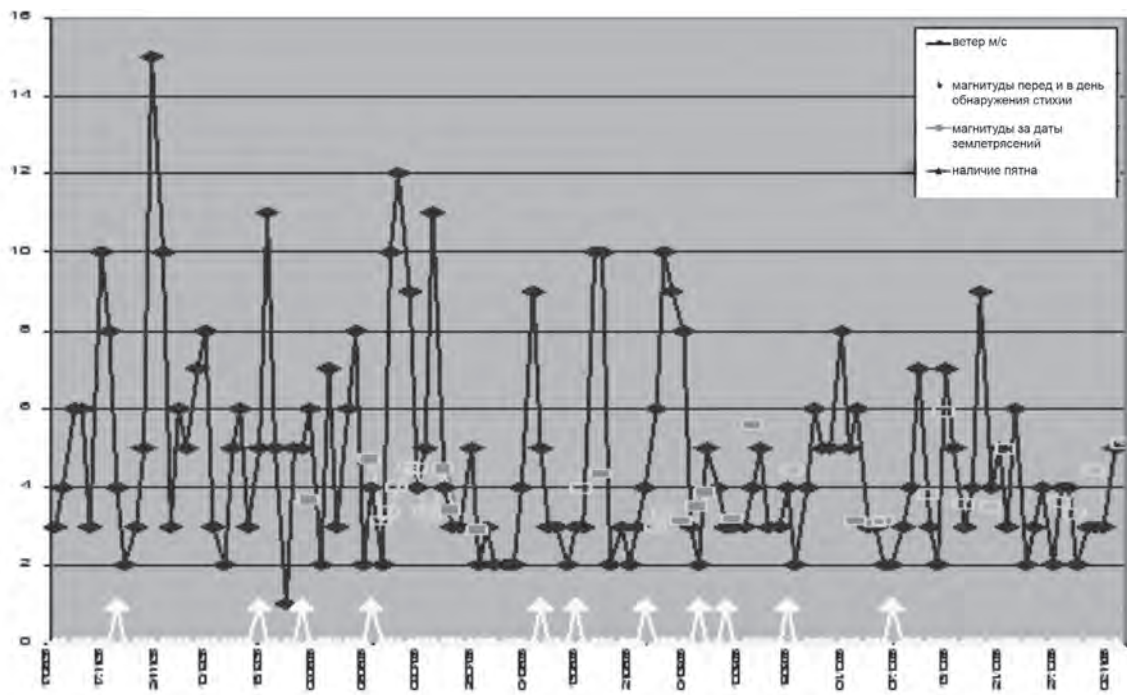
Анализируя результаты съемок в региональном плане, можно отметить, что проявления нефтяных пленок природного происхождения наблюдается достаточно устойчиво на площадях, где, по-видимому, имеются соответствующие геологические и тектонические условия (см. рис. 3.4.10а). Это является предпосылкой для дополнительного анализа всех имеющихся геолого-геофизических данных с учетом полученной новой информации.

На рис. 3.4.10б показан пример повторяемости пятен просачивания, которые наблюдались за 2005 г. Сравнение контуров пятен показывает, что имеется латеральное совпадение местоположения пятен. При этом азимутальная ориентировка пятен меняется в зависимости от преимущественного направления ветра и морских течений. На рис. 3.4.10 темные контуры – пятна просачивания, наблюдаемые с космического аппарата RADARSAT.

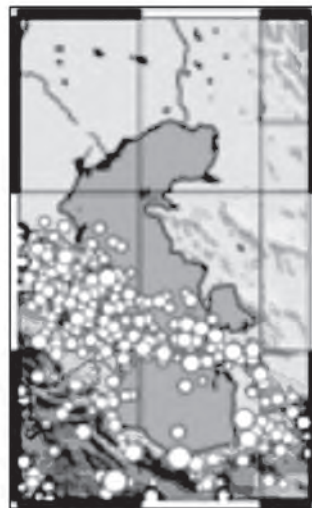
Таким образом, природные нефтяные пятна дают важнейшую дополнительную информацию и, в первую очередь, они указывают на наличие нефтенасыщенных пород. Высокая стоимость морских геологоразведочных работ приводит к тому, что метод идентификации просачиваний приобретает первоочередные позиции для снижения геологических и финансовых рисков при проведения морских операций.

Связь нефтепроявлений с сейсмической активностью

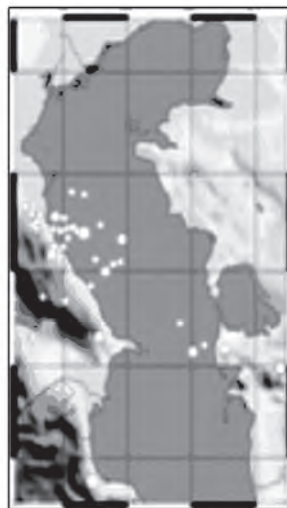
Исходя из предпосылки, что одной из причин нефтепроявлений из нефтегазовых ловушек является периодическая активность землетрясений в исследуемом регионе, в целях оптимизации космических съемок были проанализированы мониторинговые данные о землетрясениях в Каспийском регионе, предоставленные



а



б



в

Рис. 3.4.11. Мониторинговые данные о землетрясениях и нефтепроявлениях в Каспийском регионе: график зависимости обнаружения нефтепроявлений на поверхности воды от землетрясений и скорости ветра (а), схема расположения эпицентров землетрясений за 2001–2005 гг. (б) и за период 1.06.2006 г. по 5.11.2006 г. (в)

Институтом геофизических исследований национального ядерного центра Республики Казахстан (ИГИ НЯЦ РК) (рис. 3.4.11).

На рис. 3.4.11а представлены графики по датам обнаруженных нефтяных пятен, зарегистрированных землетрясений со значениями их магнитуды, а также информация о силе ветра в этот период времени. Анализ полученных данных показал, что обнаружениям нефтяных пятен на поверхности моря часто предшествовали или их сопровождали землетрясения со значениями магнитуды от 3,1 до 4,7, которые могли быть причиной последующих нефтяных протечек.

Поскольку в разных каталогах употреблялись различные типы магнитуд и энергетических характеристик, они были приведены к одной шкале – магнитудам по объемным Р-волнам.

На рис. 3.4.11б показаны эпицентры землетрясений за 2001–2005 гг., а на рис. 3.4.11в – землетрясения за период наших исследований: с 1.06.2006 г. по 5.11.2006 г. Местоположение землетрясений показано кружочками, а интенсивность магнитуды – их размерами. Основная часть регистрируемых землетрясений сосредоточена в широкой полосе, проходящей через срединную часть Каспия с северо-запада на юго-восток, от Азербайджана до Туркмении.

Заключение

В результате проведенных АО «Казгеокосмос» исследований были получены весьма интересные материалы, которые позволили дать уточненную оценку перспектив нефтегазоносности исследованных территорий казахстанского сектора Каспийского моря.

Таким образом, принимая во внимание накопленный опыт практических работ в использовании методов дистанционного зондирования для решения поисковых задач с учетом их относительной дешевизны, представляется целесообразным их более широкое внедрение на всех уровнях системы недропользования.

Литература

1. *Вилор Н.В., Минько Н.П.* Спутниковый мониторинг инфракрасного излучения геологоструктурных элементов Саяно-Байкало-Патомской горной области и байкальской рифтовой системы // Исследования Земли из космоса. 2002. № 4. С. 55–61.
2. *Глушкова Н.В., Баландис В.А.* Опыт использования многозональных космоснимков ASTER на примере Уронайского рудного узла // Исследования Земли из космоса. 2005. № 2. С. 61–66.
3. *Горный В.И., Шилин Б.В., Ясинский Г.И.* Тепловая аэрокосмическая съемка. М.: Недра. 1993. 128 с.
4. *Еремеев В.А., Мордвинцев И.Н., Платонов Н.Г.* Современные гиперспектральные сенсоры и методы обработки гиперспектральных данных // Исследования Земли из космоса. 2003. № 6. С. 80–90.
5. *Хуторский М.Д.* Особенности теплового поля в Восточной части Прикаспийской впадины // Геотектоника. 1979. № 3. С. 14–21.

Л.А. Воронцова, А.А. Драгунов, Д.З. Салимова

3.5. Решение нефтегазопроисследовательских задач аэрокосмогеологическими методами ООО «ТНГ-КАЗАНЬГЕОФИЗИКА»

Подходы к решению нефтегазопроисследовательских задач аэрокосмическими методами

Все методы аэрокосмических исследований базируются на геоиндикационной методологии, указывающей на тесную взаимосвязь процессов, происходящих в земной коре и на ее поверхности. В практической работе геологов в рамках геоиндикационного направления существуют два основных методических подхода к решению разного рода задач, специализирующихся на преимущественном изучении либо физиономических, либо деципиентных компонентов ландшафта.

Первый подход – контрастно-аналоговое дешифрирование, основанное на положении, что на снимках и в ландшафте сходные геологические объекты отображаются системой общих признаков. В рамках данного подхода на основе принципа аналогий широко применяется автоматизированное картирование изучаемых объектов по прямым дешифровочным признакам (т.е. форма, размер, тон, текстура и др.). Однако автоматическое дешифрирование, проводимое на основе многомерного пространственного анализа, существенно облегчает труд аэрокосмогеологов только при распознавании видимых объектов. С меньшей надежностью могут быть выделены классы для областей активизации экзогенных процессов.

Второй подход – ландшафтно-индикационное дешифрирование – основан на визуальном изучении природно-территориальных комплексов, запечатленных на космических снимках, и предполагает использование всех их компонентов в качестве индикаторов геологических объектов. Основными индикаторами эндогенных процессов служат неподдающиеся классификации в силу их большого разнообразия, неповторимости гидрогеологические и геолого-геоморфологические аномалии, наиболее четким образом проявляющиеся в долинах крупных рек. При данном подходе для изучения скрытых объектов осадочного чехла и фундамента, перекрытых неоген-четвертичными отложениями, производится непосредственная визуальная интерпретация ландшафтной информации.

В ООО «ТНГ-Казаньгеофизика» в рамках визуального ландшафтно-индикационного дешифрирования, был разработан комплекс системно-аэрокосмогеологических исследований, включающий 3 нефтепоисковые направления и избирательно рассматривающий геодинамическую активность различного генезиса (Драгунов и др., 2003).

Все источники напряжений, существующие в земной коре, по отношению к ней являются либо внутренними, либо внешними. Внутренняя (эндогенная) активность, в основном, возбуждается движением мантийного вещества и осложняется многочисленными напряжениями меньшего масштаба, инициируемыми всем комплексом внутрикорковых геологических процессов.

Внешние источники напряжений разнородны в своей основе. К последним следует отнести процессы, обусловленные спектром атмосферных агентов (активизирующих, в

свою очередь, геоморфологические процессы), и космогенные – связанные с ротационным режимом Земли, деятельностью околоземных аномалеобразующих источников и непосредственным падением на нашу планету метеоритных тел (Драгунов, 2006).

В таблице 3.5.1 систематизированы данные по избирательному изучению геодинамически активных структур в соответствии с источниками их образования.

Таблица 3.5.1

**Избирательное изучение геодинамически активных структур
в соответствии с источниками их образования**

Характеристики объектов исследований	Источники напряжений, существующие в земной коре					
	Внутренние		Внешние			
	Эндогенные		Экзогенные	Космогенные		
	Мантийные	Внутрикоровые	Геоморфологические	Ротационный режим Земли	Околоземные аномалии полей	Астероидо-метеорный
Источники напряжения	Движение мантийного вещества	Группа коровых геологических процессов	Атмосферные агенты	Вращение планеты вокруг оси и центра эклиптики	Лунно-Солнечное притяжение и другие воздействия	Падение космических тел
Типы формируемых структур	Конически сходящиеся к основанию области нарушений пород	Широкий спектр макро- и микротрещиноватости и блоково-складчатых структур	Широкий спектр макро- и микротрещиноватости и псевдотектонических структур	Многоранговая система субвертикальных расслоений, вычлняющих ромбовидные блоки	8 уровней зонгортальных расслоений, вычлняющих основания литопластин	Очаги дробления горных пород
Вид геодинамической активности	Медленные эвстатические колебательные движения групп блоков	Сейсмические и постоянные разнообразно дифференцированные движения	Развитие эрозионных склонов, обваливание и складкообразование выше тальвегов долин	«Упругие» колебания литопластин в пределах вертикальных расслоений	Твердые приливы с поднятием и опусканием различных уровней земной коры на разную высоту	Метеоритная и астероидная бомбардировка поверхности Земли
Объекты дистанционных исследований	Кольцевые структуры и линейные нарушения	Геологические тела, складчатые и разрывные структуры	Эрозионные и аккумулятивные формы рельефа	Многоранговая система субвертикальных геодинамически активных зон	Субвертикальные геодинамически активные расслоения (данные геофизики и бурения)	Кратеры
Технологии АКГИ	Космотектоника	Тектонодинамика	Геоиндикация	Системная геодинамика		Геоиндикация

Различные типы геодинамической активности в реальном режиме времени формируют и переформируют разные виды структур. Если внутренние источники напряжений контролируют развитие преимущественно узких, трещинообразных разломов и медленную перестройку всех пликативных структур, то внешние источники напряжений формируют в земной коре обширные области мелкой трещиноватости (которые работают при перегрузках, возникающих при вращении нашей планеты, как «меха») и ромбовидные в плане блоки с относительно стабильными геодинамическими характеристиками.

Очевидно, что столь разные виды геодинамической активности по-разному влияют на формирование и переформирование залежей углеводородов.

Виды дистанционных геологических исследований

Космотектонические исследования в качестве основных объектов исследований рассматривают структуры земной коры, обусловленные движением мантийного вещества (табл. 3.5.1). Структуры данного вида связаны с первичными и вторичными источниками точечных напряжений в верхней мантии и в фундаменте.

В ходе проведения региональных работ в рамках космотектонического направления выявляются основные системы линеаментов, крупные аномалии (кольцевые структуры) и определяется плановое местоположение основных источников тектонических напряжений. Объектами детальных исследований являются геодинамически активные ландшафтные аномалии концентрической формы.

Исходя из данных экспериментальных исследований, проведенных в ООО «ТНГ-Казаньгеофизика» и приведенных на рис. 3.5.1 (Александров и др., 1995), видно, что точечные источники напряжений способны формировать в земной коре пликативные структуры.

Точечное воздействие на лед (рис. 3.5.1а, б) и на карбонатные породы (см. рис. 3.5.1в, г) действительно вызывает пликативные деформации, сходные со структурами, наблюдаемыми в современном ландшафте по материалам дистанционного зондирования (рис. 3.5.2).

Согласно данным нецеленаправленного бурения на основе 14 скважин, пробуренных в 2000–2009 гг. на площадях, ранее изученных аэрокосмическими методами, показало, что эффективность космотектонических исследований составляет 64,3% (рис. 3.5.2, 3.5.3). По оценке В.К. Александрова, подтверждаемость данного рода объектов составляет 70% (Александров и др., 1995).

В современном ландшафте объекты космотектонических исследований могут быть уверенно реконструированы по системам четких дугообразных индикаторов, создаваемых эрозионными процессами. В плане они представляют собой последовательность вложенных друг в друга концентров.

Вся совокупность концентров может быть условно подразделена на 4 ранга в зависимости от размера и на 3 типа – по их морфологическим особенностям. Объекты меньших рангов в любом сочетании осложняют объекты более крупных рангов.

Ранжирование кольцевых структур осуществляется с учетом статистических данных по встречаемости концентров и исходя из строения земной коры.

Исходя из морфологических особенностей, объекты I–III типов являются тектонически обусловленными:

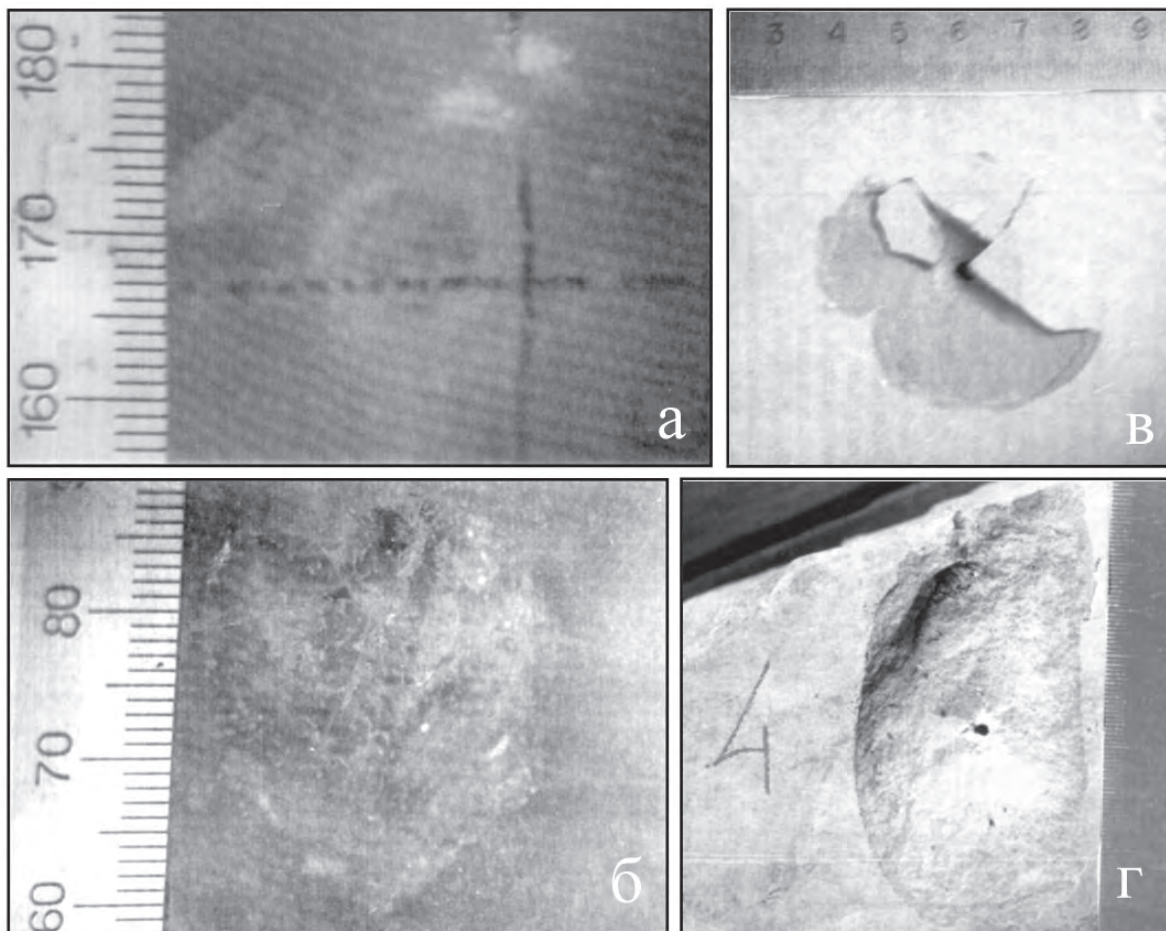


Рис. 3.5.1. Определение углов сколов над точечными источниками напряжений (Александров и др., 1995):

а – лед: толщина 18 мм, скол 26–33°; б – лед: толщина 23 мм, скол 3–15°; в – доломит влажный: толщина 18,5 мм, скол 54–67°; г – известняк: толщина 5,1 мм, скол 76–78°

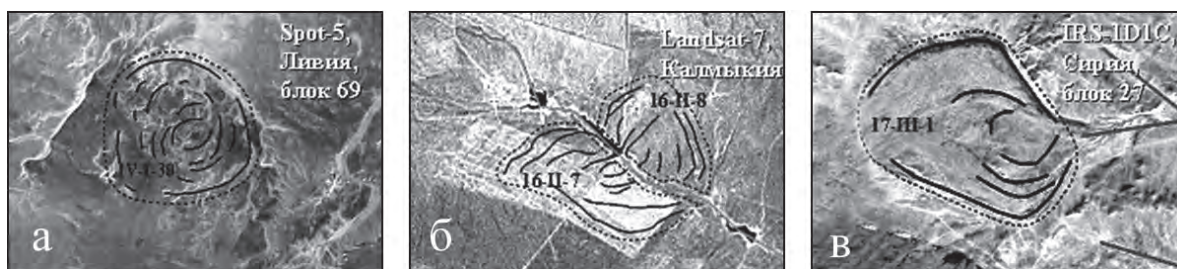


Рис. 3.5.2. Отражение на космоснимках объектов космотектонических исследований.
а – объект I типа, б – объект II типа, в – объект III типа

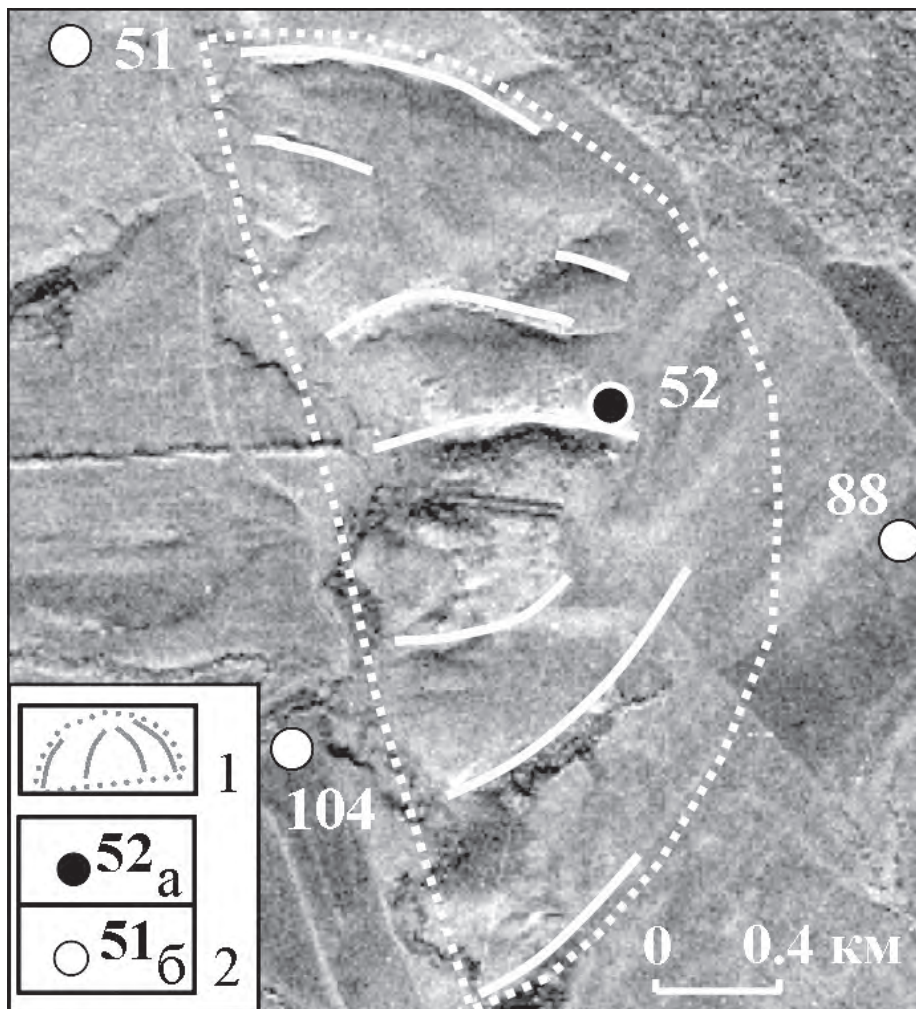


Рис. 3.5.3. Проявление пликативных тектонических структур на космическом изображении. 1 – дугообразные линейменты, отождествляемые с дизъюнктивными нарушениями, и контур предполагаемой нефтеносности; 2 – скважины глубокого бурения: а – продуктивная, б – непродуктивная

I тип – отдельно стоящие (связываются со структурами фундамента, преимущественно вовлеченными в вертикальные движения);

II тип – прислоненные к дизъюнктивным нарушениям более крупного ранга (соотносятся со структурами фундамента, преимущественно вовлеченными в горизонтальные движения);

III тип – возникающие на концах активных разломов (отождествляются с тектоническими структурами, связанными с источниками напряжений, существующими на концах разломов (рис. 3.5.2).

По опыту исследований, проведенных на нефтеперспективных площадях Татарстана, установлено, что с детальными объектами аэрокосмических исследований в

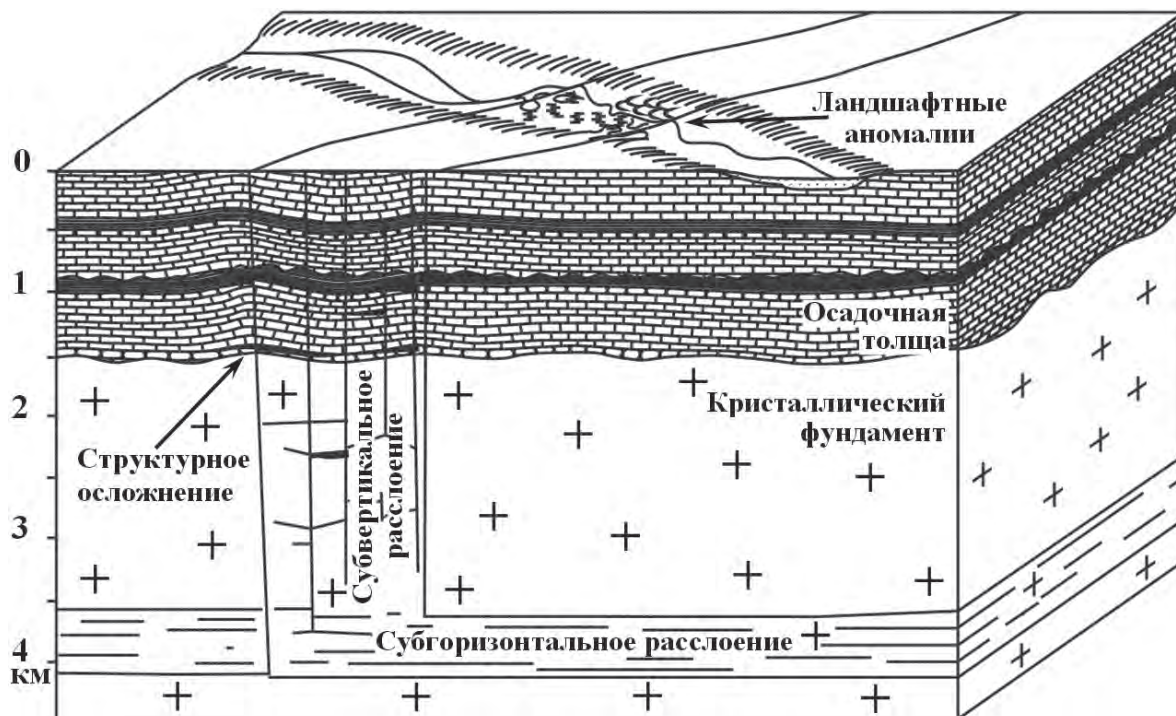


Рис. 3.5.4. Схематический разрез геодинамически активных нарушений земной коры и основные признаки их проявления в современном ландшафте

осадочной толще чаще всего связаны ловушки нефти структурного и всех переходных типов. Наибольший нефтепоисковый интерес представляют объекты, осложняющие краевые части кольцевых структур диаметром 70–150 км.

При проведении **системно-геодинамических исследований** в качестве основного объекта исследований рассматривается многограновая система геодинамически активных зон планетарной трещиноватости, развитие которой обусловлено ротационным полем напряжения Земли.

Геодинамически активные зоны нарушений (ГАЗН) – это обширные области мелкой хрупкой, преимущественно субвертикальной, трещиноватости. С одной стороны, выполняют роль направляющих при колебательных движениях блоков под влиянием Лунно-Солнечного притяжения, а, с другой стороны, работают по принципу «мехов» при перегрузках, возникающих при вращении Земли (Драгунов, 2008).

Анализ полученной информации позволяет разделять эту систему на зоны флюидоперетоков и флюидонакопления и, в конечном итоге, определять места, благоприятные для формирования залежей приразломного типа, а также – уточнять модели уже известных месторождений.

На рис. 3.5.4 представлен схематический разрез ГАЗН 5 ранга и ее основные признаки проявления в современном ландшафте. Субвертикальные ГАЗН представляют собой области развития мелкой трещиноватости, в краевых частях которых вследствие вертикального движения блоков формируются зеркала скольжения.

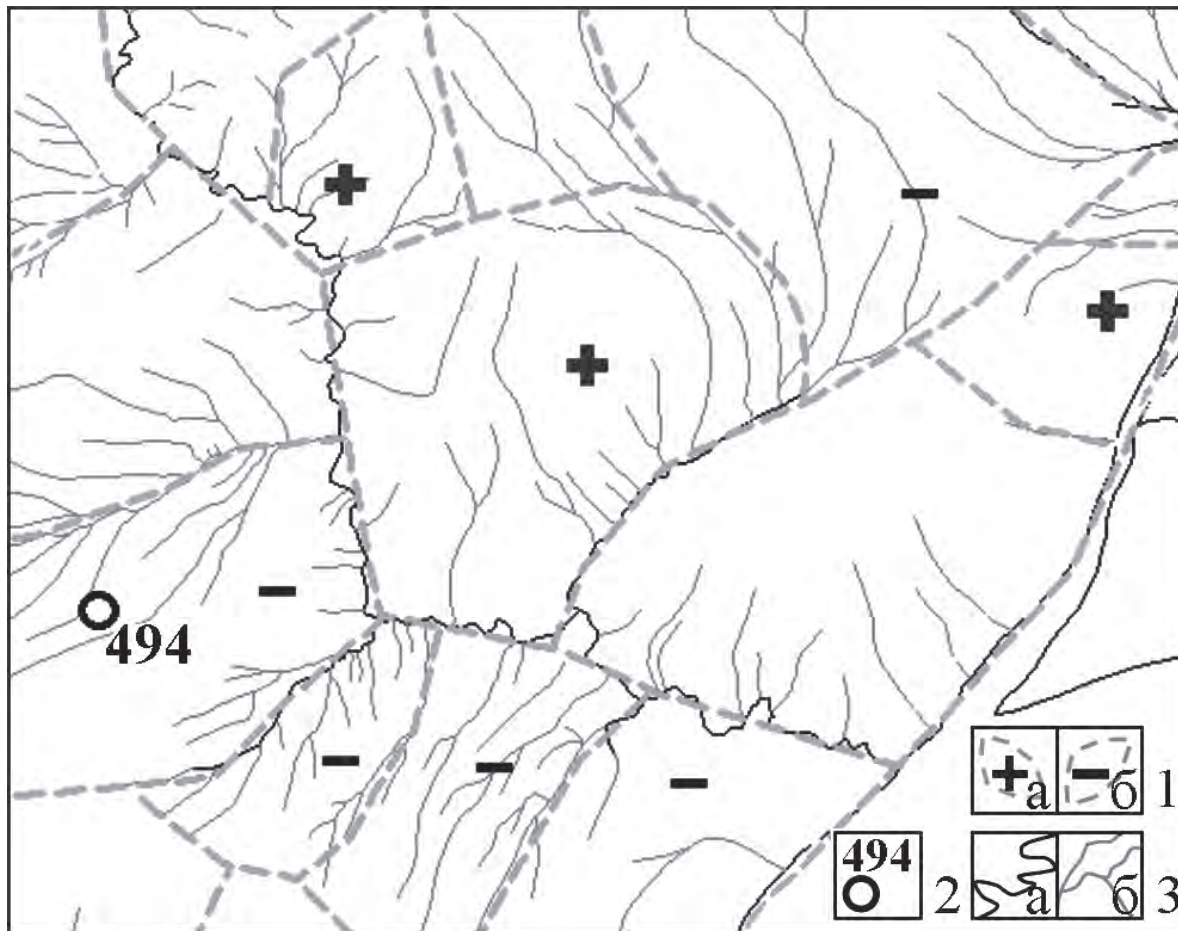


Рис. 3.5.5. Анализ динамики блоков

1 – границы блоков и их динамика: а – положительная, б – отрицательная; 2 – скважина непродуктивная; 3 – водотоки: а – постоянные, б – временные

В основании каждого блока (под воздействием Лунно-Солнечного воздействия) развиваются области субгоризонтального расслоения горных пород. В пределах блоков с относительно стабильными геодинамическими характеристиками развиваются структурные осложнения ГАЗН.

Результаты статистики прямо указывают на существование взаимозависимости между положением залежей УВ в плане и зонами флюидонакоплений 5 ранга (Драгунов и др., 2003). Детальные объекты системно-геодинамических исследований (занимающие менее 10% площади рассматриваемых территорий), отождествляются нами со сложнопостроенными ловушками УВ. Эффективность детальных объектов, посчитанная в 2009 г. на основе 14 вновь пробуренных скважин, составляет 71,43%.

Тектонодинамическое направление. В соответствии с ним в качестве основных объектов исследований рассматриваются структуры земной коры (элементы штамповой

тектоники), формируемые внутрикоровыми геологическими процессами. Основное внимание при данном подходе нацелено на выявление блоков положительной динамики, так как именно с такими объектами бывают связаны залежи углеводородов.

Современная направленность движений каждого блока может быть определена на основе «рисунка» постоянных и временных водотоков, находящихся в его пределах. Согласно общему принципу, с воздымающихся элементов штамповой тектоники водные потоки «скатываются», и потому системы линеаментов, преобладающие в их пределах, имеют «выпуклый» характер (рис. 3.5.5). Напротив, в пределах погружающихся блоков сеть линеаментов имеет «вогнутый» рисунок.

Постоянное формирование и переформирование структурных планов осадочных горизонтов, связанное со штамповой тектоникой, активно влияет на развитие скоплений углеводородов, поэтому полученные данные используются как дополнительная характеристика перспективных объектов (Шайхутдинов, Драгунов, 2008).

Для получения дополнительной информации в рамках тектонодинамического направления производятся морфометрические построения, исходными материалами для которых являются цифровая модель рельефа и материалы, производные от нее. В результате строятся карты базисных поверхностей различных порядков и производится их анализ. Осуществляется линеаментный анализ, где проводится обобщение и генерализация выявленных линеаментов.

Для выбора наиболее перспективных объектов и прогнозирования возможных типов ловушек в рамках данного комплекса исследований проводится литолого-фациальный анализ, который основан на геолого-статистической обработке параметров строения потенциально-продуктивных отложений (Шайхутдинов, Драгунов, 2008). Наиболее информативным количественным критерием нефтеносности ловушек является коэффициент улавливающей способности, а также соотношение пород коллекторов и неколлекторов. Для расчета параметров привлекаются данные ГИС близлежащих глубоких поисковых и разведочных скважин, а также методом аналогии привлекаются показатели строения хорошо изученных ловушек и залежей нефти со сходными условиями залегания продуктивных горизонтов. Результаты данного анализа используются при ранжировании объектов АКГИ по степени перспектив нефтеносности.

В качестве наглядного эталонного участка, в пределах которого сочетаются ландшафтные индикаторы, характеризующие все три типа объектов системно-аэрокосмогеологических исследований, представлен район Ерсубайкинской структуры и одноименного многопластового месторождения нефти, располагающегося на западном склоне Южно-Татарского свода (рис. 3.5.6).

Ерсубайкинское месторождение было открыто в 1974 г., введено в разработку в 1978 г. Высота ловушки массивно-сводового типа – 40–48 м. Месторождение является многопластовым.

По данным космотектонических исследований непосредственно над Ерсубайкинским месторождением выявлено четыре ярко выраженных геоморфологических аномалии, отождествляемых с положительными структурами (рис. 3.5.6а, б). По данным тектонодинамических исследований, в данном районе закартирована группа из трех блоков, имеющая признаки воздымания на современном этапе развития земной коры, окруженные со всех сторон блоками либо с отрицательной, либо с невыясненной динамикой (рис. 3.5.6а, в).

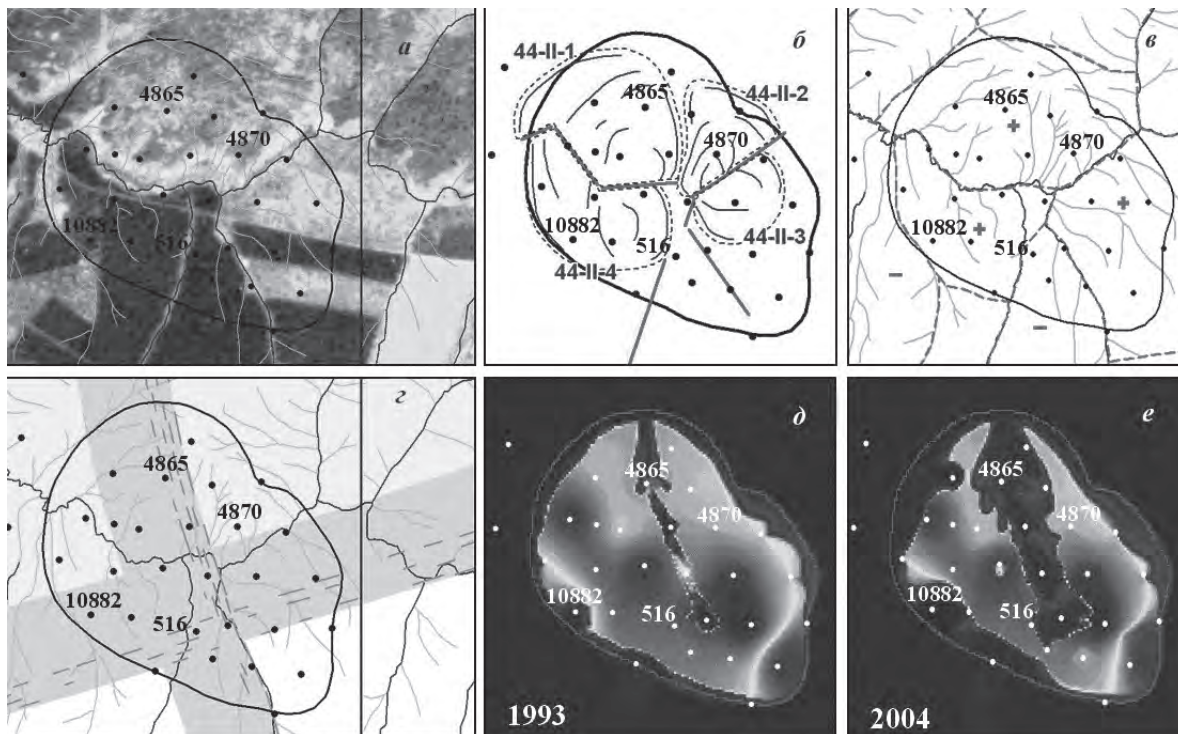


Рис. 3.5.6. Эталонный участок системно-аэрокосмических исследований в районе Ерсубайкинского месторождения нефти.

- а** – фрагмент космического фотоснимка (фильм – 1823, кадр – 21373), полученного 26.08.1982 г. с КФА-1000 ИСЗ «Ресурс-Ф1» в диапазоне 0,57–0,81 мкм, с наложенной эрозионной сетью;
- б** – результаты космотектонических исследований;
- в** – результаты тектонодинамических исследований;
- г** – результаты системно-геодинамических исследований;
- д и е** – карты текущей водонасыщенности тиманского горизонта за 1993 и 2004 гг.

По данным системно-геодинамических исследований Ерсубайкинская структура пересекается зеркалами скольжения геодинамически активных зон крупных рангов, имеющих северо-восточное простирание, и в то же время находится в узле пересечения геодинамически активных зон нарушений 5 ранга (рис. 3.5.6а, г).

По данным бурения в результате интенсивной разработки залежи выявилась прогрессирующая зона обводнения северо-западного простирания. Возможно обводнение происходило по зоне флюидоперетока 5 ранга (рис. 3.5.6г, д, е). Как видно из этих рисунков, характер обводнения залежи непосредственно связан с особенностями существующей здесь системы нарушений и с флюидодинамическим режимом. На существование взаимосвязи прямо указывают результаты статистики (Драгунов, 2006).

На основе комплексного анализа результатов дистанционных нефтепоисковых исследований выявляются зоны, благоприятные для формирования залежей, оцениваются перспективы нефтегазоносности любой даже слабоизученной в геологическом

отношении территории.

Эффективность комплекса аэрокосмогеологических исследований в значительной степени зависит как от полноты изучения геодинамически активных объектов исследований, так и от всестороннего выявления взаимосвязей между объектами и их ландшафтными индикаторами, т.е. от привлечения всей геолого-геофизической информации.

Заключение

Представленный комплекс системно-аэрокосмогеологических исследований может проводиться отдельно от других геолого-геофизических методов в любых физико-географических условиях, на любом этапе нефтегазопроисловых работ.

Аэрокосмические данные должны учитываться при поисках и разведке новых залежей нефти, а также при составлении планов разработки нефтяных и газовых месторождений, в том числе на поздней стадии их разработки.

Для большей эффективности данные виды работ следует комплексировать со всеми видами геофизических исследований и, в первую очередь, с легкими методами (грави- и электроразведочными исследованиями).

Литература

1. Александров В.К., Антонов Ю.Б., Трофимов В.А., Шайхутдинов Р.С., Александрова К.К. Эффективность аэрокосмогеологических исследований в Татарстане и перспективы их использования при геологоразведочных работах // Геология нефти и газа. 1995. № 2. С. 4–6.
2. Драгунов А.А. Проявление геодинамически активной планетарной трещиноватости на космических изображениях Земли // Исследование Земли из космоса. 2008. № 1. С. 89–96.
3. Драгунов А.А. Роль планетарной трещиноватости при формировании Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Казань: ЗАО «Новое знание». 2006. 136 с.
4. Драгунов А.А., Шайхутдинов Р.С., Гареев К.Р. К вопросу о решении задач поисков залежей нефти дистанционными методами // Георесурсы. 2003. № 1. С. 38–42.
5. Шайхутдинов Р.С., Драгунов А.А. Прогноз нефтеносности локальных объектов по комплексу дистанционных и литолого-структурных методов в пределах Южно-Татарского свода // Интервал. 2008. № 8. С. 54–57.

В.Л. Гулев, С.М. Карнаухов, В.И. Соколов, И.В. Огородников

3.6. Использование дистанционных методов для целей прогнозирования и поисков месторождений углеводородного сырья в Устюртском регионе Республики Узбекистан

Особенности постановки работ

Нефтегазопроисковые работы в Устюртском регионе ведутся более 60 лет. В их ходе была получена огромная и ценная информация, позволившая с той или иной степенью детальности осветить особенности геологического строения, вещественного состава, фациально-палеогеографических условий формирования мезо-кайнозойских отложений. За период до 2006 года пробурено 172 глубоких скважины, из них 8 опорных, 18 параметрических и 146 поисковых и разведочных. Общий объем бурения составил почти 560 тыс. пог. м, опробовано 50 площадей, открыто 7 газовых и газоконденсатных месторождений, из бурения выведено с отрицательным результатом 43 площади.

На современном этапе подготовительные работы по проведению геологоразведочных работ в Устюртском регионе Республики Узбекистан были начаты после 25 января 2006 года, когда было подписано «Соглашение об основных принципах проведения геологического изучения недр инвестиционных блоков Устюртского региона Республики Узбекистан между национальной холдинговой компанией (НХК) «Узбекнефтегаз» и ОАО «Газпром».

В декабре 2006 г. ОАО «Газпром» получил 7 лицензий на право пользования участками недр для геологического изучения с целью поиска и разведки месторождений углеводородов на инвестиционных блоках: Актумсукский, Куанышский, Ургинский, Акчалакский, Насамбекский, Шахпахтинский, Агынский (сроком на пять лет). С этого момента отсчитывается начало геологоразведочных работ ОАО «Газпром» в пределах инвестиционных блоков Устюртского региона Республики Узбекистан.

Несмотря на значительные объемы геологоразведочных работ, проведенных ранее, изученность инвестиционных блоков крайне неравномерна. Наиболее изучены Ургинский (западная часть), Акчалакский и южная часть Куанышского блока (рис. 3.6.1, см. цветную вклейку). Здесь плотность изученности оставляет порядка 2 пог. км общей глубинной точки (ОГТ) на 1 км², плотность бурения более 30 км² на скважину. На остальных блоках плотность изученности сейсморазведкой 2D порядка 0,5 пог. км на км², плотность бурения 789–1250 км² на скважину.

Столь же высока неравномерность изученности разреза региона и с глубиной. Так из 88 скважин, вскрывших доверхнепермские образования, 62 приходится на Куаныш-Коскалинский вал, занимающий лишь 4% площади Устюртского региона. При этом подавляющим большинством скважин вскрыта лишь самая верхняя, эродированная часть палеозойского разреза, геолого-геохимическая информация по которой полностью не характеризует весь палеозойский разрез. Для этой части разреза характерны также низкая освещенность керном и опробованием. Вместе с тем палеозойские отложения располагают всеми необходимым генетическими предпосылками

нефтегазоносности, и узбекскими специалистами их генетический потенциал оценивается так же высоко, как и отложений чехла (всего неразведанные перспективные и прогнозные ресурсы 969,4 млн. т условного топлива, примерно по 50% в юрских и палеозойских отложениях).

Все вышеизложенное пришлось учитывать при постановке геологоразведочных работ в Устюртском регионе. Последнее осложнялось небольшим сроком действия выданных лицензий (5 лет), большой площадью (более 38 тыс. км²) и неравномерной изученностью территории, небольшим фондом подготовленных ловушек (8 единиц), а также условием необходимости освоения в течение первых трех лет значительного объема инвестиций. Поэтому пришлось при проведении геологоразведочных работ совмещать отдельные их этапы и стадии на исследуемых участках.

Основанием для проведения геологоразведочных работ на территории Республики Узбекистан были следующие основополагающие документы:

- «Соглашение об основных принципах проведения геологического изучения недр инвестиционных блоков Устюртского региона Республики Узбекистан между Национальной холдинговой компанией «Узбекнефтегаз» и Открытым акционерным обществом «Газпром» (Россия) от 25 января 2006 г.
- лицензия 001 – Актумсукский блок,
- лицензия 002 – Куанышский блок,
- лицензия 003 – Ургинский (западная часть) блок,
- лицензия 005 – Акчалакский блок,
- лицензия 006 – Насамбекский блок,
- лицензия 007 – Шахпахтинский блок,
- лицензия 008 – Агыинский блок

и лицензионные соглашения к ним на проведение геологоразведочных работ на территории Устюртского региона Республики Каракалпакстан Республики Узбекистан.

Цели и задачи, поставленные перед геологоразведочными работами в Устюртском регионе: поиск и разведка залежей углеводородов с использованием методов геофизической разведки в пределах Актумсукского, Агыинского, Насамбекского, Куанышского, Ургинского (западная часть), Акчалакского и Шахпахтинского инвестиционных блоков Устюртского региона Республики Узбекистан общей площадью 38,1 тыс. км².

Результаты работ

На этапе региональных работ по договору с ООО «Центр экологического и техногенного мониторинга» (ЦЭТМ) на базе выполненных ранее (1960–1976 гг.) гравимагниторазведочных работ была выполнена «обработка геофизических данных масштаба 1:500 000 и многозональных космических снимков с целью прогнозирования углеводородного сырья».

Для решения поставленных геологических задач предусматривались:

- обработка имеющихся грави- и магнитометрических данных с целью выявления участков, перспективных на наличие месторождений углеводородного сырья с

использованием технологии оценки нефтеносности на основе обработки геофизических полей в специальном программном пакете Geo-SP, на основании анализа характера связи гравитационного и магнитного полей и анализа характеристик дифференциации вещества;

- обработка космоснимков видео и инфракрасного излучения с целью выделения потенциально перспективных участков пакетами специального программного обеспечения ErDAS, Az-lessa, Coscad, Geo-SP, Lineament;
- комплексная интерпретация геофизических данных и результатов обработки космоснимков в видео и инфракрасном излучении.

В результате проведенных работ:

- построена карта коэффициента связи гравитационного и магнитного полей масштаба 1:1 000 000;
- построена карта фрактальной аномальности статистических параметров гравитационного и магнитного полей масштаба 1:1 000 000;
- построена карта параметра нефтеносности масштаба 1:1 000 000;
- построена карта параметра газоносности масштаба 1:1 000 000;
- проведена оценка территории на нефтеносность и газоносность.

При рассмотрении полученных результатов видно, что выделенные по данным дистанционных методов исследований участки, перспективные на обнаружение залежей углеводородов, тяготеют к районам концентрации геологоразведочных работ, выделенных ООО «ВНИИГАЗ» в поэтапной Программе геологоразведочных работ на инвестиционных блоках Устюртского региона Республики Узбекистан на 2006–2011 гг.: Кульбайской и Аторбайской мульдам, Агьинскому выступу, Шахпахтинской ступени, на которых сосредоточены основные объемы ГРП на инвестиционных блоках.

Интересными представляются три участка (1, 2, 12) в пределах Актумсукской системы дислокаций, где исследованиями последних лет (Волож и др., 2009) в низах пермотриаса выявлена предположительно морская сероцветная толща кунгуро-казанского возраста мощностью несколько сотен метров, с которой могут быть связаны перспективы нефтегазоносности (рис. 3.6.2, см. цветную вклейку).

Геофизические исследования на инвестиционных блоках Устюртского региона выполнялись ЗАО «Газпромзарубежнефтегаз» с привлечением сервисной компании ОАО «Саратовнефтегеофизика» и включали в себя переобработку и переинтерпретацию сейсмических материалов прошлых лет, проведение региональных сейсморазведочных работ по системе профилей кратностью до 120, поисковые и поисково-детальные работы, а также проведение грави- и магниторазведочных работ на территории «шора» Барсакельмес.

К юго-западу от Аральского моря расположен обширный шор – солончак с солевой коркой на поверхности Барсакельмес (казах, «пойдешь - не вернешься»), солончак очень топкий представляет собой плоское дно бессточной котловины, опущенной на 100 м ниже уровня моря. Северо-западнее этого шора в сарматских известняках имеются карстовые формы в виде крупных провальных воронок до 30 м в диаметре и 12 м глубины, с солоноватой водой на дне (рис. 3.6.3).

Карстовые формы распространены и в других местах, причем выражены не только крупными провалами – «анами», но также котловинами, воронками, блюдцами,



Рис. 3.6.3. Шор Барсакельмес (снимок с борта вертолета)

пещерами и др. Образовались они путем выщелачивания известняков, гипса и возникли в плиоцене. Район площадью более 3000 км² непроходим для проведения наземных геологоразведочных работ.

В тектоническом отношении шор приурочен к Барсакельмескому прогибу, перспективному на обнаружение месторождений углеводородов. Плотность прогнозных ресурсов в этом районе оценивается в 30–50 тыс. т условного топлива на км². На Куаныш-Коскалинском валу, с востока примыкающему к Барсакельмескому прогибу, открыты 5 газоконденсатных месторождений в юрских и палеозойских отложениях, на ряде площадей отмечены нефте- и газопроявления при бурении и опробовании скважин.

Для изучения геологического строения и поиска нефтегазоперспективных объектов в пределах шора Барсакельмес были проведены аэрогравимагниторазведочные работы и дешифрирование космоснимков различного уровня генерации, целевым назначением которых являлось: создание высокоточной аэрогеофизической основы поисковых работ на нефть и газ; уточнение геологического строения осадочного чехла

и верхней части палеозойского комплекса в пределах площади работ; районирование территории и локализация перспективных в нефтегазоносном отношении объектов.

Общая площадь съемки составила 3000 км². Работы, обработка и интерпретация материалов проводились силами ЗАО ГНПП «Аэрогеофизика» г. Москва.

Аэрогравимагниторазведочные работы выполнялись с использованием вертолета Ми–8. В качестве измерительного оборудования применяется аэрогравиметрический комплекс МАГ–1 с диапазоном измерения силы тяжести от 976 до 984 Гал и аэромагнитометр «Аэромастер» с чувствительностью до 0,001 нТл. Навигационное оборудование обеспечивало погрешность навигационных данных менее 3 м.

Интерпретация результатов

Целевая (геологическая) интерпретация полученных аэрогеофизических данных осуществлялась с учетом имеющейся априорной геологической информации и поставленных поисковых задач. Для этого привлекались имеющиеся к моменту выполнения работ сведения о строении территории и результатах поисково-разведочных работ на сопредельных площадях.

Дополнительно были использованы результаты визуального и автоматизированного дешифрирования космоснимков, а также данные высокоточной альтиметрии, сопровождающей аэрогеофизическую съемку.

При этом соблюдалась следующая последовательность интерпретационных операций.

На первом этапе работ выполнялся анализ морфологии главной магнитоактивной поверхности.

На втором этапе решалась проблема, связанная с наличием пермотриасового комплекса, по своим физическим и геологическим параметрам занимающего промежуточное положение между образованиями осадочного чехла, с одной стороны, и палеозойского основания — с другой.

Следующим шагом был анализ распределения намагниченности и плотности пород верхней части разреза палеозойского фундамента. Эти данные, с одной стороны, используются далее в процедурах классификации для выделения вещественно-петрофизических комплексов пород палеозойского основания, а, с другой стороны, сами по себе могут характеризовать некоторые особенности структурно-тектонического строения территории.

Выполненная ЗАО ГНПП «Аэрогеофизика» интерактивная классификация эффективных значений плотности и намагниченности палеозойского основания в сопоставлении с априорными данными по отдельным скважинам, пробуренным на съемочной площади и сопредельных территориях, позволила осуществить вещественную идентификацию выделяемых комплексов и сделать некоторые выводы об общих закономерностях геологического строения территории.

Составлена «Схема строения домезозойского основания с вынесенной на нее картой петрофизических классов». Поверх схемы на рис. 3.6.4 (см. цветную вклейку) изображена карта петрофизических классов верхней части разреза палеозойского основания (для моделирования выделено 12 классов). Анализ данной схемы показывает, что, прежде всего, вещественно-петрофизический состав палеозойских отложений оказался значительно более разнородным, чем предполагалось ранее по результатам мелко и среднемасштабных гравимагниторазведочных работ 1960–1970 годов.

На карте четко выделяются области распространения относительно плотных ($2,45\text{--}2,50\text{ г/см}^3$) пород средней намагниченности (классы 3 и 5). Исходя из имеющихся геологических данных, эти комплексы пород интерпретируются как верхнепротерозойские образования метаморфического фундамента. Они образуют крупное Шайтанкалинское поднятие, располагающееся в юго-восточной части участка Барсакельмес и через седловину продолжающееся на север в направлении скв. Насамбек. Второе поднятие с выходами метаморфического фундамента лежит в юго-западном углу территории.

Фундамент основной части территории аэрогеофизических съемок – Барсакельмесского прогиба и Акманказганского вала – сложен, как это представляется, средневерхнекаменноугольными-нижнепермскими осадочными отложениями ($C_{2-3}\text{-}P_1$). Классификация петрофизических свойств этого комплекса позволила выделить в нем три основных литологических разности: терригенную, карбонатную и доломитовую толщи. «Терригенной толще» ($C_{2-3}\text{-}P_1\text{ terr}$) отвечает класс 8, характеризующийся достаточно широким разбросом значений эффективной плотности на нижесреднем уровне и средней намагниченностью. «Терригенная толща» сложена аргиллитами черными, известковистыми, с обломками микрофауны и обуглившихся растительных остатков, с прослоями алевролитов, мелкозернистых песчаников и доломитов.

«Карбонатная толща» ($C_{2-3}\text{-}P_1\text{ carb}$) занимает центральные части депрессий фундамента. Ей отвечают породы класса 1: темно-серые алевролиты, аргиллиты, серые мелкозернистые известняки. В пределах распространения карбонатной толщи обособляются участки менее магнитных пород класса 2, которые условно выделены как «Доломитовая толща» ($C_{2-3}\text{-}P_1\text{ dol}$) и, вероятнее всего, представлены массивными доломитами.

О необходимости корректировки вещественного состава домезозойского основания свидетельствуют также данные пробуренных ОАО «Газпром» скважин, особенно скважины Кубла Ассакеудан в Ассаке-Ауданском прогибе (Шахпахтинский блок), в которой впервые на этом блоке вскрыты палеозойские известняки мощностью более 260 метров, из которых получены непромышленные притоки углеводородного газа.

Кроме того, с использованием космоснимков было выполнено дешифрирование выходов маркирующих пластов и визуальное дешифрирование линеаментов, а также был проведен автоматизированный линеаментный анализ (программа LESSA) как снимков, полученных со спутников серии Landsat, так и более детальных снимков, полученных со спутников SPOT для части территории, покрытой соляной коркой или рапой.

На снимках, полученных со спутников серии Landsat в автоматическом режиме для территории, значительно превышающей съемочную площадь, выделялись линеаменты, которые затем в интерактивном режиме разбраковывались, и природные объекты отделялись от техногенных.

Результаты интерпретации полученных аэрогеофизических данных с элементами прогноза на наличие углеводородов приведены на схеме, представленной на рис. 3.6.5 (см. цветную вклейку).

Таким образом, по результатам проведенных работ структура осадочного чехла охарактеризована на четырех уровнях: на нижнем (главная магнитоактивная поверхность, интерпретируемая как глубина залегания фундамента или общая мощность осадочного чехла), среднем («туронская» на большей части площади магнитоактивная

поверхность) и верхнем (распределение малых магнитных линеаментов в верхних горизонтах чехла). Четвертым уровнем является поверхность, анализируемая методами дешифрирования космоснимков и бортовой альтиметрии.

На основе проведенной интерпретации выделены перспективные для дальнейшего изучения объекты.

Заключение

В целом полученные результаты подтверждают установленные ранее региональные закономерности, связывающие основные перспективы района с Куаныш-Коскалинским и Аманказганским валами, выявлен ряд новых перспективных структур, получены данные, позволяющие расширить перспективы известных структур.

Представляется возможным обнаружение ранее неизвестных ловушек купольного типа в пределах Акманказганского вала, а также перспективной структуры в северо-западном углу съемочной площади.

Таким образом, при проведении геологоразведочных работ по подготовке нефтегазоперспективных объектов, особенно по палеозойским отложениям, комплексирование наиболее используемых геофизических методов (сейсморазведка, гравимагниторазведка) с результатами дешифрирования космоснимков дает весьма существенный прирост информации, способствующий оптимизации геологоразведочного процесса.

Литература

1. *Волож Ю.А., Хераскова Т.Н., Антипов М.П.* Западное Приуралье: прогноз скоплений углеводородов в додевонских отложениях. Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. Электронный научный журнал СМИ: Эл. № Ф077-36038. ISSN 2078-5712. 2009. 14 с.

В.Е. Глотов, Л.П. Глотова

3.7. Учет специфики аномалий углеводородных газов в приземном слое атмосферы в пределах криолитозоны при организации аэрокосмических газогеохимических съемок нефтегазоносных территорий

Аэрокосмические газогеохимические методы выявления месторождений нефти и газа относятся к числу наиболее экономичных и геоэкологически рациональных. Однако результативность их во многом определяется знанием закономерностей поступления метана в земную атмосферу. Многолетние опытно-методические работы на площадях осадочных бассейнов Северо-Востока России (репрезентативном районе криолитозоны) позволили выявить значительные вариации содержания углеводородных газов, прежде всего метана, в приземном слое воздуха на высоте до 1 м. Они связаны не только с источниками атмосферного метана в земных недрах, но и с экзогенными факторами сезонного и суточного характера (Глотов, 1992, 2005). Наиболее низкие значения УВГ в воздухе наблюдаются в холодное время года при снежном покрове больше 0,3 м и сплошном ледовом покрове на озерах с середины октября до начала мая. В это время концентрация атмосферного метана в приземном слое воздуха на площади Анадырской низменности составляет $0,3 \cdot 10^{-4}\%$ *, что примерно в 6 раз ниже среднего содержания его в атмосфере Земли в целом.

Наступление теплого периода года характеризуется всплеском содержания УВГ в приземном слое атмосферы, которое достигает на отдельных площадях величины $20 \cdot 10^{-3}\%$ в середине мая с последующим понижением до $(3-5) \cdot 10^{-3}\%$ в конце июня.

Режимное изучение состава приземного воздуха в теплый период года (с мая по сентябрь) показало, что даже в течение суток аэрогеохимическое поле УВГ не стабильно, носит динамический или мерцающий характер. Так как формирование этого поля происходит за счет выделения метана и его гомологов из сезонно-талого слоя (СТС), были изучены особенности накопления и образования УВГ в этом слое. Объектами исследований стали Анадырский и Хатырский осадочные бассейны с доказанной нефтегазоносностью и Ямско-Тауйский на участках, заведомо не перспективных в нефтегазоносном отношении (рис. 3.7.1).

Осадочный чехол бассейнов сложен терригенными отложениями кайнозойского и мезо-кайнозойского возраста. Приповерхностный слой толщиной до 200 м представлен глинистыми, песчаными, песчано-гравийно-галечными образованиями различного генезиса верхнеэоцено-четвертичного возраста.

Осадочный чехол бассейнов повсеместно проморожен. Мощность многолетне-мерзлых пород (ММП) – от 120 до 180 м. Под руслами водотоков с постоянным течением существуют сквозные талики. Температура пород в подошве яруса годовых теплооборотов (ЯГТО) на глубине 12–15 м выше $-3,5^{\circ}\text{C}$.

В геоморфологическом отношении участки работ представляют собой всхолмленные низины с большим количеством термокарстовых озер. Это тундра с мохово-лишайниково-травянистой и кустарниковой (голубичник, карликовые формы березы, ивы, ольхи, реже кедровый стланик) растительностью.

* Здесь и далее концентрация УВГ приведена в процентах (%) на единицу объема пробы газа.

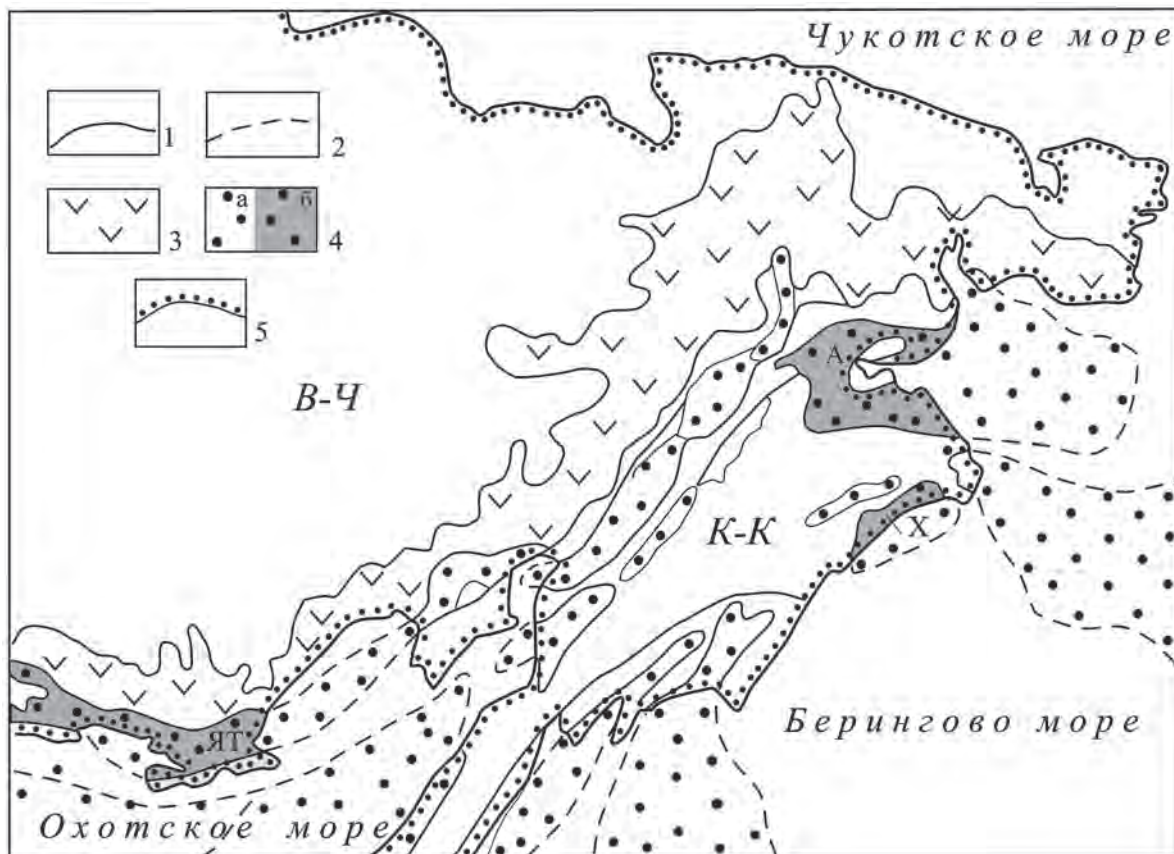


Рис. 3.7.1. Схема расположения участков газогидрогеохимических работ: 1 – геологические границы между тектоническими элементами на суше: В-Ч – Верхояно-Чукотская складчатая область; К-К – Корякско-Камчатская складчатая область; 2 – то же в пределах морской акватории; 3 – Охотско-Чукотский вулканогенный пояс; 4 а, б – осадочные бассейны, в том числе б – ОБ, в пределах которых выполнялись газогеохимические исследования: ЯТ – Ямско-Тауйский, Х – Хатырский, А – Анадырский; 5 – береговая линия

В климатическом отношении выделяются два сезона – холодный и теплый. В холодный сезон (с начала октября до начала мая) среднесуточные температуры воздуха ниже 0°C . Средняя температура за сезон – от $-18,5^{\circ}\text{C}$ в Анадырском до $-14,8^{\circ}\text{C}$ в Ямско-Тауйском ОБ. Сумма осадков в Анадырском ОБ в виде снега составляет 175 мм при средней мощности снежного покрова 50–55 см (в кустарниках до 1,2 м). К этим показателям близки величины осадков в Ямско-Тауйском ОБ. С началом холодного сезона СТС в тундре начинает промерзать. Полностью он промерзает к концу ноября в Анадырском ОБ и месяцем позже в Ямско-Тауйском. Термокарстовые озера чаще всего перемерзают до дна, но под ними круглогодично существуют талики. В теплый сезон (с первых чисел мая до начала октября) среднесуточная температура воздуха выше 0°C . В среднем за сезон она равна $+6,5^{\circ}\text{C}$ в Анадырском и $+8^{\circ}\text{C}$ в более южном

Ямско-Тауйском ОБ. Сумма осадков в виде дождя составляет от 170 мм на площади Анадырского и до 300 мм на площади Ямско-Тауйского ОБ. СТС начинает формироваться после схода снежного покрова в конце мая. Максимальной глубины сезонное оттаивание достигает в начале сентября. Средняя глубина залегания подошвы СТС в Анадырском ОБ – 0,75 м, в Ямско-Тауйском – 1 м. Ледовый покров на озерах разрушается за счет оттаивания сверху и снизу из-за прогрева донных отложений. Длительность таяния льда не более 15–20 суток, т.е. к середине июня поверхность озер очищается от ледового покрова.

Изложенные географо-климатические показатели ОБ в криолитозоне контролируют специфику аномалий УВГ в приземном слое воздуха, определяя динамику поступления УВГ из СТС в атмосферу.

Прежде всего, необходимо выявить принципиальную возможность миграции УВГ в мерзлых отложениях, поскольку существуют две взаимоотрицающие точки зрения. Одни исследователи считают, что миграция УВГ в многолетнемерзлых породах невозможна. Другие полагают, что эти породы проницаемы для газов (Якушев, 2009).

Для проверки нами в апреле 1986 г. на нефтегазоносной Верхне-Телекайской площади Анадырского ОБ в мерзлых супесях были пробурены три вертикальных шпура диаметром 20 мм и глубиной 2,5 м, т.е. на 1,5 м ниже подошвы СТС. После достижения постоянной температуры на дне (она была равна $-2,75^{\circ}\text{C}$) в шпуры были установлены алюминиевые трубки диаметром 15 мм. В нижнем конце их помещен в однослойном марлевом пакете цеолит Са-А (с диаметром пор 5Å), предварительно прогретый до температуры 400°C . Верхний конец трубок герметично закрыт. Промежуток между стенкой шпура и трубкой утрамбован влажной супесью. После установки трубок снежный покров вокруг них был восстановлен. Всего было оборудовано три наблюдательных пункта: в зоне разлома, выделенного при сейсморазведочных работах, в контакте межразломного блока с зоной разлома и на удалении 100 м от осевой части зоны разлома. Выдержка трубок составляла 45 дней – с 10 марта по 24 апреля. После извлечения пробы цеолита были переложены в стеклянные запаянные ампулы. Дегазация сорбента и анализ УВГ в лабораторных условиях выполнен О.В. Щербанем с помощью хроматографа «Цвет» с чувствительностью по УВГ $1 \cdot 10^{-6}\%$ (Глотов, Щербань, 1987а). Выяснилось, что за 1,5 месяца стояния в шпурах сорбенты обогатились УВГ в количестве от 0,04 в межразломном блоке до 0,1 мл/г в зоне разлома; УВГ представлены насыщенными соединениями C_1 - C_4 , среди которых доминирует метан. Расчетным путем установлено, что плотность миграционного потока УВГ в толще ММП к дневной поверхности в зоне разлома составляет $11 \cdot 10^{-3} \text{ см}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$, а вне его – от $0,4 \cdot 10^{-3}$ до $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ см}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$. Следовательно, наиболее газопроницаемы субвертикальные трещины, которые в реальности выполнены льдом. Миграция УВГ связана с диффузией газов, скорее всего, по контакту льда с минеральной матрицей по градиенту температур, наиболее значимому в холодный сезон после перемерзания СТС (Глотов и др., 1985).

При температуре грунтов СТС ниже 0°C и переходе воды в твердую фазу сорбционная емкость слоя значительно возрастает, возможно, происходит и гидратообразование (Якушев, 2009). Это обуславливает резкое увеличение концентрации пропана и бутанов (табл. 3.7.1).

Судя по данным табл. 3.7.1, можно полагать, что сорбционная емкость отложений СТС прямо зависит от их состава и температуры, которая на поверхности почвы достигает

Таблица 3.7.1

Содержание УВГ ($n \times 10^{-3}$ см³/кг), сорбированных отложениями СТС в начале и конце холодного сезона 1986–1987 гг. (среднее из 32 пунктов опробования)

Глубина отбора проб, м	19–21 ноября 1986 г., полное промерзание			15–20 апреля 1987 г., мерзлое состояние СТС		
	метан + этан	пропан	бутан	метан + этан	пропан	бутан
Торф						
0,0-0,1	142,5	0,21	н.о.	977,2	н.о.	н.о.
0,2-0,3	89,7	0,25	н.о.	789,4	8,25	4,2
0,4-0,5	64,2	4,64	н.о.	662,5	н.о.	н.о.
Супесь						
0,0-0,1	7,45	0,02	н.о.	250,8	н.и.	н.и.
0,2-0,3	5,3	0,06	н.о.	205,1	13,5	13,5
0,4-0,5	4,5	н.о.	н.о.	112,6	5,7	44,2
0,7-0,8	4,02	н.о.	н.о.	102,5	28,5	40,2
Суглинок						
0,0-0,1	58,6	5,6	н.о.	247,3	н.и.	н.и.
0,2-0,3	57,8	6,0	0,4	227,2	32,4	6,9
0,4-0,5	70,6	9,4	1,3	221,4	31,1	6,9
0,7-0,8	78,2	10,8	1,5	190,7	41,1	23,6

Примечание: н.о. – не обнаружено; н.и. – не исследовалось

минимума $-26,8^{\circ}\text{C}$, а на глубине 0,5 м – $(-14,3)^{\circ}\text{C}$. Видимо, в СТС задерживается большая часть потока диффундирующего газа, так как в снежном покрове, в том числе и в его основании, УВГ содержатся в количестве менее $1,2 \cdot 10^{-3}\%$. Не исключено, что метан в атмосфере в зимнее время имеет аллохтонную природу, т.е. привнесён меридиональными потоками воздуха, поэтому его содержание не характеризует газонасыщенность СТС.

Озера в холодный сезон также, как и СТС, являются аккумуляторами УВГ, генерируемых анаэробными бактериями в талых донных осадках. Образующиеся газы частично растворяются в воде, но в большей степени в виде пузырьков вмёрзают в ледовый покров, иногда сливаясь в линзы толщиной не более 3 см. Среднее содержание метана в газовых пузырьках и линзах ледового покрова озёр Анадырской, Янской, Тауйской и Арманской низменностей (133 пробы) равно 38,5%, пористость льда в среднем 1,15%. Можно принять, что к концу зимнего сезона 1 м³ льда содержит 4427,5 см³ метана.

В газогеохимическом отношении интерес представляют УВГ, генерируемые бактериями в анаэробных условиях в промежутки времени от начала промерзания СТС (первая декада октября) до его завершения, которое в Анадырском ОБ происходит в первой половине ноября, а в Ямско-Тауйском – в конце декабря (Глотов, Щербань, 1987б). В этот период в талой (непромерзшей) части СТС возникает восстановительная обстановка, функционируют анаэробные бактерии, генерирующие метан, окись и двуокись углерода, водород и др. Генерация газов, видимо, продолжается при охлаждении

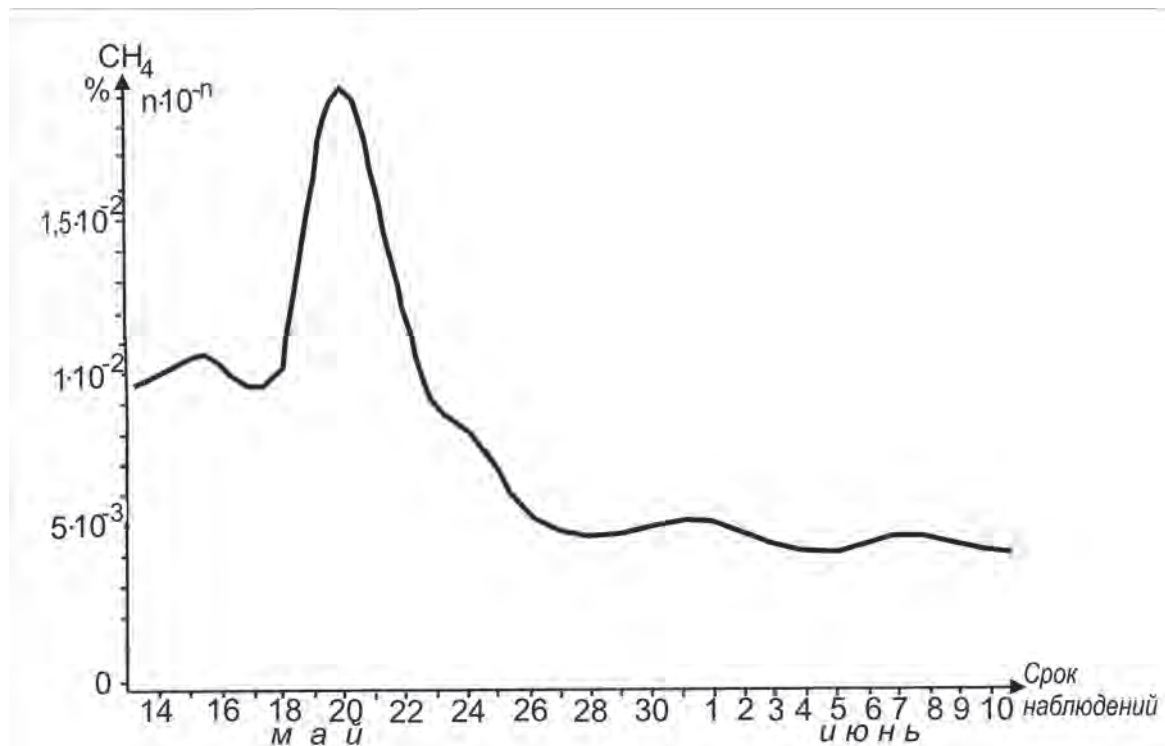


Рис. 3.7.2. График изменения концентраций метана в свободном газе сезонно-талого слоя на режимном пункте Верхне-Телекайской площади при трехкратном сглаживании в реальном масштабе

дении отложений до -2°C , лимитируясь только наличием воды в жидкой фазе, в том числе пленочной рыхлосвязанной. Состав сингенетичных газов в промерзающем СТС зависит от количества захороненного органического вещества. В мерзлом торфе газы азотно-углекислые с содержанием метана 8,2%, в мерзлых гумусированных супесях — 6,5%, в песчано-галечных отложениях — не более 0,05%. При наступлении теплого сезона происходит массовое таяние снежного покрова, затем льда озер и СТС. Аккумулированные за 7 месяцев холодного сезона газы сбрасываются в атмосферу за 1,5 месяца, при этом залповое поступление УВГ происходит во второй половине мая, когда в СТС еще не сформировался водоносный слой (верховодка). В это время концентрация метана в приземном слое атмосфере в пределах газоносных площадей Анадырского и Хатырского ОБ достигает $2 \cdot 10^{-2}\%$, вне этих площадей — $4,4 \cdot 10^{-3}\%$, на неперспективных в нефтегазонасном отношении площадях Ямско-Тауйского ОБ — $3,7 \cdot 10^{-3}\%$.

На рис. 3.7.2 графически показаны изменения содержания метана в воздухе на высоте 1 м от поверхности земли в мае-июне 1985 г. на Верхне-Телекайской нефтегазонасной площади Анадырского ОБ. Ярко выражен всплеск концентрации метана, что, видимо, связано с разложением газогидратов в аккумулятивном горизонте почвенного слоя.

После образования водоносного приповерхностного горизонта в СТС, сброса в атмосферу аккумулялированного за зиму метана и общего понижения его количества в

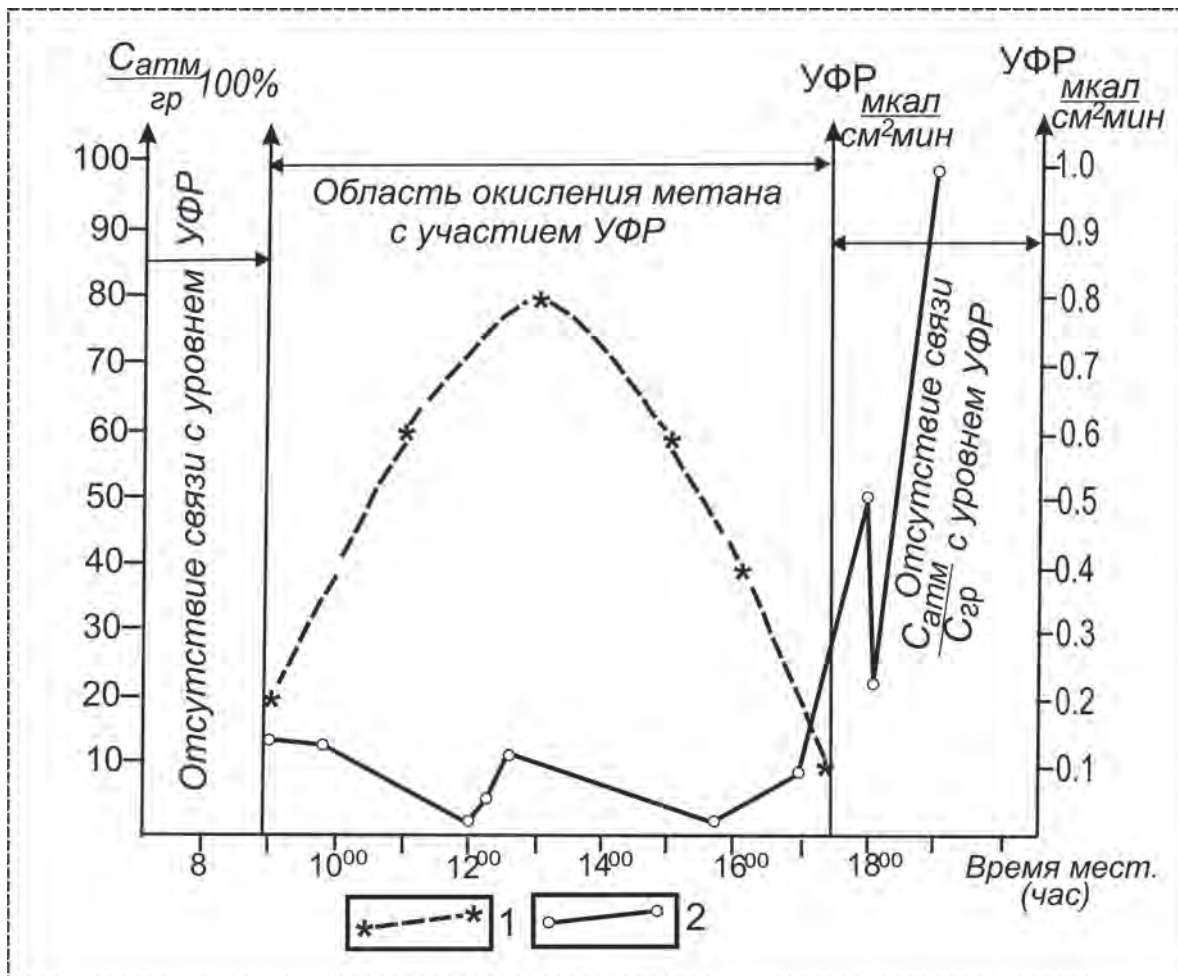


Рис. 3.7.3. Связь ультрафиолетовой солнечной радиации с концентрацией метана в приземном слое в конце летнего периода (Анадырский бассейн, Верхне-Телекайская площадь):
 1 – ход интенсивности ультрафиолетовой солнечной радиации ($\lambda < 320$ нм) на широте 64° с.ш. в начале сентября; 2 – отношение содержания CH_4 в атмосфере и в грунтах (в %)

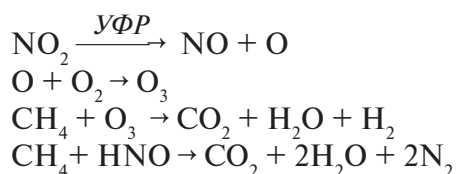
атмосфере становится заметным влияние такого фактора, как ультрафиолетовая солнечная радиация.

Поскольку содержание метана в приземном слое (не выше 1 м от земной поверхности) связано с его количеством в СТС, мы обратили внимание на отношение содержания метана в воздухе (C_{atm}) к его количеству в почвенном (или грунтовым) газе ($C_{гр}$) с интенсивностью ультрафиолетовой радиации (УФР) ($\lambda < 320$ нм) на широте 64° с.ш. Результаты исследований показаны на рис. 3.7.3.

По нашему мнению, при солнечном освещении происходит окисление метана по реакциям:



Рис. 3.7.4. Выделение гидрогеологически активных разломов по газогеохимическим признакам



По полученным данным следует, что наиболее представительные результаты аэрокосмических нефтегазопромысловых газогеохимических съемок в криолитозоне можно получить в июле—сентябре при интенсивности ультрафиолетовой радиации ниже 0,1 ккал/(см²·мин). При этом значении УФР количество метана в воздухе зависит лишь от интенсивности его притока из почвы, который контролируется содержанием метана в газе СТС. В свою очередь, последнее связано не только с возможной генерацией метанообразующими бактериями, но и миграцией его через толщу ММП, прежде всего в зонах разломов.

Особенности диффузии метана в этих зонах выявлены в Хатырском ОБ при использовании метода режимных гидрогеохимических исследований приповерхностных отложений с почасовым отбором проб газа. На рис. 3.7.4 показаны результаты такого опробования в зоне двух разломов и в межразломном блоке.

При сравнении содержания метана в пробах, взятых одновременно из приповерхностных отложений в зонах разломов и в межразломном блоке, отчетливо проявляется связь приливно-отливных движений с содержанием метана в зоне разломов с

открытыми трещинами. Следует отметить, что район режимных наблюдений расположен в зоне сочленения Хатырского нефтегазоносного бассейна с горноскладчатым обрамлением по системе надвигов. Пассивный разлом является надвигом, при формировании которого образовалась тектоническая брекчия с глинистым цементом, поэтому такой разлом относится к тектоническому экрану. В газогеохимическом отношении он сходен с породами в межразломном блоке. Отношение CН_4 в надвиге к CН_4 в блоке пород близко к 1.

Газогеохимически активный разлом хорошо заметен на местности. Он перпендикулярен к зоне надвигов; к нему приурочены русла ручьев, оврагов, а в местах пересечения с руслами водотоков закартированы источники подземных вод с сероводородом и УВГ. В этой зоне отмечены наиболее высокие содержания УВГ в приземном слое. Полагаем, что по полученным органогеохимическим и газогидрогеохимическим показателям зона сочленения Хатырского ОБ с обрамлением перспективна для бурения поисковых на нефть и газ скважин.

Роль метанооксиляющих бактерий в регулировании потока из СТС в приземной слой атмосферы пока мало изучена. Подобные микроорганизмы выявлены в почвах тундры и лесотундры (Глотов, Щербань, 1987а, б). Однако эффективность «бактериального фильтра» в высоких широтах не изучена. Можно предполагать, что одной из причин накопления метана в приземном слое воздуха в начале теплого сезона связано с малой активностью бактериального окисления.

Резюмируя вышеизложенное, можно сделать следующие выводы:

1. Специфика аномалий УВГ в приземном слое атмосферы в пределах криолитозоны заключается в резкой изменчивости содержаний метана (и его гомологов) как по сезонам года, так и в теплый период. В холодный сезон в естественных условиях содержание метана примерно в 6 раз меньше, чем в теплый.

2. В теплый сезон максимальные концентрации метана в приземном воздухе свойственны периоду от начала перехода к среднесуточным температурам воздуха выше 0°C , когда происходит разрушение устойчивого снежного покрова и ледяной корки на озерах, до появления приповерхностного водоносного горизонта в СТС. Содержание метана в приземном слое воздуха на локальных нефтегазоносных площадях Анадырского бассейна в это время достигало $20 \cdot 10^{-3}\%$.

3. В течение суток концентрация УВГ в приземном слое воздуха неустойчива и меняется, что связано с воздействием ультрафиолетовой радиации, солнечно-лунными приливами в земной коре и возможным воздействием бактериального окисления. Поэтому атмогеохимические аномалии метана носят «мерцающий» характер. Познание закономерностей проявления таких «мерцаний» позволяет оценивать перспективы нефтегазоносности локальной площади.

4. Для выявления месторождений нефти и газа космоатмогазогеохимические съемки необходимо совмещать с наземными режимными работами. Наиболее рационально повторное выполнение таких съемок. Среднемасштабные (1:100 000) и более мелкие следует выполнять в начале теплого периода года. В августе–сентябре при максимальной оттайке СТС выявленные космоатмогеохимические аномалии заверяются повторными крупномасштабными (1:50 000 и крупнее) газогеохимическими съемками в вечерние и утренние часы. Полученные данные анализируются с привязкой к геолого-геофизическим материалам, и в зонах совмещения газогеохимических аномалий с зонами разломов выполняют режимные наблюдения за содержанием

метана в СТС. Длительность исследований не должна быть меньше полумесячного периода колебаний амплитуды приливно-отливных движений. По выявленным закономерным изменениям концентраций метана и его гомологов в газе СТС можно судить о перспективности локальной площади на наличие скоплений нефти и/или газа в ее недрах.

Опытно-методические работы, выполненные по предлагаемой схеме в Анадырском нефтегазоносном ОБ, показали их высокую эффективность (Глотов, Гревцев, 2002).

Литература

1. *Глотов В.Е.* Газогеохимическая цикличность в сезонно-талом слое низменностей криолитозоны // Доклады АН СССР. 1992. Т. 325. № 1. С. 150–152.
2. *Глотов В.Е.* Естественные источники атмосферного метана в криолитозоне // Мат-лы 3-й конф. геокриологов России. МГУ им. М.В. Ломоносова, 1-3.06.2005 г. М.: МГУ. 2005. Т. 1. С. 236–241.
3. *Глотов В.Е., Иванов В.В., Шило Н.А.* Миграция углеводородов через толщу многолетне-мерзлых пород // Доклады АН СССР. 1985. Т. 285. № 6. С. 1443–1446.
4. *Глотов В.Е., Гревцев А.В.* Особенности применения органогеохимических методов поисков месторождений нефти и газа на Северо-Востоке России // Строение, динамика и металлогения Охотского региона и прилегающих частей северо-западной Тихоокеанской плиты: мат-лы междунар. научн. симп. Ю.-Сахалинск, 24–28.09.2002 г. Ю.-Сахалинск: ИМГиГ СахНЦ ДВО РАН. 2002. С. 37–40.
5. *Глотов В.Е., Щербань О.В.* Нестационарность геохимических полей в сезонно-талом слое осадочных бассейнов Северо-Востока СССР // Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. М.: ВНИИГеoinформсистем. 1987а. С. 84–90.
6. *Глотов В.Е., Щербань О.В.* Распределение углеводородоокисляющих бактерий в сезонно-талом слое (на примере нефтегазоносных бассейнов Чукотки) // Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. М.: ВНИИГеoinформсистем. 1987б. С. 141–142.
7. *Якушев В.С.* Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне. М.: ВНИИГАЗ. 2009. 192 с.

Д.М. Трофимов, М.К. Шуваева

3.8. Экономические аспекты использования космических методов в комплексе геологоразведочных работ на нефть и газ

Начало практического применения космических методов на региональном и поисковом этапах геологоразведочных работ на нефть и газ относится к середине 80-х годов 20-го столетия. Внедрением этих методов занимались ведущие научно-исследовательские институты СССР: ВНИГНИ, ВНИИГАЗ, ИГиРГИ, ВНИГРИ и др. Официальное признание они получили в 1983 году (Положение об этапах..., 1983). Однако для того периода времени вопрос об экономике их практического использования не поднимался в связи с опытным характером работ.

Вопросы экономики геологоразведочных работ возникли с появлением частных и акционерных компаний, а также с отменой ставок отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ), когда компаниям на освоение участков недр необходимо было вкладывать собственные средства. Однако до настоящего времени итоги результатов двадцатипятилетних аэрокосмических исследований и их стоимости не поднимались.

Полученные на протяжении трех десятилетий результаты подтвердили необходимость применения дистанционных методов на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ. Современное состояние съемок из космоса обеспечивает как любой масштаб снимков с разрешением до полуметра, так и съемки в различных диапазонах спектра (видимом, инфракрасном, радио- и СВЧ-диапазонах), обеспечивающих с использованием ГИС-технологий решение комплекса многообразных задач.

В настоящее время темпы совершенствования дистанционных методов (в год в среднем запускается до десятка новых спутников) и их уровень соответствуют самым высокотехнологичным отраслям.

Рассмотрим экономическую целесообразность применения космических методов на основных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ на примере Восточной Сибири. С целью реализации региональных работ здесь осуществлялось бурение параметрических скважин и проведение редкой сети сейсмопрофилей. Основой для их заложения являлись данные геологической, магнитометрической и гравиметрической съемок 50–60-х годов прошлого столетия.

Вместе с тем использование космических съемок масштабов 1:200 000 – 1:50 000 позволяет решать как региональные, так и поисковые задачи, в том числе проводить оценку локализованных ресурсов, опережая проведение параметрического бурения и сейсморазведки. В этом варианте могут параллельно решаться поисковые вопросы по выявлению ловушек углеводородов и оценке их нефтегазоносности, существенно ускорив темпы освоения ресурсов Восточной Сибири и обеспечение заполняемости нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО). Результаты региональных работ показывают, что огромные затраты на их проведение обеспечивают только изучение геологического строения, практически не решая нефтегазопроисловых задач.

Оценка результатов использования космических методов по прогнозу локальных структур в пределах основных нефтегазоносных бассейнов России относительно их изученности по состоянию на 2007 год показала, что в среднем 60–80% прогнозируемых структурных ловушек подтверждается сейсморазведкой. Причем, чем выше

плотность сети сейсмопрофилей, тем больше подтверждаемость прогнозируемых локальных объектов. То есть при размещении сети сейсмопрофилей непосредственно на прогнозируемых по данным дешифрирования космоснимков структурах, позволит уменьшить в среднем ее объем при выявлении и подготовке объектов к глубокому бурению как минимум на $\frac{1}{4}$. Это обеспечит сокращение основных затрат стадий выявления и подготовки локальных поднятий к глубокому бурению.

Приведенные данные показывают, что несвоевременное использование космических методов свидетельствует об упущенной экономической выгоде предприятий-недропользователей.

Для доказательства вышесказанного выбран участок площадью 3300 км², где был проведен структурный анализ космических снимков, по результатам которого спрогнозировано 13 локальных структур суммарной площадью 835 км².

Для выявления структур на данном участке методом сейсморазведки 2D плотностью 1–1,5 пог. км/км² потребуется проведение разведочных работ на трассах 3500–4950 пог. км, что при средней стоимости 1 пог. км порядка 200 тыс. руб. составит 70–100 млн. руб.

Выявленные структуры необходимо будет еще подготовить к глубокому бурению и затраты, соответственно, увеличатся. Для подготовки к глубокому бурению 13 спрогнозированных по результатам дешифрирования космоснимков структур детальной сейсморазведкой 2D плотностью 2,5–3 пог. км/км² потребуется проведение 2000–2500 пог. км сейсмопрофилей стоимостью от 40 до 50 млн. руб. Таким образом затраты на подготовку объектов к глубокому бурению снижаются на 50%.

В течение последних пяти лет получил развитие метод оценки перспектив нефтегазоносности структур, подготовленных к поисковому бурению, на основе статистического анализа спектральных яркостей многозональных съемок в видимом и инфракрасном диапазонах спектра, базируясь на эталонных объектах. В зависимости от геологического строения и особенностей развития на рельефообразующем этапе, степени раздробленности поднятий разрывными нарушениями и надежности флюидоупоров представляется возможность распознавать статистически значимые продуктивные и пустые ловушки, что способствует повышению эффективности поисковых работ.

Для оценки перспектив нефтегазоносности каждая структура, выявленная на рассматриваемом участке, анализировалась с помощью спектрального анализа относительно известных в данном районе месторождений нефти и газа. Подобный экспресс-анализ позволил разделить данные локальные структуры на близкие по своим характеристикам эталонным месторождениям и на не соответствующие им по спектральным данным, то есть выявить наиболее перспективные и, следовательно, первоочередные объекты для постановки сейсморазведочных работ. Таким образом, затраты на сейсморазведочные работы для подготовки объектов к глубокому бурению сокращаются в три раза.

Кроме того, была выполнена оценка локализованных ресурсов прогнозируемых по данным дешифрирования космоснимков локальных объектов вероятностным методом с учетом геологического и экономического рисков, которая составила в сумме по всем структурам 95 млн. т. По оценке ВНИГНИ нелокализованные ресурсы выбранного участка составляют 65 млн. т. При относительной близости этих оценок, что указывает на достоверность нашего расчета, конкретно выделенные поисковые объ-

екты позволяют планировать на них сеть сейсмопрофилей, в отличие от их слепого размещения по сетке, не гарантирующей выявления хотя бы части расположенных здесь локальных структур.

В стоимостном выражении относительно традиционного комплекса поисковых работ, дистанционное зондирование с решением задач по прогнозу локальных объектов, оценке их ресурсов и нефтегазоносности обходится в 300 долл. на км². В то же время доведение сети сейсмопрофилей до плотности, соответствующей стадии выявления сейсморазведкой 2D поисковых объектов (8 тыс. долл. за пог. км) обходится для структуры размером 7×3 км в 250 тыс. долл. (7 млн. 200 тыс. руб.). То есть затраты на проведение предварительных поисковых работ методами дистанционного зондирования перед проведением сейсморазведки составляют не более 9% от затрат на последнюю.

На разведочном и эксплуатационном этапах основной вклад дистанционных методов заключается в прогнозировании разрывных нарушений, осложняющих строение ловушки и влияющих на модель резервуара и его фильтрационно-емкостные свойства. Наиболее распространенным упущением по завершении разведочного этапа является недооценка степени раздробленности резервуара и распространения в его пределах барьеров и каналов, связанных с разрывными нарушениями. Результатом этого является недостаточно эффективная схема разработки, приводящая к снижению коэффициента извлечения нефти или газа и бурению низкопродуктивных скважин. То есть цена подобных ошибок – стоимость пустых скважин.

Например, опыт работ на Куюмбинском и Юрубченском месторождениях показал, что прогноз зон трещиноватости в карбонатных коллекторах с использованием дистанционных методов, обеспечивающих устойчивые дебиты углеводородов, колеблется от 80 до 92% (Малышев и др., 2009).

Приведенные примеры и результаты других наших исследований указывают на целесообразность сочетания геологоразведочных работ на нефть и газ с малозатратными дистанционными методами, которые существенно повышают их эффективности.

Литература

1. Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. М.: ВНИГНИ. 1983. 48 с.
2. *Малышев Н.А., Таверизов В.Е., Трофимов Д.М., Евдокименков В.Н.* Прогнозирование зон трещиноватости по космическим, сейсморазведочным и промысловым данным (на примере резервуаров рифея Камовского свода) // Геоматика. 2009. № 1. С. 57–59.

Глава 4

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ МОНИТОРИНГА ПРИ ПОИСКЕ, ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В МОРСКИХ АКВАТОРИЯХ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОНАХ

В.П. Ключко, Б.М. Полухтович, П.Я. Максимчук, О.В. Седлерова

4.1. Комплексная методика прогнозирования нефтегазоперспективных объектов в прибрежной зоне Южного нефтегазоносного региона Украины с использованием данных дистанционного зондирования Земли

Теоретическая база исследований

Южный нефтегазоносный регион охватывает сушу юга Украины, прилегающую к северному побережью Черного и Азовского морей, и украинские секторы шельфа Черного и акватории Азовского морей. В настоящее время он представляет собой наименее изученный нефтегазоносный регион Украины: украинская часть акватории Азовского моря изучена на 4%, северо-западный шельф Черного моря – на 7% (Гожик, Чабаненко, Краюшкин и др., 2006; Гожик, Чабаненко, Евдошук и др., 2007).

Отсутствие качественных региональных геофизических работ, в первую очередь сейсморазведочных исследований, а также параметрического бурения в Южном нефтегазоносном регионе приводит к слабой обоснованности нефтегазоперспективных объектов (НГПО), подготовленных к поисково-разведочному бурению и выявленных сейсморазведкой. Остается огромный фонд прогнозно-перспективных объектов, не охваченный исследованиями. Одни и те же структуры годами переходят из категории в категорию без повышения в ранге как на основе детальных работ, так и параметрического бурения. Обоснование повышения в ранге требует привлечения комплекса прямых и нетрадиционных методов поиска залежей углеводородов на всех видах структур: месторождениях УВ, НГПО и ППО.

Применение на практике комплекса космогеологических исследований позволяет снизить затраты на подготовку объектов к дальнейшему изучению (постановке сейсморазведочных работ, осуществлению параметрического бурения, обоснованию постановки поисковых буровых скважин на нефть и газ).

При изучении и прогнозировании нефтегазоносных структур материалы аэрокосмических съемок начали использоваться еще во второй половине прошлого столетия.

Теоретические и методические основы аэрокосмических исследований при поиске месторождений УВ, при прогнозировании нефтегазоперспективных и прогнозно-перспективных объектов, а также подходы к использованию аэрокосмических методов на разных этапах геологоразведочных работ были разработаны Амурским Г.И., Афанасьевым Н.Ф., Гридиным В.И., Кацом Я.Г., Лялько В.И., Трофимовым Д.М., Шардановым А.Н., Шарковым В.В. и другими исследователями.

Специфика использования материалов дистанционного зондирования при поисках месторождений нефти и газа обусловлена тем, что нефтегазоносные территории – это осадочные бассейны со слабо дислоцированным осадочным чехлом значительной толщи. Ловушки углеводородов приурочены, как правило, к глубоким горизонтам осадочного чехла и отображаются на поверхности посредством элементов и компонентов ландшафта.

Поскольку объем имеющейся геолого-геофизической информации ограничен, одним из направлений оптимизации прогноза, поисков и разведки месторождений нефти и газа в шельфовой зоне является привлечение новых, нетрадиционных источников информации, в частности материалов космической многозональной съемки. В отличие от традиционного комплекса геолого-геофизических работ, который основывается на методе «многоступенчатой генерализации» (обобщение данных, полученных на разных площадях), космогеологические исследования позволяют получить целостную картину строения крупных элементов земной поверхности по космическим изображениям (КИ) с последующей детализацией отдельных участков по материалам аэрофотосъемок или космическим снимкам высокого разрешения.

Использование аэрокосмической информации обеспечивает уточнение геологического строения нефтегазоносных территорий, изучение и прослеживание различных структурных форм, с которыми могут быть связаны месторождения нефти и газа, выявление и прогноз новых перспективных объектов для целенаправленной постановки нефтегазопроисловых работ (см. Главу 2 настоящей книги).

Исходя из анализа результатов предыдущих исследований в шельфовых зонах, и базируясь на опыте работ, проведенных в Центре аэрокосмических исследований Земли Института геологических наук (ЦАКИЗ ИГН) НАН Украины за период с 1992 по 2012 годы, сделаны выводы о разных формах проявления геологических тел и процессов в донных ландшафтах, а также в толще воды и на поверхности моря.

Это позволило обосновать комплекс геоиндикаторов неотектонически активных разрывных нарушений (спрямленные участки рельефа дна и береговой линии, ландшафтные и геоморфологические границы, трассирующиеся на значительные расстояния и устойчивые во времени; трещины в массиве льда линейной формы, связанные с выходом тепла по разлому и др.) и неотектонически активных структур (острова, полуострова, косы, растущие в ширину, подводные холмы, валы, гребни, положительные формы, развивающиеся унаследованно на протяжении неоген-четвертичного времени, конфигурация реликтовых русл, современных эрозионных ложбин, дифференциация гранулометрического состава донных отложений в зависимости от активности положительных форм рельефа и др.) для условий шельфовых территорий Украины.

Основными концептуальными положениями, которые стали теоретической базой исследований, являются:

- современные представления о *блоковом строении гетерогенного и гетерохронного* фундамента, которое отражается в структуре осадочного чехла и отдельных элементах подводного ландшафта;
- выводы об *образовании залежей УВ в неоген-четвертичное время* вследствие перемещения глубинных флюидов по раскрытым на новейшем этапе геологического развития тектоническим нарушениям в гетерогенном и гетерохронном фундаменте и проникновения флюидов через зоны разуплотнения пород осадочного чехла к структурным, тектонически или литологически экранированным ловушкам в отложениях мела, палеогена, неогена;
- *представление о ландшафте как геосистеме*, т.е. системе взаимосвязанных и взаимообусловленных элементов и компонентов, на котором базируется использование данных дистанционного зондирования Земли в геологических исследованиях. При этом принимается во внимание то, что глубинные геологические структуры отображаются на космических снимках опосредованно через особенности морфологии земной поверхности и ландшафтов в целом.

Основные положения комплексной методики прогнозирования нефтегазоперспективных объектов

Комплексная методика прогнозирования нефтегазоперспективных объектов на шельфе базируется на научно-методических разработках ЦАКИЗ ИГН НАН Украины, которые были начаты в 1994 году (Перерва и др., 1994) и развиваются (Лялько и др., 2006) и совершенствуются по настоящее время.

Концептуальная схема разработанной методики представлена на рис. 4.1.1.

На первом этапе исследований проведено визуальное контрастно-аналоговое дешифрирование КИ, которое базируется на свойстве дистанционных данных отображать глубинную геологическую структуру. Использовались первичные и преобразованные дистанционные данные. Изучались оптические и геометрические свойства изображений, проводилась обработка КИ для повышения контрастности выделяемых объектов; определены дешифровочные признаки глубинных разломов, зон разуплотнения, локальных структур на основе установленных соответствий геологического строения структурам ландшафта. Создан аннотированный каталог дешифровочных признаков геоиндикаторов, определяемых на КС в разных диапазонах спектра электромагнитных колебаний.

В результате проведенных исследований создана схема линеаментов, на которой представлены зоны линеаментов всех азимутальных простираний, кольцевые аномалии распределения спектральной яркости над структурами, которые выявлены на материалах космической съемки.

Второй этап – структурно-геоморфологические исследования рельефа дна, которые проводятся на основе анализа батиметрической, геоморфологической карт и их преобразований. Этот этап состоит из многочисленных методов анализа современного рельефа дна с целью выделения аномалий в строении, являющихся геоиндикаторами активных на новейшем тектоническом этапе глубинных разломов и блоков, и определения качественной характеристики неотектонической активности последних. В комплекс структурно-геоморфологических методов, отработанных на данном этапе, входят морфографические построения: карта «сжатого» рельефа (оценка

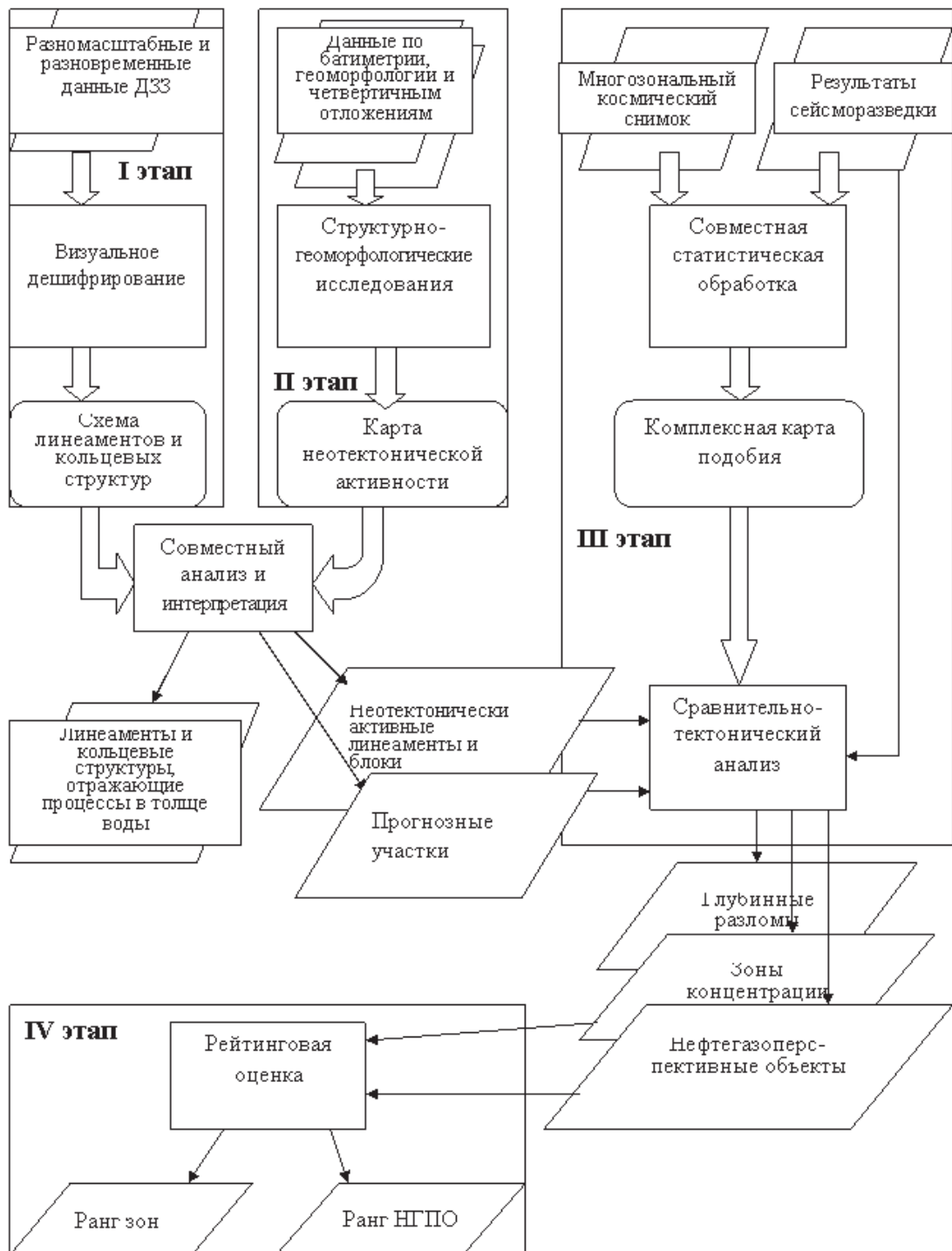


Рис. 4.1.1. Концептуальная схема комплексной методики прогнозирования нефтегазоперспективных объектов на шельфе

взаимного расположения мезо- и микроформ рельефа, развитие террас, уступов, плато); карты килевых и гребневых линий (анализ их рисунка, соотношение формы). Для оценки неотектонической активности блоков проведены морфометрические построения (карты горизонтальной, вертикальной расчлененности, градиентных зон), одновременно анализируются данные о современной геодинамике окружающей суши, а также о современном осадконакоплении и гранулометрическом составе донных отложений.

В результате исследований, проведенных на втором этапе, построена карта неотектонической активности, на которой выделены линеаменты: региональные, полностью сопоставляющиеся с глубинными разломами; региональные, частично сопоставляющиеся с глубинными разломами; одиночные неопределенной природы. Выделены также блоки интенсивного поднятия в областях слабого погружения, блоки умеренного поднятия в областях слабого погружения и блоки интенсивного погружения (Седлерова, 2009).

Сопряженный анализ результатов дешифрования данных космических съемок и структурно-геоморфологического анализа позволил выделить для акватории Азовского моря (Седлерова, 2008) шесть прогнозных участков: 1 – Чингульский, 2 – Морское-1-Обручевский (с подзонами Октябрьско-Морское-1 и Обручевской), 3 – Литологический, 4 – Мисово-1-Северокерченский, 5 – Южнобердянско-Олимпийский, 6 – Стрелковый, в пределах которых в дальнейшем проведены детальные исследования по комплексной методике прогнозирования.

На *третьем этапе* проводится сравнительно-тектонический анализ. Осуществляется визуальное сопоставление полученных аналитических карт с априорной геолого-геофизической информацией. Линеаменты идентифицируются с выявленными по геофизическим данным глубинными разломами, нарушениями в осадочном чехле, проводится классификация линеаментных зон на подтвержденные и неподтвержденные. Данные сведены в таблицу морфологических характеристик разломов и их проявлений на материалах дистанционного зондирования. Неподтвержденные линеаменты и линеаментные зоны являются, вероятно, зонами разуплотнения пород осадочного чехла над глубинными разломами, не зафиксированными геофизическими методами, которые возобновили свою активность на неоген-четвертичном этапе развития.

Важным вопросом в комплексе исследований, посвященных прогнозированию нефтегазоносности с использованием данных дистанционного зондирования, является определение унаследованности в геологическом и тектоническом развитии территории и отдельных структур. Для решения этой задачи проводился анализ соотношения структурных планов и классификация космического изображения методом интеграции данных, который разработан О.В. Седлеровой в соавторстве с С.А. Станкевичем (Станкевич, Седлерова, 2007). Результатом интеграции данных является классификация космического изображения с использованием геолого-геофизических критериев по подобию участков шельфа целевым образцами.

Методом оптимизации данных определены из общего объема геолого-геофизических критериев те, которые являются действительно информативными и дают возможность провести классификацию территории. В данном исследовании для акватории Азовского моря (Седлерова, 2008) наиболее информативными оказались карты толщин неоген-четвертичных отложений.

По результатам исследований первых трех этапов построена сводная карта – карта нефтегазоперспективных объектов (рис. 4.1.2, см. цветную вклейку).

На *четвертом этапе* проводится оценка нефтегазоперспективности участков на основе неотектонических, структурно-геоморфологических, структурно-геологических критериев. Каждый выбранный участок представляет собой зону территориальной концентрации месторождений УВ, нефтегазоперспективных и прогнозно-перспективных объектов, а также зону концентрации аномалий, выявленных по дистанционным данным и в результате структурно-геоморфологических исследований. Характеристика каждой зоны составляется с учетом ранга нефтегазоперспективных объектов, которые были оценены по рейтингу на основании комплекса критериев (спектрально-яркостному, неотектоническому, структурно-геоморфологическому, геолого-геофизическому).

Совместный анализ результатов дешифрирования данных космических съемок, структурно-геоморфологических и сравнительно-тектонических исследований позволил определить ранг шести прогнозных участков украинского сектора Азовского моря (Седлорова, 2008), которые были выделены на втором этапе:

<i>первоочередная перспективная зона</i>	– Мисово-1-Северокерченская
<i>перспективные зоны:</i>	– Морское-1-Обручевская (с подзонами Октябрьско-Морское-1 и Обручевской)
	– Литологическая
	– Южнобердянско-Олимпийская
<i>зоны, требующие дополнительных объемов геологоразведочных работ</i>	– Чингульская – Стрелковая

Отработка комплексной методики

Комплексная методика прогнозирования нефтегазоперспективных объектов отработывалась на восемнадцати объектах, вошедших в фонд структур на 01.01.2008 г. в украинском секторе Азовского моря (Седлорова, 2008).

С учетом того, что в фонд месторождений УВ и структур по состоянию на 01.01.2008 г. входят еще пять месторождений и шесть объектов, которые находятся в бурении, проведен анализ и этих объектов. А для полноты информации проанализированы месторождения, которые по разным причинам на 01.01.2008 г. в фонд структур не входят (Стрелковое, Октябрьское, Небольшое), а также Приазовское месторождение на суше, относящееся к Североазовскому перспективному (газоносному) району и, вероятно, имеющему свое продолжение в акваторию.

На основе существующих рейтинговых оценок НГПО и ППО (критериев и результатов, полученных для украинского сектора Азовского моря) определен коэффициент очередности бурения ($K_{\text{б}}$) или подготовки к нему. При подсчете этого коэффициента учитывались наиболее достоверные параметры, которые тесно связаны с результатами сейсморазведки: площадь ($K_{\text{п}}$) и тип ловушки ($K_{\text{пл}}$), глубина залегания прогнозных

продуктивных горизонтов (K_r), а также ресурсы бурения (K_p), и степень перспективности нефтегазоносной толщи ($K_{пнтг}$).

Таким образом, коэффициент очередности бурения определяется как произведение:

$$K_{\text{ч}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{пл}} \cdot K_r \cdot K_p \cdot K_{\text{пнтг}}$$

В дальнейшем данный коэффициент будем именовать как $K_{\text{ГРР}}$, который равняется $K_{\text{ч}}$.

Проведя детальный анализ для 18 нефтегазоперспективных объектов украинского сектора Азовского моря по данным дистанционного зондирования Земли, результатам структурно-геоморфологического анализа и структурно-тектоническим данным, полученным на третьем этапе, осуществлено ранжирование структур и участков, и для каждого получен коэффициент весомости – $K_{\text{ДЗЗ}}$.

Для более точной отбраковки первоочередных объектов проведена рейтинговая оценка с учетом весомости структурно-тектонических элементов – $K_{\text{СТЭ}}$, весомости основных нефтегазогеологических элементов – $K_{\text{НГГР}}$ и весомости подсчитанной плотности неразведанных ресурсов ВВ – $K_{\text{П}}$, весомости геологоразведочных работ $K_{\text{ГРР}} = K_{\text{Ч}}$ и весомости данных дистанционного зондирования Земли и структурно-геоморфологического анализа – $K_{\text{ДЗЗ}}$.

Интегральный коэффициент определяется как произведение:

$$K_{\text{И}} = K_{\text{СТЭ}} \cdot K_{\text{НГГР}} \cdot K_{\text{П}} \cdot K_{\text{ГРР}} \cdot K_{\text{ДЗЗ}}$$

Таким образом, на основе выведенного интегрального коэффициента уточнены первоочередные объекты, определены объекты второго и третьего ранга.

Результаты рейтинговой оценки и рекомендации относительно НГПО украинского сектора Азовского моря приведены в таблице 4.1.1.

На основании результатов рейтинговой оценки по структурно-тектоническому, нефтегазогеологическому критериям с учетом данных дистанционного зондирования Земли определен ранг объектов и составлены рекомендации относительно дальнейших исследований и геологоразведочных работ.

Среди объектов, *подготовленных* к глубокому бурению, расположенных в Чингильской седловине Восточно-Европейской платформы: на структуре (объекте) Обиточная-1 – II ранга – рекомендовано параметрическое бурение с предшествующим проведением детальных исследований по комплексной методике, еще три структуры (Северо-Бирючья, Восточно-Бирючья и Обиточная-2) – III ранга – остаются в резерве.

Выявленные структуры (объекты) I ранга нуждаются в постановке: Центральная-1, Морская – детальных сейсморазведочных работ МОГТ, Западно-Булганакская и Мысовая-1 – детальных сейсморазведочных работ МОГТ и поискового бурения с предыдущим проведением детальных исследований по комплексной методике.

Выявленные структуры II ранга на основе геолого-геофизических материалов и зональности ДЗЗ, для которых рекомендуем следующие работы: Литологическая, Южно-Бердянская – параметрическое бурение; Обручева-2, Обручева-3 – поисково-детальные сейсморазведочные исследования МОГТ, Белосарайская – поисково-детальные сейсморазведочные исследования МОГТ и параметрическое бурение, на

Таблица 4.1.1

Рейтинговая оценка и рекомендации относительно нефтегазоперспективных объектов (НГПО) украинского сектора Азовского моря - подготовленных и выявленных, по состоянию на 01.01.2008 года (по данным О. В. Седлеровой, 2008)

№ п/п	Нефтегазоперспективные объекты (структуры) в украинском секторе Азовского моря	Интегральный показатель очередности НГПО	Рейтинг объекта (структуры)	Рекомендации относительно изучения НГПО в украинском секторе Азовского моря
Подготовленные к глубокому бурению НГПО				
1	Северо-Бирючья	0,466	III	резерв
2	Восточно-Бирючья	0,466	III	резерв
3	Обиточная-1	0,576	II	детальные исследования по комплексной методике, параметрическое бурение
4	Обиточная-2	0,466	III	резерв
Выявленные сейсморазведкой (перспективные) НГПО				
5	Центральная	0,368	III	резерв
6	Блочная-3	0,368	III	резерв
7	Геофизическая	0,368	III	резерв
8	Южно-Бердянская	0,518	II	детальные исследования по комплексной методике, параметрическое бурение
9	Белосарайская	0,518	II	детальные исследования по комплексной методике, поисково-детальная сейсморазведка МОГТ, параметрическое бурение
10	Ударная	0,466	III	резерв
11	Олимпийская	0,466	III	резерв
12	Обручева-2	0,583	II	детальные исследования по комплексной методике, поисково-детальная сейсморазведка МОГТ
13	Обручева-3	0,583	II	детальные исследования по комплексной методике, поисково-детальная сейсморазведка МОГТ
14	Центральная-1	0,656	I	детальные исследования по комплексной методике, детальная сейсморазведка МОГТ
15	Морская	0,729	I	детальные исследования по комплексной методике, детальная сейсморазведка МОГТ
16	Литологическая	0,640	II	детальные исследования по комплексной методике, параметрическое бурение
17	Западно-Булганацкая	0,9	I	детальные исследования по комплексной методике, детальная сейсморазведка МОГТ, поисковое бурение
18	Мысовая-1	0,9	I	детальные исследования по комплексной методике, детальная сейсморазведка МОГТ, поисковое бурение

всех структурах рекомендовано проведение детальных исследований по комплексной методике прогнозирования нефтегазоперспективных объектов.

К III рангу отнесены Центральная, Блочная-3, Геофизическая, Ударная, Олимпийская, которые находятся в резерве, на них рекомендовано осуществить комплекс нетрадиционных методов поисков УВ.

Подобные критерии возможно применять и при определении ранга прогнозно-перспективных объектов и приравненных к ним аномалий, выявленных при дешифрировании дистанционных данных, и по результатам структурно-геоморфологических исследований. Установление первоочередных нефтегазоперспективных объектов является основой для определения приоритетных направлений дальнейших поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Выводы

Таким образом, на основе объединения в единый комплекс визуально-аналогового дешифрирования, структурно-геоморфологических исследований, сравнительно-тектонического анализа, метода интеграции данных дистанционного зондирования Земли и геолого-геофизической информации получен набор критериев, с помощью которых проведено ранжирование нефтегазоперспективных объектов, подготовленных к глубокому бурению и выявленных сейсморазведкой. Это позволило получить дополнительную информацию для учета при постановке дальнейших геологоразведочных работ.

Литература

1. Багатоспектральні методи дистанційного зондування Землі в задачах природокористування / (Лялька В.І., Попов М.О., Федоровський О.Д. та ін.); за ред.. В.І. Лялька і М.О. Попова. К.: Наук. думка. 2006. 360 с.
2. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків вуглеводнів в Азовському морі / П.Ф. Гожик, І.І. Чебаненко, В.О. Краюшкін, М.І. Євдошук, Б.Л. Крупський, В.В. Гладун, П.Я. Максимчук, Б.М. Полухтович, Б.Й. Маєвський, В.П. Клочко, М.І. Павлюк, В.О. Федишин, С.М. Захарчук, П.М. Мельничук, Є.В. Туркевич, О.В. Пахолок, О.М. Федун. Київ: вид-во ПП «ЕКМО». 2006. 340 с.
3. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів у північно-західному шельфі Чорного моря / П.Ф. Гожик, І.І. Чебаненко, М.І. Євдошук, Б.Л. Крупський, В.В. Гладун, Т.М. Галко, Б.Й. Маєвський, П.Я. Максимчук, Б.М. Полухтович, В.О. Федишин, В.М. Гаврилко, А.І. Ткаченко, І.В. Смирнов, О.М. Федун, Е.О. Колодій, О.В. Пахолок. – Київ: видавницькій дім ЕКМО. 2007. 232 с.
4. Новые данные о разломно-блоковой структуре северо-западного шельфа Черного моря по данным аэрокосмических исследований (в связи с нефтегазоносностью) / В.М. Перерва, В.И. Лялька, П.Ф. Шпак (и др.) // Геол. журн. 1994. № 4-6. С. 78–84.
5. *Седлерова О.В.* Вплив неотектонічного фактору на утворення скупчень вуглеводнів на шельфі // «Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа». VIII междунар. конф. «Крым-2009». Тез. докл. Ялта 14-18.09.2009 г. – Симферополь: Ассоц. геолог. г. Симферополя. 2009. С. 35–37.

6. *Седлорова О.В.* Обґрунтування комплексної методики прогнозу нафтогазоперспективних об'єктів українського сектора Азовського моря з використанням даних дистанційного зондування Землі: Автореф. дис. канд. геолог. наук: 05.07.12 / Наук. центр аерокосм. досл. Землі Інституту геологічних наук НАН України – К. 2008. – 20 с.
7. *Станкевич С.А., Седлорова О.В.* Інтеграція дистанційних та геолого-геофізичних просторових даних при пошуку вуглеводнів на морському шельфі // *Геоінформатика*. 2007. № 3. С. 77–81.

З.М. Товстюк, Т.А. Ефименко

4.2. Поиск структур, перспективных на нефть и газ на северо-западном шельфе Черного моря с использованием материалов ДЗЗ

Теоретической основой применения данных дистанционных съемок для исследования нефтегазоносных территорий на шельфе является концепция передачи информации о глубинных структурах на поверхность дна. Она может осуществляться как в процессе механических перемещений и вибраций блоков фундамента и деформаций осадочной толщи, которые возникают в связи с перемещениями фундамента, так и в результате геохимических превращений отдельных компонентов ландшафта под воздействием глубинных флюидов (Коморний, Сітковська, 2007; Дашеня, Коморний, 2004; Коротаев, 2002; Горелов, 1972).

В процессе визуального контрастно-аналогового дешифрирования материалов космической съемки в разных зонах спектра, синтезированных изображений и преобразованных, с целью повышения их геологической информативности, определены дешифровочные признаки глубинных разломов, зон разуплотнения, локальных структур на основе установленных соответствий геологической структуры структурам ландшафта. Преимущества визуального контрастно-аналогового метода дешифрирования заключаются в легкости получения пространственной информации. При этом определяются прямые дешифровочные признаки – форма, относительные размеры объектов и особенности их распределения, а также осуществляется одновременное применение всей совокупности дешифровочных признаков, в частности, непрямых. На качество материалов космических съемок, которые используются для геологического дешифрирования шельфа, существенное влияние оказывают следующие факторы: гидрометеорологический режим, размер шельфа, его геолого-геоморфологическое строение и характер подводных ландшафтов, а также техногенное загрязнение прибрежных акваторий.

Среди использованных базовых методов обработки цифровых космических изображений можно выделить следующие (Костюченко, 1999):

- контрастирование – «растягивание» яркостного диапазона изображения морской поверхности;
- сглаживание изображений методом Гаусс-размытия для усреднения шумовых препятствий или для определения общей картины – тренда;
- вычитание тренда из исходной картины – выделение главной информативной «высокочастотной составляющей».

Все эти задачи решались с помощью базовых программных пакетов Photoshop, ERDAS Imagine, ENVI.

В результате проведенных работ были составлены схемы линеаментов путем структурного дешифрирования космических изображений, полученных на Северо-Западном шельфе Черного моря со спутников Landsat–5, 7 (аппаратура TM, ETM+), ENVISAT (аппаратура MERIS); NOAA (аппаратура AVHRR); ОКЕАН-О (аппаратура МСУ-В), TERRA (аппаратура MODIS) (рис. 4.2.1). После проведенного анализа, который заключался в сопоставлении стойких линейных элементов космических

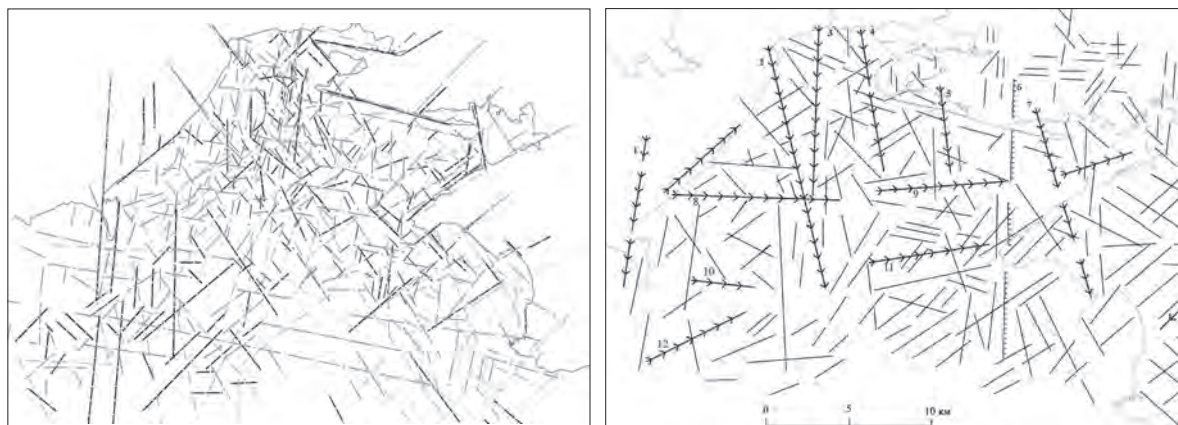


Рис. 4.2.1. Схема линеаментов, выявленных по космическим данным для Северо-Западного шельфа Черного моря:

- а – сводная схема линеаментного дешифрирования КИ – Landsat–5, 7 (TM, ETM+); ENVISAT (MERIS); NOAA (AVHRR); ОКЕАН-О (МСУ-В), TERRA (MODIS)
 б – схема линеаментов по данным космических съемок 2002 г. (Котляр и др., 2002) с дополнениями и уточнениями 2005–2009 гг.

Цифрами обозначены линеаменты, соответствующие известным разломам:

- 1 – Арцизско-Фрунзенский, 2 – Одесский, 3 – Одесско-Гальновский, 4 – Очаковский, 5 – Николаевский, 6 – Херсонский, 7 – Криворожско (Скадовско)-Евпаторийский, 8 – Элемент шовной зоны, 9 – Голицынский (фрагмент), 10 – Сулинский (фрагмент), 11 – Крымско-Георгиевский (фрагмент), 12 – Михайловский (фрагмент)

изображений с глубинными разломами, выявленными геофизическими методами и описанными в литературе, составлена схема структурного дешифрирования (рис. 4.2.1а).

Детальные структурно-геоморфологические исследования проводились с использованием навигационных карт Северо-Западного шельфа Черного моря. По данным отметок дна были построены батиметрические карты. В последующем эти карты по методике В.П. Философова (Философов, 1975) и с помощью ГИС-технологий были преобразованы. Из ряда морфометрических методов на шельфе применялись следующие:

метод построения карт явного остаточного рельефа, на которых выделяются все формы донного рельефа, имеющие замкнутый контур;

метод построения карт морфоизогипс, на которых выделяются структурные носы и террасы в рельефе морского дна, а также долинообразные понижения и фрагментарно – уступы террас;

метод сгущения изогипс, благодаря которому четко отражаются уступы в рельефе морского дна, которые, как правило, сопоставляются с тектоническими нарушениями, флексурами, а также выявляются выровненные поверхности (террасы) и участки морского дна с положительными формами рельефа (Ласточкин, 1978).

Обработка карт «сжатого рельефа» позволила составить схему линеаментной сети, которая послужила основой каркаса схемы относительной неотектонической активности (Ефименко, 2000), а также способствовала выделению относительно повышенных участков морского дна, которые с учетом морфоструктурного районирования дают возможность достаточно быстро обнаружить аномальные участки поверхности морского дна на разных геоморфологических уровнях.

При изучении аномальных неотектонически активных участков наибольшее внимание уделялось расположению надводных и подводных останцов; наличию эрозионных долинообразных понижений – реликтов древней овражно-балочной и речной сети; расположению террас и уступов, осложняющих геоморфологические уровни; косам, валам и банкам, а также мелким положительным формам рельефа.

Результаты проведенных исследований нашли свое отражение на сводной схеме материалов дешифрирования космических изображений и структурно-геоморфологических исследований (рис. 4.2.2).

С целью выявления структур, перспективных на нефть и газ, проводилась обработка КИ путем анализа температурного поля морской поверхности.

Вопрос о характере аномалий температурного поля, которые связаны с залежами углеводородов, изучается уже свыше 20 лет, в том числе в Научном центре аэрокосмических исследований Земли ИГН НАН Украины (Прямой поиск ..., 1995; Перерва, 1993; Товстюк и др., 2004). В основе возникновения информационного сигнала лежит явление подъема насыщенных газом придонных слоев воды на морскую поверхность и, как следствие, формирование аномального распределения температуры.

Для определения температурных полей из Интернета были получены КИ со спутников Landsat–5, 7 (аппаратуры ТМ, ЕТМ+) и спутника EOS (аппаратура MODIS) (<http://landsat.usgs.gov/index.php>; <http://oceancolor.gsfc.nasa.gov/>).

По специальной программе обрабатывались КИ со спутников Landsat–5, 7 (соответственно, сканеры ТМ и ЕТМ+) дальнего инфракрасного диапазона, а также информационные продукты SST космической системы наблюдения EOS – космические изображения многоспектрального спутникового сенсора низкого пространственного разрешения MODIS (1000 м).

По результатам обработки была составлена схема расположения аномалий температурного поля морской поверхности, которая также нашла свое отражение на сводной схеме (см. рис. 4.2.2).

С учетом тектонического и нефтегазоносного районирования изучались стратиграфические горизонты от нижнего мела до миоцена (месторождения – в палеоценовой толще). На базе созданных структурных моделей (по отдельным структурным горизонтам) прослеживалась унаследованность развития региона и отдельных его структур. Проведенный анализ позволяет сделать вывод об унаследованном развитии большинства локальных структур и разломов нефтегазоносных районов шельфа на протяжении палеозоя-кайнозоя, которое и обусловило их отображение в особенностях строения элементов ландшафта.

Был установлен ряд признаков проявления глубинных структур в элементах ландшафта и определены особенности отображения этих элементов на материалах дистанционного зондирования. В результате проведенных исследований составлена схема прогнозных объектов Северо-Западного шельфа Черного моря (рис. 4.2.3)



Рис. 4.2.2. Сводная схема материалов дешифрирования космических изображений и структурно-геоморфологических исследований:

1 – морфоструктуры на морском дне над известными локальными структурами; 2 – прогнозные морфоструктуры; 3 – площадные оптические аномалии (тепловой и видимый диапазоны); 4 – линейные оптические аномалии (тепловой и видимый диапазоны)

Анализ результатов дешифрирования банка данных космических изображений, структурно-геоморфологических исследований, данных тектонического и нефтегазогеологического районирования Северо-Западного шельфа Черного моря позволил дать рейтинговую оценку прогнозных объектов с целью определения их первоочередности для постановки детальных сейсморазведывательных работ. Основными критериями для этого были: унаследованность развития структур на протяжении мела-неогена, степень осложнения объектов разломами, активность объектов (как структур, так и разломов) в неоген-четвертичный период и, как следствие, отражение в рельефе морского дна и на материалах космических съемок.

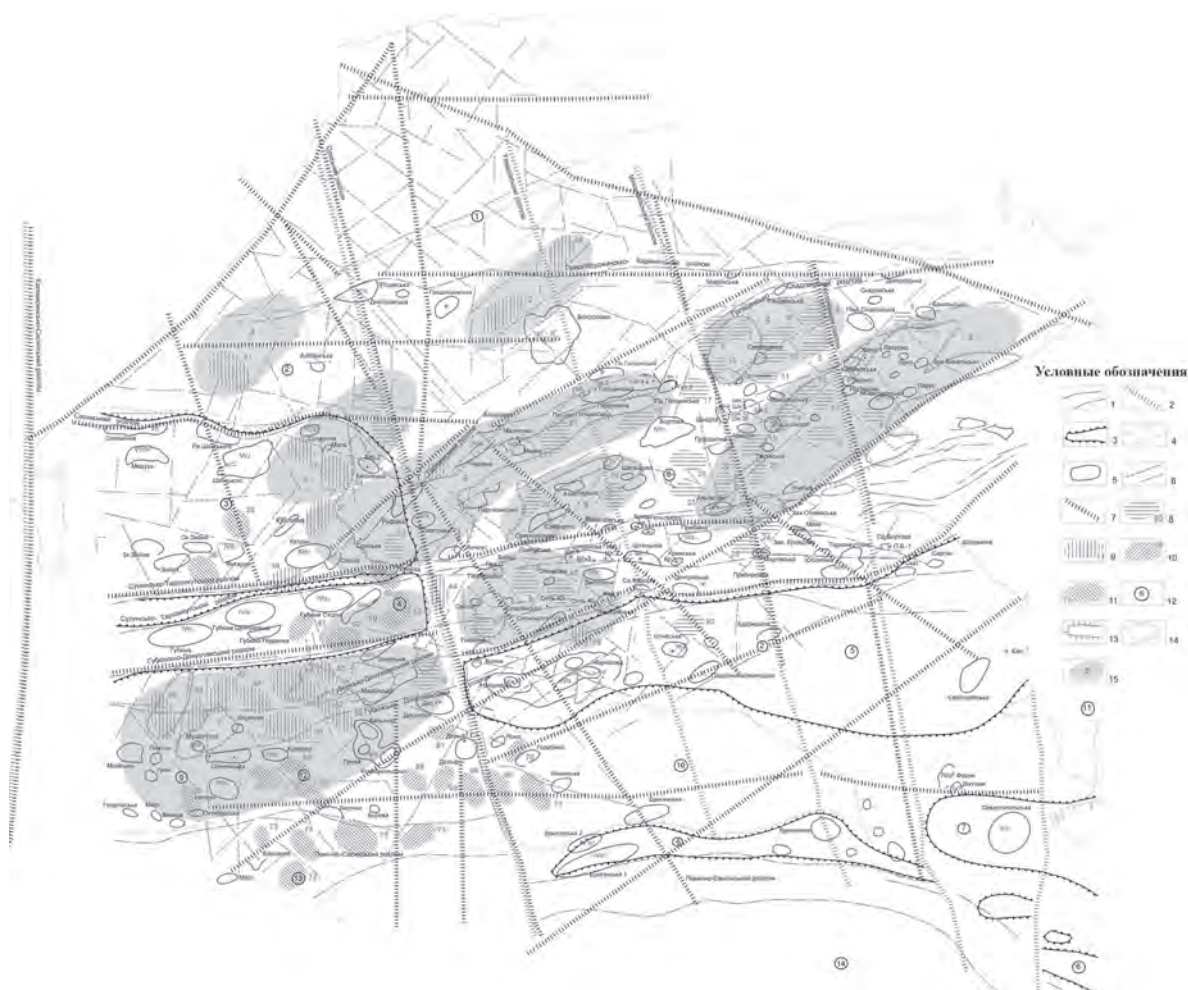


Рис. 4.2.3. Схема прогнозных объектов по данным космогеологических исследований (Северо-Западный шельф Черного моря):

1 – известные глубинные разломы; 2 – трансрегиональные разломы; 3 – тектонические выступы, валы; 4 – тектонические впадины; 5 – известные локальные структуры; 6 – локальные линейменты; 7 – региональные зоны линейментов; 8–12 прогнозные объекты, которым соответствуют структурные осложнения в отложениях нижнего мела – майкопа и рельефа: 8 – отложения четырех горизонтов и рельефа; 9 – отложения трех горизонтов и рельефа; 10 – отложения двух горизонтов и рельефа; 11 – отложения одного горизонта и рельефа; 12 – тектонические районы – (цифры в кружках): Восточно-Европейская платформа: 1 – Южный моноклиальный склон; 2 – Крыловский прогиб; 3 – Килийско-Змеинный выступ; Скифская плита: 4 – вал Губкина; 5 – Каламитский вал; 6 – гряда Ломоносова; 7 – западное погружение Горного Крыма; 8 – Каркнитско-Южно-Крымский прогиб; 9 – Мариинская впадина; 10 – прогиб Дворянина; 11 – Альминская впадина; 12 – Краевой уступ; Западно-Евксинская плита: 13 – Нижнее-Дунайский прогиб; 14 – Западно-Черноморская впадина; Литологически экранированные ловушки в отложениях: 13 – нижнего мела, палеоцена, эоцена, олигоцена, нижнего миоцена; 14 – майкопа; 15 – участки шельфа, первоочередные для постановки детальных нефтегазопоисковых работ

Литература

1. *Горелов С.К.* Морфоструктурный анализ нефтегазоносных территорий (на примере юго-востока Русской равнины). М.: Наука. 1972. 216 с.
2. *Дащенко Н.М., Коморний А.Ф.* Вивчення геологічної будови нижньокрейдових та докрейдових відкладів в межах моноклінального схилу Східно-Європейської платформи, Криловсько-Каркінітського прогину, виступу о-ва Зміїного північно-західного шельфу Чорного моря. Одеса; ПЦМГГД «Одесморгеология». ДГП «Геоінформ». 2004. 133с.
3. *Ефименко Т.А.* Анализ «сжатого рельефа» батиметрических карт для выявления зон неотектонической активности Азово-Черноморского региона // Т.А. Ефименко, О.В. Седлорова // Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтегазоносностью пассивных окраин континентов: II Междунар. конф., 5–8 сент. 2000 г.: Тезисы докл. Симферополь. 2000. С. 85–87.
4. *Коморний А.Ф., Сітковська Н.М.* Комплексна інтерпретація наявних геолого-геофізичних матеріалів зони Крайового уступу північно-західного шельфу Чорного моря // Звіт про тематичні роботи – Одеса ПЦМГГД "Одесморгеология", ДГП «Геоінформ». 2007. 111с.
5. *Коротаев Г.К.* Использование данных Sea WIFS. / Г.К. Коротаев, В.С. Суетин, В.В. Суетин // Космічна наука і технологія. 2002. Т.8. № 2/3. С. 221–227.
6. *Костюченко Ю.В.* Информационное моделирование для дистанционных поисков нефти и газа на шельфе / Ю.В. Костюченко // Нові методи в аерокосмічному землезнавстві. – К.: ЦАКДЗ ІГН НАНУ. 1999. С. 71–79.
7. *Котляр О.Ю., Товстюк З.М., Перерва В.М., Єфіменко Т.А., Седлорова О.В., Шульга В.І.* Флюїодинамічні і неотектонічні основи та попередні результати апробації супутникової технології вивчення геологічної будови та перспектив нафтогазоносності шельфу // Космічна наука і технологія. 2002. Т. 8. № 2/3. С. 180–187.
8. *Ласточкин А.Н.* Структурно-геоморфологические исследования на шельфе. Л.: Недра. 1978. 247 с.
9. *Перерва В.М.* Аномалии температуры морской поверхности Черного моря как геоиндикаторы структуры земной коры и скоплений углеводородов // Геол. журн. 1993. № 6. С. 46–52.
10. Прямой поиск залежей нефти и газа дистанционными методами (предварительный опыт, перспективы развития) / Перерва В.М., Лялько В.И., Архипов А.И. и др. – К., 1995. – 83 с. (Препр. / НАН Украины. Ин-т геологических наук).
11. *Товстюк З.М., Котляр О.Ю., Єфіменко Т.А.* Попередні дані про індикаційні ознаки газовиділень на матеріалах космічної зйомки у Північно-Західному секторі Чорного моря. Нафтова і газова промисловість. К. 2004. С. 7–9.
12. *Философов В.П.* Основы морфометрического метода поисков тектонических структур. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та. 1975. 232 с.
13. <http://landsat.usgs.gov/index.php>.
14. <http://oceancolor.gsfc.nasa.gov/>.

В.Г. Бондур, В.В. Замшин

4.3. Космический радиолокационный мониторинг морских акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов

Введение

Нефть и газ являются важнейшими видами природных ресурсов. В Российской Федерации находятся одни из крупнейших запасов углеводородов. При этом значительная часть разведанных запасов находится на морских шельфах Сахалина, Баренцева и Карского морей. Освоение шельфовых месторождений неразрывно связано с решением таких задач, как развертывание и эксплуатация добывающих платформ, транспортировка углеводородов по подводным трубопроводам и морскими танкерами. Для решения этих задач необходимо наличие большого количества разнородной геопространственной информации, адекватно описывающей текущую ситуацию на различных уровнях детальности. Предоставление такой информации наиболее эффективно осуществляется с использованием современных аэрокосмических средств дистанционного зондирования Земли (Бондур, 2004, 2008, 2010, 2012; Бондур, Гребенюк, 2001; Аковецкий, 2008; Лаврова и др., 2011; Bondur, 2006, 2011).

Одними из наиболее перспективных средств дистанционного зондирования являются космические радиолокаторы, позволяющие обеспечить регулярное и надежное получение достоверной информации для осуществления мониторинга районов добычи и транспортировки углеводородов в любых труднодоступных районах практически независимо от метеоусловий. Космическая радиолокационная съемка обладает рядом уникальных свойств, обуславливающих высокую эффективность ее применения для решения задач мониторинга морских акваторий при добыче и транспортировке углеводородов. Основными из них являются всепогодность, независимость от условий естественной подсветки, особые механизмы рассеяния радиоволн морской поверхностью, а также возможность получения данных на различных масштабных уровнях с пространственным разрешением от единиц до сотен метров (Бондур, 2004, 2010, 2012; Иванов, 2010; Лаврова и др., 2011; Bondur, 2006, 2011; Bondur, Starchenkov, 2006).

В настоящем разделе рассматриваются основные особенности космического радиолокационного мониторинга морских акваторий, примеры его применения для обнаружения нефтепроявлений, нефтяных загрязнений и регистрации полей приповерхностного ветра и спектров волнения по радиолокационным изображениям.

Особенности применения космических радиолокаторов для мониторинга акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов

В настоящее время орбитальная группировка спутников ДЗЗ, оснащенных радиолокационной аппаратурой, информация с которых может быть использована для мониторинга акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов, насчитывает более 10 космических аппаратов. При этом в ближайшее время к запуску готовятся еще несколько подобных спутников.

Примеры некоторых современных спутников, оборудованных радиолокаторами с синтезированием апертуры, приведены в таблице 4.3.1. Как видно из этой таблицы, за последние несколько лет на орбиту были выведены радиолокационные спутники, позволяющие вести съемку с высокой разрешающей способностью – 1 метр, что соизмеримо с оптическими спутниками.

Основными особенностями космических радиолокационных средств дистанционного зондирования Земли, обуславливающими их высокую эффективность для решения задач мониторинга морских акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов, являются (Бондур 2004, 2010, 2012; Bondur 2006, 2011):

- слабая зависимость от погодных условий и наличия облачности;
- независимость от условий естественной освещенности;
- высокая частота съемки одного и того же участка земной поверхности (до нескольких раз в сутки);
- высокое пространственное разрешение на местности (до 1 метра);
- возможность выбора уровня детализации и размера полосы съемки;
- возможность обеспечения большой полосы захвата;
- возможность использования различных поляризацій (VV, HH, HV, VH);
- регулярность получения информации;
- когерентность излучения, обеспечивающая возможность учета фазовой информации, интерферометрической обработки и др;
- высокое радиометрическое разрешение (высокая информативность данных);
- возможность исследования как геометрических, так и диэлектрических характеристик объектов;
- резонансные механизмы взаимодействия радиолокационного сигнала с водной поверхностью;
- возможность реализации многодиапазонных режимов съемки.

Все действующие радиолокационные спутники находятся на околополярных орбитах.

Следует отметить, что спутники RADARSAT-2, TerraSAR-X, TanDEM-X и спутники типа Cosmo-SkyMed обладают возможностью быстрой смены направления зондирования (см. таблица 4.3.1). Съемка по левую и правую сторону от траектории полета спутника осуществляется в одинаковых режимах, при этом геометрия съемки претерпевает зеркальное отражение относительно подспутниковой траектории. В данном случае частота съемки одного и того же участка местности увеличивается за счет того, что одна и та же область может быть отснята с большего количества орбитальных витков.

Космические радиолокаторы позволяют решать многие задачи, связанные с мониторингом морских акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов. Основными из них являются (Бондур, 2010, 2012, 2008; Аковецкий, 2008):

- прогноз нефтегазоносности, выявление зон нефтегазонакопления;
- контроль ледовой обстановки в областях добычи и транспортировки углеводородов;
- информационное обеспечение безопасности нефтяных платформ от айсбергов;
- выявление нефтяных пятен естественного происхождения (сипов);

Таблица 4.3.1
Характеристики некоторых современных радиолокационных спутников дистанционного зондирования Земли
 (<http://www.eoportal.org/>; <http://www.vniem.ru/ru/>)

Характеристика	Наименование КА, страна/агентство						
	RADARSAT-1, Канада	Envisat, ESA ¹	TerraSAR-X/ TanDEM-X, Германия	RADARSAT-2, Канада	Cosmo-SkyMed 1/2/3/4, Италия	Метеор-М-1, Россия	Кондор-Э, Россия
Дата запуска	04.11.1995	01.03.2002	15.06.2007/ 21.06.2010	14.12.2007	7.06.2007/ 8.12.2007/ 25.10.2008/ 06.11.2010	17.09.2009	Планируется
Высота орбиты (км)	798	784	514	798	619	832	500
Наклонение орбиты (°)	98,6	98,6	97,44	98,6	98	98,85	98
Разрешение на местности (м)	8–100	27, 150	1–16	3–100	1–100	400–1000	1–30
Длина волны (см)	5,6	5,6	3,1	5,5	3,1	3,1	9,6
Полоса захвата на местности (км)	50–500	100, 405	10–100	20–170	10–200	450–600	10–15
Диапазон углов зондирования (°)	10–59	14,1–45,2	20–55 ²	10–60 ²	20–50 ²	25–48	20–55 ²
Поляризация	НН	НН, VV, HV, VH	НН, VV, HV, VH	НН, VV, HV, VH	НН, VV, HV, VH	VV	НН, VV

¹ – Европейское космическое агентство.

² – зондирование возможно по обе стороны от траектории полета.

- выявление разливов нефти;
- дистанционное определение скорости и направления приповерхностного ветра на больших площадях;
- подготовка и оптимизация маршрутов прокладки трубопроводов и контроль их состояния в прибрежной зоне;
- экологический мониторинг районов добычи, транспортировки газа, нефти и нефтепродуктов;
- информационное обеспечение прокладки маршрутов судов, используемых для транспортировки углеводородов.

Возможность эффективного применения космических радиолокационных данных для решения столь широкого спектра задач мониторинга морских акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов определяется их высокой информативностью, а также значимым экономическим эффектом.

Особенности формирования радиолокационных изображений морской поверхности

Важнейшей особенностью, характеризующей взаимодействие электромагнитного излучения радиодиапазона с водной поверхностью, является резонансный механизм рассеяния (Басс, Фукс, 1972; Бондур, 2004, 2008, 2010, 2012; Булатов и др., 2003). Условие Вульфа-Брэгга определяет так называемую резонансную длину волны водной поверхности Λ .

$$\Lambda = \frac{\lambda}{2 \cdot \sin \Theta} ,$$

где λ – длина волны электромагнитного излучения радиодиапазона,
 Θ – угол падения электромагнитного излучения к вертикали.

В рамках резонансного механизма рассеяния радиоволн, поверхностные волны только этой длины оказываются ответственными за формирование сигнала, рассеиваемого водной поверхностью в обратном направлении, то есть в направлении антенны радиолокатора.

Несмотря на важную роль, механизм резонансного рассеяния не дает полного описания взаимодействия радиоизлучения с водной поверхностью. Более полной системой описания данного процесса является двухмасштабная модель, которую иногда называют композитной моделью (Басс, Фукс, 1972; Бондур, 2004; Булатов и др., 2003). В рамках данной модели рассматривается пространственная модуляция мелких волн, обуславливающих рассеяние Вульфа-Брэгга, на более крупных волнах. Это позволяет учесть три следующих эффекта: изменение угла зондирования по отношению к мелким резонансным волнам на склонах крупных волн; влияние на резонансные волны локальных течений, индуцированных крупными волнами; появление так называемых связанных брэгговских волн на вершинах крупных волн. Недостатки двухмасштабной модели начинают проявляться на настильных углах зондирования, в то время как при средних углах зондирования, характерных для космических радиолокаторов, данная модель действует вполне адекватно.

Для описания взаимодействия электромагнитного излучения радиодиапазона с водной поверхностью используется также трехмасштабная модель. Эта модель является усовершенствованной двухмасштабной моделью, в которой производится учет рассеяния радиосигнала на крутых обрушающихся мезомасштабных волнах. Механизм рассеяния радиосигнала на таких волнах не имеет связи с резонансным рассеянием, а реализуется за счет зеркального отражения. В связи с этим можно говорить о введении не третьего масштаба в двухмасштабную модель, а третьей компоненты. Поэтому трехмасштабная модель называется еще трехкомпонентной моделью (Булатов и др., 2003).

Трехкомпонентная модель учитывает наиболее значимые факторы переизлучения радиосигнала водной поверхностью. Очевидно, что существует еще множество явлений, способных влиять на отраженный радиолокационный сигнал. К числу таких явлений относятся гидробиологические явления, пенные образования на водной поверхности, капли воды в приводном слое атмосферы.

Известны и другие физические механизмы, также оказывающие влияние на формирование радиолокационных изображений акваторий, загрязненных нефтью и нефтепродуктами. Среди них следует отметить изменение уровня отраженного радиолокационного сигнала за счет изменения диэлектрической проницаемости водной поверхности (диэлектрическая проницаемость загрязненной нефтепродуктами водной поверхности может быть в десятки раз меньше, чем у чистой воды) (Бондур, 2004, 2010, 2012).

Следует отметить, что при мониторинге водной среды существенную роль играет поляризация излучения радиолокатора. В некоторых случаях, особенно при наличии малораспространенных явлений на водной поверхности, радиолокационные изображения одного и того же участка на разных поляризациях оказываются различными (Бондур, 2004, 2008).

Эти особенности рассеяния радиоволн морской поверхностью необходимо учитывать при организации аэрокосмического мониторинга морских акваторий в районах освоения, добычи и транспортировки углеводородов.

Примеры обнаружения нефтяных загрязнений акваторий по космическим радиолокационным изображениям

В большинстве случаев нефтяные загрязнения морской поверхности проявляются на космических радиолокационных изображениях в виде участков с ярко выраженным отрицательным контрастом, на которых уровень отраженного сигнала меньше уровня сигнала от фона. Это обусловлено снижением интенсивности гравитационно-капиллярных волн в результате изменения сил поверхностного натяжения на загрязненных нефтью или нефтепродуктами участках водной поверхности (Бондур, 1987, 2004, 2010, 2012; Бондур, Гребенюк, 2001). Таким образом, происходит уменьшение амплитуды длин резонансных волн, ответственных за формирование отраженного радиолокационного сигнала, что вызывает ослабление сигнала, принятого радиолокатором. Такая ситуация будет наблюдаться при морском волнении больше 0,5–1 балла и углах визирования поверхности радиолокатором $>35^\circ$ (Бондур, 2004, 2010, 2012). Больше число космических радиолокационных съемок морской поверхности соответствуют указанным условиям.

Анализ космических радиолокационных изображений с целью выделения аномалий, имеющих отрицательный контраст, вызванных загрязнением морской поверхности нефтью и ее производными, может быть выполнен как в интерактивном, так и в автоматизированном режиме.

Для проведения *интерактивного анализа* необходимо скорректировать гистограмму яркостей исследуемого радиолокационного изображения (или его фрагмента) с целью оптимизации контрастов между фоновой обстановкой и выделяемыми аномалиями. Как правило, после выполнения этой процедуры нефтяные пятна становятся видны более отчетливо на изображении. Улучшение интерпретируемости нефтяных пятен на космических радиолокационных изображениях может быть достигнуто также за счет подавления спекл-шума сглаживающими фильтрами (Бондур, Старченков, 2001; Bondur, Starchenkov, 2006). Инструментарий для проведения яркостных преобразований и сглаживающей фильтрации радиолокационных изображений представлен во всех популярных программных пакетах, ориентированных на обработку данных ДЗЗ. На обработанном таким способом радиолокационном изображении нефтяные загрязнения легко выявляются визуально. Пример интерактивного выделения нефтяных загрязнений на космическом радиолокационном изображении приведен на рис. 4.3.1.

Скорректированное по яркости и отфильтрованное радиолокационное изображение может быть использовано, например, в качестве подложки для ситуационной карты при мониторинге аварий в районе объектов нефтяного комплекса. Пример такой ситуационной карты, сформированной путем обработки космического радиолокационного изображения, полученного с борта спутника TerraSAR-X, для аварии на

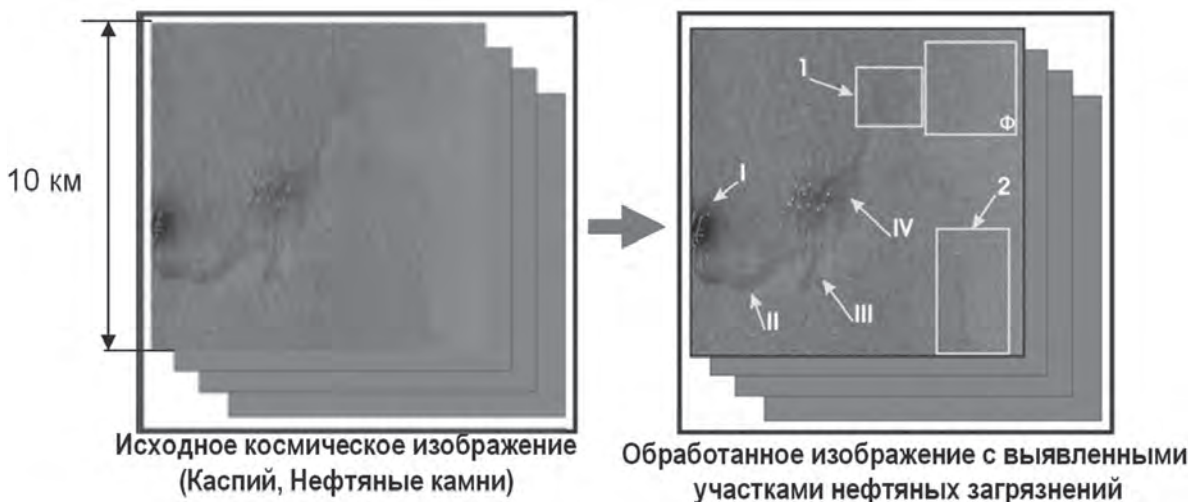


Рис. 4.3.1. Пример интерактивного выделения нефтяных загрязнений на морской поверхности по космическому радиолокационному изображению (Каспийское море, Нефтяные камни):

I – сильное загрязнение; II, III – участки расплывания нефтяного slickа; IV – нефтяной slick системы платформ, связанный с утечками нефти в районе добычи; 1, 2 – слабые проявления нефтяных slickов; Φ – фоновый участок без нефтяных загрязнений

нефтяной платформе Deepwater Horizon в Мексиканском заливе в 2010 году приведен на рис. 4.3.2.

Выделение нефтяных загрязнений акваторий по космическим радиолокационным изображениям *в автоматизированном режиме* в первом приближении может быть выполнено с использованием метода пороговой классификации. Для этого задается некоторый порог, разделяющий область значений яркости исследуемого изображения на две части, одна из которых соответствует загрязненной водной поверхности, другая – всем остальным объектам. Конкретное значение порога может быть либо подобрано экспериментально, либо установлено на основании априорных знаний, например, по результатам анализа серии других изображений данного типа для тестовых участков. Далее значения каждого пикселя изображения сравниваются с порогом, и выносятся решение о его принадлежности к классу загрязненной водной поверхности. Результатом проведения такой процедуры является маска обнаруженных загрязнений.

Необходимо отметить, что в случае сложных метеоусловий при наличии фоновых помех такой подход не позволит получить адекватные результаты. В связи с этим в общем случае надежная идентификация загрязненных нефтепродуктами участков

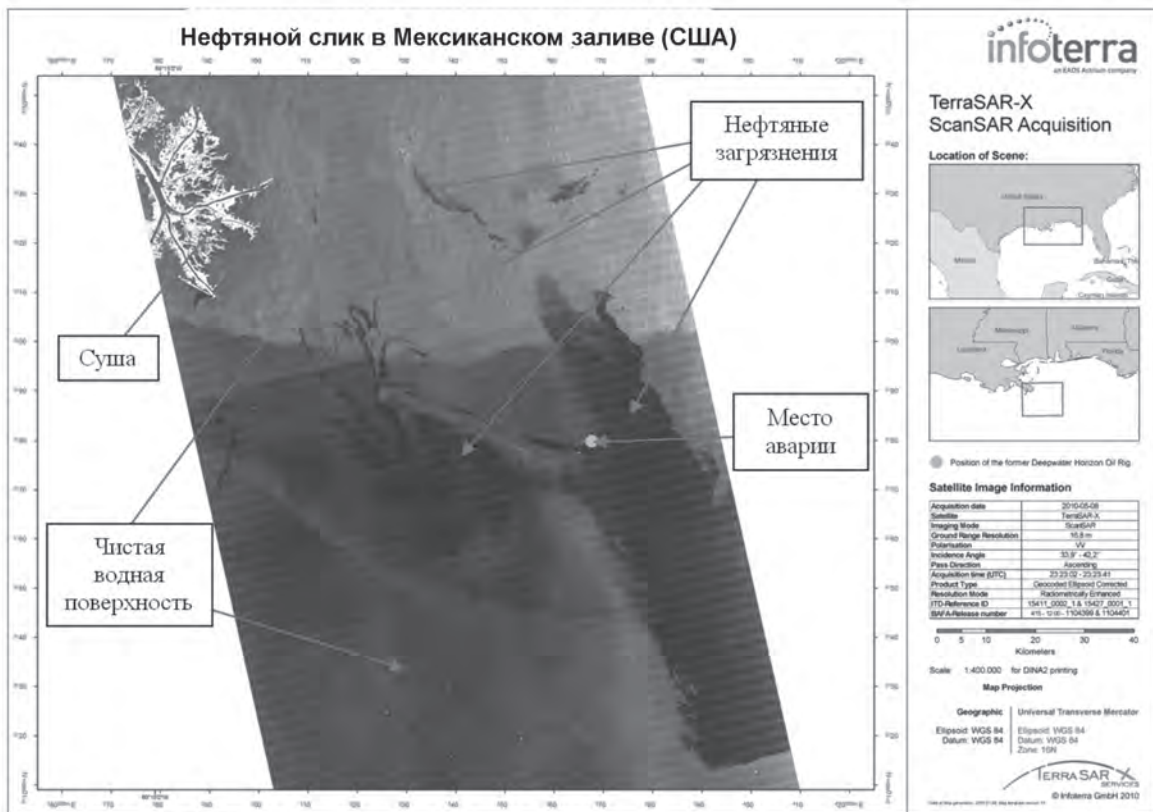


Рис. 4.3.2. Пример ситуационной карты последствий аварии нефтяной платформы Deepwater Horizon в Мексиканском заливе (2010 г.), сформированной на основе радиолокационного изображения, полученного со спутника TerraSAR-X (<http://www.astrium-geo.com/>)

водной поверхности предполагает использование более развитых подходов, хотя в их основе, как правило, также лежит пороговый метод обработки.

На рис. 4.3.3 приведен пример обработки фрагмента космического радиолокационного изображения, полученного со спутника TerraSAR-X вблизи места аварии на нефтяной платформе Deepwater Horizon в Мексиканском заливе (<http://www.astrium-geo.com/>), с выделением нефтяного загрязнения. В этом примере использовалась следующая последовательность операций:

- сужение рабочего диапазона значений;
- сглаживающая фильтрация изображения медианным фильтром с размером апертуры, равным 7 пикселям;
- пороговая обработка сглаженного изображения;

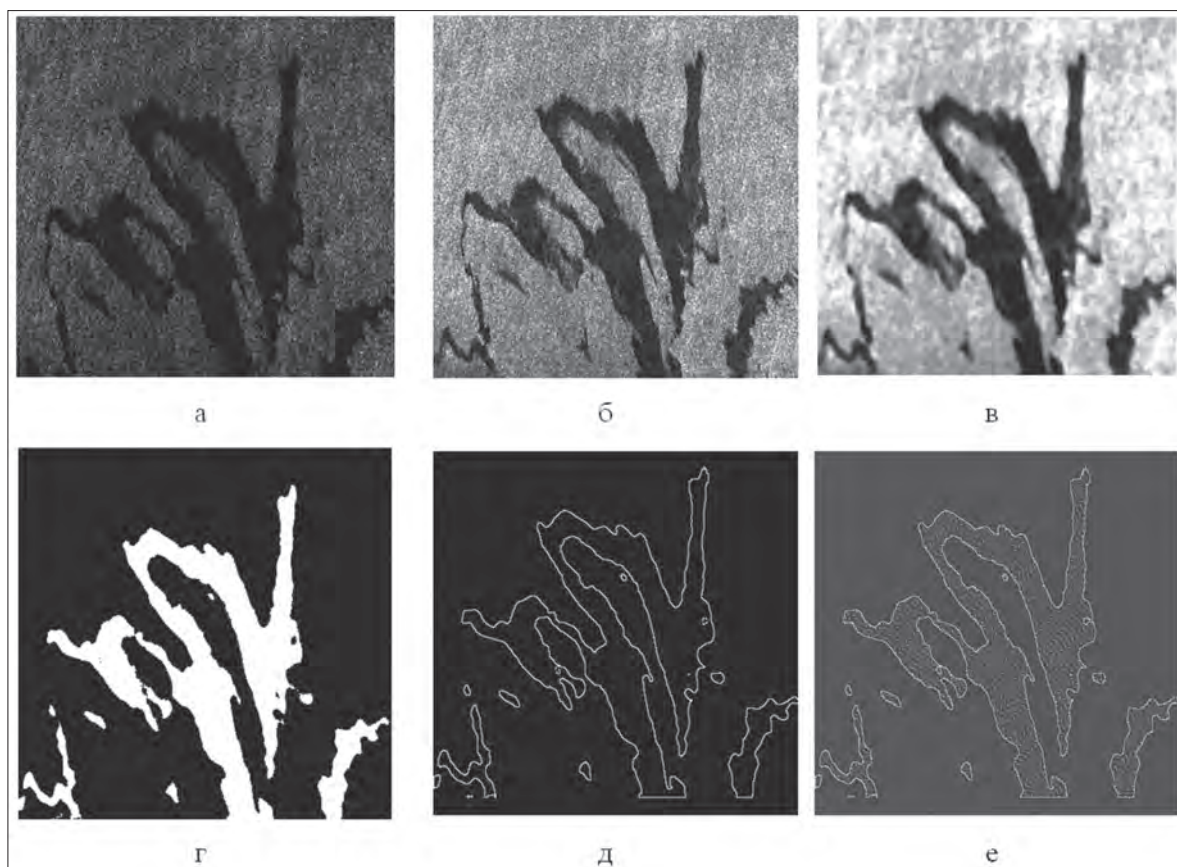


Рис. 4.3.3. Пример обработки фрагмента космического радиолокационного изображения, полученного со спутника TerraSAR-X, с выделением нефтяного загрязнения в Мексиканском заливе: а – исходный фрагмент, б – результат сужения диапазона значений яркости, в – результат сглаживающей фильтрации, г – маска загрязнения, д – границы загрязнения в векторном виде, е – карта загрязнения в условных обозначениях

- векторизация маски нефтяного загрязнения;
- введение условных обозначений для векторного представления информации.

Как видно из рис. 4.3.3, в пределах данного фрагмента пороговый метод позволил достаточно точно выделить загрязненные участки.

Выделение нефтяных загрязнений по космическим радиолокационным изображениям морской поверхности наиболее эффективно можно осуществить с использованием *комплексного подхода*, сочетающего в себе элементы интерактивной и автоматической обработки. Такой подход позволяет оперативно получить адекватный результат.

В общем случае комплексный подход предполагает два этапа работ, а именно: интерактивную подготовку изображения к машинному анализу и сам анализ, который выполняется автоматически. В зависимости от ситуации могут использоваться различные методы подготовки и анализа изображений (Бондур, 2004, 2010; Бондур, Старченков, 2001; Бондур, Воробьев, 2012).

Наиболее удобными для дальнейшего использования результатами обработки космических радиолокационных изображений являются информационные продукты, представляющие собой карты загрязнений с собственным оформлением или с возможностью загрузки в геоинформационную систему. На рис. 4.3.4 приведен пример комплексной обработки космического радиолокационного изображения с выделением нефтяных загрязнений и инженерных объектов в зоне освоения месторождения (Каспийское море, Нефтяные камни).

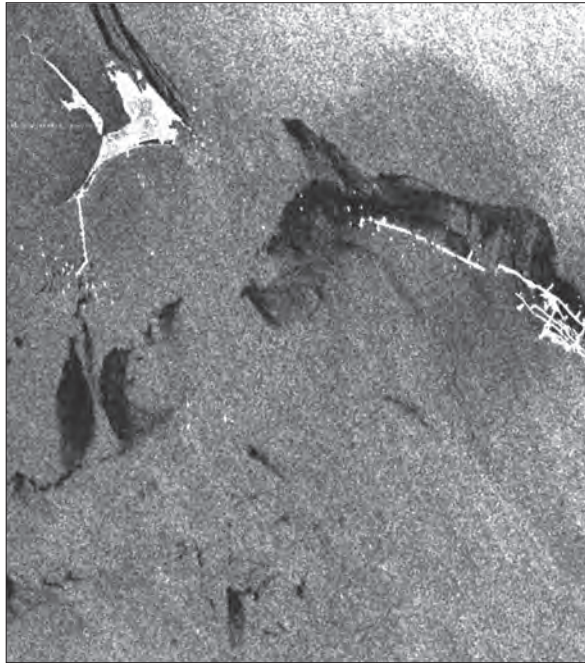
В приведенном примере использовалась многоуровневая кластеризация по алгоритму ISODATA и классификация по пороговому методу с предварительной фильтрацией и текстурным анализом исходного изображения. Результат представлен в виде цветокодированной карты в проекции UTM, схема выделенных загрязнений представлена отдельно на подложке Google Earth (<http://www.google.com/earth/index.html>).

Выявление естественных нефтегазопроявлений по радиолокационным изображениям

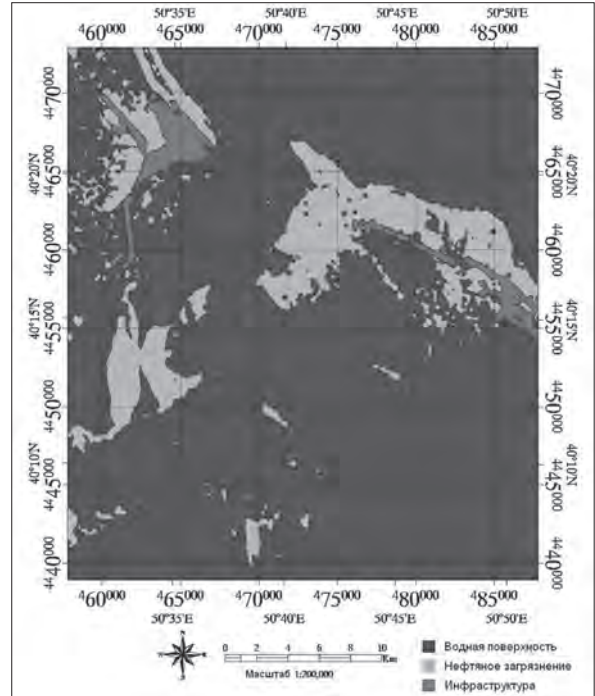
Одной из актуальных задач анализа космических радиолокационных изображений при мониторинге морских акваторий в районах добычи углеводородов является исследование генезиса выявляемых аномалий (Бондур, 2004, 2010; Бондур, Кузнецова, 2012; Иванов, 2007).

Известно, что наличие углеводородов как в водной толще, так и на поверхности акваторий может быть вызвано как антропогенными, так и естественными воздействиями. Среди антропогенных источников загрязнений, прежде всего, следует отметить аварии при добыче и транспортировке углеводородов, а также сбросы загрязненных вод с судов (Бондур, 2004, 2010, 2012; Бондур, Гребенюк, 2001; Иванов, 2007; Лаврова и др., 2011).

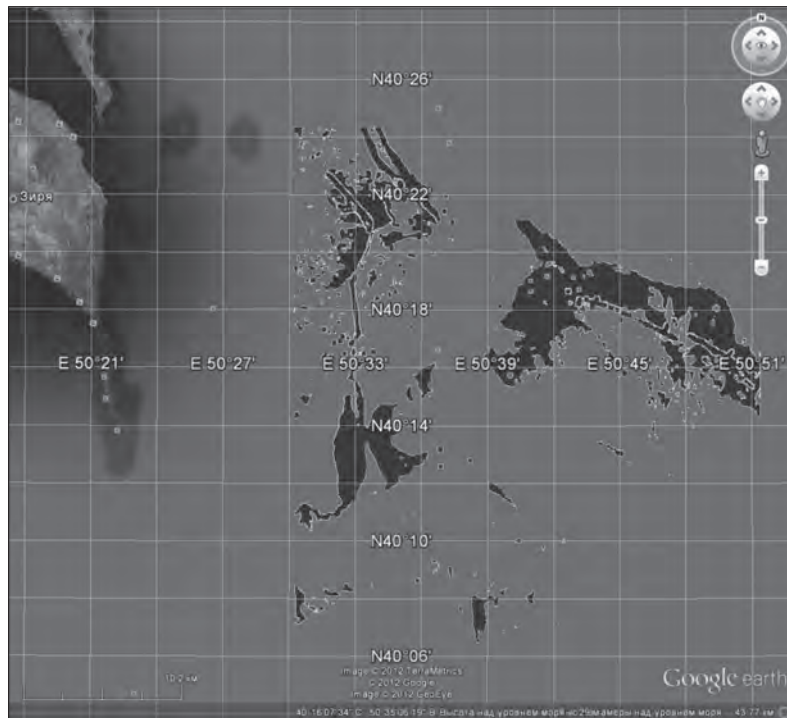
К естественным источникам загрязнения акваторий углеводородами относятся потоки углеводородов (сипы), приуроченные к залежам нефти и газа на шельфе, грязевым вулканам, газогидратам и скоплениям свободного газа в верхней части осадочного разреза (Бондур, 2012; Бондур, Кузнецова, 2012; Иванов и др. 2007; Wilson



а



б



в

Рис. 4.3.4. Выделение нефтяных загрязнений и инженерных объектов в зоне освоения месторождения (Нефтяные камни, Каспийское море) с использованием комплексного подхода: а – исходное радиолокационное изображение; б – цветокодированная тематическая карта; в – выделенные нефтяные загрязнения на геоинформационной подложке Google Earth

et al., 1974; MacDonald, 1998). Зачастую вопрос о происхождении зафиксированного на радиолокационном изображении загрязнения акватории остается открытым.

Рассмотрим некоторые основные особенности радиолокационного обнаружения естественных нефтегазовых проявлений. При слабом волнении или штиле (балльность 0–0,5 балла) в месте выхода естественных нефтегазовых компонент, особенно при наличии пузырьковой газовой составляющей загрязнений, будут наблюдаться аномалии положительной контрастности по отношению к уровню собственного шума приемника (Бондур, 2004, 2010, 2012). Возникновение нефтегазовых компонент в толще воды приводит к появлению градиента плотности по глубине, что может вызвать генерацию внутренних волн, которые, взаимодействуя с поверхностным волнением, приводят к появлению гладких полос (сликов), что в свою очередь отразится на радиолокационном изображении (Бондур, 2004, 2010, 2012). Наличие течений в попавших в морскую среду загрязняющих веществах (в том числе и при «захвате» окружающих слоев воды) может служить физической основой для их обнаружения с помощью когерентных радиолокационных систем. В частности, с помощью радиолокатора может быть зафиксирован доплеровский сдвиг частоты, если течение направлено в сторону диаграммы направленности антенны или от нее (Бондур, 2004, 2010, 2012).

На практике установление происхождения загрязнений морских акваторий углеводородами, выявленных по радиолокационным изображениям, возможно с использованием дополнительных признаков. Среди признаков естественных нефтяных загрязнений водной поверхности, прежде всего, следует отметить следующие (Бондур, 2012; Бондур, Кузнецова, 2012; Иванов и др., 2007; Лаврова, Митягина, 2011; MacDonald, 1998; Wilson et al., 1974):

- нефтяные пятна естественного происхождения очень часто имеют так называемую точку всплытия, или «кляксообразное» утолщение, где всплывшая нефть аккумулируется на поверхности;
- постоянный источник на дне подпитывает пятна и способствует их росту во времени и пространстве;
- пятна располагаются группами вследствие того, что естественные источники не могут быть уединенными;
- пятна хорошо отслеживают поле преобладающих течений вследствие того, что естественные проявления создают тонкие пленки;
- характерные формы и размеры пятен – длинные (иногда десятки километров) линейные образования, часто имеющие форму запятых, зигзагов или петель, только что всплывшая нефть имеет форму круглых пятен небольшой площади;
- приуроченность к известным районам нефтегазонакопления или сосредоточения на дне грифонов, грязевых вулканов, сальз, сипов, которые источают нефть;
- периодичность появления пятен нефти.

На рис. 4.3.5 приведен пример космического радиолокационного изображения с проявлением нефтяных сипов естественного происхождения.

В то же время, такие косвенные признаки, как приуроченность нефтяных загрязнений к скоплениям судов, объектам нефтегазовой промышленности, морским путям могут служить основанием для того, чтобы считать эти загрязнения антропогенными.

На рис. 4.3.6 приведен пример антропогенных нефтяных загрязнений морской поверхности, приуроченных к нефтедобывающей инфраструктуре (Бондур, 2004).

Мониторинг поверхностного волнения и полей приповерхностного ветра в районах добычи и транспортировки углеводородов по радиолокационным изображениям

Рассмотрим примеры космического мониторинга характеристик поверхностного волнения и полей приповерхностного ветра в акваториях морей и океанов в районах добычи и транспортировки углеводородов на основе анализа радиолокационных изображений.

Восстановление полей приповерхностного ветра и характеристик морского волнения является одной из важнейших задач, решаемых при мониторинге акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов. Данные о приповерхностном ветре и поверхностном волнении особенно важны для информационного обеспечения безопасности нефтедобывающих платформ и судов, прогнозирования распространения нефтяных загрязнений при авариях, определения траекторий движения айсбергов и др. (Бондур, 2004, 2010, 2012; Лаврова и др., 2011).

Определение характеристик приповерхностного ветра возможно как с использованием метеорологических космических радиолокаторов типа SSM/I, позволяющих получать продукты с разрешением в десятки километров, так и с использованием изображений высокого пространственного разрешения (1–30 метров), полученных при помощи космических радиолокаторов с синтезированием апертуры в С-диапазоне (Бондур, 2004, 2008, 2010, 2012; Portabella, 2002).

В настоящее время можно выделить следующие основные подходы к определению характеристик приповерхностного ветра по радиолокационным изображениям высокого пространственного разрешения (Бондур, 2004, 2008; Hersbach, 2003; Portabella, 2002):

- использование информативных признаков, определяемых на основе анализа интегральных преобразований фрагментов радиолокационных изображений с целью определения скоростей и направлений приповерхностного ветра в пределах обрабатываемых фрагментов и на разгонных участках;
- использование геофизических модельных функций для восстановления направления и полей скоростей приповерхностного ветра;
- интерактивный анализ радиолокационных изображений, определение направления и скорости ветра по косвенным признакам (ветровые тени, структурные характеристики изображений и др.).

Эффективным методом является сочетание перечисленных способов определения характеристик приповерхностного ветра, позволяющий также оценить и характеристики поверхностного волнения (Бондур, 2004, 2008).

Ниже приводится пример обработки космического радиолокационного изображения морской поверхности, полученного 27 сентября 2009 г. со спутника RADARSAT-2. В процессе его обработки определялись двумерные пространственно-частотные

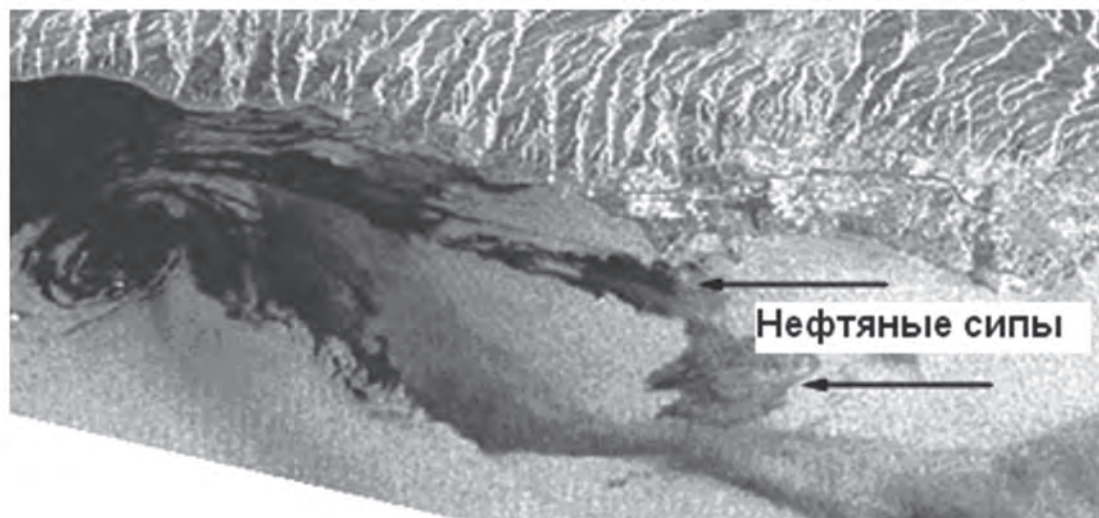


Рис. 4.3.5. Пример космического радиолокационного изображения с проявлением нефтяных сипов естественного происхождения на водной поверхности (побережье в районе г. Санта-Барбара, США) (<http://www.nasa.gov>)



Рис. 4.3.6. Пример космических радиолокационных изображений с проявлением нефтяных загрязнений, приуроченных к нефтедобывающим платформам и судам (побережье в районе г. Санта-Барбара, США) (Бондур, 2004)

спектры фрагментов космического изображения, с использованием которых были выделены основные системы волн. Далее с использованием процедуры обратного преобразования Фурье пространственно-частотных спектров для выделенных областей (спектральных максимумов) были получены свободные от шумов модельные изображения основных систем волн, характеризующих состояние морской поверхности. Иллюстрация процесса восстановления структуры морской поверхности по фрагменту радиолокационного изображения с использованием метода дистанционной пространственно-частотной спектрометрии (Бондур, 1987, 2004, 2008; Bondur, 2011) приведена на рис. 4.3.7.

На основе анализа полученной картины ветрового волнения, свободной от шумов, с использованием эмпирических соотношений, связывающих характеристики ветрового волнения с характеристиками приповерхностного ветра, оценивались высоты волн, балльность волнения и скорость ветра на разгонном участке для доминирующей системы ветровых волн (Бондур, 1987, 2004, 2008; Бондур, Воляк, 1984; Bondur, 2011).

Результаты определения характеристик морского волнения и приповерхностного ветра для данного примера представлены в таблице 4.3.2.

На рис. 4.3.8 приведен пример расчета скорости приповерхностного ветра в каждой точке радиолокационного изображения, полученного со спутника RADARSAT-2 (пролив Карские Ворота, Северный Ледовитый океан). В данном случае использо-

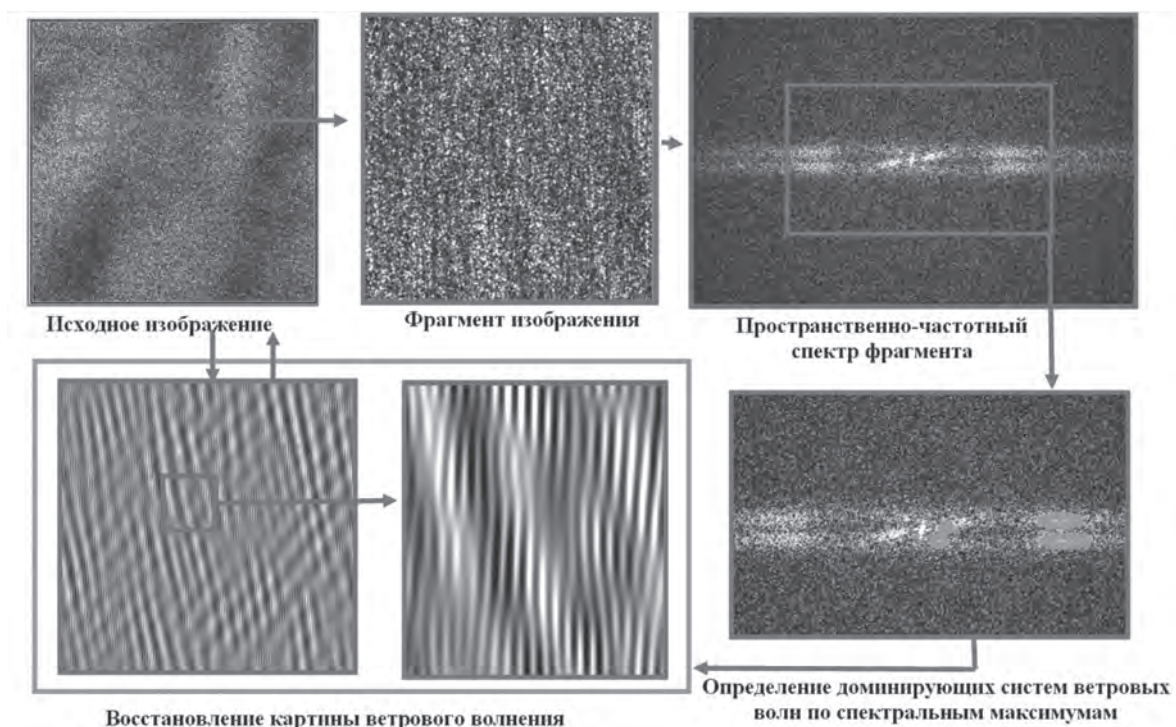


Рис. 4.3.7. Восстановление картины ветрового волнения по космическим радиолокационным изображениям с использованием пространственно-спектрального подхода

Таблица 4.3.2

Результаты определения характеристик морского волнения и приповерхностного ветра по космическому радиолокационному изображению

Система волн	Средняя длина волны (м)	Тип волнения	Генеральное направление	Высота волн (м)	Скорость ветра на разгонном участке (м/с)
1	183	Развитое	Восток - запад	4,3	15,6
2	23	Развивающееся	Восток - запад	0,55	5,5
Волнение моря: 5–6 баллов					

валась геофизическая модельная функции CMOD5, связывающая характеристики принятого радиолокационного сигнала с величинами скорости и направления приповерхностного ветра (Hersbach, 2003). В приведенном примере измерена скорость ветра непосредственно в момент съемки (так называемый «ветровой стресс»). Скорость ветра, определенная по космическому радиолокационному изображению, отображается на рис. 4.3.8б в градациях серого тона.

Приведенные примеры иллюстрируют широкие возможности использования космических радиолокационных изображений высокого и сверхвысокого разрешения для определения характеристик приповерхностного ветра и морского волнения при космическом мониторинге акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов.

Заключение

Из проведенного анализа особенностей космических радиолокационных средств ДЗЗ следует, что применение таких средств для мониторинга морских акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов является высокоэффективным, особенно в труднодоступных акваториях.

В условиях значительной протяженности территорий, малой продолжительности светлого времени суток, высокой вероятности закрытости облачностью и других природных и климатических особенностей месторождений на морских шельфах Сахалина, Баренцева и Карского морей, космическая радиолокация является единственным средством, позволяющим обеспечить регулярный и высокоинформативный мониторинг в интересах решения задач нефтегазового комплекса.

Приведенные примеры мониторинга нефтяных загрязнений, естественных нефтегазопроявлений, восстановления характеристик морского волнения и полей приповерхностного ветра по космическим радиолокационным изображениям наглядно подтверждают широкие возможности использования космических радиолокационных данных для решения актуальных задач, связанных с космическим мониторингом объектов нефтегазового комплекса в акваториях морей и океанов, а также при осуществлении разведки, добычи и транспортировки углеводородов на шельфе и континентальном склоне.

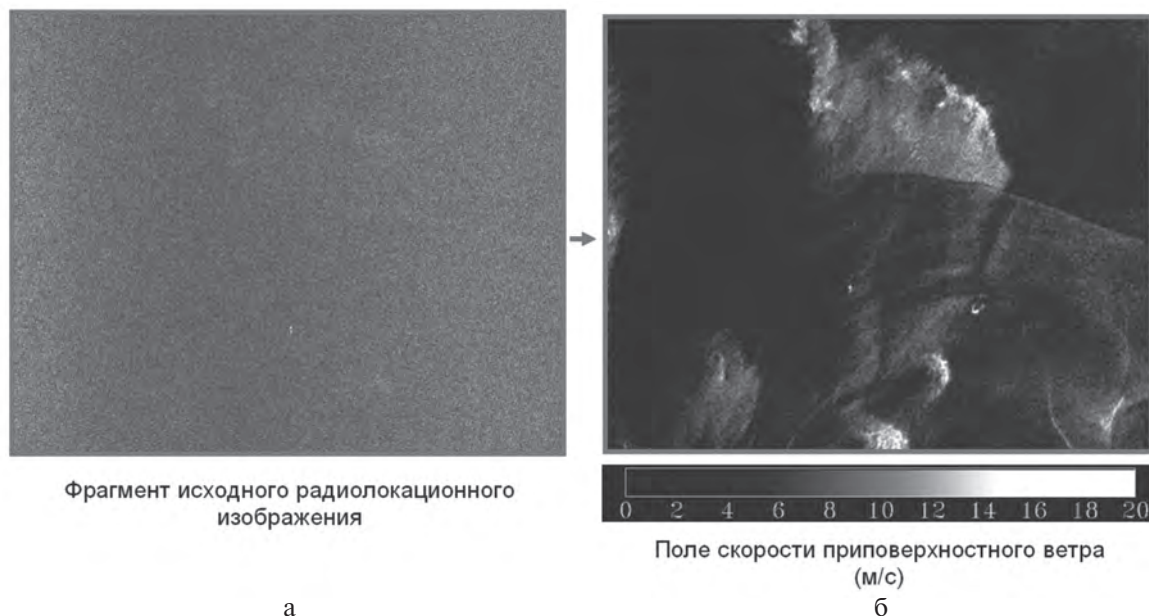


Рис. 4.3.8. Пример использования геофизической модельной функции СМОД5 для восстановления поля скоростей приповерхностного ветра по радиолокационному изображению, полученному со спутника RADARSAT-2 в районе пролива Карские Ворота: а – исходное изображение; б – поле скоростей приповерхностного ветра в градациях серого тона

Литература

1. *Аковецкий В.Г.* Аэрокосмический мониторинг месторождений нефти и газа. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2008. 454 с.
2. *Басс Ф.Г., Фукс И.М.* Рассеяние волн на статистически неровной поверхности. М.: Наука. 1972. 426 с.
3. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
4. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследование Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–16.
5. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы в современной океанологии // Новые идеи в океанологии. Т. 1. Физика. Химия. Биология. М.: Наука. 2004. С. 55–117+8 стр. цв. вклеек.
6. *Бондур В.Г.* Основы аэрокосмического мониторинга окружающей среды: Курс лекций. М.: Московский государственный университет геодезии и картографии. 2008. 369 с.
7. *Бондур В.Г.* Оперативная дистанционная оценка состояния границы раздела атмосфера-океан по пространственным спектрам изображений // Оптико-метеорологические исследования земной атмосферы. Новосибирск: Наука. 1987. С. 17–30.
8. *Бондур В.Г., Воляк К.И.* Оптический пространственный спектральный анализ изображений морской поверхности // Труды ФИАН СССР: Т. 156. Исследования по гидрофизике. М.: Наука. 1984. С. 55–116.

9. *Бондур В.Г., Воробьев В.Е.* Методы обработки аэрокосмических изображений, полученных при мониторинге объектов нефтегазовой отрасли. В настоящей книге. 2012. С. 395–409.
10. *Бондур В.Г., Гребенюк Ю.В.* Дистанционная индикация антропогенных воздействий на морскую среду, вызванных заглубленными стоками: моделирование, эксперименты // Исследование Земли из космоса. 2001. № 6. С. 49–67.
11. *Бондур В.Г., Кузнецова Т.В.* Исследование естественных нефте- и газопроявлений на морской поверхности по космическим изображениям. В настоящей книге. 2012. С. 272–287.
12. *Бондур В.Г., Старченков С.А.* Методы и программы обработки и классификации аэрокосмических изображений // Изв. ВУЗов. Геодезия и аэрофотосъемка. 2001. № 3. С. 118–143.
13. *Булатов М.Г., Кравцов Ю.А., Лаврова О.Ю.* и др. Физические механизмы формирования аэрокосмических радиолокационных изображений океана // Успехи физических наук. 2003. Т. 173. № 1. С. 69–87.
14. *Иванов А.Ю.* О восстановлении параметров морской среды по данным космических РСА // Исследование Земли из космоса. 2010. № 3. С. 77–92.
15. *Иванов А.Ю.* Стики и пленочные образования на космических радиолокационных изображениях // Исследование Земли из космоса. 2007. № 3. С. 73–96.
16. *Иванов А.Ю., Голубов Б.Н., Затыгалова В.В.* О нефтегазоносности и разгрузке подземных флюидов в южной части Каспийского моря по данным космической радиолокации // Исследования Земли из космоса. 2007. № 2. С. 62–81.
17. *Лаврова О.Ю., Костяной А.Г., Лебедев С.А., Митягина М.И., Гинзбург А.И., Шеремет Н.А.* Комплексный спутниковый мониторинг морей России. М.: ИКИ РАН. 2011. 480 с.
18. *Лаврова О.Ю., Митягина М.И.* Спутниковый мониторинг пленочных загрязнений поверхности Черного моря // Исследование Земли из космоса. 2011. № 6. С. 55–63.
19. *Bondur V.G.* Complex Satellite Monitoring of Coastal Water Areas. 31st International Symposium on Remote Sensing of Environment. ISRSE. 2006. 7 p.
20. *Bondur V.G.* Satellite monitoring and mathematical modelling of deep runoff turbulent jets in coastal water areas // in book Waste Water - Evaluation and Management, ISBN 978-953-307-233-3, InTech, Croatia, 2011, pp. 155-180 <http://www.intechopen.com/articles/show/title/satellite-monitoring-and-mathematical-modelling-of-deep-runoff-turbulent-jets-in-coastal-water-areas>.
21. *Bondur V., Starchenkov V.* Monitoring of Anthropogenic Influence on Water Areas of Hawaiian Islads Using RADARSAT and EVISAT Radar Imagery. 31st International Symposium on Remote Sensing of Environment. ISRSE. 2006. Pp. 184–187.
22. *Hersbach H.* CMOD5 An improved geophysical model function for ERS C-band scatterometry. January. 2003.
23. *MacDonald I.R.* Natural oil spills // Scientific American. 1998. 279(5). P. 51–66.
24. *Portabella M.* Wind field retrieval from satellite radar systems. Doctoral Thesis in Physics // University of Barcelona. 2002.
25. *Wilson R.D., Monaghan P.H., Osanik A.* et al. Natural marine oil seepage // Science. 1974. 184. P. 857–865.
26. <http://www.astrium-geo.com>.
27. <http://www.eoportal.org>.
28. <http://www.google.com/earth/index.html>.
29. <http://www.nasa.gov>.
30. <http://www.vniiem.ru/ru>.

В.Г. Бондур, Т.В. Кузнецова

4.4. Исследование естественных нефте- и газопроявлений на морской поверхности по космическим изображениям

Введение

Освоение топливно-энергетического потенциала шельфовой зоны входит в число приоритетов в развитии и расширенном воспроизводстве минерально-сырьевой базы Российской Федерации. Геолого-геофизическая изученность российского шельфа слабая. Широкомасштабные поисковые и разведочные работы велись здесь только в 80–90-е годы XX столетия. Именно тогда были открыты крупнейшие газовые и газоконденсатные месторождения в Баренцевом море, нефтяные в Печорском, Карском и Охотском морях (Дмитриевский, Белонин, 2004). Поиск и разведка морских месторождений углеводородов (особенно в условиях Арктики) требуют значительных инвестиций. Быстро решить эту задачу с помощью традиционных методов сейсморазведки, используемых для обнаружения месторождений нефти и газа, при имеющихся финансовых ресурсах невозможно. В связи с этим необходимо использовать новые, инновационные подходы к выявлению месторождений углеводородов в морских акваториях, важное место среди которых занимают аэрокосмические методы и технологии. Развитие отечественных космических технологий является неотъемлемой частью курса на инновационное развитие, выбранного нашей страной. Данные космической съемки Земли и специализированные информационные продукты, полученные на ее основе, находят все более широкое применение для решения практических задач нефтегазового комплекса (Бондур, 2010; 2012).

Применение методов космического мониторинга позволяет радикально уменьшить стоимость геологоразведочных работ, обеспечивая проведение комплексного исследования обширных территорий, зачастую недоступных для традиционных методов геологоразведки. Не менее важным обстоятельством является то, что аэрокосмические методы и технологии являются высоко экологичными. При их использовании не нарушается целостность и не происходит загрязнение окружающей природной среды исследуемых территорий. Это особенно важно для планирующегося масштабного освоения арктического шельфа России, где суровые климатические условия региона сочетаются с особой чувствительностью природных комплексов к внешним антропогенным воздействиям (Бондур и др., 2012).

Одним из методов поиска углеводородов в морских акваториях является регистрация из космоса нефте- и газопроявлений. Этот метод исследуется в настоящем разделе книги.

Проблемы исследования

Необходимость исследования особенностей возникновения на морской поверхности естественных нефтяных и газовых проявлений – сипов (от англ. Seep – просачивание) – затрагивает четыре наиболее актуальные в научном и практическом от-

ношении проблемы (Дмитриевский, Баланюк, 2009; Немировская, 2004; Шахова и др., 2009; Соловьев, 2003; Пиковский, 1993; Дегазация Земли..., 2010):

1. Вопросы поиска различных видов углеводородного сырья. Закономерная связь между нефтяными и газовыми проявлениями была выявлена еще на рубеже XIX и XX вв. и подтверждена многолетней практикой разработки известных морских месторождений. Миграционные потоки углеводородов на морском дне за счет их просачивания по разломам и трещинам из нефтегазоносных структур и газогидратных скоплений обнаружены во многих акваториях. Этот процесс идет на площади, составляющей более 10–15% от общей площади Мирового океана, в окраинных и внутриматериковых морях, где распространены нефтегазовые бассейны. Так как просачивания являются конечными пунктами путей миграции нефти и газа, их обнаружение на поверхности с высокой долей вероятности подтверждает наличие углеводородов. Необходимо отметить, что объем и постоянство просачивания не имеют прямого отношения к размеру месторождений, из которых они протекают (Дегазация Земли ..., 2010).

2. Широкое распространение подводных вулканов и газогидратов в донных отложениях морей и океанов помимо позитивной возможности прироста запасов углеводородов создает важнейшую серьезную проблему для промышленного освоения шельфа и эксплуатации месторождений. Разжижение грунта, нестабильность газогидратных отложений являются сложнейшей инженерной задачей при постройке нефтяных платформ и прокладке трубопроводов (Дмитриевский, Белонин, 2004).

3. Проблема, связанная с влиянием эмиссии метана из газогидратов на изменение климата. В последнее десятилетие во многих морях Мирового океана в районах шельфа и континентального склона с помощью акустического зондирования были выявлены газовые «факелы», поднимающиеся в водной толще облака пузырьков. В состав этих пузырьков входит преимущественно метан. Пространственное распределение концентраций отличается выраженной мозаичностью и наличием резких градиентов. Предполагается, что источником эмиссии метана являются газогидраты, которые представляют собой твердые кристаллические вещества – классические представители клатратных соединений и по внешнему виду напоминающие снег или рыхлый лед. Необходимыми условиями для формирования этих веществ являются низкие температуры и высокое давление, достаточное количество воды и газа (Дмитриевский, Баланюк, 2009; Шнюков, 2009; Шахова и др., 2009). Газогидраты образуются в районах распространения многолетней мерзлоты, а наиболее широко – в глубоководных осадках морей и океанов, в пределах зоны термодинамической устойчивости. В океанах эта зона начинается с глубин от 200 м в высоких широтах и до 700 м – в низких. В районах многолетней мерзлоты – почти от поверхности (Дядин, Гушин, 1998; Кэрролл, 2007).

Повышенное внимание к газогидратам обусловлено не только огромными запасами углеводородов, но и в связи с тем, что газогидраты находятся на границе фазовой устойчивости, изменения температуры или давления могут привести к их разрушению с выделением значительного количества метана, что будет способствовать развитию «парникового эффекта» и соответственно изменению климата планеты. Прежде всего, это относится к арктическим регионам. Ученые считают, что в Арктике встречается немало мест выхода газовых плюмов, некоторые из которых могут быть настолько мощными, что их газы попадают непосредственно в атмосферу. Впрочем, даже полностью растворяясь в воде, испускаемый метан негативно сказывается на

климате планеты. Часть его преобразуется в углекислый газ, вызывающий повышение кислотности вод Мирового океана, губительное для многих хрупких океанических экосистем. Согласно современным оценкам, вклад метана в глобальное потепление составляет ~ 15%, поэтому знание источников и стоков этого парникового газа важно для предсказаний изменений климата (Шахова и др., 2009; Зенкевич, Шафранская, 2009; Круглякова и др., 2009).

4. Помимо того, что нефтепроявления и газовые сипы способствуют индикации залежей углеводородов, они являются еще источниками естественного загрязнения акваторий, которое необходимо знать и учитывать в частных и общих оценках экологического состояния морей.

Многочисленные случаи естественного просачивания нефти на поверхность океана выявлены у берегов Австралии, Аляски, Венесуэлы, Канады, Мексики, США, в Персидском заливе, Каспийском море и т.д. Суммарные объемы самопроизвольного выхода жидких углеводородов иногда составляют значительные величины. Так, поступление в море нефти из линейного участка просачивания протяженностью около 1,5 км в проливе Санта-Барбара (Калифорния), оценивается в 10–15 т в день (Spies et al., 2005). На российском Арктическом шельфе такого рода процессы зафиксированы в Чукотском, Беринговом, Баренцевом и Карском морях (Израэль, Цыбань, 1992; Немировская, 2004).

Учитывая высокую нефтегазоносность Арктического шельфа России (Дмитриевский, Белонин, 2004), следует полагать, что этот природный источник обеспечивает не менее 30% от общего поступления нефти в арктические моря. По последним сводным данным (NAS, 2003), глобальное поступление нефти в морскую среду за счет просачивания с морского дна оценивается величинами от 0,2 до 2 млн. т ежегодно, что составляет около половины суммарного потока нефти в Мировой океан.

Объекты исследования и источники их происхождения

Естественные нефте- и газопроявления пространственно и генетически связаны, главным образом, с грязевыми вулканами, залежами нефти и газа, газогидратами, а также скоплениями свободного газа в верхней части осадочного разреза (Дмитриевский, Баланюк, 2009; Обжиров, 2006; Гранин и др., 2010; Алиев, 2006; Шнюков и др., 1986; Wilson et al, 1974; Etiopre, 2009) .

Выходы нефти и газа на поверхность воды условно можно разделить на 3 вида (Дегазация Земли..., 2010):

- локальные (сосредоточенные) выходы (грязевые вулканы, грифоны, сальзы, сипы и др.);
- продолжительная разгрузка газа из газогидратоносных осадков;
- площадное поступление углеводородов и их фракций из нефтегазоносных структур через сеть разломов.

Грязевые вулканы представляют собой широко распространенное геологическое явление. В настоящее время на нашей планете насчитывается более 1700 надводных и подводных грязевулканических построек. Подводные грязевые вулканы, как правило, расположены на шельфах океанов и внешних морей. Так же, как холодные потоки углеводородов («сипы»), они выявлены в пределах Западного и Восточного Тихооке-

анского побережий, на шельфах Атлантического океана, Норвежского, Баренцева и других морей. Среди подводных грязевулканических провинций самой крупной является Южно-Каспийская впадина; здесь с помощью эхолотирования, геоакустического профилирования и аэромагнитной съемки выявлено более 136 грязевулканических построек на дне моря (Етиоре, 2009; Холодов, 2002).

Обычная грязевулканическая деятельность четко распадается на два периода (Алиев, 2006). Извержения начинаются с взрыва газов в кратере, разрушения кратерной пробки и поступления на поверхность потоков полужидких грязебрекчий, содержащих большое количества воды, нефти, газа и рассеянных сульфидов. Извержение вулкана обычно длится несколько дней, иногда распаясь на отдельные фазы, в течение которых преобладают то одни, то другие продукты грязевулканической деятельности. Затем вулкан надолго затихает. На кратерной площадке его появляются многочисленные сальзы и грифоны, непрерывно поставляющие на поверхность жидкую грязь, газ, нефть и воду (Холодов, 2002; Лимонов, 2004).

Как правило, грязевые вулканы значительны по своим размерам – около сотни метров. Мелкие грязевые вулканы называются грязевыми сопками (сальзами). На сопках или вулканах развиваются мелкие эруптивные аппараты – грифоны. Иногда вулканы или сопки располагаются обособленно, но чаще всего группами, имеющими общий глубинный эруптивный очаг. Группу вулканов или сальз называют грязевулканическим очагом (Алиев, 2006). Очаг грязевого вулкана представляет собой тело, сложенное глинами, реже – песками, часто содержащими большое количество твердых обломков вмещающих пород и разжиженных гомогенизированными газоводными флюидами (вода, нефть, газы разного состава). Оно формируется на больших глубинах за счет саморазвития элизионных систем и может при благоприятных обстоятельствах «питать» корни грязевулканических построек (Холодов, 2002).

В развитии подавляющего большинства грязевых вулканов различают три стадии: 1) стадию формирования грязевулканического очага, обусловленную особенностями развития элизионной системы; 2) стадию извержения; 3) стадию пассивной сальзово-грифонной деятельности, видоизменяющую последствие извержения грязевого вулкана и подготавливающую следующее извержение (Лимонов, 2004; Холодов, 2002; Алиев, 2006).

Первая стадия протекает на фоне аккумуляции терригенно-глинистых отложений, углубления впадин и поступления флюидогенерирующих глин в области повышенных температур и давлений.

Вторая стадия начинается с вскрытия грязевулканического очага системой разломов и трещин. Этот процесс сопровождается фазовой дифференциацией вещества и одновременным движением масс от очага к поверхности. Главным фактором, регулирующим извержение, является падение давления, связанное с перемещением грязевулканической массы по каналу от очага к поверхности. Очень большое значение при извержении грязевого вулкана имеет поведение трудносжимаемой воды. Ее резкое выделение из грязебрекчий и уход по каналу вулкана к поверхности может вызвать эффект «бешеной скважины», способствовать образованию дефицита массы на глубине и возникновению кальдеры проседания вокруг кратера вулкана.

Третий сальзово-грифонный этап развития грязевого вулкана, с одной стороны, можно рассматривать как завершение, а с другой – как подготовку следующего извержения.

Главным условием существования грязевого вулканизма является наличие мощного осадочного покрова, содержащего пластичные глинистые толщи, которые при обводнении способны разбухать, внедряться в лежащие выше породы и формировать инъективные дислокации. Активность этого процесса резко возрастает во время землетрясений (Алиев, 2006).

Подводные грязевые вулканы расположены, как правило, на мелководье, приурочены к диапировым структурам и могут служить признаками нефтегазоносности данного участка шельфа. Считается, что грязевые вулканы – это несостоявшиеся нефтяные или газовые месторождения. В спокойном состоянии они выделяют газ, пузыри которого поднимаются на поверхность вместе с мутью, обнаруживая место нахождения вулканов (Дмитриевский, Баланюк, 2009).

Грязевые вулканы являются следствием более общего природного явления – газового вулканизма. Единый механизм газового вулканизма проявляется либо через грязевой вулканизм с выбросами сопочной брекчии, воды, газов и твердых обломков, либо через *газовые факелы (сипы)* (Ратнер, 2007). Факел образуется в результате интенсивного потока свободных газов с поверхности дна, локализованного своеобразным кратером (англ. Rockmark) (Etiopre, 2009). В данном случае выходы газовых струй не сопровождаются выбросом значительных масс сопочной брекчии, поскольку формируются в условиях отсутствия мощных толщ покровных глинистых осадков (см. рис. 4.4.1).

Газовые сипы постоянно испускают метан со дна моря в толщу воды. Газовые факелы, состоящие из газовых пузырей и увлекаемой ими в восходящем потоке морской

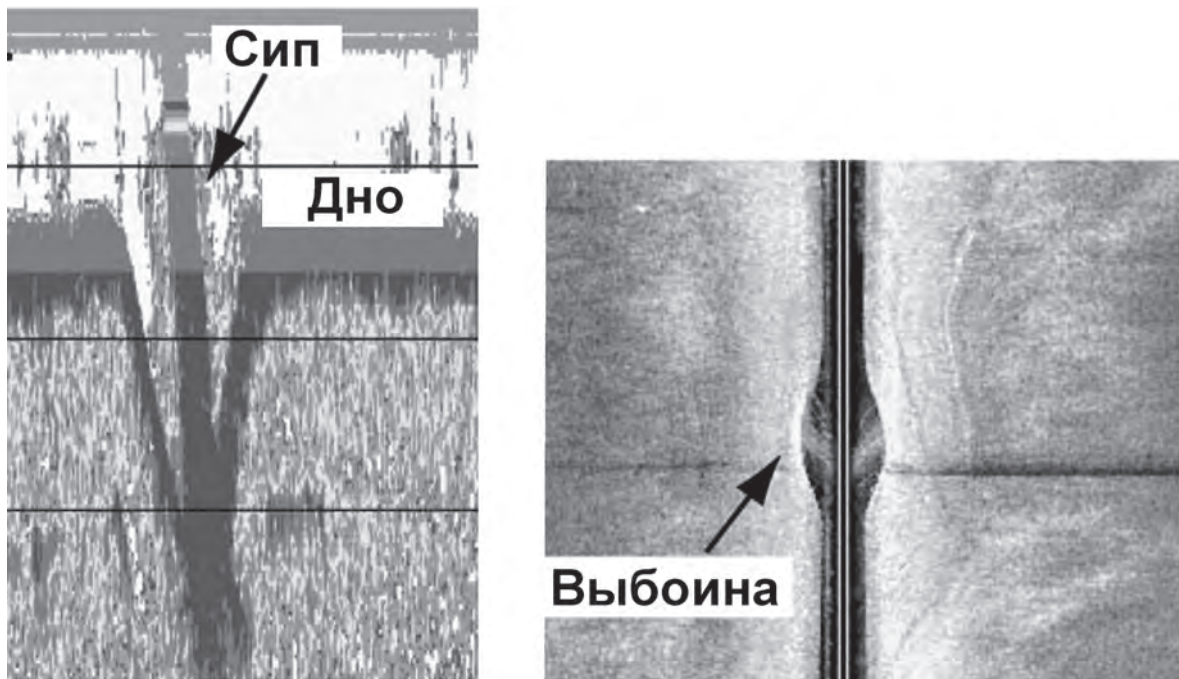


Рис. 4.4.1. Образование газовых факелов (сипов) (Etiopre, 2009)

воды, по форме можно подразделить на стабильные и пульсирующие. Диаметры сипов в различных акваториях различны и в среднем составляют от 10 до 40 м (Дегазация Земли..., 2010). Высота факелов обычно достигает 100–200 м. Большинство из них не достигает поверхности воды и диффузно распыляется. Чаще всего, это небольшие газовые струи, иногда – группы газовых струй (до 5, 10, 12), некоторые из них достаточно значительны и образуют своеобразные облака газа вблизи дна. Во многих случаях видна прерывистость газовых факелов, т.е. как бы пульсирующее извержение. Характер газовых факелов в разных морях примерно одинаков, изменяется лишь мощность струй (Кравченко, 2007). Основная масса газовых капель формирует шлейф, поднимающийся к поверхности моря подобно струе дыма. В процессе всплытия капли сначала образуют тонкий жгут, а затем рассеиваются турбулентностью морской среды в вертикальном и горизонтальном направлении и сносятся от места образования течением, формируя поднимающийся к поверхности моря шлейф (рис. 4.4.2, см. цветную вклейку) (Etiope, 2009; Гранин и др., 2010; Соловьев, 2003; Дмитриевский, Баланюк, 2009).

Сипы высокой интенсивности выпускают газ не просто пузырьками, а в виде большого количества свободного газа. В этом случае плотность пузырьков, их размер и скорость подъема гораздо выше, чем в стабильных медленных сипах. Плотные пузырьковые образования и плюмы могут простираться до высоты 200 м в толще воды, а иногда выходить на поверхность (Etiope, 2009).

Большинство сипов расположено в переходной зоне между континентальным шельфом и материковым склоном на глубине от 50 до 650 м. В некоторых акваториях глубина может достигать 800 м, а иногда 1200 м. На рис. 4.4.3 представлено распределение сипов по глубине (Зенкевич, Шафранская, 2009).

Сравнительный анализ различных геофизических данных показал, что метановые сипы не просто разбросаны по всей площади, а сконцентрированы на определенных участках и ассоциируются с вполне определенными морфологическими и приповерхностными структурами. На шельфе наибольшая концентрация сипов обнаружена в удлиненных впадинах над зонами разрывных нарушений (Дмитриевский, Баланюк, 2009).

Область существования *газогидратов* приурочена к морским донным осадкам и к областям многолетних мерзлых пород. Газовая составляющая газогидратов на 95% представлена метаном. При увеличении мощности осадков в море или при погружении или уменьшении мощности мерзлоты гидрат метана распадется, и на небольшой

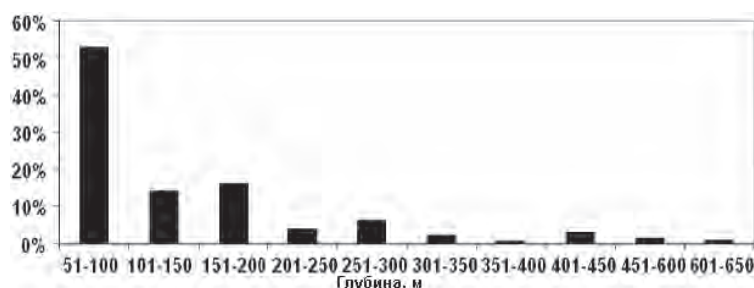


Рис. 4.4.3. Распределение газовых сипов по глубине

глубине образуется газовый резервуар, из которого газ может прорываться на поверхность (Обжиров, 2006; Дегазация Земли..., 2010).

Присутствие *газогидратов* в приповерхностных горизонтах осадков шельфа западного побережья Африки и части Атлантического океана обнаружено в результате проведения сейсмоакустических исследований (Emery, 1974). Подобные газогидратные слои были обнаружены также в Черном море (Шнюков, 2009), в Мексиканском заливе у побережья Мексики, Гватемалы и США (Broocks et al., 1984; Bouleque., 1987), у берегов Японии (Broocks et al., 1984), в акватории Охотского моря (Шакиров, Обжиров, 2009), морях Северного Ледовитого океана (Дмитриевский, Баланюк, 2009; Шахова и др., 2009) и др.

На рис. 4.4.4. приведена схема распространения гидрата метана.

Транспорт метана в водном столбе осуществляется двумя способами: диффузионным и пузырьковым. При разгрузке по типу пузырьковых газовыделений значительная часть метана по мере всплытия пузырьков с больших глубин растворяется в морской воде. В условиях резкой потери устойчивости газогидратных залежей и подстилающих пород возможно возникновение залповой разгрузки недр и поступление в водную среду факельных потоков метана. При этом скорость поступления метана к поверхности увеличивается (достигая 3 м/с), а его относительная растворимость в воде уменьшается (Шахова и др., 2009).

В работе (Арэ, 2001) описаны многочисленные случаи, когда в ходе выполнения работ на российском Арктическом шельфе неоднократно наблюдались прорывы газовых струй из дна на поверхность.

Одной из возможных причин выделения из осадков газа в виде факела является прогрев газогидратных залежей. Натурные наблюдения, выполненные американскими геохимиками в течение года за поведением газогидрата на дне Мексиканского залива на глубине 540 м, подтвердили, что увеличение температуры на величину 0,5–0,7°C приводит практически к полному разложению твердого газогидрата (Etiope, 2009).

Геологические процессы, связанные с современной тектонической активностью подводных недр, также периодически разрушают газогидратные залежи, под которыми залегает обычный природный газ в донных осадках. В результате возникают неистово мощные газовые фонтаны, образующие на поверхности моря кипящий газом водяной купол или колоссальные сводообразные объемы воды и газа. Огромные выбросы газа из-под газогидратных залежей могут образовывать в паковых и иных морских льдах крупные вздутия (Шахова и др., 2009; Обжиров, 2006).

Как было отмечено выше, еще одним источником поступления углеводородов и их фракций на поверхность морей являются *нефтегазоносные структуры* (MacDonald, 1998; Wilson et al., 1974). Большинство месторождений через сеть разломов пропускают небольшое количество нефти или газа на поверхность. В нефтегазоносных районах морей на поверхности часто обнаруживаются скопления пятен нефти, которая поступает на поверхность в виде всплывающих пузырьков газа, покрытых оболочкой нефти и растворяющихся по мере всплытия. Далее нефть в виде отдельных капель всплывает на поверхность и образует небольшие пятна, которые, растекаясь и дрейфуя, объединяются в более обширные образования размером в несколько километров. Образовавшиеся нефтяные пленки имеют характерный цвет (серый, серебристый, радужный) и незначительную толщину (менее 1 мкм), что возможно указывает на выделение углеводородов легких фракций (MacDonald, 1998; Иванов и др., 2007).

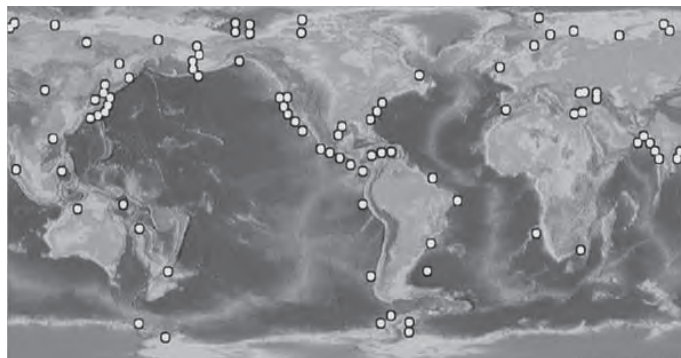


Рис. 4.4.4. Схема распространения гидрата метана в различных акваториях (www.ogbus.ru/eng/)

Признаки естественных нефте- и газопроявлений на водной поверхности

Нефтепроявления, происходящие из естественных источников на дне, имеют ряд характерных признаков, которые позволяют отличить их от антропогенных нефтяных загрязнений и других процессов на поверхности моря (Бондур, 2010, 2012; Бондур, Замшин, 2012; Иванов, 2007; Лаврова и др., 2011; MacDonald, 1998; Scantland, Biegert, 1996):

1. Пленки имеют толщину 0,1–0,01 мкм.
2. Цвет пятен – от серебристо-серого до радужного.
3. Нефтяные пятна очень часто имеют так называемую точку всплытия, или кляксообразное утолщение, где всплывшая нефть аккумулируется на поверхности.
4. Постоянный источник на дне подпитывает пятна и способствует их росту во времени и пространстве.
5. Только в редких случаях на дне имеются одиночные источники. Обычно они расположены группами, а более крупные осложнены второстепенными – грифонами, сальзами и т.п., в результате чего на морской поверхности образуются хорошо выраженные кластеры или группы подобных по форме пятен.
6. Как тонкие пленки, они достаточно хорошо отслеживают поле преобладающих течений.
7. Формы и размеры пятен достаточно характерны: это длинные (иногда десятки километров) линейные образования, часто имеющие форму запятых, зигзагов или петель; только что всплывшая нефть имеет форму круглых пятен небольшой площади.
8. Время существования на морской поверхности – от 8 до 24 часов, в среднем 12 часов.
9. В связи с естественным происхождением эти пятна привязаны к известным районам нефтегазонакопления или сосредоточения на дне грифонов, грязевых вулканов, сальз, сипов, которые источают нефть.
10. Периодичность появления пятен нефти отражает чередование импульсов грязевого вулканизма с периодами спокойной разгрузки флюидов по проницаемым зонам разрывных нарушений.

На рис. 4.4.5 (см. цветную вклейку) приведены примеры естественных нефтепроявлений на водной поверхности (Иванов, 2011).

Характер газопроявлений на поверхности воды несколько отличается от нефтепроявлений и имеет следующие особенности (Огай и др., 2007; Шахова и др., 2009):

1. Образование на поверхности моря области скопления газовых пузырей различного диаметра.

2. При выбросе пузырьков газа на поверхности воды образуется куполообразное возвышение, именуемое «фонтаном», или кипящий газом сводообразный водяной купол.

3. Диаметр и высота «фонтана» зависят от того, под каким пластовым давлением и с какой глубины поступает газ.

4. В зоне «фонтана» наклон поверхности жидкости относительно среднего уровня моря может достигать $\sim 10^\circ$ при среднем уровне взволнованной морской поверхности, равном нулю.

5. В зимнее время газовые сипы проявляются на поверхности льда в виде пропарин диаметром от полуметра до сотен метров.

6. Огромные выбросы газа из-под газогидратных залежей могут образовывать в паковых и иных морских льдах крупные вздутия.

На рис. 4.4.6 (см. цветную вклейку) приведены примеры естественных газопроявлений на водной поверхности.

Физические основы обнаружения и методы дистанционного зондирования, используемые при исследовании естественных нефте- и газопроявлений на водной поверхности

В основе методов дистанционного обнаружения нефтяных и газовых сипов в морских акваториях лежат несколько основополагающих физических процессов и явлений.

1. При наличии на водной поверхности легких фракций нефти (нефтяных пленок) или поднимающихся к поверхности пузырей газа происходит изменение спектрального состава морского волнения, связанное с эффектом «выглаживания» мелкоструктурных составляющих (Бондур 2004; 2010; 2012; Бондур, Гребенюк, 2001; Bondur, 2006, 2011). В океанологии подобные явления именуют «сликами» (от англ. slick – гладкий, блестящий). Такие изменения могут надежно регистрироваться оптическими и радиолокационными методами (Бондур, 2004; 2010; 2012; Бондур, Гребенюк, 2001; Bondur, 2006, 2011).

2. Наличие примесей с резко отличными от чистой воды свойствами приводит к изменению коэффициента диэлектрической проницаемости и, соответственно, величины уровня отраженного радиосигнала (контрасты составляют $\sim 2-8$ дБ) (Бондур, 2004, 2010; 2012; Иванов, 2007; Огай и др., 2009; Bondur, 2011).

3. При наличии на водной поверхности нефтяных пятен и пузырьков газа изменяются коэффициенты спектральной яркости в различных спектральных диапазонах, что может регистрироваться многоспектральной оптической аппаратурой (Бондур, 2004; 2010; 2012; Бондур, Зубков, 2005; Bondur, 2011).

4. При наличии на морской поверхности нефти и выбросов газа изменяется температура водной среды, что может регистрироваться тепловыми методами (Бондур, 2004, 2010; 2012; Bondur, 2011).

5. В области поверхностных проявлений потоков газовых пузырьков происходит изменение радиояркой температуры. При этом радиотепловые контрасты, возникающие на возмущенной морской поверхности при выбросе газа, различаются при горизонтальной и вертикальной поляризации зондирующего сигнала. Эти явления могут быть зарегистрированы аппаратурой СВЧ-диапазона (Бондур, 2004; 2010; 2012; Поспелов, 2005; Bondur, 2011).

6. При появлении растворенных, эмульгированных и дисперсных нефтяных фракций в толще воды изменяются спектры флуоресценции. Сигналы флуоресценции водной среды в этом случае отличаются более высокой интенсивностью по сравнению с фоновыми сигналами. При этом наблюдается подавление линии комбинационного рассеяния воды. Эти эффекты могут обнаруживаться флуоресцентными лидарами (Межерис, 1987; Бондур, 2004; 2010; 2012; Бондур, Зубков, 2001; Абрамов и др., 2012).

Таким образом, физическими причинами появления контрастов, обусловленных нефтяными и газовыми сипами, являются изменения: спектрального состава участков морской поверхности за счет подавления высокочастотных гравитационно-капиллярных компонент поверхностного волнения; температуры среды; коэффициентов спектральной яркости; спектров флуоресценции; поляризации; диэлектрической проницаемости, которые могут регистрироваться радиолокационными, оптическими, тепловыми методами, методами СВЧ-радиометрии и флуоресцентными лидарами (Бондур, 2004, 2010, 2012; Bondur, 2006, 2011).

Основными преимуществами радиолокационных методов являются (Рис, 2006; Бондур, 2004, 2010, 2012; Бондур, Замшин, 2012):

- всепогодность и независимость от солнечного освещения;
- высокое пространственное разрешение, сравнимое с разрешением датчиков оптического диапазона;
- широкая полоса обзора современных радиолокационных систем (400–500 км);
- высокая чувствительность к шероховатости поверхности моря или мелкомасштабному ветровому волнению.

К недостаткам радиолокационных методов можно отнести следующее (Бондур, 2004, 2010; Рис, 2006):

- надежное распознавание возможно в диапазоне скоростей ветра от 2 до 8 м/с;
- сликообразующие явления в нижней атмосфере и верхнем слое океана создают похожие сцены на поверхности моря, что значительно снижает вероятность правильной идентификации естественных нефте- и газопроявлений.

Основными достоинствами оптических методов съемки являются (Рис, 2006; Кашкин, Сухинин, 2001; Бондур, 2004; Бондур, Зубков, 2005):

- высокое пространственное и спектральное разрешение современных датчиков, установленных на космических носителях;
- большое количество спектральных каналов (многоспектральная и гиперспектральная аппаратура);

- простота интерпретации полученных данных, т.к. они получены в различимом глазом человека диапазоне спектра.

Основным недостатком оптических методов, ограничивающих их применение при исследовании нефтяных и газовых сипов, является зависимость их результатов от условий освещения и метеорологической ситуации, связанную, в первую очередь, с наличием облачного покрова. Но несмотря на отмеченные недостатки, изображения, полученные в оптическом диапазоне спектра с космических и авиационных носителей, продолжают успешно использоваться при изучении естественных нефте- и газопроявлений на морской поверхности.

При исследовании поверхностных нефте- и газопроявлений в акваториях морей и океанов тепловыми методами получены противоречивые данные. Возможно, это объясняется следующими причинами (Тараненко и др., 2000):

- низким пространственным разрешением аппаратуры ИК и СВЧ диапазонов, установленной на космических аппаратах;
- влиянием атмосферы (погрешность измерения температуры морской поверхности может составлять 5–10°К).

Следует отметить еще одну потенциальную проблему: тепловое изображение регистрирует температуру слоя толщиной ~ 0,02 мм, а в океанологии «поверхностью» называется слой в несколько сантиметров. Физическая температура этого слоя меняется на 1°К с каждой десятой миллиметра. Причем это изменение может быть и положительным, и отрицательным в зависимости от охлаждения за счет испарения и солнечного нагрева (Рис, 2006).

Существующие микроволновые радиометры, установленные на спутниках, позволяют регистрировать только крупномасштабные процессы в океане и атмосфере ввиду низкого пространственного разрешения.

Лидарные методы могут быть использованы для определения плотности газовых пузырьков, обнаружения нефтяных пятен, оценки площади и направления их распространения (Межерис, 1987; Глушков и др., 1994; Бондур, 2004; 2010, 2012; Бондур, Зубков, 2001; Абрамов и др., 2012). Аппаратура для лидарной съемки, как правило, устанавливается на низколетящих носителях, что значительно ограничивает их применение.

Таким образом, в настоящее время для исследования естественных нефте- и газопроявлений на поверхности моря наиболее эффективными являются радиолокационные и оптические методы. Космическая радиолокация и съемка в оптическом диапазоне спектра широко используются для изучения естественных нефтепроявлений, что неоднократно отмечалось в отечественных (Бондур, 2004, 2010, 2012; Бондур, Замшин, 2012; Иванов А.И., 2011; Иванов А.Ю., 2007; Иванов А.Ю. и др., 2007; Лаврова и др., 2011; Лаврова, Митягина, 2011; Евтушенко, Иванов, 2011; Огай и др., 2009; Гранин, Гранина, 2002; Bondur, 2006, 2011) и зарубежных (MacDonald I., 1998; Van Rensbergen P. et al 2002; Etiope, 2009; Wilson et al, 1974 и др.) публикациях.

В настоящее время для изучения этого явления рядом компаний, таких как InfoTerra (www.infoterra.com), NPA Group (www.npagroup.com) и др., организован сбор, обработка и анализ изображений с целью совершенствования методологии надежно-

го распознавания газо- и нефтепроявлений естественного происхождения на фоне образований другого характера.

На рисунках 4.4.7—4.4.12 (рис. 4.4.11 и 4.4.12 см. цветную вклейку) приведены примеры выявления нефтяных и газовых сипов в различных акваториях с использованием сенсоров оптического и радиодиапазонов.

Заключение

Как следует из приведенных примеров, с помощью аэрокосмических методов возможно надежное распознавание естественных нефте- и газопроявлений на водной поверхности. Однако учитывая, что нефтяные и газовые сипы сохраняются на поверхности моря только в течение нескольких часов, достаточно быстро подвергаясь процессам испарения, диффузии, поглощения, рассеяния и эмульгации, их дальнейшее

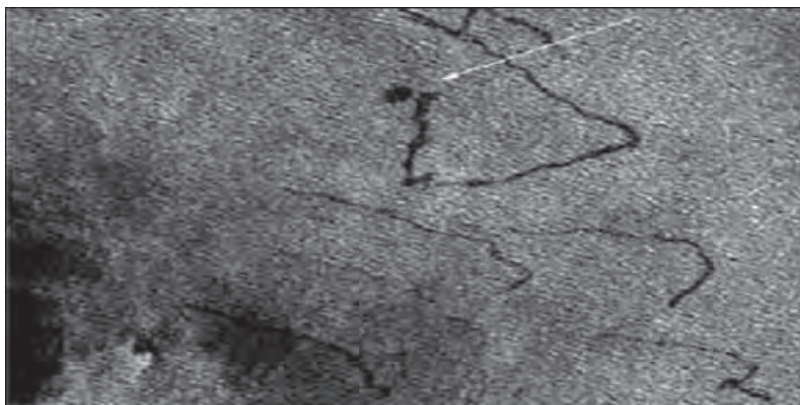


Рис. 4.4.7. Естественное нефтепроявление в акватории Атлантического океана у побережья Анголы. РЛИ со спутника ERS-2 (www.goes.gsfc.nasa.gov)

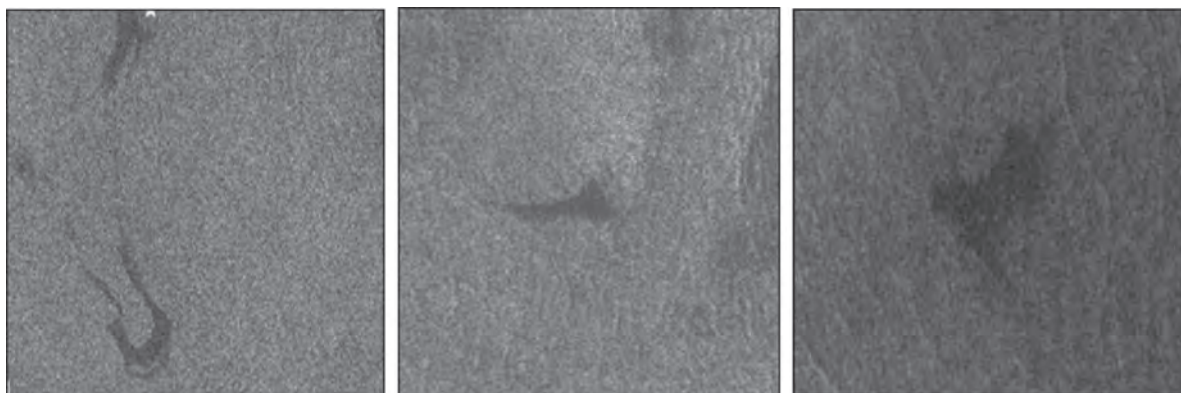


Рис. 4.4.8. Естественные нефтепроявления на шельфе Охотского моря. Фрагменты изображений со спутника Envisat (июнь 2007 г.) (Иванов и др., 2008)

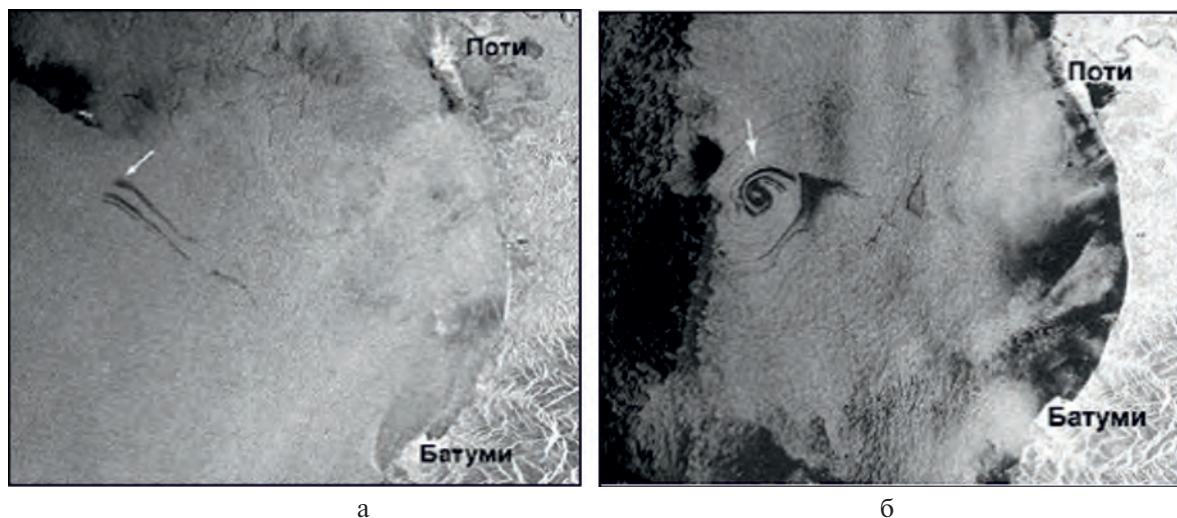


Рис. 4.4.9. Примеры проявлений на морской поверхности метановых сипов (отмечены стрелочкой). Фрагменты РЛИ со спутника ENVISAT: а – 05.06.2011 г.; б – 06.01.2011 г. (Лаврова, Митягина, 2011)

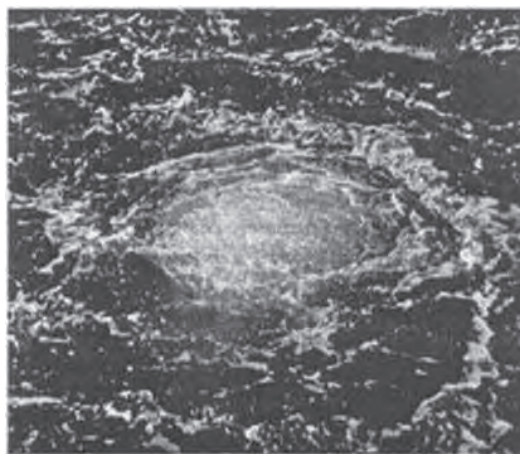


Рис. 4.4.10. Пример газового сипа высокой интенсивности в акватории Каспийского моря (аэрофотосъемка) (Огай и др., 2007)

исследование необходимо проводить в режиме оперативного мониторинга с использованием комплекса дистанционных средств. Кроме этого целесообразно применять не только способы визуального дешифрирования при идентификации нефтяных и газовых сипов, но и специализированные методы обработки изображений, позволяющие обнаруживать эти объекты не только на поверхности океана, но и в водной толще.

Литература

1. *Абрамов О.И., Бондур В.Г., Васильчиков П.М., Пелевин В.В.* Авиационный флуоресцентный сканирующий лидар (флуоровизор) для мониторинга районов добычи и транспортировки нефти. В настоящей книге. 2012. С. 478–486.
2. *Алиев А.И.* Грязевые вулканы – очаги периодической газогидродинамической разгрузки быстропогружающихся осадочных бассейнов и важные критерии прогноза газоносности больших глубин // Геология нефти и газа. 2006. № 5. С. 126–134.
3. *Арэ Ф. Э.* Тепло- и массообмен. Конспект лекций. СПб.: ПГУПС. 2001. 58 с.
4. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
5. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы в современной океанологии / В кн. Новые идеи в океанологии. Т. 1. Физика. Химия. Биология. М.: Наука. 2004. С. 55–117+8 стр. цв. вклеек.
6. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследование Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17+6 с. цв. вклеек.
7. *Бондур В.Г., Гребенюк Ю.В.* Дистанционная индикация антропогенных воздействий на морскую среду, вызванных заглубленными стоками: моделирование, эксперименты // Исследование Земли из космоса. 2001. № 6. С. 49–67.
8. *Бондур В.Г., Зубков Е.В.* Выделение мелкомасштабных неоднородностей оптических характеристик верхнего слоя океана по многозональным спутниковым изображениям высокого разрешения // Исследование Земли из космоса. 2005. № 4. С. 54–61.
9. *Бондур В.Г., Зубков Е.В.* Лидарные методы дистанционного зондирования загрязнений верхнего слоя океана // Оптика атмосферы и океана. 2001. Т. 14. № 2. С. 142–155.
10. *Бондур В.Г., Замшин В.В.* Космический радиолокационный мониторинг морских акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов. В настоящей книге. 2012. С. 255–271.
11. *Бондур В.Г., Воробьев В.Е., Жуков Н.А., Замшин В.В., Карачевцева И.П., Черепанова Е.В.* Экологические проблемы арктических регионов, связанные с добычей и транспортировкой углеводородов, и возможности их решения на основе результатов космического мониторинга. В настоящей книге. 2012. С. 329–342.
12. *Глушков С.Н., Фадеев В.В., Филиппова Е.М.* и др. Проблемы лазерной флуориметрии органических примесей в природных водах // Оптика атмосферы и океана. 1994. Т. 7. № 4.
13. *Гранин Н.Г., Гранина Л.З.* Газовые гидраты и выходы газов на Байкале // Геология и геофизика. 2002. Вып. 43 (7). С. 629–637.
14. *Гранин Н.Г., Макаров М.М., Кучер К.М., Гнатовский Р.Ю.* Метановые струи на озере Байкал // Природа. 2010. № 3. С. 29–41.
15. Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь. Материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина, 18–22 октября 2010 г. (Отв. ред. ак. А.Н. Дмитриевский, д.г.-м.н. Б.М. Валяев). М.: ГЕОС. 2010. 712 с.
16. *Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е.* Газогидраты морей и океанов. М.: ООО «ИРЦ Газпром». 2009. 416 с.
17. *Дмитриевский А.Н., Белонин М.Д.* Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов Российского шельфа // Природа. 2004. № 9. С. 3–10.

18. *Дядин Ю.А., Гуцин А.Л.* Газовые гидраты // Соросовский образовательный журнал. 1998. № 3. С. 55–64.
19. *Евтушенко Н.В., Иванов А.Ю.* Нефтепроявление в Юго-Восточной части Черного моря и его исследование из космоса // Исследование Земли из космоса. 2011. № 6. С. 62–81.
20. *Зенкевич Б.А., Шафранская Н.В.* Тектоническая позиция зоны газовых факелов Северо-Западной части Черного моря // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2009. № 3. С. 35–54.
21. *Иванов А.И.* Нефть и нефтепроявления озера Байкал // Земля из космоса. 2011. Вып. 8. С. 44–52.
22. *Иванов А.Ю.* Стики и пленочные образования на космических радиолокационных изображениях // Исследование Земли из космоса. 2007. № 3. С. 73–96.
23. *Иванов А.Ю., Голубов Б.Н., Затыгалова В.В.* О нефтегазоносности и разгрузке подземных флюидов в Южной части Каспийского моря по данным космической радиолокации // Исследование Земли из космоса. 2007. № 2. С. 62–81.
24. *Израэль Ю.А., Цыбань А.В.* Исследование экосистем Берингова и Чукотского морей. СПб.: Гидрометеиздат. 1992. 655 с.
25. *Кашкин В.Б., Сухинин А.И.* Дистанционное зондирование Земли из космоса. Цифровая обработка изображений. М.: Логос. 2001. 246 с.
26. *Кравченко В.Г.* Механизм функционирования подводных газовых факелов Черного моря // Геология и полезные ископаемые мирового океана. 2007. № 1. С. 106–115.
27. *Круглякова Р.П., Круглякова М.В., Шевцова Н.Т.* Геолого-геохимическая характеристика естественных проявлений углеводородов в Черном море // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2009. № 1. С. 37–51.
28. *Кэрролл Дж.* Гидраты природного газа. М.: Технопресс. 2007. 316 с.
29. *Лаврова О.Ю., Костяной А.Г., Лебедев С.А., Митягина М.И., Гинзбург А.И., Шеремет Н.А.* Комплексный спутниковый мониторинг морей России. М.: ИКИ РАН. 2011. 480 с.
30. *Лаврова О.Ю., Митягина М.И.* Спутниковый мониторинг пленочных загрязнений поверхности Черного моря // Исследование Земли из космоса. 2011. № 6. С. 55–63.
31. *Лимонов А.Ф.* Грязевые вулканы // Соросовский образовательный журнал. 2004. Т. 8. № 1. С. 63–69.
32. *Межерис А.* Лазерное дистанционное зондирование. М.: Мир. 1987. 552 с.
33. *Немировская И.А.* Углеводороды в океане (снег-лед-вода-взвесь-донные осадки). М.: Научный мир. 2004. 328 с.
34. *Обжиров А.И.* История открытия газогидратов в Охотском море // Подводные исследования и робототехника. 2006. С. 72–80.
35. *Огай Е.К., Уразаева С.Б., Петровский В.Б.* Новые перспективы и направления нефтегазопоисковых работ с использованием современных технологий дистанционного зондирования Земли // Геология и охрана недр. 2007. № 3. С. 82–89.
36. *Пиковский Ю.И.* Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде. М.: МГУ. 1993. 208 с.
37. *Поспелов М.Н.* Применение микроволновой поляриметрии для дистанционного зондирования морской поверхности // Исследование Земли из космоса. 2005. № 1. С. 39–50.
38. *Ратнер С.В.* Изучение грязевого вулканизма в Черном море для обеспечения безопасности навигации и нефтегазовой инфраструктуры // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2007. № 10. С. 6–10.

39. *Рис У.Г.* Основы дистанционного зондирования. М.: Техносфера. 2006. 336 с.
40. *Соловьев В.А.* Природные газовые гидраты как потенциальное полезное ископаемое // Российский химический журнал. 2003. Т. 48. № 3. С. 59–69.
41. *Тараненко Е.И., Безбородов Р.С., Хакимов М.Ю.* Тепловой эффект формирования залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. 2000. № 2. С. 56–58.
42. *Холодов В.Н.* Грязевые вулканы: закономерности размещения и генезис // Литология и полезные ископаемые. 2002. № 3. С. 227–241; № 4. С. 339–358.
43. *Шакиров Р.Б., Обжиров А.И.* Морфотектонический контроль потоков метана в Охотском море // Подводные исследования и робототехника. 2009. № 1 (7). С. 31–39.
44. *Шахова Н.Е., Сергиенко В.И. Семилетов И.П.* Вклад Восточно-Сибирского шельфа в современный цикл метана // Вестник РАН. 2009. Т. 79. № 6. С. 507–518.
45. *Шнюков Е. В.* Проблеми, методи та засоби досліджень Світового океану // Гідроакустичний журнал. 2009. № 6. С. 42–55.
46. *Шнюков Е.В., Соболевский Ю.В., Гнатенко Г.И., Кутний В.А.* Грязевые вулканы Керченско-Таманской области. Киев: Наукова думка. 1986. 152 с.
47. *Bondur V.G.* Complex Satellite Monitoring of Coastal Water Areas. 31st International Symposium on Remote Sensing of Environment. ISRSE. 2006. 7 p.
48. *Bondur V.G.* Satellite monitoring and mathematical modelling of deep runoff turbulent jets in coastal water areas // In Tech «Waste Water» <http://www.intechopen.com/articles/show/title/satellite-monitoring-and-mathematical-modelling-of-deep-runoff-turbulent-jets-in-coastal-water-areas>, 26 p.
49. *Boulegue J., Benedett E., Dron D., Mariotti A. and Letolle R.* (1987) Geochemical and biogeochemical observations on the biological communities associated with fluid venting in Nankai Trough and Japan Trench subduction zones. *Earth.Planet.Sci.Lett.* 83: 343–3.
50. *Brooks M., Kennicutt M., Fisher C., Macko S, Cole K, Childress J, Bidigare R, and Vetter R.* (1987) Deep-sea hydrocarbon seep communities: Evidence for energy and nutritional carbon sources. *Science* 238: 1138–1142.
51. *Emery K.* Pagoda structures in marine sediments. In: *Natural Gases in Marine Sediments, 1974, № 4. California coast // Mar. Environm. Pollut.* 1980. V. 1. P. 229–263.
52. *Etiopie G.* A Global Dataset of Gas and Oil Seeps: a new Tool for Hydrocarbon Exploration // *Oil and Gas Business*, 2009.
53. *MacDonald I.R.* Natural oil spills // *Scientific American.* 1998. 279(5). P. 51–66.
54. NAS (National Academy of Sciences). *Oil in the Sea III: Inputs, Fates, and Effects.* National Research Council. – Washington, D.C.: The National Academies Press, 2003. 265 p.
55. *Scantland S., Biegert E.K.* Radar locates offshore oil slicks // *Earth Observation Magazine.* 1996. 5. P. 30–32.
56. *Spies R.V., Davis P.H., Stuermer D.H.* Ecology of a submarine petroleum seep off the Synthetic Aperture Radar Marine Users Manual (2005), NOAA/NESDIS, U.S. Department of Commerce, Washington (<http://www.sarusersmanual.com>).
57. *Van Rensbergen P., De Batist M., Klerkx J. et al.* Sublacustrine mud volcanoes and methane seeps caused by dissociation of gas hydrates in Lake Baikal // *Geology.* 2002. V. 30. P. 631–634.
58. *Wilson R.D., Monaghan P.H., Osanik A. et al.* Natural marine oil seepage // *Science*, 1974, 184, 857–865.
59. www.ogbus.ru/eng.
60. www.goes.gsfs.nasa.gov.

Н.П. Запивалов

4.5. Космос и морская нефть

Введение

В последней четверти XX столетия отмечалось бурное развитие морской нефтедобычи. Оказалось, что шельфы, а также глубоководная часть многих морей и океанов, являются высокоперспективными территориями. Морская нефть в общем объеме добываемой нефти в мире составляет уже более 40%. При этом продуктивность скважин на месторождениях шельфа значительно выше, чем на суше (Запивалов, 2008; Запивалов, 2009).

Источником пятен нефти, наблюдаемых на космических изображениях в различных акваториях Мира, служат очаги разгрузки пластовых флюидов в структурах осадочного чехла. Режим этой разгрузки регулируется сейсмичностью земной коры.

Следует отметить, что в различных районах Мирового океана (например, Мексиканский залив, шельф Калифорнии и др.) и особенно во внутренних морях (Каспийское море) такие подводные очаги разгрузки нефти вносят существенный вклад в общее загрязнение морской среды, что должно учитываться при оценке антропогенного загрязнения, связанного с добычей и транспортировкой нефти. При этом следует иметь в виду и то, что техногенное воздействие на недра в процессе разведки, бурения и добычи нефти может провоцировать появление искусственных грифонов (выходов нефти) на дне моря и пятен нефти на поверхности, что является задачей более детальных исследований и анализа архивных радиолокационных данных (рис. 4.5.1 на цветной вклейке).

О том, что космическая радиолокация обеспечивает оперативный сбор информации об изменчивости пространственно-временного распределения нефтяных пятен в море, неоднократно отмечается в отечественных и зарубежных публикациях, например (Бондур, 2004, 2010, 2012; Бондур, Кузнецова, 2012; Бондур, Замшин, 2012; Журбас, 1978; Запивалов, 2009; Иванов, 1997; Иванов и др., 2004; Таргулян, 2002; MacDonald, 1998; Wilson et al., 1974).

Например, в юго-западной части Каспийского моря на спутниковых радиолокационных изображениях было обнаружено большое количество нефтяных пятен естественного происхождения. Компьютерная обработка и визуальное дешифрирование РЛИ в сочетании с данными морских геолого-геофизических и сейсмологических исследований выявили связь этих пятен с очагами разгрузки флюидов.

Полученные результаты показывают, что современные космические и ГИС-технологии являются вполне эффективным методом прогноза нефтегазоносности, оценки зон нефтегазоаккумуляции, выявления объектов под глубокое бурение. Характеристики пятен, получаемые на основе данных космической радиолокации, позволяют оценить положение источника на морском дне, периодичность и объемы нефти, поступающей в окружающую среду, а также ряд других параметров. Судя по батиметрическим, геолого-геоморфологическим и геофизическим данным, очаги разгрузки пятен нефти соответствуют положительным формам подводного рельефа, а их распределение в пространстве согласуются со строением осадочных толщ.

4.4. Исследование естественных нефте- и газопроявлений на морской поверхности по космическим изображениям

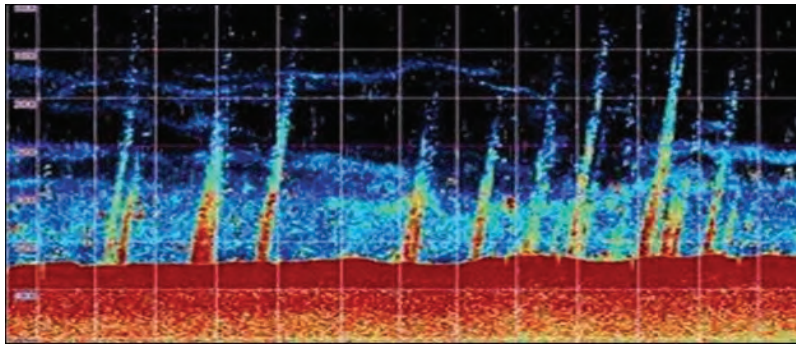


Рис. 4.4.2. Изображение газовых факелов на экране эхолота

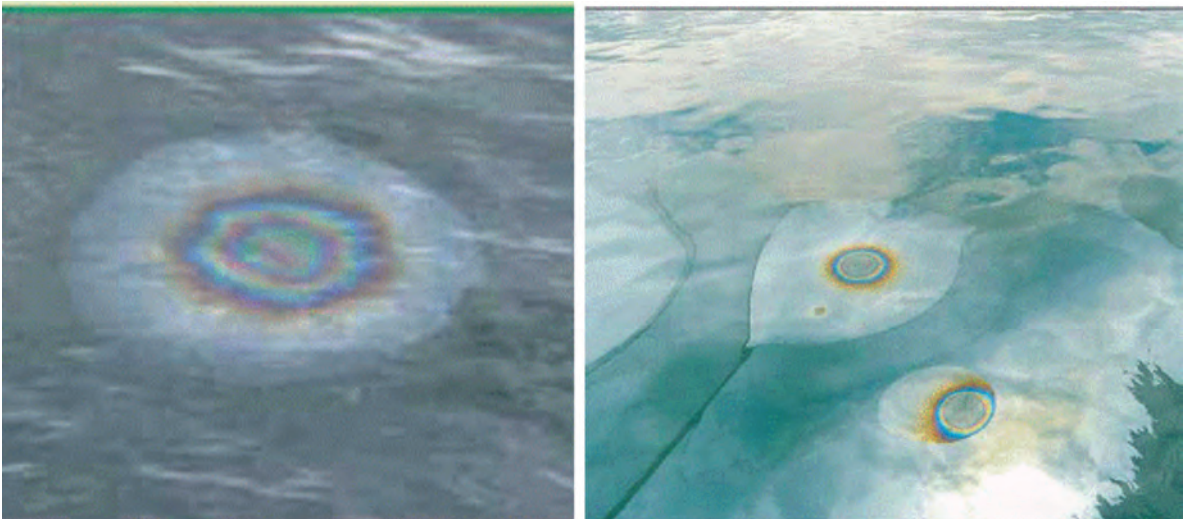


Рис. 4.4.5. Примеры естественных нефтепроявлений на морской поверхности (Иванов, 2011)



Рис. 4.4.6. Примеры естественных газопроявлений на водной поверхности: а – скопления газовых пузырей на морской поверхности; б – куполообразное возвышение при выбросе газа

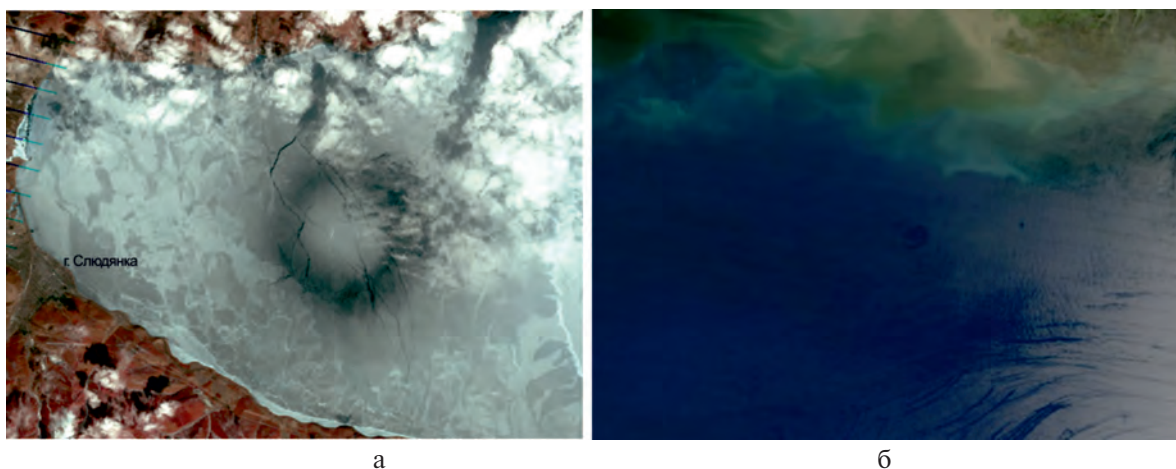


Рис. 4.4.11. Примеры регистрации естественных нефте- и газопроявлений с использованием оптических методов: а – газопроявления на льду озера Байкал 20 апреля 2009 г. (Спутник Landsat-7, сенсор ETM+) (www.geol.irk.ru); б – естественные нефтепроявления на поверхности Мексиканского залива. Фрагмент изображения с КА TERRA (MODIS) 13.05.2006 г. (www.geology.com)

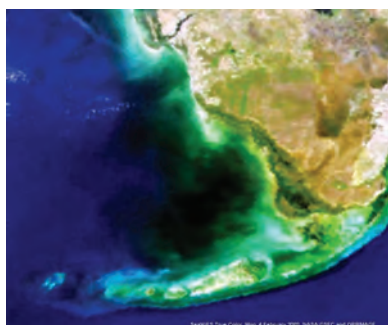


Рис. 4.4.12. Естественные нефтепроявления, поступающие по сети разломов на дне Мексиканского залива. Изображение со спутника SeaWiFS 04.02.2002 г. (www.goes.gsfc.nasa.gov)

Н.П. Запивалов

4.5. Космос и морская нефть

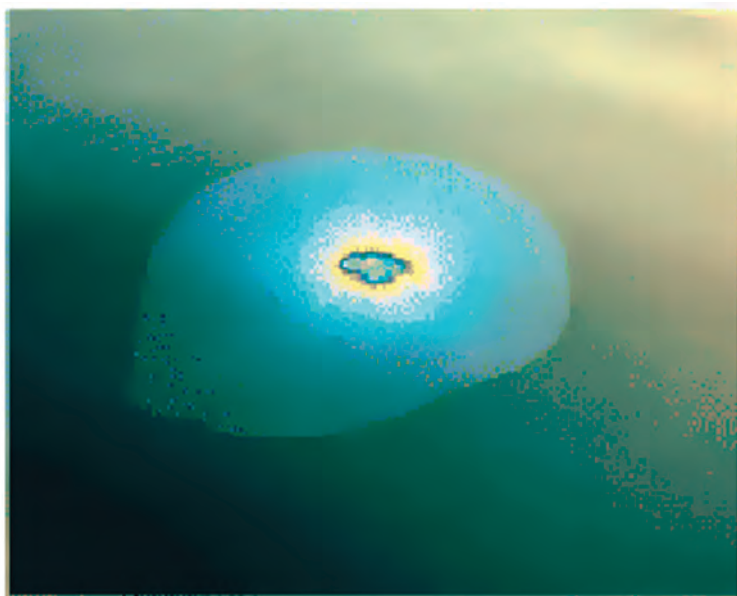


Рис. 4.5.1. Пятно всплывшей нефти на поверхности Мексиканского залива (фото J. Blair (MacDonald, 1998))

В.П. Исаев, А.Г. Кичигин, Н.Г. Коновалова, В.Ф. Лузин

4.6. Космический мониторинг впадин Байкала в связи с изучением процессов дегазации недр

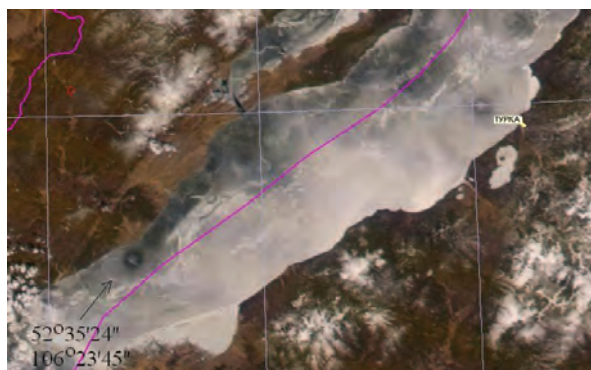


Рис. 4.6.3. Круги на байкальском льду, наблюдавшиеся во второй половине апреля 2008 г.

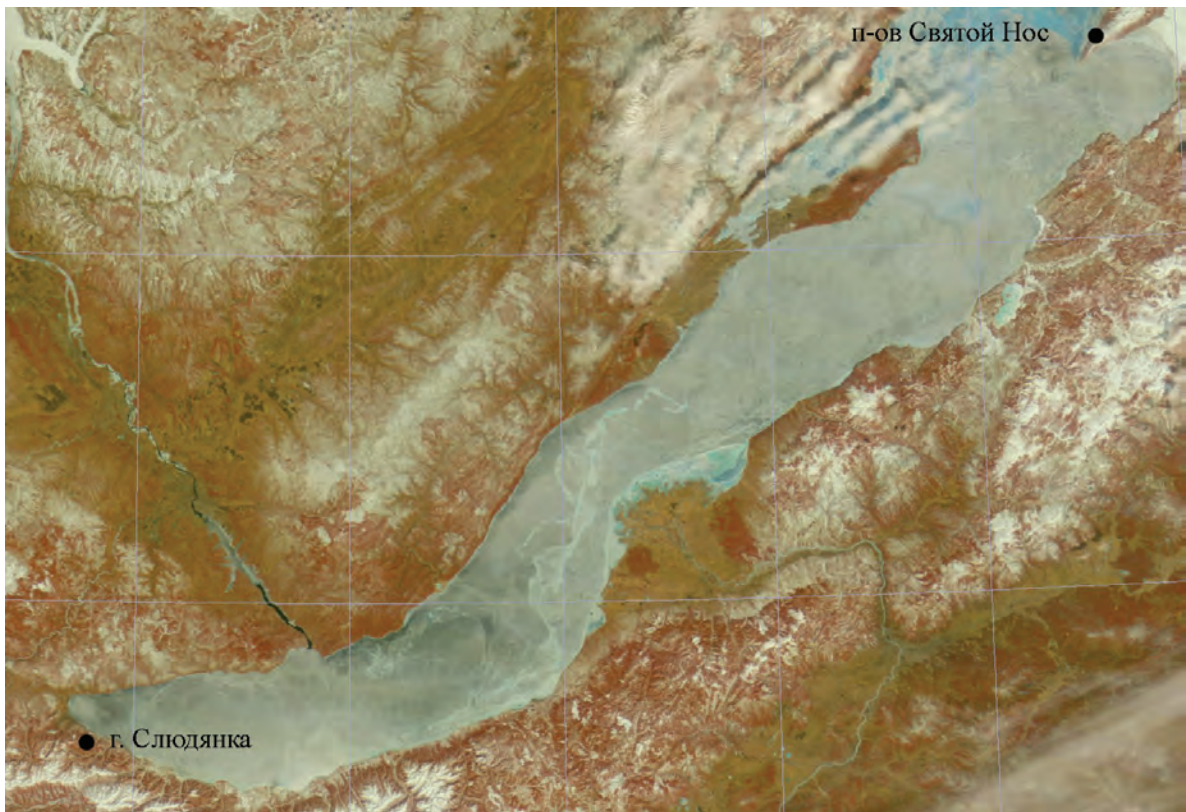


Рис. 4.6.4. Круги на льду в районе г. Слюдянки и у Нижнего Изголовья полуострова Святой Нос, обнаруженные с 04 по 07 апреля 2009 г.

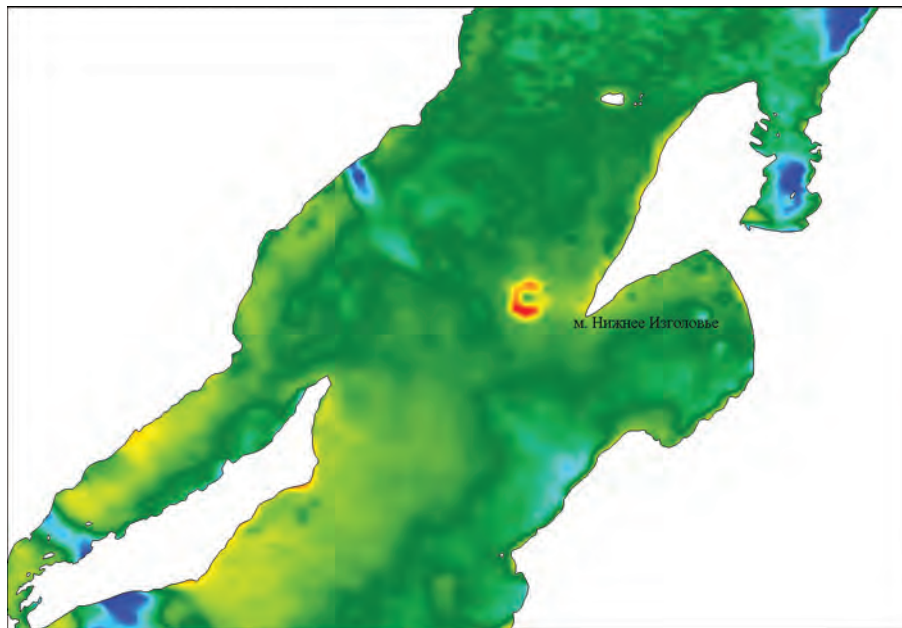


Рис. 4.6.5. Тепловой космоснимок ледового круга у мыса Нижнее Изголовье (14.04.2009 г.)

4.8. Мониторинг экологического состояния прибрежных акваторий при поиске, освоении и транспортировке углеводородов с использованием многоспектральных оптических космических изображений

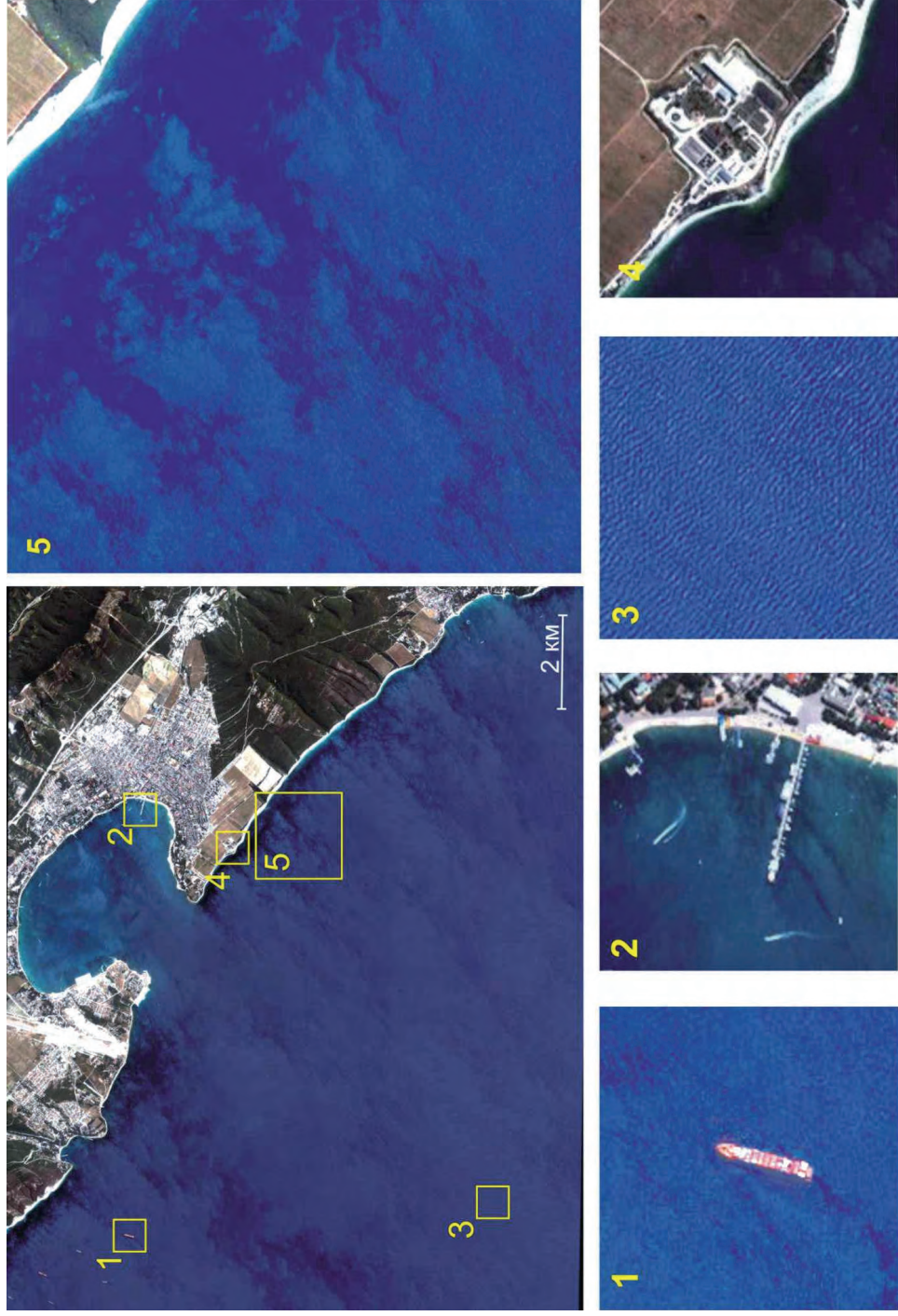


Рис. 4.8.2. Изображение, полученное со спутника IKONOS, и его увеличенные фрагменты

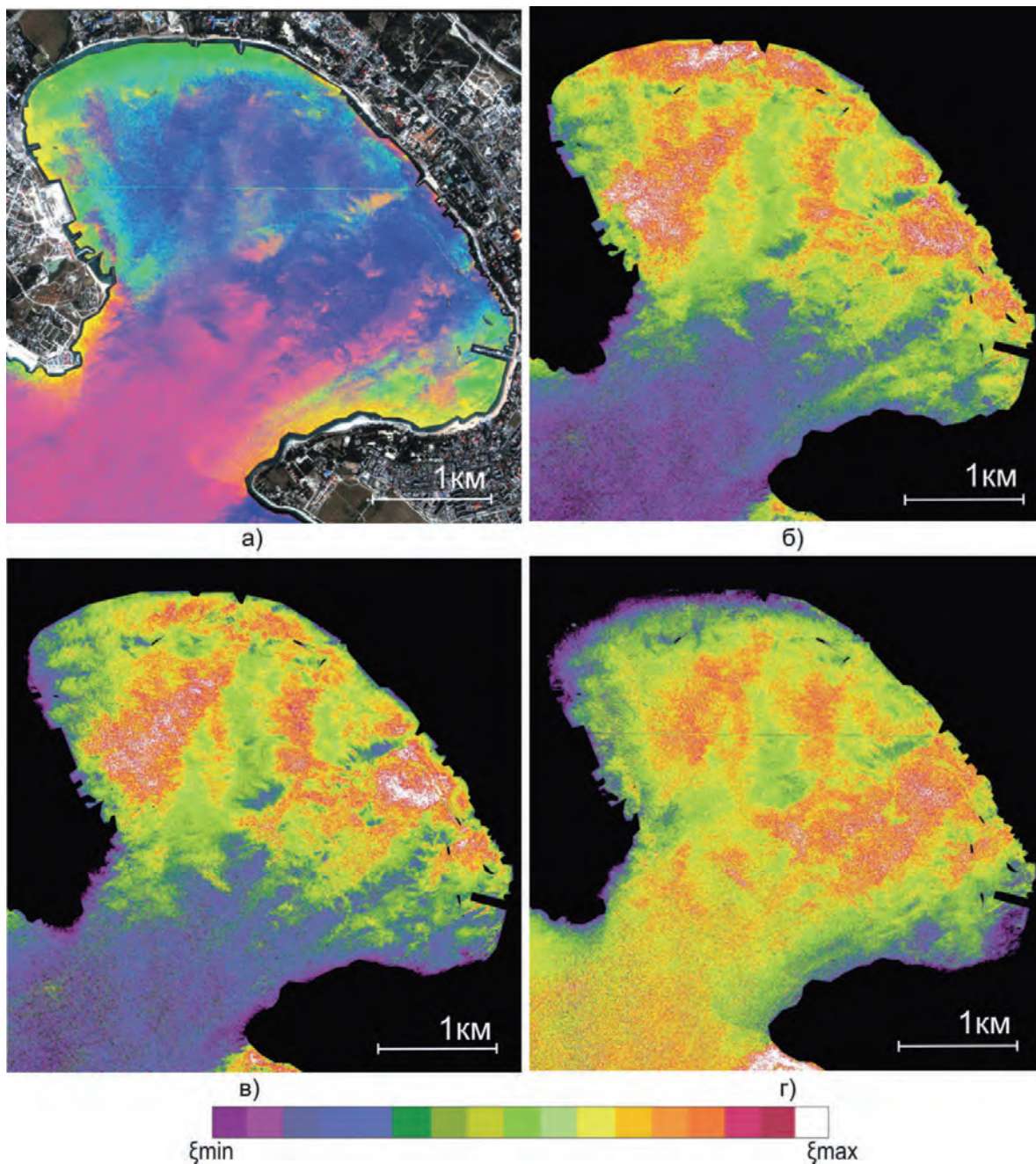


Рис. 4.8.3. Результат декорреляционного растяжения RGB-синтезированного изображения и цветокодированные изображения распределений отношений канальных сигналов («интегральных» индексов цвета) для акватории Геленджикской бухты: а – RGB-изображение после декорреляционного растяжения; б – отношение канальных сигналов $\xi = G/R$; в – отношение канальных сигналов $\xi = V/R$; г – отношение канальных сигналов $\xi = V/G$. Шкала цветкодирования соответствует динамическому диапазону отношений сигналов (ξ) в изображении

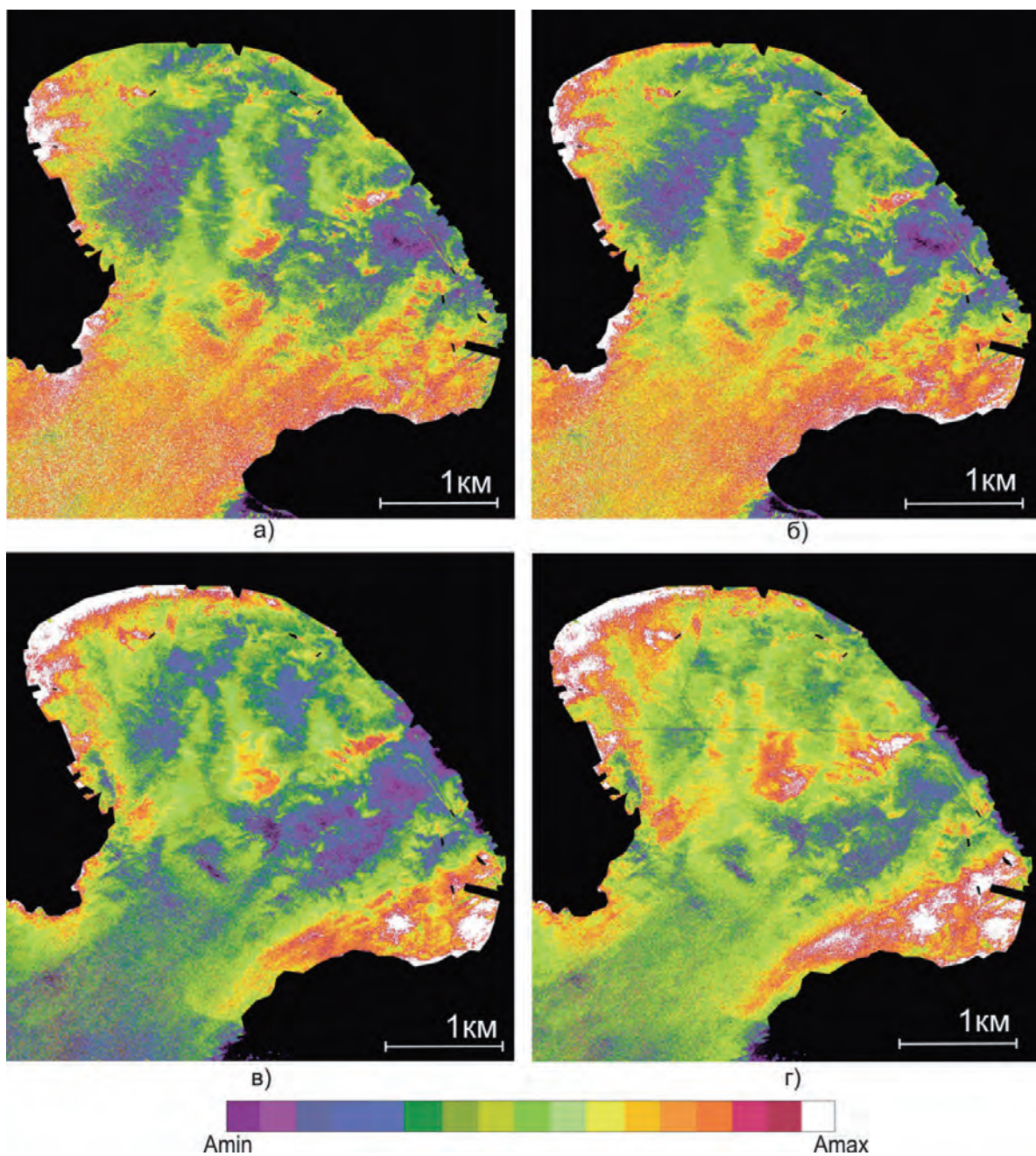


Рис. 4.8.4. Сопоставление цветокодированных распределений канальных сигналов (ANIR, AR, AG, AB) изображений спутника IKONOS: а – инфракрасный канал (NIR); б – красный канал (R); в – зеленый канал (G); г – синий канал (B)

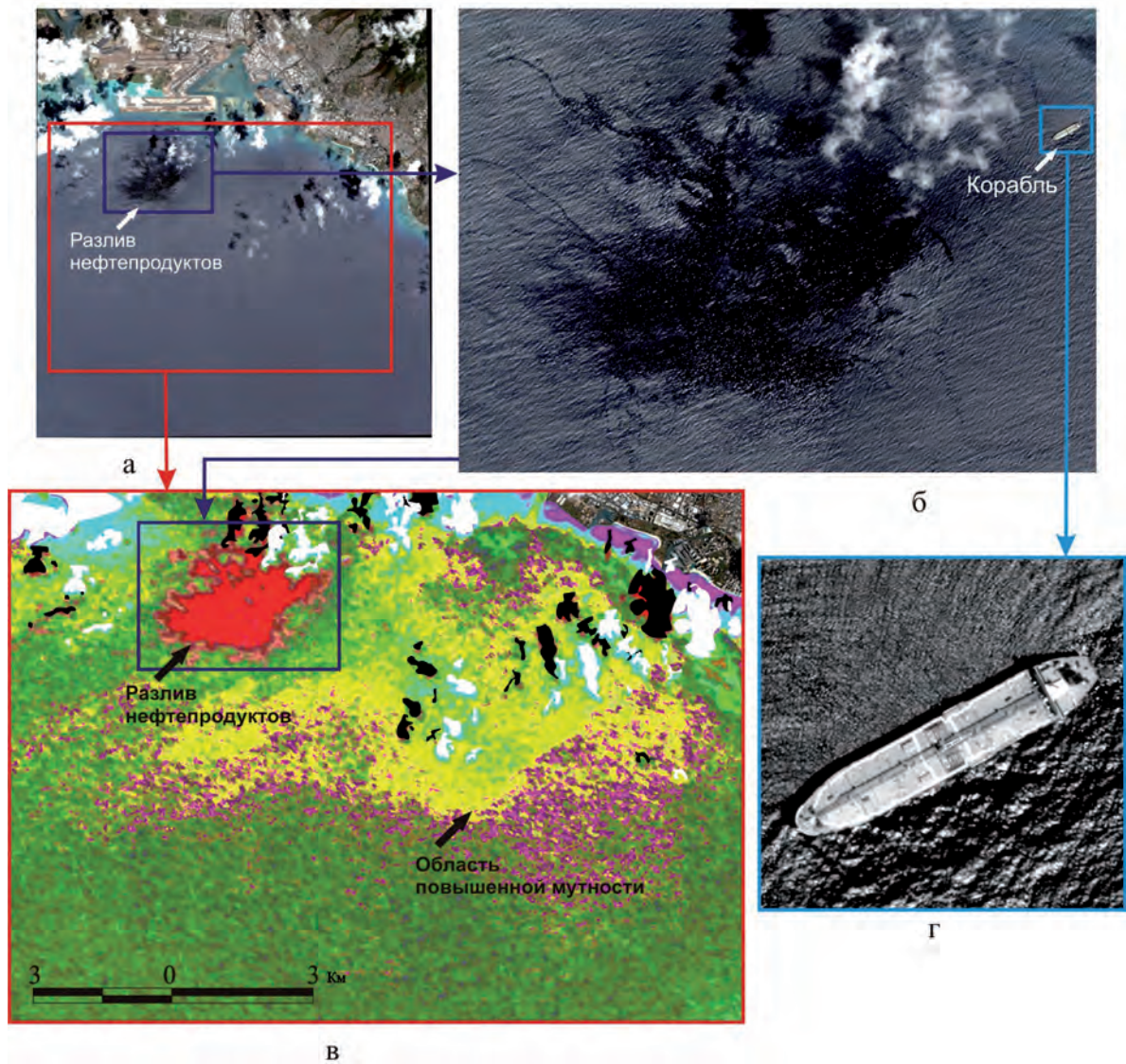


Рис. 4.8.5. Результаты обработки многоспектрального космического изображения, полученного со спутника QuickBird 14 сентября 2003 г. а – исходное многоспектральное изображение, представленное в натуральных цветах; б – увеличенный фрагмент области разлива нефтепродуктов; в – результат тематической обработки фрагмента исходного изображения; г – увеличенный фрагмент панхроматического космического изображения корабля, расположенного вблизи области загрязнения

Это убеждает в необходимости разработки целенаправленных программ регионального и локального мониторинга естественных источников нефти и загрязнений на шельфе морей России.

Особенности мониторинга нефтяных загрязнений в море

Из результатов исследований последних десятилетий стало ясно, что происходит с нефтью, попавшей в море. Благодаря своим физико-химическим свойствам нефть может существовать в океане долгое время в виде пленок, эмульгированном виде или в виде агрегатов.

Разлившаяся нефть на поверхности моря образует пленки различной толщины, так как она и продукты ее переработки представляют собой сложные смеси. В отличие от поверхностно-активных веществ (ПАВ) нефть никогда не растекается до мономолекулярных слоев, а ее пленки имеют большую толщину (от нескольких мм до см). При растекании нефти ее легкие фракции, включая токсичные ароматические углеводороды, быстро испаряются на воздухе, а водорастворимые вещества выщелачиваются, так что остаточная пленка имеет повышенную вязкость, в связи с чем ее тенденция к растеканию уменьшается. Нефть, адсорбированная на твердых частицах, тонет и опускается на дно.

На распространение пленок по поверхности моря влияют два процесса: перенос (дрейф) под действием ветра и течений и самопроизвольное растекание на поверхности. Так, при отсутствии ветра, волн и течений 1 м^3 сырой нефти растекается в пятно радиусом 50 м за 1,5 часа. При сильном волнении и ветре пятно разрушается, и в слое ветрового перемешивания возникает эмульсия нефти с водой. Процесс эмульгирования нефти также замедляет распространение пятна. На морской поверхности (МП) нефть подвергается окислению (его ускоряют соли морской воды и солнечная радиация) и бактериальному разложению, причем эти процессы существенно зависят от температуры воды (Монин, Красицкий, 1985).

Мониторинг разливов нефти в море традиционными средствами контроля весьма затруднен. Дистанционные средства наблюдения из космоса представляют собой альтернативу общепринятым методам благодаря охвату больших районов и неизмеримо меньшей стоимости; они позволяют вести наблюдения за перемещениями и трансформацией нефтяных пятен с борта космических аппаратов и авиасредств (Бондур, 2004, 2010, 2012).

Основная научно-практическая задача, которая ставится перед системой мониторинга, — это фиксация и локализация с максимально возможной точностью факта и места аварии (разлива нефти) на морских объектах нефтегазового комплекса и судоходных трассах по возмущениям, которые наблюдаются на МП, для чего используют ряд индикационных признаков, которые могут быть обнаружены дистанционно.

Наиболее эффективным средством для мониторинга нефтяных загрязнений является радиолокационное (РЛ) зондирование, регистрирующее вариации поверхностной шероховатости (волнения). Для этой цели применяют радиолокаторы с синтезированием апертуры, установленные на различных спутниках (Бондур, 2004, 2010, 2012; Бондур, Замшин, 2012; Иванов и др., 2004)

Разработка и применение картографических методов для исследования морских бассейнов с использованием геоинформационных систем и соответствующих

ГИС-технологий – одно из перспективных направлений, формирующееся на стыке нескольких научных дисциплин. Эти методы предполагают сбор и систематизацию данных с последующим их преобразованием, математико-статистической обработкой, анализом и представлением в картографической и графической формах. Это направление становится наиболее актуальным для решения проблемы картографирования нефтяных загрязнений на акватории всего мира.

Выделение пленок нефти, нефтепродуктов и ПАВ на поверхности моря проводится методом экспертной оценки или визуального анализа. Он обычно применяется в тех случаях, когда отсутствуют надежные дополнительные данные, и основывается на комплексном анализе ряда признаков, видимых на РЛИ.

Форма, размер, контуры, текстура, четкость границ, яркостные характеристики пятен – основные признаки, которые используются для дешифрирования; при этом учитывается также динамика пятен в поле поверхностных течений, их положение относительно возможных источников загрязнения (разрабатываемые месторождения, порты, судоходные трассы, устья рек, грифоны и т.п.) и скорость приводного ветра. Например, в работе (Иванов и др., 2004) были выделены участки, отличные по текстуре и яркости изображения (темные пятна) от фоновой морской поверхности (серый тон). Далее эти участки анализировались на предмет их происхождения, так как помимо пленок нефти, нефтепродуктов и ПАВ на РЛИ могли отобразиться другие явления в верхнем слое моря и нижнем слое атмосферы и, в первую очередь, связанные с ветром (области ветрового выглаживания).

Следует также заметить, что интерактивные и автоматизированные методы идентификации пленочных загрязнений в настоящее время разрабатываются (Бондур, Воробьев, 2012).

Нефтяные загрязнения Каспийского моря

По обобщенным данным, основными источниками нефтяных загрязнений в Каспийском море могут быть:

- 1) донные проявления от существующих месторождений;
- 2) нефтяные скважины \ платформы на морских и прибрежных нефтепромыслах в России, Азербайджане, Казахстане и Туркменистане;
- 3) судоходство и транспортировка нефти водным путем;
- 4) затопления бывших нефтепромышленных объектов (вторичное загрязнение), которые отмечены в юго-западных и южных частях моря.

Отмечается, что акватория Каспийского моря периодически покрывается нефтяной пленкой на сотни квадратных километров.

Кроме этого, пятна нефти на поверхности Каспийского моря, как правило, совпадают с положением локальных нефтегазоносных структур на дне моря, выявленных в последнее время, что позволяет уверенно говорить о нефтегазоносности этих структур (рис. 4.5.2). Полученная интегральная карта распределения пленок нефти, нефтепродуктов и ПАВ на акватории Каспийского моря (рис. 4.5.3) характеризует обобщенную ситуацию за первую половину мая 1996 г., что позволило выделить районы моря, различные по интенсивности загрязнения и типу источников (Иванов и др., 2004).

Общая картина распределения (и переноса) пленок нефти и нефтепродуктов в целом согласуется с глобальной системой течений Каспийского моря (рис. 4.5.4), ко-

торая подтверждается спутниковыми данными (например, данными NOAA AVHRR и SeaWiFS), а также привязана к местам активной эксплуатации нефтяных месторождений на шельфе и побережье.

На карте к северу от Апшеронского полуострова наблюдаются пятна нефти, приуроченные к месторождениям: Апшеронская банка, банка Дарвина, Нефть Дашлары и Гюншели. Далее, к юго-западу, большие по площади слики наблюдаются в районе интенсивной добычи нефти на п. Нефтяные камни. Пленки нефти и нефтепродуктов отмечаются в районе Бакинской бухты и месторождений Шах-Дениз и Азери.

В западной части *иранского сектора Каспийского моря*, как отмечалось, распространены грифоны на морском дне, периодически выбрасывающие сырую нефть на поверхность моря (естественные выходы). Как правило, это локальные точечные выбросы, которые легко идентифицируются на РЛИ по своей структуре (вытянутые тонкие слики, иногда спирально закрученные с видимым утолщением в месте появления на МП). Единичный выброс нефти не велик по объему. Однако количество таких выбросов в Иранском секторе, судя по данным космической радиолокации, достаточно велико, что периодически может существенно ухудшать экологическую обстановку в данном районе.

В *иранском секторе Каспийского моря* были также обнаружены обширные по площади пленки нефтепродуктов; их происхождение не достаточно ясно. С одной стороны, с большой долей вероятности можно утверждать, что это – растекшиеся по поверхности моря пятна, вовлеченные в ветвь циклонального круговорота южного Каспия в районе Апшеронского полуострова. С другой, в этом секторе также обнаружены обширные по площади пленочные загрязнения (возможно, не связанные с нефтью), а в центральной и западной частях отмечен интенсивный речной сток (4,4% от общего стока). Поскольку активных разработок месторождений нефти в данном районе нет, то наиболее вероятное их происхождение – либо дрейф в направлении ветви южного циклонального круговорота (как пятна нефти их центрального Каспия, так и пятна, связанные с грифонами), либо вынос нефтепродуктов и ПАВ с речным стоком с территории Ирана.

В *туркменском секторе Каспийского моря* наличие пленок нефтепродуктов можно объяснить активной разработкой нефтяных месторождений района: это выбросы и утечки при добыче и транспортировке, в том числе сброс нефтепродуктов с судов. В Красноводском заливе наиболее вероятен сброс промышленных стоков и остаточных нефтепродуктов с береговых нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) и промышленных объектов. В северной части сектора отмечены обширные по площади пленки нефтепродуктов, которые, судя по всему, снесены из района нефтедобычи в район полуострова Челкен и г. Красноводска (ныне Туркмен-Баши) береговым течением с ответвлением стационарного круговорота на юге Каспия (рис. 4.5.3). Красноводский и Туркменский заливы, помимо Нефтяных Камней, считаются наиболее загрязненными районами моря.

В южной части *казахстанского сектора Каспийского моря* наблюдаются несколько сликов длиной до 10 км. Они приурочены к местам добычи нефти на шельфе, а также наблюдаются в районе г. Шевченко (ныне Актау) и могут быть связаны с нефтепереработкой и промышленными сбросами в порту. Поверхностные пленки также обнаружены и в открытом море по маршрутам Актау-Махачкала и Актау-Баку. Наиболее



Рис. 4.5.2. Соответствие локальных структур осадочного чехла Южно-Каспийской тектонической впадины и пятен нефти, обнаруженных на радиолокационных изображениях: серый цвет – выявленные структуры, темно-серый – перспективные структуры (Иванов и др., 2004)

возможные причины – несанкционированный (или аварийный) сброс с судов при морских перевозках нефти.

Вероятность переноса нефтяных пленок от месторождений нефти в районе Апшеронского полуострова в северную часть Каспийского моря не подтверждается данными радиолокационной съемки за указанный период. Однако данные SeaWiFS, отображающие распределение взвеси/фитопланктона в поверхностном слое моря, косвенно свидетельствуют о возможности именно такого переноса пленочных загрязнений (Иванов и др., 2004).

Заключение

В целом полученные результаты убеждают в необходимости разработки целенаправленных программ регионального и локального космического мониторинга естественных источников нефти и загрязнений на шельфе морей России и других регионов мира.

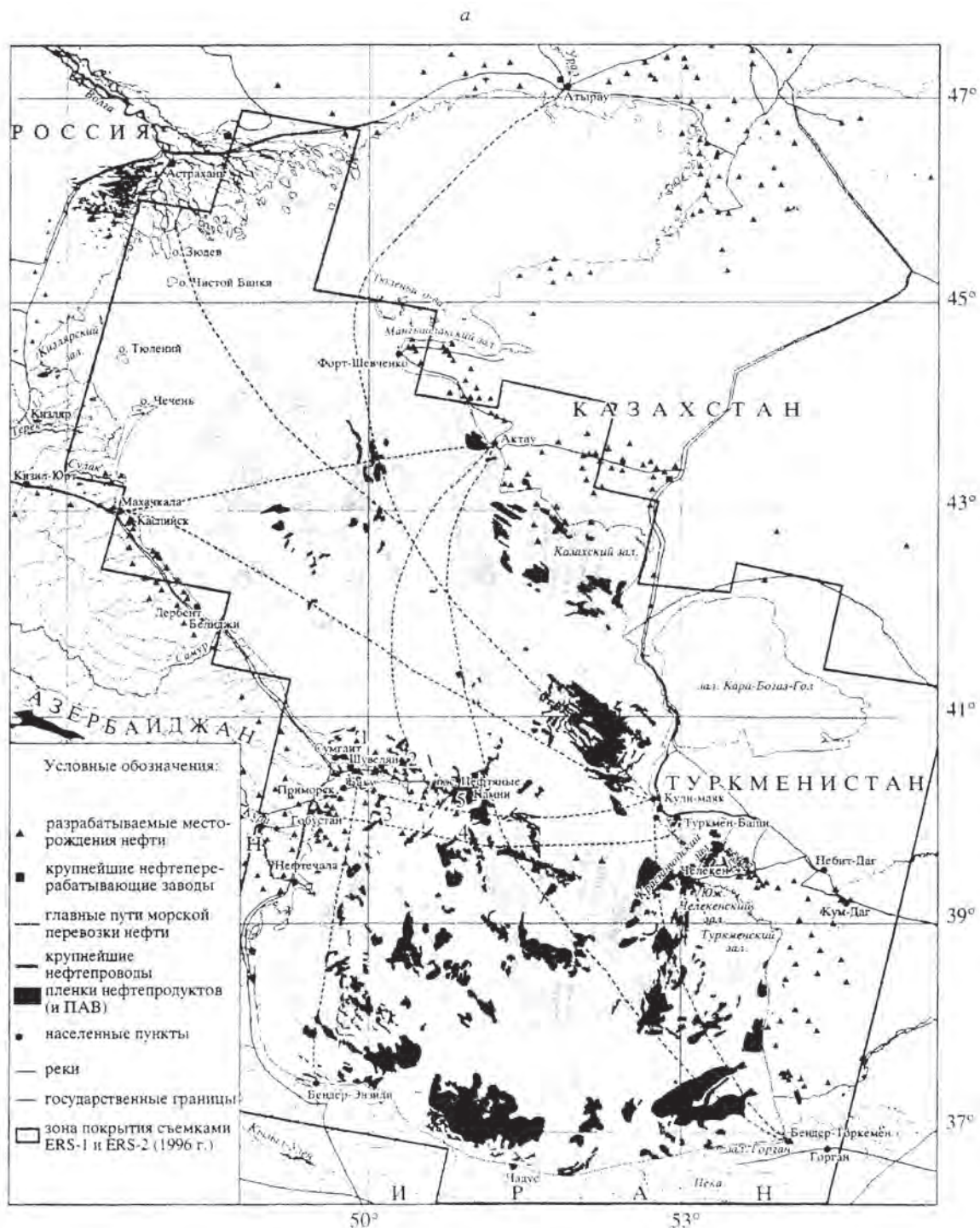


Рис. 4.5.3. Интегральная карта распределения сликовых образований на акватории Каспийского моря (май 1996 г.), вероятнее всего, связанных с пленками нефти, нефтепродуктов и поверхностно-активных веществ. На карте обозначены месторождения: 1 – Гюншели; 2 – Шах-Дениз; 3 – Азери; 4 – Нефт Дашлары (Иванов и др., 2004)



Рис. 4.5.4. Схема течений Каспийского моря (Добровольский, 1969)

Литература

1. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы в современной океанологии // Новые идеи в океанологии. Т. 1. Физика. Химия. Биология. М.: Наука. 2004. С. 55–117 + 8 с. цв. вклеек.
2. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
3. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследование Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17+6 с. цв. вклеек.
4. *Бондур В.Г., Кузнецова Т.В.* Исследование естественных нефте- и газопроявлений на морской поверхности по космическим изображениям. В настоящей книге. 2012. С. 272–287.
5. *Бондур В.Г., Замшин В.В.* Космический радиолокационный мониторинг морских акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов. В настоящей книге. 2012. С. 255–271.
6. *Бондур В.Г., Воробьев В.Е.* Методы обработки аэрокосмических изображений, полученных при мониторинге нефтегазовой отрасли. В настоящей книге. 2012. С. 395–409.

7. *Добровольский А.Д.* Каспийское море. М.: Изд. Московского государственного университета. 1969. 262 с.
8. *Журбас В.М.* Основные особенности распространения нефти в море // Итоги науки и техники. Механика жидкости и газа. М.: ВИНТИ. 1978. Т. 12. С. 144–159.
9. *Запивалов Н.П.* Морская нефть – новая веха в истории человечества // Нефтяное хозяйство. 2008. № 6. С. 54–58.
10. *Запивалов Н.П.* Нефтегазоносность акваторий Мира. Учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский государственный университет. 2009. 260 с.
11. *Иванов А.Ю.* Нефтяные загрязнения моря на радиолокационных изображениях КА «Космос-1870» и «Алмаз-1» // Исследование Земли из космоса. 1997. № 6. С. 70–80.
12. *Иванов А.Ю., Востоков С.В., Ермошкин И.С.* Картографирование пленочных загрязнений морской поверхности по данным космической радиолокации (на примере Каспийского моря) // Исследование Земли из космоса. 2004. №4. С. 82–92.
13. *Монин А.С., Красицкий В.П.* Явления на поверхности океана. Л.: Гидрометеиздат. 1985. 375 с.
14. *Таргулян О.Ю.* Темные страницы «черного золота». Экологические аспекты деятельности нефтяных компаний в России. М.: Гринпис. 2002. 80 с.
15. *MacDonald I.R.* Natural oil spills // Scientific American. 1998. 279(5). P. 51–66.
16. *Wilson R.D., Monaghan P.H., Osanik A. et al.* Natural marine oil seepage // Science. 1974. 184. P. 857–865.

В.П. Исаев, А.Г. Кичигин, Н.Г. Коновалова, В.Ф. Лузин

4.6. Космический мониторинг впадин Байкала в связи с изучением процессов дегазации недр

Углеводородные системы Байкала

Изучение процессов образования и миграции углеводородов во впадинах Байкальской рифтовой системы (БРС) началось с исследования естественных проявлений газа, нефти и битумов в акватории озера Байкал, где они фиксировались на протяжении последних 250 лет. Наиболее активно изучение углеводородов на Байкале проводилось в 30-х, 50-х и в 90-х годах 20-го столетия, преимущественно с целью поиска месторождений. В 21 веке изучение углеводородов на Байкале выполняется только с научными целями.

С точки зрения тектоники озеро Байкал представляет собой современную рифтогенную впадину, являющуюся центральным звеном БРС (Логачев, 2001). Все впадины байкальского рифта характеризуются высокой скоростью погружения кристаллического основания (фундамента), приводящей к накоплению огромных толщ осадков за относительно короткий период. В гидрологическом отношении озеро Байкал представлено тремя котловинами: южной, центральной и северной. В тектоническом отношении осадочная толща Байкала состоит из двух впадин: Южно-Байкальской и Северо-Байкальской (рис. 4.6.1). Границей раздела между ними является подводный Академический хребет, представленный на поверхности Ушкаными островами. Самое мелководное место на Байкале – Бугульдейско-Селенгинская перемычка, которая является аккумулятивной. Она представлена наносами дельты реки Селенги (Исаев, 2002).

В озере Байкал встречаются следующие углеводородные системы: свободный горючий газ, нефть, нефтяные битумы, газовые кристаллогидраты, «грязевые» вулканы, углеводородные газы, растворенные в воде, и углеводородные газы донных осадков. Все эти формы присутствия углеводородов, как объекты исследования, подразделяются на подводные, надводные и сухопутные (наземные). Последние встречаются по берегам озера. Это могут быть сальзы, отдельные находки байкерита (байкальского керита) и гаргинита, выходы газа в пределах сухопутной части дельты Селенги, а также предполагаемые «грязевые» вулканы.

Надводные объекты являются наиболее многочисленными и доступными для исследований: это выходы на поверхность воды свободного газа, нефти, жидких битумов, озокерита. Надводные и береговые объекты могут регистрироваться космическими методами.

Наибольший научный интерес представляют подводные объекты: «грязевые» вулканы, выходы нефти, газа, придонные воды и газы, растворенные в этой воде, газовые гидраты, свободные и сорбированные газы донных осадков, а также органическое и битуминозное вещество донных илов.

На данной стадии изученности углеводородной проблемы Байкала широкое применение может найти дистанционное зондирование поверхности Земли космическими методами. Этому посвящена настоящая статья.

С помощью космических методов можно обнаруживать естественные выходы свободных газов, нефти, битумов, а также «грязевые» вулканы и сальзы. Самыми рас-

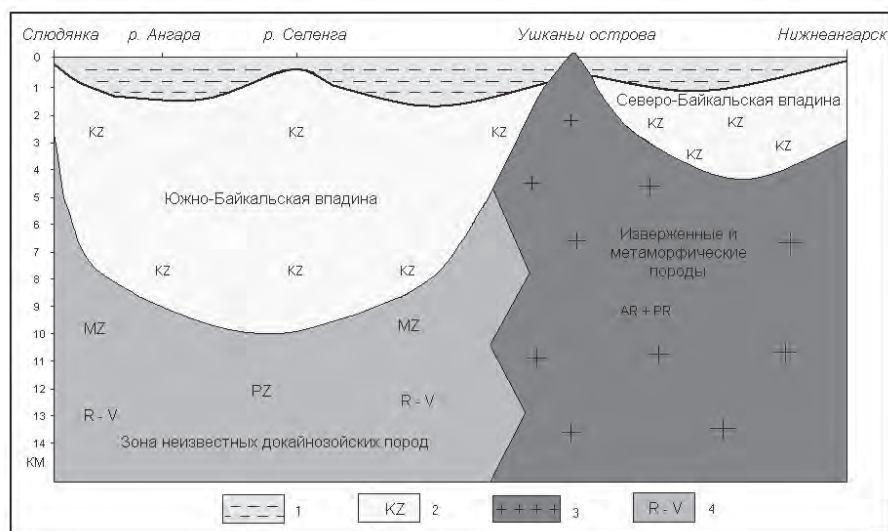


Рис. 4.6.1. Схематический геологический профильный разрез по оси озера Байкал (Исаев, 2002): 1 – водная толща Байкала, 2 – осадки и осадочные породы кайнозоя, 3 – изверженные и метаморфические породы архея, протерозоя и палеозоя, 4 – неизвестная часть литолого-стратиграфического разреза

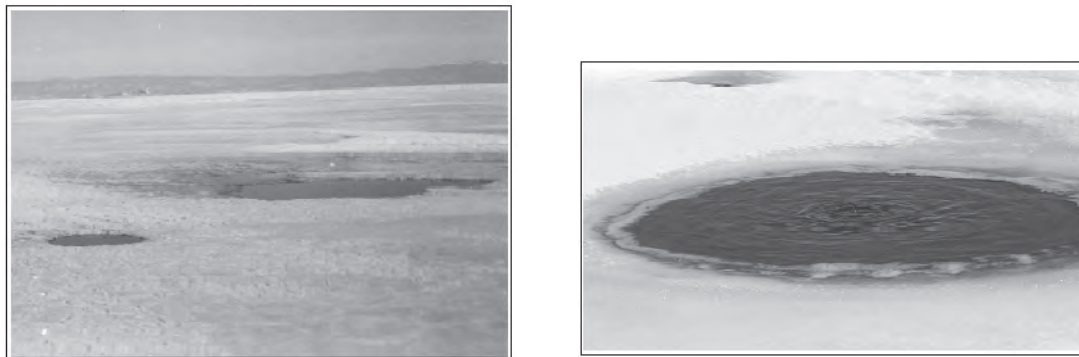


Рис. 4.6.2. Пропарины напротив Посольского монастыря

пространенными углеводородными объектами на Байкале являются пропарины. Они представляют собой отверстия во льду, образованные выделяющимися со дна газовыми грифонами (рис. 4.6.2). Их конфигурация либо изометричная, либо линейно-вытянутая, размеры самые различные (от нескольких сантиметров до десятков и сотен метров) и зависят от погоды.

Одиночные пропарины крайне редки, обычно это группа пропарин (примерно от 5 до 20), именуемая рыбаками «гиблым местом». Обнаружить пропарины нелегко, можно проехать или пройти мимо, так как они располагаются в небольшом углублении

(поверхность воды ниже поверхности льда). Неоценимую помощь могла бы оказать космическая съемка высокого разрешения, но, к сожалению, такими возможностями авторы статьи не располагают.

Кроме постоянно действующих газовых грифонов на Байкале, очевидно, происходят и катастрофические выбросы, и даже извержения метана. Во время одномоментных выбросов метана гибнет рыба и, возможно, нерпа. Стихийные выбросы метана ни разу не зарегистрированы фотографически, да и очевидцев очень мало. Однако космические возможности ДЗЗ позволяют это сделать.

Обнаружение из космоса кольцевых образований на льду Байкала

Благодаря космическому мониторингу Байкальской природной территории (ФГУНПП Сибирский филиал «Росгеолфонд») стало возможным в режиме реального времени наблюдать некоторые явления, происходящие на Байкале. Например, кольцевые круги на льду Байкала. Нельзя сказать, что загадочные круги на ледовой поверхности Байкала появились только в последние годы. Весьма вероятно, что они были всегда, но на уровне земной поверхности их невозможно было наблюдать визуально из-за больших размеров по горизонтали и маленьких размеров по вертикали.

С появлением в Иркутской области возможности спутникового мониторинга ледовой обстановки на Байкале, такие наблюдения стали систематическими (сайт: geol.irk.ru). Загадочные круги на льду Байкала стали регистрироваться с апреля 2003 г. в районе с. Бугульдейка (мыс Крестовский). Аналогичное образование на этом же месте было выявлено в апреле 2005 г. В 2006 и 2007 годах такие явления на Байкале не были отмечены. Зато в 2008 г. кольцевые образования появились 17 апреля уже в двух местах: опять в районе Бугульдейки и впервые в районе пос. Турка (рис. 4.6.3, см. цветную вклейку). В 2009 году два круга появились почти одновременно в разных местах: один – в юго-западной оконечности озера у ст. Слюдянка, другой – в центре озера, между островом Ольхон и полуостровом Святой Нос (рис. 4.6.4, см. цветную вклейку).

Круги регистрируются на льду только в апреле, так как к этому времени сходит снег. Очевидно, что они могут появляться и ранее.

Диаметры всех обнаруженных кругов составляют примерно 5–7 км. Круг в районе г. Слюдянки расположен рядом с эпицентром землетрясения, произошедшего 27 августа 2008 г. Возможно, что в этом районе произошел выброс газа, но спутник ничего не зафиксировал, поскольку пролетал над Байкалом спустя примерно пять часов после землетрясения.

Другой кольцевой круг, обнаруженный в 2009 г. у полуострова Святой Нос, сопровождался тепловой аномалией (рис. 4.6.5, см. цветную вклейку). Через 10 дней кольцо превратилось в круг (рис. 4.6.6).

Анализ и интерпретация результатов космического мониторинга

Происхождение кольцевых образований на байкальском льду авторы связывают с газовым вулканизмом на дне Байкала или со стихийными выбросами метана, накопившегося в осадках озера.

Сотрудники Лимнологического института (ЛИН) СО РАН (Гранин и др., 2005) объясняют появление кругов на льду активностью «грязевых» вулканов. Они счита-

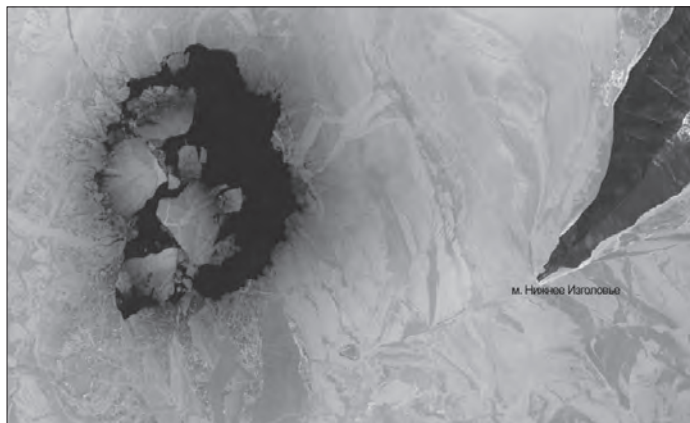


Рис. 4.6.6. Ледовый круг у мыса Нижнее Изголовье через 9 дней после обнаружения (24.04.2009 г.)

ют, что кольцевые структуры на ледовом покрове обусловлены генерацией циклонического кругового движения, связанного с подъемом глубинных вод вследствие извержения газа из «грязевых» вулканов. Размеры кругов они оценивают около 5 км, а время их существования – около 6 суток. Темный периферический круг, по их мнению, образуется вследствие разрушения льда в результате усиления вертикального водообмена при генерации круговых течений.

Возможный прогноз стихийных выбросов горючих газов сопоставим с прогнозом землетрясений или извержениями магматических вулканов. Он может быть либо долгосрочным (сотни и тысячи лет), либо краткосрочным (несколько часов или дней).

В первом случае, чем быстрее и продолжительнее опускается дно Байкала, и чем больше накапливается осадков и органического вещества в них, тем выше скорость генерации горючих газов и больше их объем. При активном погружении четвертичные, неогеновые, а, может быть, и более «древние» осадки все время входят в зону высоких температур, отчего скорость генерации газов еще более возрастает.

При погружении осадков в зону повышенных температур начинают деградировать газовые гидраты с выделением огромного количества свободного метана.

Все вышесказанное приводит к формированию в недрах осадочной толщи Байкала скоплений газа с аномально высоким пластовым давлением. Наконец, в какой-то критический момент, когда пластовое давление превышает прочность вышележащей осадочной толщи, происходит взрывообразный выброс газов, который может быть кратковременным, если запасов газа было мало, либо продолжительным с образованием вулканической постройки, если запасы газа были значительными.

Краткосрочный прогноз таких явлений возможен при постоянном мониторинге существующих газовых выходов или вулканов. Если дебит газов начинает прогрессивно возрастать, неизбежен катастрофический выброс газа любой силы и продолжительности. Подобный мониторинг проводится в скважинах, бурящихся с целью обнаружения газовых залежей, и называется газовым каротажем.

На Байкале в ближайшем будущем такой систематический мониторинг хотя бы за отдельными объектами вряд ли возможен. Общее наблюдение за акваторией Байкала

можно организовать только с помощью ДЗЗ. Это поможет накопить статистический материал по месту и срокам газовых извержений.

«Грязевые» вулканы широко распространены во многих регионах мира, характеризующихся альпийским тектогенезом. На Земле установлено около 900 «грязевых» вулканов. Больше всего встречено вулканов в Южно-Каспийской впадине, Керченско-Таманской области, на о. Тринидад, на о. Сахалин и в других местах. На Байкале «грязевые» вулканы до недавнего времени не были известны. Первое предположение об их наличии на байкальском дне было сделано В.П. Исаевым в 1998 г. (Исаев и др., 1998). Первая публикация в центральной печати появилась в журнале «Геология нефти и газа» в 2001 г. (Исаев, 2001).

В последующие годы на дне Байкала обнаруживаются «грязевые» вулканы сотрудниками ЛИИ (Гранин и др., 2005) и их зарубежными коллегами. В других впадинах БРС – Тункинской и Баргузинской – также обнаружены «грязевые» вулканы (Исаев и др, 2002; Исаев, 2002, 2007).

Крупные вулканы (диаметром основания более 1 км) легко обнаруживаются на космоснимках. Однако они хорошо видны и на топографических картах.

Вулканы маленьких размеров (менее 100 м) могут быть обнаружены только на космических снимках высокого разрешения. Поскольку, как отмечалось выше, такими снимками авторы статьи не располагают, то поиски вулканов будут проводиться непосредственно на местности.

Процесс обнаружения «грязевых» вулканов, выходов нефти и газа может быть существенно ускорен, если будет решен вопрос о бесплатном доступе к космическим снимкам высокого разрешения вузам и научным учреждениям.

Литература

1. *Гранин Н.Г., Вюшт А., Гнатовский Р.Ю., Капитанов В.В.* Свидетельства активности грязевых вулканов на Байкале. Четвертая Верещагинская Байкальская конференция. Иркутск: ЛИИ СО РАН, 2005. С. 52–53.
2. *Исаев В.П., Коновалова Н.Г., Михеев П.В.* Нефть и газ Байкала: миф или реальность? // Проблемы геологии и освоения минерально-сырьевых ресурсов Восточной Сибири. Тез. докл. Юбилейной конференции ИГУ. 1998. С. 88–90.
3. *Исаев В.П.* О газовом палеовулканизме на Байкале // Геология нефти и газа. 2001. № 5. С. 45–50.
4. *Исаев В.П., Коновалова Н.Г., Михеев П.В.* Природные газы Байкала // Геология и геофизика. 2002. Т. 43. № 7. спец. выпуск тр. 6 Междунар. конф. «Газы в морских осадках». С. 638–643.
5. *Исаев В.П.* Современная дегазация осадков в кайнозойских впадинах Байкальской рифтовой зоны // Материалы Междунар. конф. памяти акад. П.Н. Кропоткина «Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ». М.: ГЕОС, 2002. С. 342–344.
6. *Исаев В.П.* Впадины Байкальской рифтовой системы – новая грязевулканическая провинция // Доклады на VIII Международной конференции «Новые идеи в науках о Земле». М.: РГГРУ. 2007. Т. 2. С. 90–93.
7. *Логачев Н.А.* Об историческом ядре Байкальской рифтовой зоны // Докл. АН. 2001. Т. 376. № 4. С. 510–513.

Б.М. Миркаримова, Э.А. Закарин, Л.А. Балакай, Т.В. Дедова, Н.Б. Тусеева

4.7. Аэрокосмический экологический мониторинг Казахстанского сектора Каспийского моря для решения задач нефтегазовой отрасли

Введение

Экологическое состояние Северного Каспия и прилегающих территорий вызывает серьезную озабоченность. Многолетняя эксплуатация нефтегазовых месторождений привела к значительному загрязнению природной среды. Существует угроза дальнейшего ухудшения ситуации вследствие интенсивного освоения нефтегазовых месторождений в шельфовой и береговой зонах этой мелководной части моря (Карабалин и др. 2009). Необходимый уровень снижения загрязнения окружающей среды на 40% зависит от эффективности мониторинга, включающего контроль источников техногенной нагрузки, а также контроль за состоянием и динамикой природных систем.

Среди систем экологического мониторинга все возрастающую роль играют методы аэрокосмического мониторинга региональных процессов (Бондур, 2004, 2010, 2012; Бондур, Гребенюк, 2001; Бондур, Замшин, 2012; Бондур и др., 2012, Гарбук, Гершензон, 1997; Журкин, Цветков, 1998; Андрианов, 2001; Bondur, 2006, 2011). Они используются в целях оперативного и объективного контроля глобальных, региональных и локальных процессов, возникающих вследствие антропогенных воздействий. Как известно, данные дистанционного зондирования проходят многоуровневую обработку прежде, чем они дойдут до конечного пользователя, при этом основной инструментарий опирается на геоинформационные технологии (Бондур, 2004, 2010, 2012; Бондур, Воробьев и др., 2012; Гармиз и др., 1989; Bondur, 2006, 2011). Кроме того, данные космической и аэросъемки имеют ряд ограничений, связанных как с возможностями аппаратуры и периодичностью съемки, так и погодными условиями. Вследствие этого важным элементом системы космического мониторинга является функционал геоинформационного моделирования территориальных процессов, предназначенный дополнить результаты наблюдений расчетами по стандартным и специально разработанным математическим и картографическим моделям.

В данной работе описывается методика создания Системы аэрокосмического экологического мониторинга (САЭМ) и ряда входящих в ее состав технологий, относящихся к анализу экологических проблем нефтегазовой отрасли. В основу излагаемого подхода положен опыт проектирования систем мониторинга, накопленный авторами и их коллегами при выполнении международных грантов (проект ISIREMM по программе INCO-COPERNICUS, ICA2-1999-10159, 2000–2003 гг., проект Enviro-RISKS, № 013427, 2005–2008 гг.) и заказов ряда организаций (Закарин и др., 2003; Закарин, Миркаримова, 2007; Закарин и др., 2007; Zakarin, 2002).

Проектирование Системы аэрокосмического экологического мониторинга

Разработка информационных систем состоит из последовательности конкретных этапов, на каждом из которых решается определенная задача. Комплекс САЭМ,

следуя методике UML (Рамбо, Блаха 2007), разрабатывался по следующему сценарию: (1) постановка задачи (концептуализация системы); (2) анализ предметной области; (3) проектирование и (4) программирование системы. Методика UML привлекает четкой конкретизацией работ на каждом этапе с опорой на современные объектно-ориентированные методы проектирования и программирования.

Как правило, постановка задачи формулируется при тесном взаимодействии разработчика и заказчика, что обеспечивает эффективность конечного продукта. Здесь отметим основные требования, налагаемые на САЭМ:

- обеспечить безопасность информационной сети заказчика при эксплуатации САЭМ;
- предусмотреть возможность включения САЭМ в состав Национальной системы экологического мониторинга;
- обеспечить многопользовательский режим эксплуатации САЭМ с дружественным интерфейсом для пользователей и профессиональным интерфейсом для разработчиков ГИС-технологий;
- разработку ГИС-технологии различной тематической направленности осуществлять на принципе инкапсуляции, т.е. изменения внутренней реализации не должно влиять на функциональные возможности всей системы.

Анализ предметной области включает разработку UML-диаграмм: модели классов, диаграммы состояний и диаграммы взаимодействия. Наиболее информативной для иллюстрации жизненного цикла САЭМ является диаграмма взаимодействия (рис. 4.7.1). Как видно из этой диаграммы САЭМ состоит из трех основных подсистем Server, Client U и Client E. Подсистема Server расположена на сервере заказчика, где аккумулируются результаты анализа данных аэрокосмического мониторинга. При этом администратор корпоративной сети заказчика осуществляет синхронизацию передачи данных с сервера исполнителя на сервер заказчика, препятствуя незаконному вторжению.

Жизненный цикл САЭМ формируется при выполнении заявки пользователя (Client U), которая поступает исполнителю (Client E) через серверную компоненту системы. Client E выполняет все заявленные работы: съемку (CentreRS), обработку данных, моделирование (GISTech) и загрузку результатов в базу геоданных. По желанию заказчика САЭМ может быть настроена на работу в регулярном режиме. В этом случае конкретный сценарий циклически повторяется через заданные промежутки времени. На диаграмме приведены основные объекты (классы), причем классы CentreRS и GISTech указаны как материнские, и по правилам наследования они порождают классы SatelliteSurvey, AirSurvey и Flare, OilOnWater, OilOnSoil соответственно. Следуя содержанию данной статьи, на диаграмме приведены только три ГИС-технологии, однако САЭМ может дополняться новыми моделями без нарушения функциональности.

Итогом анализа предметной области является архитектура системы. На рис. 4.7.2 приведена архитектура САЭМ верхнего уровня проектирования, т.е. без детализации информационных потоков, интерфейсов и др. Эти детали раскрываются на стадии проектирования в виде большого пакета UML-диаграмм. Как видно из схемы, САЭМ ориентирована на мониторинг различных территориальных объектов нефтегазовой

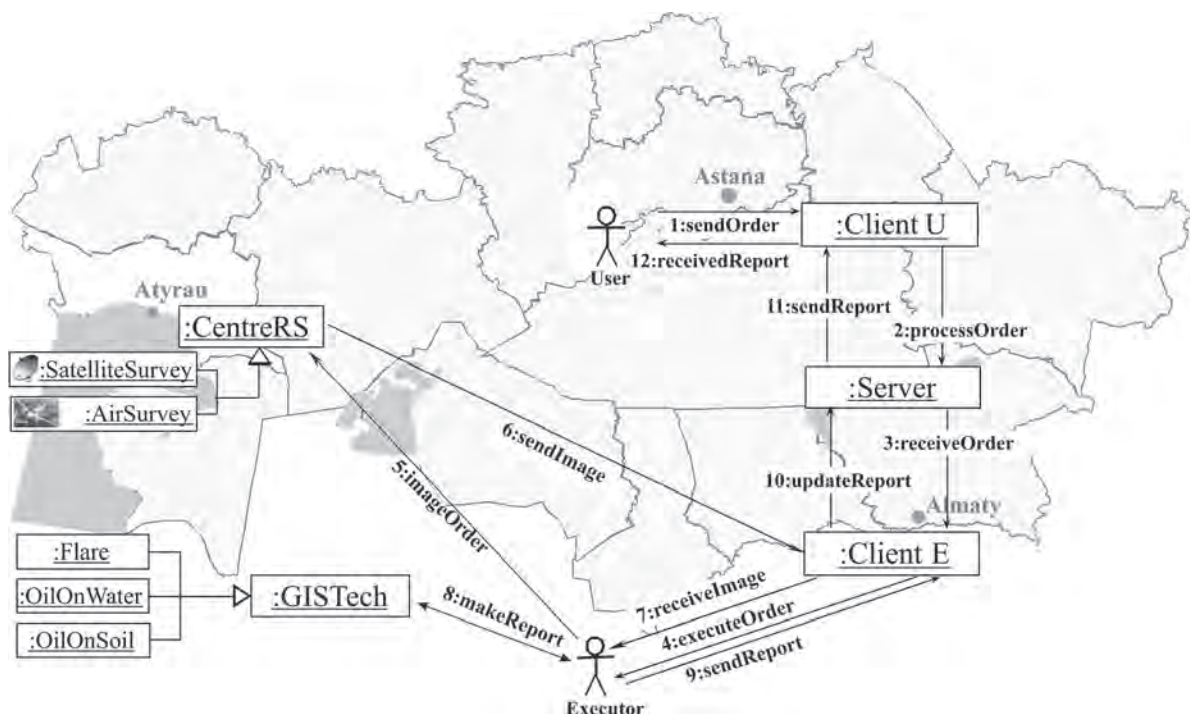


Рис. 4.7.1. Система аэрокосмического экологического мониторинга.
UML-диаграмма взаимодействия

индустрии (месторождения, трубопроводы, факельные установки и др.) и решение различных экологических задач с использованием как стандартных пакетов обработки данных (ArcGIS, ERDAS и др.), так и специализированных моделей (IAP, MIKE-21 и др.). Результаты мониторинга и моделирования структурированы по объектам, задачам и годам, что дает возможность проследить динамику развития экологических процессов. Отметим также, что использование технологии Web-браузер обеспечивает общий или ограниченный доступ пользователей корпоративной сети заказчика.

Этапы детального проектирования и программирования не имеет смысла освещать в данной статье, поэтому ниже остановимся на наукоемких технологиях, относящихся к конкретным задачам экологического мониторинга.

Технология мониторинга и моделирования нефтяного загрязнения моря

Шельф Каспийского моря является регионом интенсивного освоения перспективных нефтегазоносных структур и добычи нефти на ранее открытых месторождениях. Эти нефтяные операции составляют серьезную опасность для биоты моря в случае аварийных протечек нефти или слива буровых растворов. Кроме того, в береговой зоне Северного Каспия расположено большое количество нефтяных скважин, на которых работы по консервации и ликвидации были выполнены без учета возможного затопления морскими водами, без учета подвижек льда, порой простым закрытием

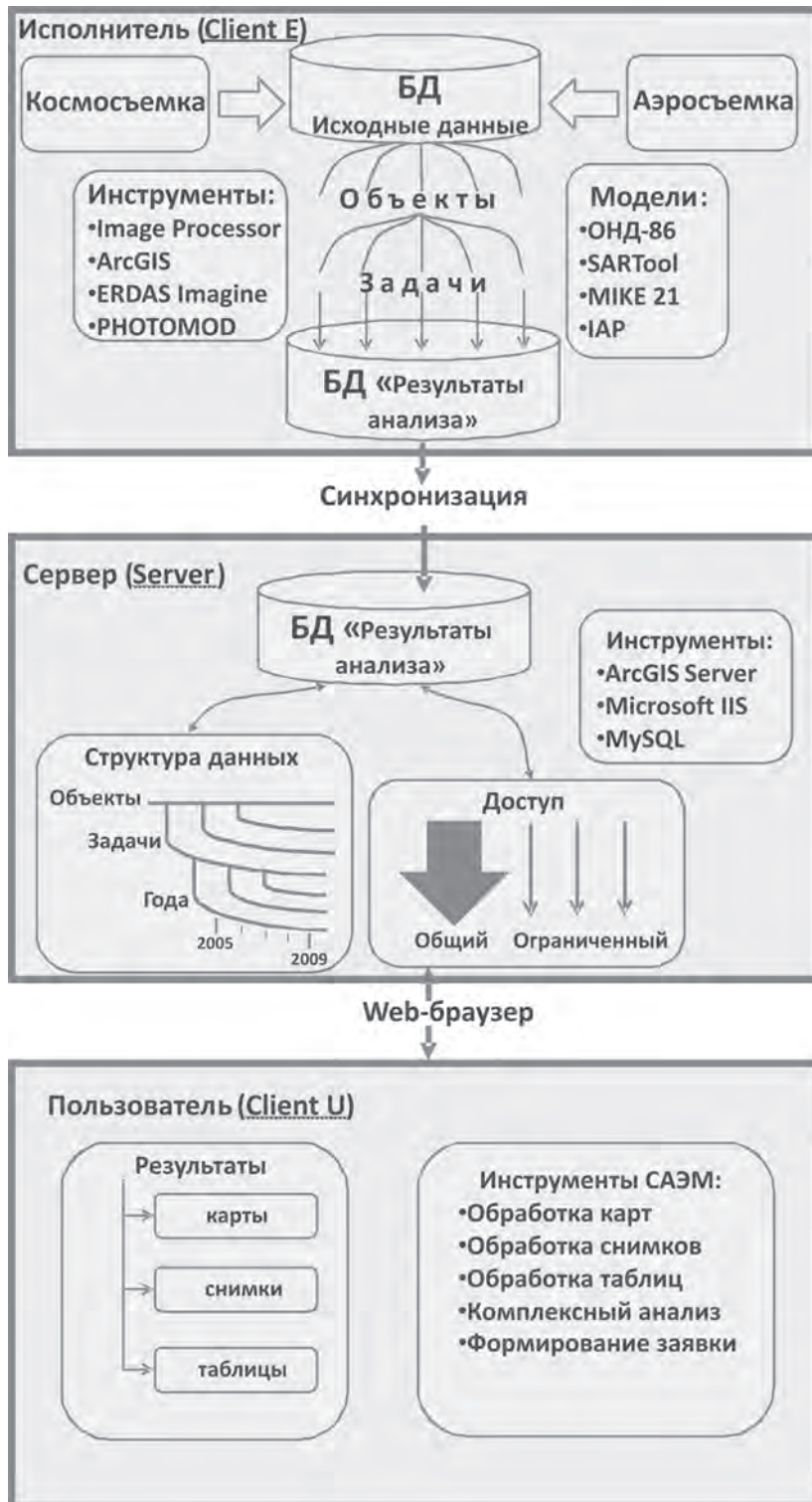


Рис. 4.7.2. Архитектура Системы аэрокосмического экологического мониторинга

заглушек, что привело к неконтролируемым нефтяным протечкам вблизи берега моря. В связи с этим была разработана специализированная ГИС-технология мониторинга и анализа нефтяных сликов на акватории Северного Каспия.

Методика мониторинга основана на активном радиолокационном зондировании поверхности моря. Пленки нефти и других поверхностно-активных веществ при определенных условиях сглаживают водную поверхность, изменяя тем самым отраженный сигнал. Этот эффект широко используется (Бондур, 2004, 2010, 2012; Бондур, Гребенюк, 2001; Кравцов, Мурашко, 2004; Иванов и др., 2004; Bondur, 2006, 2011; Torouzelis, 2005) для распознавания нефтяного загрязнения с помощью спутников радарного зондирования типа RADARSAT–1 (Канада), ERS1,2 (Европа), EOS-PM (Япония). Следует отметить, что сглаживание морской поверхности может происходить по разным причинам – отдельные льдины, тени ветра позади островов, дождевые ячейки, рыбий жир в отходах рыбных заводов, тонкие слои морских водорослей и т.д. Поэтому требуется специальная методика фильтрации этих так называемых феноменов подобия (Бондур, 2004, 2010, 2011; Бондур, Воробьев, 2012; Бондур, Замшин, 2012; Bondur, 2006, 2011; Torouzelis, 2005).

Рассматриваемая здесь методика предполагает применение инструментария ERDAS Imagine на предварительных стадиях обработки снимков и комплекса Definiens Professional на стадии классификации. Технологическая цепочка обработки радарных снимков для выявления нефтяного загрязнения моря выглядит следующим образом:

- первичная обработка радарных изображений (распаковка, калибровка, геопривязка);
- выявление темных пятен на поверхности моря, которые могут быть интерпретированы как нефтяные пленки, и кадрирование интересующего фрагмента;
- для каждого найденного слика проверка соответствия метеорологическим условиям (сила ветра должна находиться в диапазоне от 3 до 10 м/с, отсутствие дождя и др.);
- совместный анализ снимка с данными о возможных источниках нефтяных загрязнений (инфраструктурой нефтяных месторождений на море);
- применение фильтров для удаления с радарного снимка эффекта «соль-перец»;
- классификация, включающая процедуры «Построение дерева процессов», «Сегментация», «Организация иерархии классов», «Назначение свойств объектов» и др., с целью выявления возможных нефтяных разливов по признакам формы и структуры пятен;
- векторизация нефтяного пятна и погружение в картографическую базу данных ГИС-технологии.

На рис. 4.7.3 представлена карта, суммирующая обнаруженные нефтяные слики за период 2005–2009 гг. с выделенным фрагментом, где отражены нефтяные утечки из затопленных нефтяных скважин.

При ликвидации обнаруженных нефтяных разливов требуется информация о возможном направлении распространения этого разлива, т.е. необходимо провести математическое моделирование этого процесса. Следует подчеркнуть, что в этом направлении сосредоточены усилия многих ученых (Бондур, Гребенюк, 2001; ASCE, 1996; Wang 1975; Архипов и др. 2001). Описываемая ГИС-технология опирается на

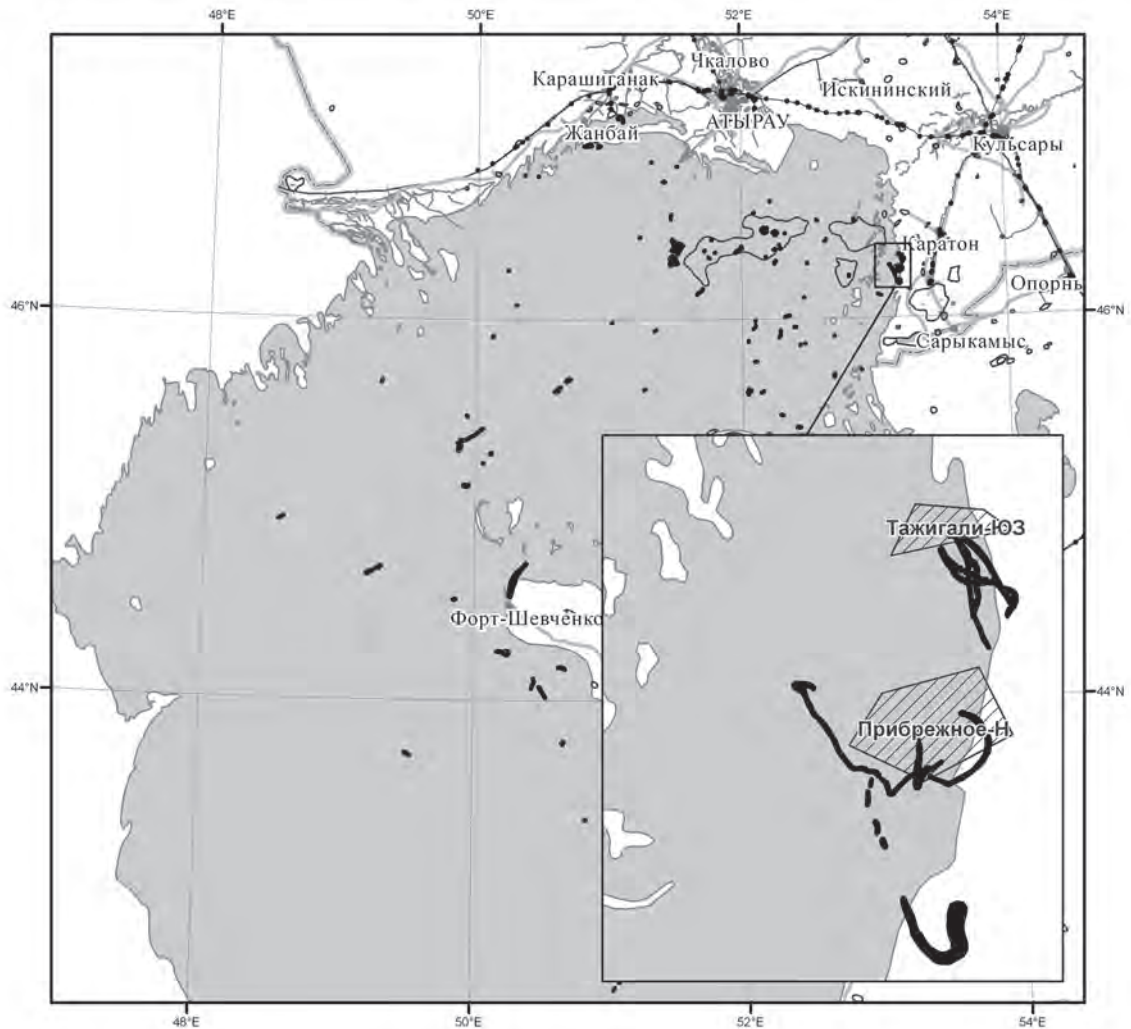


Рис. 4.7.3. Результирующая карта нефтяных slickов, обнаруженных за период с апреля 2005 г. по май 2009 г. Врезка – нефтяные протечки на затопленных скважинах

моделирующий комплекс MIKE-21 (MIKE 21, 2004), адаптированный к условиям Каспийского моря (Балакай и др., 2006; Balakay, 2006; Балакай, Дедова, 2006).

Не останавливаясь на модели MIKE-21, укажем только, что в соответствующей ГИС-технологии используются два модуля этой программы: HD (расчет гидродинамики) и SA (расчет переноса и трансформации нефтяного slickа). Модуль HD опирается на решение уравнений мелкой воды, которые являются хорошим приближением для мелководной части Северного Каспия. В модуле SA перенос загрязнителя в водной среде рассматривается как перемещение большого числа дискретных частиц по случайной траектории с процессами трансформации (дисперсии, осаждения, испарения, эмульсификации и др.) на каждом временном шаге.

Поэтапно моделирующую компоненту ГИС-технологии можно представить в виде:

1. Определение мощности источника нефтяного загрязнения на основе данных дистанционного зондирования. Согласно (Trieschmann, 2005) толщина нефтяной пленки, которая определяется с помощью радарных сенсоров, составляет от 0,1 до 20 мм и может быть идентифицирована по структурным признакам (тонкая пленка, разрывная пленка, пленка с четкими границами). Поэтому, зная площадь нефтяного пятна, можем оценить возможный объем слитой нефти.
2. Расчет гидродинамики моря по модели MIKE-21 HD с использованием прогнозных (на 120 часов) полей метеоэлементов, полученных из Европейского центра среднесрочных прогнозов (ECMWF).
3. Расчет распространения и трансформации нефти с помощью модели MIKE-21 SA на фоне рассчитанных морских течений. При этом, если удалось идентифицировать источник, то фракционный состав и другие свойства нефти задаются соответствующими данному источнику. В противном случае используется некий стандартный набор входных параметров.

В качестве примера на рис. 4.7.4 приведены результаты моделирования эпизода протечки нефти на затопленной скважине, а также обнаружение нефтяного slicka по космическому изображению, полученному со спутника RADARSAT-1 (20.05.2007 г.). При этом, на рис. 4.7.4а приведен радиолокационный снимок с обнаруженным нефтяным slickом, на рис. 4.7.4б — сопоставление расчетных и наблюдаемых результатов, на рис. 4.7.4в — распределение нефтяного загрязнения через 70 часов после начала протечки. Как видно из этого рисунка, часть нефти может выбрасываться на берег вследствие ветровых нагонов, поражая не только морских обитателей, но и наземную биоту.

Технология мониторинга нефтяного загрязнения почвы

Нефтяные операции на суше являются весьма рискованными и зачастую сопровождаются разливами нефти с серьезными последствиями для окружающей среды (Акимов и др., 2005). ГИС-технология мониторинга таких разливов (ГИС «OilOnSoil») основана на самолетной съемке с помощью камеры Vexcel UltraCam-X. Эта камера является полноформатной мультиспектральной цифровой камерой, разработанной для приложений, в которых чрезвычайно важны точность и геометрические качества снимков. К числу таких приложений относится задача распознавания замазученных участков земли, линейные размеры которых колеблются, как правило, от нескольких метров до нескольких десятков метров. Этим объясняются ограничения на использование данных космической съемки.

В рассматриваемой технологии данные аэросъемки подвергаются поэтапной обработке. Результатом первичной обработки является географически привязанное, геометрически и яркостно откорректированное изображение, которое используется для дальнейшего анализа.

Следующий этап в обработке аэроснимков — построение ортофотопланов. Цифровая технология создания ортофотоплана отснятых территорий включает следующие этапы:

- построение блока взаимосвязанных изображений (формирование сети);
- измерение фотограмметрической сети;

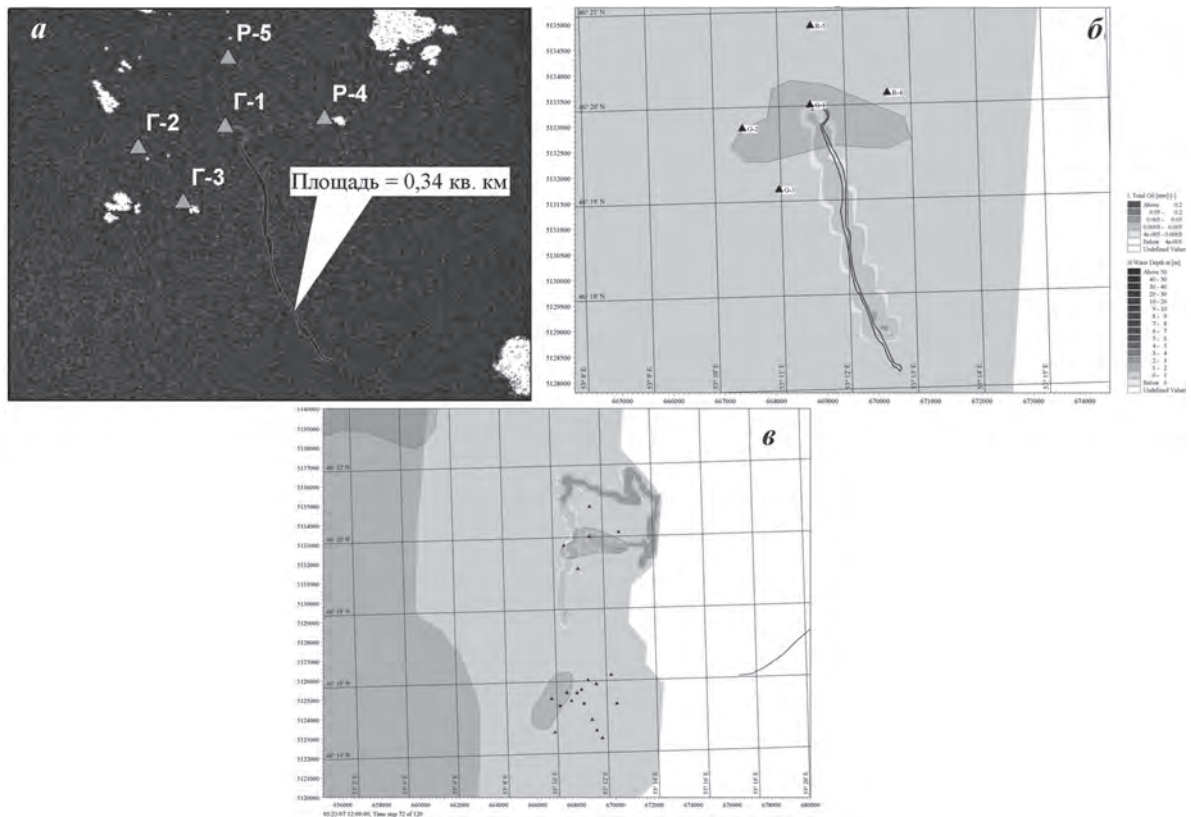


Рис. 4.7.4. Результаты моделирования эпизода протечки нефти на затопленной скважине и обнаружение распространения нефтяного slicka по космическому изображению, полученному спутником RADARSAT-1 (20.05.2007 г.)

- уравнивание сети;
- обработка сети (построение модели рельефа);
- построение ортофотоплана по контрольным точкам.

Эти этапы предполагают детальную обработку снимков с помощью программного комплекса PHOTOMOD.

После построения ортофотоплана и создания мозаики выделяются кадры, покрывающие интересующую территорию, и создается база данных аэроснимков.

Идентификация нефтяного загрязнения территорий осуществлялась при помощи программного продукта ArcGIS 9.3 в приложении ArcMap. Процесс векторизации включает в себя следующие действия оператора:

- первичное исследование кадров аэроснимка и выявление участков возможного нефтяного загрязнения. Такие участки помечаются многоугольниками контрастного цвета, намного превосходящими размеры нефтяных пятен;

- 3D-визуализация отмеченных на первом этапе участков в стереоскопическом изображении и фильтрация незамазученных участков (тени от объектов на поверхности или облаков, растительность и др.);
- векторизация нефтяных пятен и идентификация возможных источников разлива нефти путем формирования буферных зон вокруг скважин и других потенциально опасных объектов месторождения методом декомпозиции Тиссена.

В результате векторизации для каждого технологического объекта создается векторный слой нефтяных загрязнений, которому назначаются соответствующие атрибутивные поля, и результат загружается в базу геоданных. Дальнейшая визуализация данных и анализ результатов (вычисление длин, площадей, статистический анализ и т.д.) осуществляется с помощью инструментов информационной системы САЭМ.

Результаты картирования нефтяного загрязнения территории одного из месторождений на побережье Каспия приведены на рис. 4.7.5. Как видно из рисунка, с помощью данной методики удалось обнаружить и картировать весь спектр нефтяных пятен от самых мелких в (2–3 м²) до протяженных замазученных полос на границах сор, где нефть скапливалась при весенних разливах.

Технология мониторинга и моделирования факелов сжигания попутного нефтяного газа

Проблема сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) стоит остро во всем мире. Каспийский регион не является исключением – на факелах сжигают миллиарды кубометров нефтяного газа, загрязняя большие территории. Часть продуктов сгорания вовлекаются в процессы дальнего межграницного переноса (Travnikov, Ilyin, 2005; Gusev et al., 2006).

Описываемую здесь ГИС-технологию можно разделить на два этапа – обнаружение факелов с помощью данных космического мониторинга и моделирование переноса и рассеяния продуктов сгорания. Каждый этап, в свою очередь, можно расщепить на шаги тематической обработки данных дистанционного зондирования и расчетные процедуры. Иллюстрацией технологической цепочки служит рис. 4.7.6.

Методика обнаружения факелов основана на данных тепловых каналов радиометра MODIS (спутники Aqua и Terra) и фильтрации этих данных по признакам облачности, природных пожаров и объектов инфраструктуры. Последний фильтр предполагает отсев очагов горения, местоположение которых не соответствуют координатам месторождений.

Результаты космического мониторинга в виде карты обнаруженных факелов поступают в расчетный блок, где последовательно выполняются:

- расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от факельных установок сжигания углеводородных смесей с использованием сертифицированной программы «ФАКЕЛ» (Методика расчета..., 1996);
- формирование метеорологической ситуации из стандартного набора для модели ОНД-86 или по оперативным данным ECMWF для модели IAP (Industrial Air Pollution);



Рис. 4.7.5. Карта нефтяного загрязнения территории месторождения на побережье Каспия

- расчет загрязнения атмосферы по методике ОНД-86 с использованием средне-срочных метеорологических данных или по модели IAP с оперативным прогнозом распространения загрязняющих веществ на ближайшие 120 часов на фоне полей метеоэлементов, выработанных ECMWF.

В описанной технологии основным расчетным модулем является модель IAP, отвечающая целям мониторинга – выработке оперативного прогноза. Математическая основа модели IAP основана на идеях работы (Закарин, Миркаримова, 2000). При реализации модели в составе ГИС использовались проектные решения, приведенные в работе (Закарин, Миркаримова, 2007).

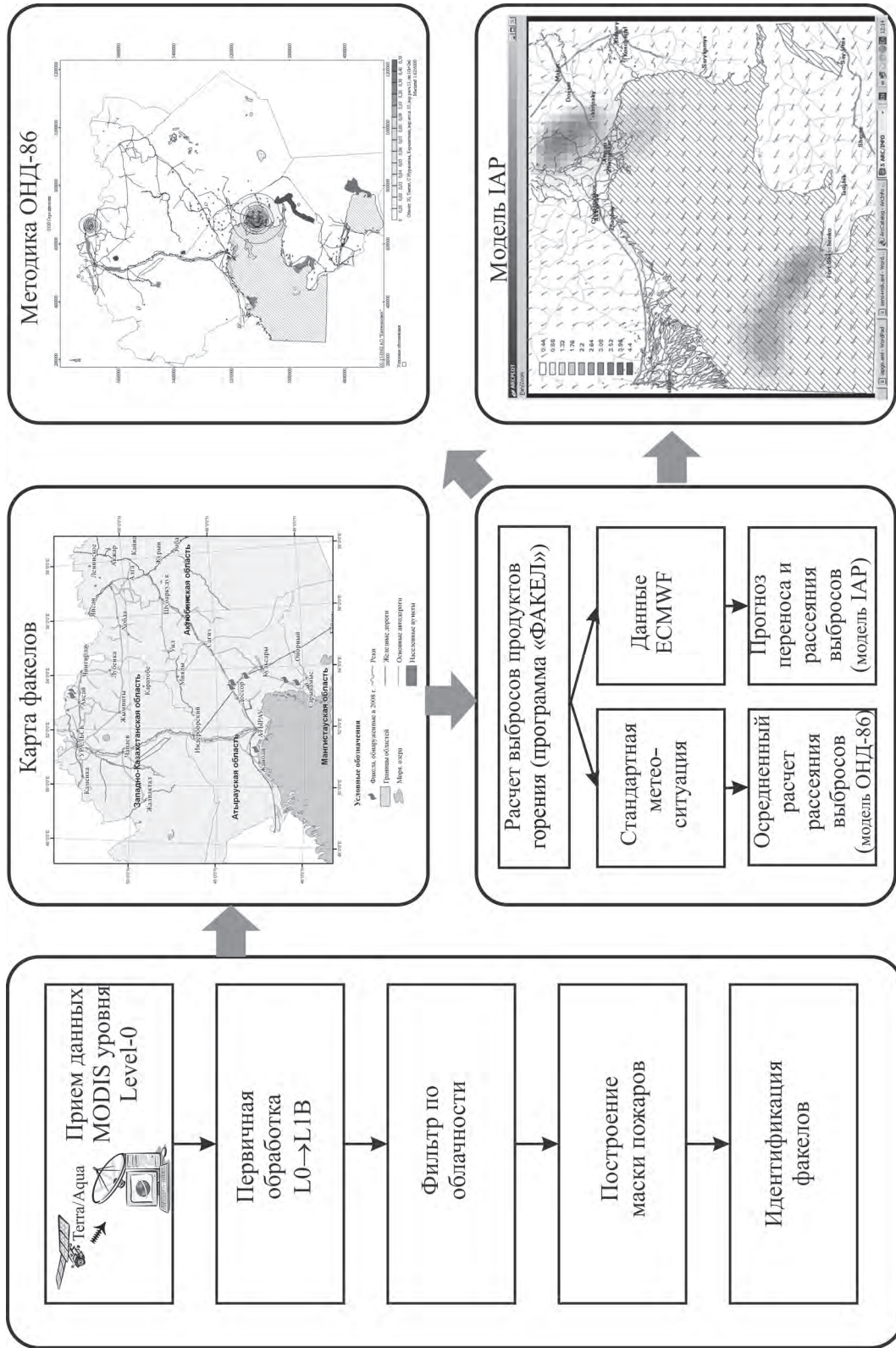


Рис. 4.7.6. ГИС-технология мониторинга и моделирования факелов сжигания попутного нефтяного газа

В используемой модели исходными являются уравнения сохранения массы загрязняющих примесей, которые описывают адвекцию, турбулентную диффузию, химические реакции, стоки и источники загрязняющих веществ:

$$\begin{aligned} \frac{\partial C_n}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(C_n u) + \frac{\partial}{\partial y}(C_n v) + \frac{\partial}{\partial z}(C_n w) = \frac{\partial}{\partial x}\left(K_x \frac{\partial C_n}{\partial x}\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left(K_y \frac{\partial C_n}{\partial y}\right) + \\ + \frac{\partial}{\partial z}\left(K_z \frac{\partial C_n}{\partial z}\right) + Q_n + R_n \end{aligned} \quad (1)$$

где C_n – массовая концентрация n -го ингредиента;
 u, v, w – компоненты скорости воздушных потоков;
 K_x, K_y, K_z – компоненты коэффициента турбулентного обмена;
 Q_n – мощность выбросов в объеме воздушного бассейна;
 R_n – фотохимические источники (стоки);
 t – время.

Конкретизация задачи состоит в постановке начальных и граничных условий, определении коэффициентов уравнений (1), задании источниковых членов и т.д. Здесь для краткости укажем граничное условие вблизи поверхности (на высоте шероховатости z_0), задаваемое в виде баланса массы:

$$K_z \frac{\partial C_n}{\partial z} + V_{d_n} C_n = \alpha_n, \text{ при } z = z_0 \quad (2)$$

где α_n – мощность выбросов приземных источников;
 V_{d_n} – скорость сухого осаждения на поверхности.

Как видно из общей постановки задачи (1)–(2) для ее численной реализации необходим большой объем информации: трехмерные поля скорости ветра u, v, w ; коэффициенты турбулентного обмена K_x, K_y, K_z ; источниковые члены Q_n, R_n и динамика верхней границы расчетной области.

В реальных условиях такой объем детальной информации получить практически невозможно. Поэтому для упрощения задачи выполним осреднение уравнения (1) по вертикали с учетом граничных условий при $z = z_0$ и $z = H(t)$, где H – высота расчетной области.

$$\bar{C} = \frac{1}{H - z_0} \int_{z_0}^H C dz$$

В результате осреднения уравнения (1)–(2) преобразуются в двумерные уравнения вида (значок « n » опущен):

$$\frac{\partial \bar{C}}{\partial t} + \frac{1}{H - z_0} \frac{\partial H}{\partial t} \bar{C} + \frac{\partial}{\partial x}(\bar{C}u) + \frac{\partial}{\partial y}(\bar{C}v) =$$

$$\begin{aligned}
& -\frac{\partial}{\partial x} \left[b_v b_c \cos \beta (\bar{\lambda} \bar{\mu} - \bar{\lambda} \bar{\mu}) \right] - \frac{\partial}{\partial y} \left[b_v b_c \sin \beta (\bar{\lambda} \bar{\mu} - \bar{\lambda} \bar{\mu}) \right] + \\
& + K \frac{\partial^2 \bar{C}}{\partial x^2} + K \frac{\partial^2 \bar{C}}{\partial y^2} + \frac{\alpha}{H - z_0} \cdot \left[1 - \frac{V_d (\bar{\mu} - \mu_0)}{K_{z_0} \mu_0 + V_d (\bar{\mu} - \mu_0)} \right] - \\
& - \frac{V_d}{H - z_0} \cdot \frac{K_{z_0} \mu_0}{K_{z_0} \mu_0 + V_d (\bar{\mu} - \mu_0)} \bar{C} + \bar{Q}
\end{aligned} \tag{3}$$

$$\bar{C}|_r = 0, \text{ при } V_m < 0; \tag{4}$$

$$\bar{C}(0, x, y) = C^0(x, y) \text{ при } t = 0, \tag{5}$$

где $b_v, b_c, \beta, \lambda, \mu$ – параметры, определяемые по данным натурных наблюдений.

В основу полученных уравнений положены следующие предположения:

- скорость ветра V и концентрация примеси C распределяются по вертикали следующим образом:

$$\begin{aligned}
V &= a_v(x, y) + b_v(x, y) \cdot \lambda(z) \\
C &= a_c(x, y) + b_c(x, y) \cdot \mu(z)
\end{aligned}$$

где функции a_c, a_v , определяются по данным натурных наблюдений и из условия баланса на поверхности. Аналитический вид функций $\lambda(z), \mu(z)$ задается в виде степенной или логарифмической зависимости;

- динамика нижней границы инверсионного слоя подчиняется уравнению свободной поверхности

$$\frac{\partial H}{\partial t} + u_H \frac{\partial H}{\partial x} + v_H \frac{\partial H}{\partial y} - w_H = 0;$$

- коэффициенты турбулентной диффузии $K_x = K_y = K = const$;
- загрязняющие вещества химически пассивны, т.е. $R = 0$.

Численное решение задачи (3)–(5) выполнено с использованием метода Смоларкевича (Smolarkiewicz, 1983), эффективно подавляющего аппроксимационную вязкость.

Рис. 4.7.7, представленный в виде скриншота страницы системы САЭМ, иллюстрирует результаты мониторинга и моделирования факела на одном из месторождений на берегу Каспия.

Заключение

Современные тенденции развития изучения территориальных процессов связаны с продвижением результатов исследований в область практических применений, что,



Рис. 4.7.7. Карта нефтяного загрязнения территории месторождения на побережье Каспия

в свою очередь, инициирует появление новых научных разработок, продиктованных нуждами практики. В качестве «моста» между наукой и практикой служат информационные технологии, особенно геоинформатика совместно с методами дистанционного зондирования. На наш взгляд, наглядной иллюстрацией такого подхода является описанная в данной работе Система аэрокосмического экологического мониторинга нефтяных операций в Казахстанском секторе Каспийского моря. ГИС-технологии, включенные в систему, опираются как на исследования авторов данной статьи, так и на эффективные, всесторонне апробированные разработки других коллективов ученых. В настоящее время продолжается работа по модернизации САЭМ и насыщению ее новыми ГИС-технологиями в соответствии с запросами практики и инновационной политикой компании АО «КАЗГЕОКОСМОС», где работают авторы данной статьи.

Литература

1. *Акимов В.А., Воробьев Ю.Л., Соколов Ю.И.* Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. М.: Ин-октаво. 2005. 368 с.
2. *Андрианов В.Ю.* Оперативные данные для поддержки принятия решений и их обработка // ArcReview. 2001. № 2. С. 2.
3. *Архипов Б.В., Пархоменко В.П., Солбаков В.В., Шапочкин Д.А.* Математическое моделирование распространения нефтяных разливов в морской среде. М.: ВЦ РАН. 2001. 54 с.
4. *Балакай Л.А., Дедова Т.В.* Моделирование растекания нефти на море // Вычислительные технологии. 2006. Т. 11. Спецвыпуск: ENVIRONMENTIS, Ч. 1. С. 90–95.
5. *Балакай Л.А., Дедова Т.В., Миркаримова Б.М., Закарин Э.А.* Рисковое картирование загрязнения окружающей среды при аварии на нефтепроводе // Геоинформатика. М.: ВНИИгеосистем. 2006. № 2. С. 15–22.
6. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы в современной океанологии / В кн. «Новые идеи в океанологии. Т. 1. Физика. Химия. Биология. М.: Наука. 2004. С. 55–117+8 стр. цв. вклеек.
7. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследование Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17+6 с. цв. вклеек.
8. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
9. *Бондур В.Г., Воробьев В.Е., Гребенюк Ю.В., Сабинин К.Д., Серебряный А.Н.* Исследования полей течений и загрязнений прибрежных вод на Геленджикском шельфе Черного моря с использованием космических данных // Исследование Земли из космоса. 2012. № 4. С. 3–12 + 4 с. цв. вклеек.
10. *Бондур В.Г., Гребенюк Ю.В.* Дистанционная индикация антропогенных воздействий на морскую среду, вызванных заглубленными стоками: моделирование, эксперименты // Исследование Земли из космоса. 2001. № 6. С. 49–67.
11. *Бондур В.Г., Замшин В.В.* Космический радиолокационный мониторинг морских акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов. В настоящей книге. 2012. С. 255–271.
12. *Гарбук С.В., Гершензон В.Е.* Космические системы дистанционного зондирования Земли. М: Издательство «А и Б». 1997. 296 с.

13. *Гармиз И.В., Кошкарев А.В., Межеловский Н.В., Рамм Н.С.* Геоинформационные технологии: принципы, международный опыт, перспективы развития. М.: ВИЭМС. 1989. 55 с.
14. *Журкин И.Г., Цветков В.Я.* Геоинформационное моделирование в ГИС при обработке данных дистанционного зондирования // Исследование Земли из космоса. 1998. № 6. С. 66–72.
15. *Закарин Э.А., Кипшакбаев А.И., Мухамедгалиев А.Ф.* Мониторинг и моделирование территориальных процессов Северного Прикаспия. Алматы: НИЦ «Гылым». 2003. 170 с.
16. *Закарин Э.А., Миркаримова Б.М.* Геоинформационное моделирование и мониторинг территориальных процессов: проектирование, реализация, использование. Алматы: Издательство «СаГа». 2007. 192 с.
17. *Закарин Э.А., Миркаримова Б.М.* Математическое моделирование загрязнения атмосферы города на основе геоинформационной системы // Известия РАН. Физика атмосферы и океана. 2000. Т. 36. № 3. С. 366–375.
18. *Закарин Э.А., Миркаримова Б.М., Дедова Т.В.* Геоинформационные модели атмосферного загрязнения Арало-Каспийского региона Казахстана. Алматы: Издательство «СаГа». 2007. 108 с.
19. *Иванов А.Ю., Востоков С.В., Ермошкин И.С.* Картографирование пленочных загрязнений морской поверхности по данным космической радиолокации // Исследование Земли из космоса. 2004. № 4. С. 82–92.
20. *Карабалин У.С., Сериков Ф.Т., Оразбаев Б.Б.* Исследование и оценка нефтяных загрязнений в условиях Северного Каспия. Экологическое состояние северной части Каспийского моря // «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе». М.: Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности. 2009. № 5. С. 4–10.
21. *Кравцов С.Л., Мурашко Л.А.* Обнаружение и прогноз развития нефтяных пятен на водной поверхности при использовании спутниковых данных // Исследования Земли из космоса. 2004. № 2. С. 53–60.
22. Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. М.: ВНИИГАЗ, ИРЦ ГАЗПРОМ. 1996. 47 с.
23. *Рамбо Дж., Блаха М.* UML 2.0. Объектно-ориентированное моделирование и разработка. 2-е изд. СПб.: Питер. 2007. 544 с.
24. ASCE task committee on modeling oil spill. State-of-the-art review of modeling transport and fate of oil spill // Journal of Hydraulic Engineering. 1996. Vol. 122. № 11. P. 594–609.
25. *Balakay L.A.* Modeling of oil pollution spreading on sea // “Enviro-RISKS: Man-induced Environmental Risks: Monitoring, Management and Remediation of Man-made Changes in Siberia”. Ed. A. Baklanov, DMI Scientific Report. 2006. № 25-06. P. 38–40.
26. *Bondur V.G.* Complex Satellite Monitoring of Coastal Water Areas. 31st International Symposium on Remote Sensing of Environment. ISRSE. 2006. 7 p.
27. *Bondur V.G.* Satellite Monitoring and Mathematical Modelling of Deep Runoff Turbulent Jets in Coastal Water Areas // in book «Waste Water» – Evaluation and Management, ISBN 978-953-307-233-3, InTech, Croatia, 2011, pp. 155–180. <http://www.intechopen.com/articles/show/title/satellite-monitoring-and-mathematical-modelling-of-deep-runoff-turbulent-jets-in-coastal-water-areas>.
28. *Gusev A., Ilyin I., Mantseva L., Rozovskaya O., Shatalov V. and Travnikov O.* Progress in further development in MSCE-HM and MSCE-POP models (implementation of the model review recommendations). EMEP/MSC-E Technical report. 4/2006. 114 p.

29. MIKE 21 & MIKE 3 PA/SA. Particle analysis and oil spill analysis module. User guide. Copenhagen: DHI Software, 2004. P. 106.
30. *Smolarkiewicz P.K.* A Simple Definite Advection Scheme With Small Implicit Diffusion // Mon. Weather Review. 1983. № 111. P. 479–486.
31. *Topouzelis K.* Sea natural phenomena on SAR images // Joint Research Center/European commission. 2005. June.
32. *Travnikov O.* and *Ilyin I.* Regional Model MSCE-HM of Heavy Metal Transboundary Air Pollution in Europe. EMEP/MSC-E Technical Report. 6/2005. 59 p.
33. *Trieschmann O.* How to detect oil spills? // Workshop: Satellite Monitoring and Assessment of Sea-based Oil Pollution in the Black Sea. Istanbul. 2005.
34. *Wang H., Campbell J.R., Ditmars J.D.* Computer modeling of oil drift and Spreading in Delaware Bay. Ocean Engineering, University of Delaware. 1975. 61 p.
35. *Zakarin E.* Modeling and Monitoring of Urban Atmosphere Pollution in a composition of GIS // Journal of Computational Technologies. 2002. Vol. 7. Special issue. P. 48–56.

В.Е. Воробьев

4.8. Мониторинг экологического состояния прибрежных акваторий при поиске, освоении и транспортировке углеводородов с использованием многоспектральных оптических космических изображений

Введение

При поиске, добыче и транспортировке углеводородов в морских акваториях в водную среду поступают загрязняющие вещества, приводящие к изменению ее физико-химических характеристик. Эти изменения проявляются в увеличении содержания растворенных органических веществ, фосфора и азота, тяжелых металлов, а также в изменении температуры, солености, а также в вариациях гидрооптических характеристик морской воды (Бондур, 2004, 2010, 2012; Бондур, Гребенюк, 2001; Израэль, Цыбань, 1989; Владимиров и др., 1991; Bondur, 2006, 2011). Пленки нефти влияют на характеристики волнового режима и приводят к гашению волн гравитационно-капиллярной области спектра (Бондур, 1987, 2004, 2010, 2012; Бондур, Гребенюк, 2001; Bondur, 2011). Подобные нарушения естественных характеристик морских вод, вызванные воздействием углеводородов, особенно сильно проявляются в прибрежных акваториях, подверженных интенсивному антропогенному воздействию, и могут быть обнаружены современными аэрокосмическими методами (Бондур, 2004; Bondur, 2006, 2011; Keeler et al, 2005).

Задача проведения регулярных наблюдений и качественная оценка состояния экосистем прибрежных акваторий может эффективно решаться с помощью организации системы их аэрокосмического мониторинга, в том числе с привлечением оптических панхроматических многоспектральных и гиперспектральных спутниковых изображений (Бондур, 2004, 2010, 2012; Бондур, Зубков, 2005; Бондур и др., 2006; Лаврова, Митягина, 2009; Bondur, 2006, 2011). В настоящем разделе книги рассматриваются особенности экологического мониторинга акваторий в процессе поиска, освоения и транспортировки углеводородов на основе анализа космических данных, полученных в оптическом диапазоне спектра. Применение радиолокационных данных при мониторинге таких акваторий рассмотрено в различных работах (Бондур, 2004, 2010, 2012; Бондур и др., 2012; Бондур, Замшин, 2012; Лаврова и др., 2009; Иванов и др., 2011; Bondur, 2006, 2011; Bondur, Starchenkov, 2006).

Спутниковые оптические данные позволяют проводить измерения широкого круга параметров водной среды, например, цветовых и тепловых характеристик океана, спектров волнения, характеристик приповерхностного слоя атмосферы, а также оценивать экологическое состояние водной среды, обнаруживать загрязнения взвешенными частицами песка и глины прибрежной зоны, районы эвтрофикации (Бондур, 2004; Бондур, Гребенюк, 2001; Бондур и др., 2006; Bondur, 2006, 2011; Keeler et al, 2005).

Загрязнение прибрежных акваторий при поиске, освоении и транспортировке нефти и нефтепродуктов

В настоящее время нефть и нефтепродукты являются самыми распространенными загрязняющими веществами в Мировом океане. Нефть вызывает гибель, уменьшает

рост, сокращает воспроизводство больших растений (например, мангровые деревья) и в зависимости от ее типа и количества может увеличивать или уменьшать количество некоторых видов водорослей. Часто под действием нефти отмечается изменение биомассы, активности к фотосинтезу и структуры колоний. Нефть оказывает губительное влияние на морскую фауну: она приводит к массовой гибели морских птиц из-за внешнего загрязнения, у млекопитающих вызывает отравления, желудочно-кишечные кровотечения, почечную недостаточность, интоксикацию печени, нарушение кровяного давления, нефтяные углеводороды приводят также к гибели икры и молоди рыб (Владимиров и др., 1991; Израэль, Цыбань, 1989).

Пленки нефти влияют также на характеристики волнового режима, в частности на декремент затухания поверхностных волн, изменение режима поступления энергии ветра к волнам из-за изменения поверхности шероховатости, изменению механизмов нелинейного взаимодействия между волновыми компонентами. В результате действия этих механизмов дисперсия уклонов, общая энергия и крутизна волн уменьшается, происходит гашение волн гравитационно-капиллярной области спектра (Бондур, 1987, 2004, 2010, 2012; Бондур, Гребенюк, 2001; Alpers, Huhnerfuss, 1988; Bondur, 2006, 2011).

Ежегодно только при обычных морских перевозках, авариях и незаконных сбросах в океаны попадает примерно 600 000 тонн нефти (Повестка дня на XXI век, 1992).

Основные пути поступления нефти в океан следующие:

- при бурении на шельфе – 1%;
- смывается с суши ливневыми стоками – 5%;
- при аварии танкеров и нефтяных платформ – 6%;
- выпадает с осадками – 10%;
- выносятся сточными водами – 10%;
- сбрасывается в портах и портовых акваториях – 17%;
- промывочные и балластные воды танкеров – 23%;
- речной сток – 28%.

Постоянные поля загрязнений нефтепродуктами существуют в открытом океане на трассах перевозки из зон добычи, однако основными районами аккумуляции нефти являются прибрежные акватории, которые в наибольшей степени подвержены всем из перечисленных форм поступления нефтепродуктов. Даже при разливе нефти вдали от побережья нефтяные фракции (пленки, комочки, эмульсии), ввиду слабой растворимости углеводородов, могут длительное время сохраняться на поверхности моря, перемещаясь под действием ветра, течений и самопроизвольного растекания, и зачастую бывают выброшены на берег или оседают на дне прибрежных акваторий. В зависимости от условий среды и типа нефти ее пленки и эмульсии могут существовать на поверхности от нескольких часов до нескольких дней, комочки (нефтяные агрегаты) – от 58 дней до года (Владимиров и др., 1991; Израэль, Цыбань, 1989).

Для экологического мониторинга прибрежных акваторий при поиске, освоении и транспортировке углеводородов требуются принципиально новые средства наблюдений, в первую очередь аэрокосмические.

Это связано с тем, что в течение последних лет разработаны новые аэрокосмические методы и средства, использование которых позволит существенно расширить спектр регистрируемых с их помощью параметров среды и обеспечить возможности

исследования ключевых процессов и явлений в океане, в том числе и экологического мониторинга (Бондур, 2004, 2010, 2012; Bondur, 2006, 2011).

Одним из эффективных дистанционных средств для решения этих задач являются современные многоспектральные и гиперспектральные спутниковые системы, обладающие высоким спектральным и пространственным разрешением (Бондур, 2004, 2010, 2012; Бондур, Гребенюк, 2001; Бондур и др., 2006а, б; Бондур, Зубков, 2005; Bondur, 2006, 2011).

Методика анализа многоспектральных аэрокосмических изображений высокого разрешения в целях обнаружения антропогенных воздействий на прибрежные акватории

Для эффективного применения космических методов и средств дистанционного зондирования океана важно использовать адекватные методы обработки полученных данных. Эти методы должны обеспечивать получение значимых параметров водной среды, важных для оценки экологического состояния акваторий. Спектр этих параметров детально проанализирован в работах Бондура В.Г. (Бондур, 2004, 2010, 2012; Bondur, 2006, 2011).

Известны различные подходы к обработке и анализу спутниковых изображений океана. Многоспектральная и гиперспектральная космические съемки с высоким и средним пространственным разрешением (при условии проведения синхронных подспутниковых контактных измерений) позволяют определять абсолютные значения ряда характеристик морской среды по измерениям цвета океана (мощности восходящего излучения в узких спектральных интервалах) и в дальнейшем проводить анализ пространственно-временной изменчивости этих характеристик (Бондур, 2004; Бондур, Зубков, 2005; Бондур и др., 2006б; Bondur, 2011). При этом для повышения точности требуется корректный учет влияния атмосферы, который производится расчетными методами на основе различных теоретических моделей, и результаты коррекции по определению содержат погрешности таких моделей.

Опыт восстановления абсолютных значений параметров морской среды показывает, что расчетные соотношения, связывающие их с характеристиками сигналов обратного рассеянного излучения, справедливы не для всех типов морских вод (Копелевич и др., 2004; Оптика океана, 1983). Эти соотношения вносят большие погрешности в водах шельфа, где велики концентрации взвеси и растворенных примесей (Бондур, 2004; Бондур, Зубков, 2005; Бондур и др., 2006б; Копелевич и др., 2004; Chang, 2004; Ерлов, 1980).

Другой подход, не связанный с измерением абсолютных величин параметров морской среды и ориентированный, в большей степени, на выявление различных динамических процессов в океане, основан на использовании характеристик относительной изменчивости сигналов обратного рассеяния в различных участках спектра электромагнитных волн (Бондур, Зубков, 2005; Бондур и др., 2006б). В качестве такой характеристики может быть использован индекс цвета $I_{ц}$ (Ерлов, 1980):

$$I_{ц} = B(450)/B(520), \quad (1)$$

где $B(450)$ и $B(520)$ – яркости восходящего из морской среды излучения на длинах волн 450 и 520 нм при наблюдении в надир.

Индекс цвета получил распространение как самостоятельная характеристика, используемая для представления результатов исследований океана и их интерпретации на качественном уровне (Оптика океана, 1983). Этот индекс чувствителен к множеству факторов, определяющих состояние морской среды. Так, яркость в коротковолновом участке спектра видимого излучения (синяя область) зависит от концентрации хлорофилла, состава и концентрации растворенных органических веществ, в то время как яркость в зеленой области спектра в большей степени определяется составом, концентрацией и распределением частиц взвеси по размерам.

Можно предложить и другие варианты индекса цвета с использованием иных участков спектра (Бондур, 2004; Бондур, Зубков, 2005; Бондур и др., 2006б). Очевидно, что смысловая нагрузка индекса в каждом конкретном случае будет зависеть от сочетания длин волн. Так, например, если взять

$$I'_{\text{ц}} = B(520)/B(690), \quad (2)$$

то в этом случае яркость в красном участке спектра определяется, в основном, составом и концентрацией взвеси в тонком подповерхностном слое морской среды.

Расширенные понятия индекса цвета положены нами в основу методики обработки и представления данных многоспектральной космической съемки высокого разрешения на основе характеристик относительной изменчивости канальных сигналов изображений – «широкополосных» индексов цвета. При обработке и анализе изображений поверхности океана, полученных со спутника IKONOS, такие «широкополосные» индексы цвета можно представить в виде (Бондур, 2004; Бондур, Зубков, 2005):

$$B(450 \div 520) / G(520 \div 600);$$

$$B(450 \div 520) / R(600 \div 690);$$

$$G(520 \div 600) / R(600 \div 690),$$

где B – синий, G – зеленый, R – красный.

Двумерные распределения данных величин (в плоскости поверхности океана) использовались для создания цветокодированных изображений и синтезированных цветовых образов в трехмерном пространстве «широкополосных» индексов цвета.

Результаты экологического мониторинга акватории вблизи города Геленджик по многоспектральным космическим данным высокого разрешения

В качестве района проведения экспериментов по экологическому мониторингу прибрежных акваторий с применением космических многоспектральных изображений

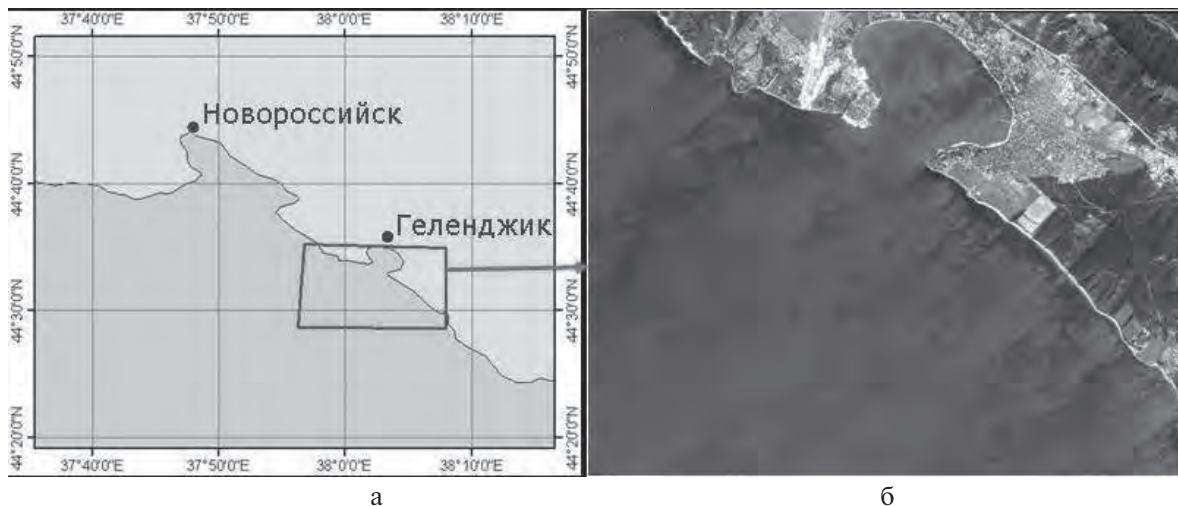


Рис. 4.8.1. Карта района проведения мониторинга (а) и изображение исследуемой акватории, полученное со спутника IKONOS 8 августа 2008 г. в 8:48 (UTC) (б)

высокого разрешения был выбран район в северо-восточной части Черного моря вблизи города Геленджик – одного из крупных курортных центров Черноморского побережья, где имеется гидробаза, морской порт, многочисленные причалы (рис. 4.8.1).

В прилегающей акватории Черного моря наблюдается интенсивное судоходство, в том числе транспортировка нефтепродуктов (Геленджик находится вблизи путей транспортировки нефтепродуктов, между городами Туапсе и Новоросийск, в которых имеются нефтеналивные терминалы). Кроме этого осуществляется перемещение значительных объемов топлива в танках транспортных и круизных кораблей, что неотвратимо влечет за собой загрязнение акватории.

Космический мониторинг экологического состояния данной части Черного моря и прилегающих прибрежных территорий имеет особую актуальность для оценки последствий строительства и эксплуатации газопроводов «Голубой поток» и «Южный поток» (<http://gazprom.ru>). При строительстве газо- и нефтепроводов на водную среду оказывают воздействия не только прямое загрязнение углеводородами, но и загрязнения твердыми взвешьями, растворенными органическими веществами (РОВ), тяжелыми металлами и т.д., вызванные придонными работами, смывом с суши при строительстве наземных частей газо- и нефтепроводов, инфраструктуры и изменением прибрежной экосистемы в целом. Кроме того, воздействие на бухту может оказывать смыв нефтепродуктов с суши и через канализационную систему.

Другим важным фактором для проведения исследований является план по добыче нефти на участке шельфа Черного моря – Туапсинский прогиб. Сырье планируется добывать на глубинах до двух километров на участке акватории напротив курортных побережий Геленджика и Туапсинского района (http://www.rosneft.ru/Upstream/Exploration/southern_russia/tuapsinsky_trough).

В рамках проведения исследований в акватории вблизи города Геленджик была произведена многоспектральная съемка высокого разрешения с борта космичес-

кого аппарата IKONOS. Космический аппарат IKONOS обеспечивает получение многоспектральных изображений в четырех спектральных каналах, соответствующих красному – R (0,64–0,72 мкм), зеленому – G (0,52–0,61 мкм), синему В (0,45–0,52 мкм) и ближнему ИК – NIR (0,77–0,88 мкм) диапазонам спектра. Радиометрическое разрешение каждого канала – 11 бит/пиксель, пространственное разрешение – 4 м (<http://geoeye.com>).

На рис. 4.8.1 представлена карта района проведения исследований и RGB изображение исследуемой акватории, полученное со спутника IKONOS 8 августа 2008 г в 8 часов 48 минут всемирного времени (UTC) (11 ч 48 мин. местного времени LT).

Космическое изображение было получено при угле возвышения Солнца $Z_0 = 59,97^\circ$ и при угле визирования $63,55^\circ$. Исходные каналные изображения были предоставлены в проекции UTM (Universal Transverse Mercator), зона 37, эллипсоид WGS-84. Формат файлов GeoTIFF. Размер отснятого участка земной поверхности составил $15,6 \times 12,5$ км.

На рис. 4.8.2 (см. цветную вклейку) показаны 5 увеличенных фрагментов этого космического изображения, отображающих ряд характерных для исследуемой акватории объектов. Фрагмент 1 – один из кораблей, находящихся вблизи черноморского побережья исследуемого района. Фрагмент 2 показывает часть акватории Геленджикской бухты, характеризующуюся наличием большого числа антропогенных объектов: на данном фрагменте изображены пляж, причал, движущиеся в акватории катера. Фрагмент 3 иллюстрирует часть открытой акватории Черного моря примерно в 9 км напротив входа в Геленджикскую бухту. На данном участке море имеет ровный синий цвет, высокое пространственное разрешение позволяет различать элементы структуры поверхностного волнения. На фрагменте 4 изображены очистные сооружения, осуществляющие сбор, обработку и сброс бытовых сточных вод от города Геленджик. Увеличенный фрагмент 5 характеризует морскую поверхность непосредственно вблизи берега. Как видно из фрагмента, от берега в сторону открытого моря расположены неровные вытянутые структуры темно-синего цвета на светло-синем фоне, которые могут являться т.н. ветровыми тенями.

На рис. 4.8.3 (см. цветную вклейку) показаны результаты обработки фрагмента исходного изображения, взятого в области Геленджикской бухты. На рис. 4.8.3а иллюстрируется результат декорреляционного растяжения RGB-синтезированного изображения. Декорреляционное растяжение устраняет высокие значения корреляции между каналами, обычно присутствующие в многоспектральных изображениях, и делает изображение более «насыщенным» цветом.

Проанализируем выявленные цветовые составляющие акватории бухты. В акватории западной части городского побережья, к северу от мыса Тонкий, в зоне морского порта, гидробазы и агропромышленного винодельческого комплекса «Геленджик» преобладают оттенки желтого цвета. С удалением от берега на расстояние от 100 метров начинают преобладать желто-зеленые и зеленые оттенки. Желтый и желто-зеленый цвет также характерны для акваторий вблизи необустроенной набережной на мысе Толстый, а также крупных песчаных пляжей с пирсами и интенсивным движением маломерного водного транспорта в юго-восточной части Геленджика. Зеленый цвет характерен для мелкой воды в северной части прибрежной акватории в зоне обустроенных набережных и пляжей.

В центральной части Геленджикской бухты преобладают перемежающиеся синие, голубые и фиолетовые малиновые оттенки.

На рис. 4.8.3б, в, г приведены отношения канальных сигналов («интегральных» индексов цвета) $\xi = G/R$, $\xi = B/R$, $\xi = B/G$, вычисленные для исследуемой акватории.

Распределение индексов $\xi = G/R$ и $\xi = B/R$ в акватории носит весьма схожий характер. Можно выделить четыре зоны, где они достигают максимума. Это полоса в северной части акватории и три участка в восточной, центральной и западной частях.

Индекс $\xi = G/B$ также распределен не равномерно, вдоль северных и южных участков в области мелкодонных пляжей и технических сооружений он минимален, в центральной части распределен пятнами, схожими с $\xi = G/R$ и $\xi = B/R$.

В целях уточнения результатов визуального анализа цветовых характеристик акватории на рис. 4.8.4 (см. цветную вклейку) приведены цветокодированные распределения исходных канальных сигналов в инфракрасной, красной, зеленой и синей частях спектра. Как видно из этого рисунка, интенсивность излучения в синей и зеленой областях спектра выше в северо-северо-восточной и юго-восточной частях акватории. В центре акватории четко выделяются три пятна с повышенными значениями сигналов. В инфракрасной и красной областях следует отметить высокую интенсивность зафиксированного излучения в области входа в бухту, между мысами Толстый и Тонкий.

Анализ результатов

Анализ материалов, полученных на основе результатов обработки многоспектральных космических данных, позволяет высказать следующие соображения.

Поле оптических характеристик в акватории Геленджикской бухты носит неоднородный характер. Использование процедур декореляционного растяжения, вычисления «интегральных» индексов цвета и цветокодирования канальных и индексных изображений позволило выявлять аномалии в приповерхностном слое моря, обусловленные антропогенным воздействием, в том числе связанным с поступлением углеводородов от морского транспорта и смывом с суши.

Согласно спектральным зависимостям коэффициента отражения морской поверхности, повышение значений отношения сигналов B/G связано с повышением прозрачности морской среды, что объясняет низкие значения этого коэффициента в зонах, содержащих большое количество растворенных органических веществ, углеводородов и частиц взвеси, в данном случае приближенных к пляжам и техническим сооружениям (порт, гидробаза).

Неоднородность поля прозрачности морской среды может объясняться снижением концентрации взвеси с удалением от берега в связи с неравномерным гравитационным осаждением и распространением в бухте крупных и мелких фракций взвеси, а также значительным разбавлением РОВ. На расстоянии от технических и рекреационных береговых зон, на выходе из бухты, концентрация РОВ и взвеси в морской толще падает (каналы G и B), в то время как концентрация взвеси в тонком приповерхностном слое растет (канал R), что может быть связано с режимом циркуляции водных масс в бухте, обеспечивающей вынос взвеси и углеводородов из бухты в открытое море.

Представленные подходы к анализу космических данных являются универсальными и могут применяться не только для мониторинга различных прибрежных акваторий. При этом возможно использование многоспектральных данных, получаемых с различных космических аппаратов, например QuickBird, GeoEye, WorldView, Spot, Meteor-M, Ресурс и т.д.

В качестве примера на рис. 4.8.5 (см. цветную вклейку) представлены результаты обработки многоспектрального космического изображения, полученного со спутника QuickBird в сентябре 2003 года, взятые из работ (Бондур, 2004; Bondur, 2006, 2011). По данному изображению удалось обнаружить аномалию на морской поверхности и идентифицировать ее как загрязнение нефтепродуктами в акватории бухты Мамала, вблизи острова Оаху (Гавайи, США). На рис. 4.8.5а, б и в белыми и черными пятнами показаны облака и тени от них, оттенками зеленого – чистая вода, желтым и фиолетовым – зона повышенной мутности вблизи береговой линии, красным – участок разлива нефтепродуктов.

В результате проведенного анализа были определены некоторые пространственно-геометрические характеристики области загрязнения. Так, общая площадь пятна нефтепродуктов, зафиксированного дистанционно, составила ~ 10 кв. км. Пятно в целом имеет эллиптическую форму с сильно изрезанными краями, местами с длинными нитеобразными ответвлениями длиной до 2,5 км. Длина большой оси «эллипса» составляет 3,5 км, малой – 2,5 км.

Представленные результаты подтверждают высокую эффективность многоспектральных космических методов для экологического мониторинга прибрежных акваторий, в том числе в районах поиска, добычи и транспортировки углеводородов.

Заключение

В работе рассмотрены основные источники загрязнения прибрежных акваторий углеводородами, показаны преимущества использования для экологического мониторинга многоспектральных космических изображений.

Изложена методика анализа многоспектральных оптических космических изображений высокого разрешения, основанная на использовании характеристик относительной изменчивости сигналов обратного рассеяния в различных участках спектра электромагнитных волн, для выявления антропогенных воздействий на прибрежные акватории, связанных, в том числе с транспортировкой углеводородного сырья. На основании анализа результатов декорреляционного растяжения RGB – синтезированных многоспектральных изображений, цветокодированных распределений отношений канальных сигналов многоспектральных датчиков, цветокодированных канальных сигналов выявлены особенности антропогенного воздействия на акваторию Геленджикской бухты, связанных, в том числе с воздействием, обусловленным транспортировкой нефтепродуктов в танках морского транспорта и смывом нефтепродуктов с суши. Проанализированы результаты обработки данных, полученных со спутника QuickBird, для акватории бухты Мамала (Гавайи, США). Выявлена и идентифицирована область загрязнения акватории бухты нефтепродуктами. Определены пространственно-геометрические свойства пятна загрязнения.

Подходы, изложенные в настоящем разделе книги, могут быть использованы для идентификации естественных нефтепроявлений на морской поверхности на фоне антропогенных.

Литература

1. *Бондур В.Г.* Оперативная дистанционная оценка состояния границы раздела атмосфера-океан по пространственным спектрам изображений // Оптико-метеорологические исследования земной атмосферы. Новосибирск: Наука. 1987. С. 217–229.
2. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы в современной океанологии / Новые идеи в океанологии. Т. 1. Физика. Химия. Биология. М.: Наука. 2004. С. 55–117.
3. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
4. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследования Земли из космоса. 2010. С. 3–17.
5. *Бондур В.Г., Гребенюк Ю.В.* Дистанционная индикация антропогенных воздействий на морскую среду, вызванных заглубленными стоками: моделирование, эксперименты // Исследование Земли из космоса. 2001. № 6. С. 49–67.
6. *Бондур В.Г., Доброзраков А.Д., Курекин А.С., Пичугин А.П.* Метод бистатической радиолокации для контроля состояния морской поверхности и объектов нефтегазового комплекса в районах добычи и транспортировки углеводородов. В настоящей книге. 2012. С. 466–471.
7. *Бондур В.Г., Журбас В.М., Гребенюк Ю.В.* Моделирование и экспериментальные исследования распространения турбулентных струй в стратифицированной среде прибрежных акваторий // Океанология. 2006а Т. 46. № 6. С. 805–820.
8. *Бондур В.Г., Замшин В.В.* Космический радиолокационный мониторинг морских акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов. В настоящей книге. 2012. С. 255–271.
9. *Бондур В.Г., Зубков Е.В.* Выделение мелкомасштабных неоднородностей оптических характеристик верхнего слоя океана по многозональным спутниковым изображениям высокого разрешения. Ч. 1. Эффекты сброса дренажных каналов в прибрежные акватории // Исследования Земли из космоса. 2005. № 4. С. 54–61.
10. *Бондур В.Г., Старченков С.А., Килер Р.Н., Рыбакова Н.И.* Мониторинг загрязнений прибрежных акваторий океана с использованием многоспектральных спутниковых изображений высокого пространственного разрешения // Исследование Земли из космоса. № 6. 2006б. С. 42–49 + 9 стр. цв. вклеек.
11. *Владимиров А.М., Ляхин Ю.П., Матвеев Л.Т., Орлов В.Г.* Охрана окружающей среды. Л.: Гидрометиздат. 1991. 424 с.
12. *Ерлов Н.Г.* Оптика моря. Пер. с англ., Л.: Гидрометеиздат. 1980. 242 с.
13. *Иванов А.Ю., Достовалов М.Ю., Синева А.А.* Определение параметров нефтяных загрязнений по данным космической поляризационной радиолокационной съемки в районе нефтепромыслов «нефтяные камни» в Каспийском море // Исследование Земли из космоса. 2011. № 5. С. 31–44.
14. *Израэль Ю.А., Цыбань А.В.* Антропогенная экология океана. М.: Гидрометиздат. 1989. 528 с.
15. *Копелевич О.В., Буренков В.И., Гольдин Ю.А., Карабашев Г.С.* Оптические методы в океанологии и морской геологии / Новые идеи в океанологии. Т. 1. Физика. Химия. Биология. М.: Наука. 2004. С. 118–142.
16. *Лаврова О.Ю., Митягина М.И.* Мониторинг российских морей. Как спутники помогают бороться с загрязнениями в прибрежной зоне // Рос. космос. 2009. № 5. С. 38–43.

17. Лаврова О.Ю., Бочарова Т.Ю., Митягина М.И., Строчков А.Я. Спутниковый мониторинг последствий катастрофического разлива нефтепродуктов в Керченском проливе // Современ. проблемы дистанц. зондирования Земли из космоса: Физ. основы, методы и технологии мониторинга окружающей среды, потенциально опасных явлений и объектов: Сб. науч. ст. Вып. 6. М.: Азбука-2000. 2009. Т. 1. С. 409–420.
18. Оптика океана. Т. 1. Физическая оптика океана / Под ред. А.С. Моница. М.: Наука. 1983. 372 с.
19. Повестка дня на XXI век, ООН. 1992.
20. Alpers W., Huhnerfuss H. Radar signatures of oil films floating on the sea surface and the Marangoni effect // J.G. Res. 1988. V. 93. № C4. P. 3642–3648.
21. Bondur V. Complex Satellite Monitoring of Coastal Water Areas 31st International Symposium on Remote Sensing of Environment. ISRSE. 2006. 7 p.
22. Bondur V.G. Satellite Monitoring and Mathematical Modelling of Deep Runoff Turbulent Jets in Coastal Water Areas in book Waste Water – Evaluating and Management, ISBN 9780953-307-233-3, InTech, Croatia 2011. P. 155–180.
23. Bondur V.G., Starchenkov S.F. Monitoring of Anthropogenic Influence on Water Areas of Hawaiian Islands Using RADARSAT and EVISAT Radar Imagery. 31st International Symposium on Remote Sensing of Environment. ISRSE. 2006. P. 184–187.
24. Chang G., Mahoney K., Briggs-Whitmore A. et al. The New Age of Hyperspectral Oceanography // Oceanogr. June, 2004. № 17(2). P. 23.
25. Keeler R.N., Bondur V.G., Gibson C.H. Optical Satellite Imagery Detection of Internal Wave Effects from a Submerged Turbulent Outfall in the Stratified Ocean // Geophysical Research Letters. Vol. 32. L12610, doi: 10.1029/2005GL022390, 2005.
26. <http://geoeye.com>.
27. <http://gazprom.ru>.
28. http://www.rosneft.ru/Upstream/Exploration/southern_russia/tuapsinsky_trough.

Глава 5

АЭРОКОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

*В.Г. Бондур, В.Е. Воробьев, М.А. Жуков,
В.В. Замшин, И.П. Карачевцева, Е.В. Черепанова*

5.1. Экологические проблемы арктических регионов, связанные с добычей и транспортировкой углеводородов, и возможности их решения на основе результатов космического мониторинга

Введение

Арктика – один из наиболее крупных регионов России, охватывающий более 30% ее территории и содержащий едва ли не большую часть многих российских природных богатств, в том числе углеводородов. От устойчивого развития Арктики в значительной степени зависит и устойчивое развитие всей России. Главная особенность Арктики – хрупкость и уязвимость ее природных систем. Окружающая среда Арктики характеризуется повышенной чувствительностью к антропогенному воздействию, связанной с добычей и транспортировкой углеводородов, неустойчивостью ландшафтов, низкой восстановительной способностью экосистем. Поэтому арктические регионы играют исключительную роль в сохранении экологического равновесия на планете, являясь местом формирования глобальных атмосферных процессов и своеобразным фильтром для загрязненных потоков воздуха.

Многие привычные приемы и методы хозяйственного освоения территорий, в том числе нефтегазоносных, пригодные для Сибири, Дальнего Востока, Урала, оказываются опасными и губительными для арктических районов.

Анализ экологических проблем арктических регионов

Арктическая зона Российской Федерации определена решением Государственной комиссии при Совете Министров СССР по делам Арктики от 22 апреля 1989 г. В эту зону полностью или частично входят территории Республики Саха (Якутия), Мурманской и Архангельской областей, Красноярского края, Ненецкого, Ямало-Ненецкого,

Таймырского (Долгано-Ненецкого) и Чукотского автономных округов, включая земли и острова, указанные в Постановлении Президиума Центрального Исполнительного Комитета СССР от 15 апреля 1926 г. «Об объявлении территорией СССР земель и островов, расположенных в Северном Ледовитом океане», а также прилегающие к северному побережью Российской Федерации внутренние морские воды, территориальное море, исключительная экономическая зона и континентальный шельф, в пределах которых Россия обладает суверенными правами и юрисдикцией в соответствии с Конвенцией ООН по морскому праву 1982 года. По площади этот регион занимает около 3,1 млн. км², или 18% территории Российской Федерации. Площадь континентального шельфа в арктической зоне Российской Федерации составляет более 4,0 млн. км² (около 70 % всего континентального шельфа Российской Федерации).

Программным документом, определяющим основные направления развития российской Арктики являются «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу» (утверждены Президентом Российской Федерации Д. Медведевым 18 сентября 2008 г. № Пр-1969). В настоящее время Минрегионом России разрабатывается «Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года».

Арктике присущи следующие основные черты, отличающие ее от других районов Севера Российской Федерации:

- экстремальные природно-климатические условия (низкие в течение всего года температуры, продолжительная полярная ночь и продолжительный полярный день, ледяной покров морей и устьев рек в течение более полугода, частые магнитные бури, утончающийся озоновый слой, сильные ветры и метели, плотные туманы, однообразие ландшафтов арктических пустынь и тундры, залегающие недалеко от поверхности Земли многолетне-мерзлые породы («вечная мерзлота»), оказывающие резко отрицательное воздействие на здоровье людей;
- окружающая природная среда крайне уязвима, экосистемы малоустойчивы, легко нарушаются в результате антропогенного воздействия и очень долго восстанавливаются;
- расселение населения носит преимущественно очаговый характер;
- транспортная сеть очень разрежена, многие поселения привязаны к единственному экономически эффективному транспортному пути;
- хозяйственная деятельность и жизнедеятельность населения связана с повышенными рисками, предъявляет особые требования к надежности технических систем;
- за редким исключением промышленное освоение ведется в целях снабжения дефицитными ресурсами староосвоенных промышленных регионов в стране и за ее пределами.

Арктика играет очень важную роль в сохранении экологического равновесия на планете в целом. В сфере экологической безопасности Арктика приобретает особое значение как:

- «кухня погоды», регион с чрезвычайно динамичными и наименее устойчивыми климатическими процессами, нарушение баланса которых неизбежно приведет

к глобальным климатическим сдвигам во всем северном полушарии, но, в первую очередь, — в умеренном поясе, в границах которого лежит основная территория страны;

- регион, где очень высокая сохранность естественных природных комплексов (около 98% территории — в остальных природных зонах меньше или существенно меньше) сочетается с повышенной уязвимостью окружающей природной среды;
- регион со специфическим по составу и уникальным по свойствам животным и растительным миром, являющимся важной частью биологического разнообразия планеты, утрата которого нанесет существенный урон потенциалу устойчивости экосистем и научно-техническому прогрессу нынешнего и будущих поколений.

Российская Арктика — территория особых геостратегических интересов государства и долговременных экономических интересов общества, прежде всего с точки зрения освоения и рационального использования природных ресурсов и обеспечения глобального экологического равновесия, что обуславливает ее выделение в самостоятельный объект государственной политики. Это мотивируется также международными обязательствами Российской Федерации в рамках Арктического совета, призванного осуществлять согласованную политику арктических стран в области охраны окружающей среды и устойчивого развития макрорегиона.

Потребности экономики страны и истощение запасов природных ресурсов в освоенных районах объективно определяют увеличение их добычи в арктической зоне Российской Федерации.

В этом регионе сосредоточены основные запасы ряда важнейших полезных ископаемых, прежде всего углеводородных, которые являются определяющими для развития экономики России:

- 80% общероссийских разведанных запасов газа промышленных категорий, сконцентрирована добыча 91% природного газа;
- 90% извлекаемых ресурсов углеводородов всего континентального шельфа Российской Федерации (из них 70% — на шельфе Баренцева и Карского морей);
- 15–20 млрд. т прогнозируемых запасов углеводородов (в переводе на условное топливо) в глубоководной части Северного Ледовитого океана.

Кроме углеводородного сырья в арктических районах сосредоточены: апатитовый концентрат (более 90% запасов), никель (100% запасов), медь (около 60% запасов), вольфрам (более 50% запасов), редкоземельные элементы (более 95%), платиноиды (свыше 98% запасов), олово (более 75% разведанных запасов и 50% прогнозных). Значительны запасы ртути, золота, серебра, алмазов. Здесь сосредоточены основные запасы дефицитных в России марганцевых, хромитовых и титановых руд.

По ряду оценок, общая стоимость разведанных запасов минерального сырья недр Арктики — до 1,5–2 триллионов долларов. Однако степень разведанности низка, а уровень освоения ничтожно мал и не соответствует перспективным возможностям макрорегиона, в котором производится продукция, обеспечивающая получение около 11% национального дохода России (при доле населения 1%) и составляющая до 22% объема общероссийского экспорта.

Эксперты Международного энергетического агентства (МЭА) утверждают, что российская нефтедобыча приближается к пределам своего роста. Уже намечилось сокращение его темпов, и в ближайшие годы увеличение объемов производства может и вовсе прекратиться, если не будут введены в разработку новые, уже открытые месторождения. В то же время Россия обладает самым протяженным в мире шельфом. Арктический шельф России может стать в XXI веке основным источником углеводородного сырья как для России, так и для мирового рынка (по некоторым оценкам, здесь сосредоточена четверть всех земных запасов нефти и газа). Согласно прогнозной оценке МПР России, начальные извлекаемые ресурсы углеводородов на шельфе России достигают 100 млрд. т условного топлива, в том числе 15,5 млрд. т нефти и 84,5 трлн. куб. м газа. Это составляет 20–25% общего количества мировых ресурсов углеводородов. На арктическом шельфе России уже выявлено более 20 крупных нефтегазовых бассейнов, по меньшей мере, в десяти из них перспективность разработки недр уже доказана.

В то же время геолого-геофизическая изученность арктического шельфа России все еще низка. Даже на наиболее изученных участках (южная часть шельфа Баренцевого моря) плотность сейсмических наблюдений редко превышает 1 км на 1 кв. км площади. На громадной площади российского арктического шельфа к настоящему времени пробурено всего 55 скважин, причем все – на морях западной Арктики (Баренцево, Печорское, Карское). Северные районы Баренцева и Карского морей и весь шельф восточной Арктики изучены лишь редкой сетью сейсмических профилей, восточнее полуострова Таймыр на арктическом шельфе России не пробурено ни одной глубокой скважины.

Проблема доступа к минеральным богатствам арктических регионов России неотделима от вопроса о контроле над Северным морским путем. Предпринимаются попытки иностранных государств изменить его правовой статус. Так, Норвегия и США на протяжении длительного времени стремятся преобразовать Северный морской путь в международную транзитную магистраль, не подконтрольную России. Транснациональные компании исследуют возможности самостоятельно решать проблему добычи и доставки полезных ископаемых из российской Арктики в Западную Европу, США, страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Северный морской путь – транспортная ось российской Арктики, один из базовых элементов Морской доктрины Российской Федерации на период до 2020 года. В настоящее время только через арктические моря обеспечивается полностью открытый доступ России в Мировой океан и открывается широкий оперативный маневр для действий сил Военно-морского флота. Однако в процессе перехода к рыночной экономике допущено значительное ослабление инфраструктуры Северного морского пути. Парк ледоколов требует реконструкции и обновления. В критическом состоянии находятся производственная деятельность и материально-техническое снабжение арктических портов, служб по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. С 110 до 42 сократилось число основных полярных станций, в результате чего заметно уменьшилась точность всех видов прогнозов. Замедлено развитие автоматизированной ледовой информационной системы, являющейся важнейшим элементом гидрометеобеспечения на трассах Северного морского пути. Система научно-оперативного обеспечения арктического судоходства, создававшаяся в течение многих десятилетий, едва теплится и находится на грани разрушения.

Северный морской путь — не единственный элемент арктической транспортной системы, но важнейший с точки зрения обеспечения внешней торговли. Его переоснащение открывает возможности значительно увеличить экспорт транспортных услуг, создать резервы транспортных мощностей, исключающих возникновение ограничений в наращивании экспорта, импорта, внутренней торговли и транзита. Другой важный элемент арктической транспортной системы — меридионально ориентированные транспортные пути, обеспечивающие интеграцию экономики арктических регионов в общероссийское экономическое пространство — имеет устойчивую основу только западнее Урала и, отчасти, в Западной Сибири. Далее к востоку меридиональные транспортные магистрали опираются на речные пути, навигация на которых продолжается не более полугода и зависит от поддержания необходимой глубины судового хода земснарядами, работа которых осуществляется далеко не в достаточных объемах.

Не в лучшем положении и остальные элементы инфраструктурного комплекса Арктики, в первую очередь, коммуникационные сети, без которых нельзя сформировать благоприятную бизнес-среду, предоставлять полноценные образовательные, медицинские и иные услуги. В тяжелейшем положении находится основная часть коммунальной инфраструктуры, без глубокой реконструкции которой невозможно ставить вопрос о качестве жизни, а значит, и о формировании нового качества трудовых ресурсов.

В силу особого географического положения, наличия больших запасов природных ресурсов, оборонной, научной и экологической значимости Арктика является местом пересечения интересов многих стран. Поэтому Россия заинтересована в том, чтобы:

- в регионе сохранялась обстановка мира и сотрудничества, а различия интересов не приводили к напряженным отношениям и конфликтным ситуациям;
- арктические страны, которые несут особую ответственность за сохранение окружающей природной среды и устойчивое развитие Арктики, имели в регионе преимущественные права по сравнению с неарктическими странами;
- были сохранены и упрочены лидирующие позиции России в изучении, освоении и других видах деятельности в Арктике.

Серьезной проблемой и барьером на пути устойчивого развития арктической зоны России является ее чрезвычайно ранимая природа и связанные с этим экологические ограничения хозяйственной деятельности. Низкое биологическое разнообразие и малая скорость биологических процессов определяют слабую устойчивость северных экосистем, их неспособность без ущерба переносить нагрузки, связанные с высокой плотностью населения и интенсивной промышленной деятельностью. Этим обусловлена необходимость использования адаптированных к арктическим условиям дорогостоящих современных технологий и экологически дружественных систем природопользования, налагаются на хозяйственную деятельность в арктической зоне особые требования в части экологической дисциплины экономического поведения. Данная проблематика привлекает особенно пристальное внимание международной общественности, в том числе стран-участниц Арктического совета, и положена в основу его деятельности.

Негативные изменения разной степени интенсивности в естественных ландшафтах приводят к появлению импактных районов, обусловленных техногенным

загрязнением и механическими нарушениями растительности, почв и грунтов. При возникновении импактных территорий в Арктике наблюдаются морфологические изменения геосистем всех рангов. В зависимости от преобладающего типа загрязнения формируются различные виды импактных районов, заметно различающиеся между собой по степени изменения геосистем, например, в районе Мончегорска (химическое загрязнение) и Кулара (механические нарушения почв и грунтов). Площади уже существующих и формирующихся импактных территорий, глубина морфологических изменений в малоустойчивых арктических геосистемах зависят в основном от интенсивности и длительности потока техногенного вещества и энергии, состава загрязняющих веществ, предпосылок для их аккумуляции и могут достигать сотен тысяч квадратных километров. В каждом импактном районе характер техногенных изменений неоднороден, выделяются зоны, характеризующие различные уровни накопления токсичных веществ в отдельных компонентах геосистем, различную степень морфологических изменений.

Импактные районы арктической зоны России характеризуются сильнейшей трансформацией естественного геохимического фона, загрязнением атмосферы, деградацией растительного покрова, почв и грунтов, внедрением загрязняющих веществ в пищевые цепи, повышенной заболеваемостью населения. Выделение и оценка импактных районов осуществлялись на основе учета ареалов загрязнения и изменения окружающей среды в зависимости от скорости рассеивающих потоков, продолжительности и радиуса распространения загрязняющих веществ, количества источников воздействия, степени их опасности по экологическим и санитарно-гигиеническим нормативам, а также от объемов выбросов и сбросов загрязняющих веществ различными источниками воздействия.

Оценка экологической ситуации в импактных районах арктической зоны основывалась на следующей классификации уровней деградации окружающей среды:

катастрофическая – деградация всех компонентов окружающей среды, многократное загрязнение атмосферного воздуха, подземных и поверхностных вод, почв различными загрязняющими веществами, в том числе токсичными, гибель растительных ценозов, разрушение почвенного покрова, развитие процессов эрозии, криогенеза, карстообразования на обширных площадях;

кризисная – разрушение отдельных компонентов окружающей среды, загрязнение атмосферного воздуха, подземных и поверхностных вод, обеднение видового состава растительного покрова, развитие эрозии, криогенеза, термокарста, изменение состава растительных ценозов и путей миграции животных и птиц, нарушение ландшафтов, мест гнездования.

Среди отраслей промышленности арктической зоны, с которыми связано формирование импактных территорий, первое место занимает горно-металлургическая с крупнейшими центрами в Норильске, Мончегорске, Печенге, Заполярном, Оленегорске, Кандалакше, Талнахе, Ковдоре, Депутатском, Билибино и др. Несмотря на экономический спад 90-х годов, площади импактных районов продолжают медленно разрастаться вследствие непропорционального снижения производства и инерционности природных процессов. Для центров горно-металлургической промышленности характерны повышенные уровни накопления токсических веществ в экосистемах, повышенная заболеваемость населения бронхо-легочными, онкологическими и кожными заболеваниями. Добыча и первичная переработка минерального сырья в арктической зоне

приводит к механическим нарушениям почв и грунтов преимущественно в районах криолитозоны, а также загрязнению подземных и поверхностных вод, атмосферного воздуха соединениями стронция, тяжелыми металлами (особенно ртутью), нефтепродуктами и т.д.

Целлюлозно-бумажная и деревообрабатывающая отрасли промышленности являются источниками загрязнения вод неочищенными и недостаточно очищенными промышленными стоками, содержащими фенолы, формальдегид, фурфурол, лигносульфонаты, тяжелые металлы (медь, цинк, свинец, ртуть) с превышением предельно допустимых концентраций (ПДК) до 5 раз, воздушного бассейна – специфическими примесями, такими как метилмеркаптан (максимальные концентрации могут достигать 250 ПДК), сероводород, сажа, сероуглерод. К крупнейшим центрам целлюлозно-бумажной и деревообрабатывающей промышленности относятся Архангельск, Коряжма, Новодвинск.

Крайне острой для арктической зоны является проблема утилизации промышленных и бытовых отходов, в огромном количестве накапливающихся вокруг промышленных предприятий. Только ОАО «Апатит» ежегодно складировует около 30 млн. т отходов. Всего же в хранилищах этого предприятия скопилось около 400 млн. т отходов. На целлюлозно-бумажных комбинатах ежегодно образуются миллионы тонн кородеревесных отходов. Не меньшие площади занимают твердые отходы угольной промышленности. В районе Воркуты площадь угольных отвалов составляет 50,3 га, в них содержится около 3 млн. т отходов обогащения угля.

Формированию импактных районов в арктической зоне способствует также деятельность крупных тепловых электростанций, работающих на твердом топливе и мазуте. ТЭЦ являются источниками загрязнения окружающей среды оксидами серы и азота, тяжелыми металлами, сажей, поверхностно-активными веществами, продуцируют опасное для Арктики тепловое загрязнение водных объектов и мерзлых грунтов. Потенциальную опасность представляют собой и атомные станции (Полярные Зори, Билибино).

Транспортные центры арктической зоны (Мурманск, Салехард, Тазовский, Амдерма и др.) образуют очаги экологической напряженности различных масштабов вследствие загрязнения вод и почв нефтепродуктами, взвешенными веществами, тяжелыми металлами и т.п. Автомобильный транспорт вносит свою лепту в загрязнение атмосферного воздуха соединениями азота, бенз(а)пиреном, окисью углерода и т.п. Железнодорожные, автомобильные магистрали, аэропорты приводят к значительным механическим нарушениям почв и грунтов, особенно в районах с многолетней мерзлотой.

Особенно значимы для арктической зоны Российской Федерации экологические проблемы, связанные с добычей и транспортировкой углеводородного сырья, осуществляемых в настоящее время преимущественно в западном секторе российской Арктики. При изыскательных работах на нефть и газ существует риск потери контроля за буровой скважиной, что приводит к выбросам нефти и газа, и создается угроза пожаров. Кроме того, возможны другие аварийные выбросы при проведении работ и использовании тяжелых металлов в буровых растворах. Нефтегазовое производство создает возможность аварийных разливов нефти и выбросов газа на суши и в море во время их хранения и отгрузки. Нефтяные терминалы представляют угрозу аварийных разливов при хранении или во время погрузочно-разгрузочных работ. Аварийные вы-

бросы нефти и газа в море возможны при их транспортировке. Нефте-, газо- и продуктопроводы потенциально могут иметь утечки углеводородов.

Добыча углеводородного сырья осуществляется в Ненецком и Ямало-Ненецком округах. Его транспортировка осуществляется судами по Северному морскому пути, по железной дороге от ст. Лабытнанги на Архангельск и Ярославль, трубопроводным транспортом. Через порты Баренцева, Белого и Карского морей в настоящее время производится транспортировка нефти, добываемой на месторождениях Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской (Енисейско-Анабарской) провинций. Наибольшая доля перевозимой через северные порты нефти поступает с месторождений Тимано-Печорской провинции. Из Западной Сибири морем вывозится нефть месторождений Харампурской и Уренгойской групп.

Основные морские маршруты идут по Карскому и Баренцеву морям от рейдовых перегрузочных комплексов (РПК) нефти в районе мыса Каменный в Обской губе, от Варандейского терминала в восточной части Печерского моря и от Песчано-Озерского терминала на острове Колгуев. Разрабатываются проекты терминала Приразломного месторождения, терминала «Индиго» в западной части Печерского моря, терминала в районе порта Диксон. Функционирует и развивается целая сеть терминалов в Кольском заливе: перегрузочный комплекс южнее мыса Мишуков РПК 1, перегрузочный комплекс в районе пос. Мишуков РПК 2, «Белокаменка» РПК 3, береговой терминал «Мурманский рыбный порт», береговой нефтеперегрузочный комплекс «35-й судоремонтный завод», проектируемые терминал «Лавна» и РПК 4 в губе Мохнаткина пахта. В Белом море функционируют терминал Витино, Северодвинский терминал, Онежский (Беломоро-Балтийский) терминал, Архангельская нефтебаза. С 2001 г. ОАО Национальная нефтегазовая компания «Саханефтегаз» и Мурманское морское пароходство организовали в порту Тикси перевалку нефти Талаканского месторождения, поступающего с терминала в речном порту Витим на западный рынок.

Наибольшее давление судоходства и морской транспортировки нефти испытывают Баренцево и Белое моря. Баренцево море – крупнейший шельфовый водоем нашей страны. Открытая часть Баренцева моря характеризуется как «чистая». Вместе с тем в районах активного судоходства море стабильно загрязнено нефтяной пленкой (5–7 ПДК). Наибольшая загрязненность нефтепродуктами наблюдается в прибрежных районах и в зонах гидрофронтов. Высокую степень загрязнения имеют заливы: Кольский, Териберский, Мотовский (концентрации фенолов и нефтепродуктов 6–12 ПДК). Повышен уровень накопления нефтепродуктов (НП) в осадках губ Ура и Печенга. Общий объем сбросов загрязненных вод составляет около 150 млн. м³. Грунты активно накапливают загрязняющие вещества (концентрации фенолов – до 5 мг/г, нефтепродуктов – до 3,5 мг/г, пестицидов – до 5 нг/г, полихлорированных бифенилов (ПХБ) – 40–60 мкг/г) и могут служить источником вторичного загрязнения вод.

Важнейшими источниками загрязнения вод и осадков Баренцева моря являются также горнодобывающие и металлургические производства в бассейне моря, особенно на территории Кольского полуострова; городские стоки Мурманска и других городов побережья; речной сток; атмосферные выпадения; рыбопромысловый и транспортный флот; Нордкапское течение, несущее атлантические воды с загрязнениями из Атлантики и Северной Европы (Опыт ..., 2001).

В акватории Белого моря наиболее подвержены антропогенному воздействию Двинский и Кандалакшский заливы, устьевые участки рек. Концентрация фенолов

в Двинском заливе составляет до 2 ПДК, нефтепродуктов – до 0,03 мг/л, детергентов – до 0,04 мг/л. Концентрации пестицидов не превышают фоновых уровней. В центральной части акватории моря концентрация нефтяных углеводородов (НУ) в воде варьирует от 0 до 0,08 мг/л. В гирле Белого моря содержание нефтепродуктов может варьировать от 0,03 до 0,08 мг/л. Средний уровень загрязнения устьевых областей рек Северная Двина, Онега, Мезень близок к уровню загрязнения Двинского залива – в среднем 0,1 мг/л.

На долю Карского моря приходится в среднем около 55% общего речного стока во все моря сибирской Арктики. Почти 40% его находится под влиянием материковых вод. Прибрежные воды характеризуются как умеренно загрязненные, особенно вблизи поселков Амдерма, Диксон. Концентрации нефтяных углеводородов в районе Амдермы достигают 13 ПДК, синтетические поверхностно-активные вещества (СПАВ) – 7 ПДК, фенолов – 10 ПДК. Отмечается стабильное загрязнение нефтепродуктами по трассе морского судоходства. Наиболее высокие концентрации тяжелых металлов в Карском море приурочены к зонам выноса рек Обь и Енисей, причем отмечается тенденция к росту содержания практически всех контролируемых металлов – свинца, цинка, железа, меди, олова, марганца и др. По микробиологическим показателям воды заливов Карского моря относятся к умеренно загрязненным.

Прибрежные воды моря Лаптевых наиболее сильно загрязнены фенолами, высокие концентрации которых объясняются огромным количеством затонувшей древесины. Содержание фенолов в районе взморья рек Яна и Лена достигает 5 ПДК, в Янском заливе – 60 ПДК, в губе Буор-Хая – 65 ПДК, Булункан – 22 ПДК. Воды залива Неелова характеризуются как грязные, бухт Тикси и Буор-Хая – как загрязненные. В заливе Булункан концентрации нефтяных углеводородов составляют 20 ПДК, в заливе Буор-Хая – 12 ПДК. Высокое содержание нефтепродуктов характерно для трассы морского судоходства. Загрязнению прибрежных вод способствуют сбросы неочищенных стоков Тикси. Состояние залива Булункан характеризуется как катастрофическое.

Восточно-Сибирское море по уровню загрязненности воды характеризуется как чистое, за исключением бухты Певек, состояние вод которой удовлетворительное. Концентрации нефтяных углеводородов в Чаунской губе составляли 1 ПДК. Уровень загрязнения шельфа за последние 10 лет значительно понизился до 1 ПДК и менее. Наметилась тенденция к улучшению состояния микробных ценозов и донной фауны в бухте Певек.

В таблице 5.1.1 представлены данные по северным и прибрежным районам, наиболее загрязненным нефтяными углеводородами (Геоэкология..., 2001).

В настоящее время уровни загрязнения российской Арктики нефтяными углеводородами определяются поступлением в результате атмосферного переноса от источников, расположенных вне Арктики; выносом на акваторию морей речных вод, загрязненных промышленными и бытовыми стоками, и интенсивностью поступления в окружающую среду топлива, смазочных масел, продуктов их сгорания от локальных источников, расположенных в различных районах побережья.

Поступление НУ в результате несанкционированного сброса льяльных вод и аварийных разливов топлива в результате эксплуатации морских и речных судов по трассе Северного морского пути относительно невелико (в различные годы от этих источников поступало от 50 до 200 т нефтепродуктов за весь навигационный период) и не сопоставимо с масштабами воздействия речного стока и выпадениями из атмосферы.

Таблица 5.1.1

**Прибрежные районы морей, наиболее загрязненные нефтяными углеводородами
(Геоэкология..., 2001)**

Море	Район	Концентрация НУ, мг/л	
		средняя	максимальная
Баренцево	Кольский залив	0,05–0,06	0,55–1,60
Белое	Двинский залив	0,03–0,04	0,48–0,50
Карское	Юго-западная часть	0,03–0,05	0,46–0,60
Лаптевых	Бухта Тикси	0,03–0,16	0,13–1,25
Восточно-Сибирское	Чаунская губа	0,02–0,04	0,09–0,11
Чукотское	Прибрежная часть	0,02–0,03	0,02–0,04
Берингово	Авчинская бухта	0,01–0,03	0,30–2,40

Огромный объем речного стока в моря российской Арктики, составляющий около 2500 км³, и его загрязненность позволяют рассматривать речной сток как основной источник поступления НУ на акваторию арктических морей. При этом необходимо учитывать, что со стоком в моря попадает и большая часть НУ, поступающих в Арктику в результате атмосферного переноса и аккумуляированных снежным покровом на водосборных бассейнах арктических рек в длительный холодный период года (с сентября-октября по май-июнь).

Оценки, выполненные Росгидрометом и Мурманским морским биологическим институтом Кольского научного центра РАН (Геоэкология ..., 2001; Опыт ..., 2001), показывают, что общий сток органических соединений в арктические моря России составляет 28 564 000 т, при этом сток НУ составляет 779 000 т.

Максимальный годовой сброс НП со сточными водами характерен для р. Обь и составляет 2880 т. Годовой сброс НП со сточными водами в р. Енисей составляет 2050 т. Объем поступления НУ со сточными водами других рек значительно ниже. Содержание нефтепродуктов в воде Оби в пробах достигало 0,35 мг/л, Енисея – 0,40 мг/л, Лены – 0,05 мг/л, Яны – 0,07 мг/л, Индигарки – 0,06 мг/л, Колымы – 0,025 мг/л. В Европейском секторе российской Арктики, где добыча углеводородов осуществляется только в Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции, основными источниками загрязнения рек бассейна являлись сточные воды предприятий лесной и деревообрабатывающей промышленности. В низовьях р. Печера у с. Усть-Цильма в пробах в воде реки присутствовали хлорорганические пестициды: линдан до 16, гексахлоран до 6, дихлордифенилтрихлорметилметан (ДДТ) до 24 нг/л и фенолы в пределах 2–4 ПДК. На Кольском полуострове основной источник загрязнения поверхностных вод – горнорудная промышленность. Наиболее загрязненной является р. Колосйоки, где среднегодовые концентрации достигали по соединениям меди – 10 ПДК, никеля – 36 ПДК.

При поступлении НУ от локальных источников, расположенных на побережье, основной объем приходится на хозяйственные и бытовые стоки арктических насе-

ленных пунктов и горнодобывающих предприятий. Содержание НП в таких водах незначительно и не может рассматриваться в качестве серьезного источника загрязнения этой группой загрязняющих веществ. Исключение составляет Кольский полуостров, где, например, промышленными предприятиями г. Мурманска сбрасываются без очистки в Кольский залив 65,2 млн. м³ сточных вод, содержащих 56,4 т НП.

Поступление НП в результате инцидентов, связанных с аварийным и несанкционированным сбросом моторных масел и котельного топлива, льяльных и балластных вод, приходится в основном на период летне-осенней навигации. Количество нефтепродуктов, поступающих при этом в водные объекты, составляет от 40 до 65 т для конкретных навигаций. Учитывая, что официально фиксировалось 20–30% случаев, общий объем поступления НП от этого источника можно оценить в 150–200 т.

Оценка эмиссии НУ, связанной с выбросами в атмосферу от локальных источников на арктическом побережье, в настоящее время затруднена ввиду отсутствия систематизированной информации по данному вопросу.

Таким образом, в настоящее время природные экосистемы арктического региона находятся в критическом состоянии и достаточно незначительного их изменения, чтобы привести к необратимым последствиям. Исследование труднодоступных территорий наземными методами дорогостоящи, а во многих случаях и невозможны. Поэтому приоритетными становятся методы и технологии космического мониторинга (Бондур, 2010, 2012).

Экологический космический мониторинг арктических территорий

Основными преимуществами космической информации являются: одновременный охват значительных по площади территорий в любом месте планеты, относительно недорогая цена, и что, пожалуй, самое главное – постоянно растущее качество и точность данных. Применение современных методов аэрокосмического мониторинга и ГИС-технологий дает возможность получения оперативной информации при анализе и принятии решений по управлению территориями для обеспечения рационального природопользования (Бондур, 2010, 2012).

Использование оптических космических изображений эффективно для оценки метеорологической и ледовой обстановки, изучения облачного покрова. Так, например, оптические многоспектральные данные, получаемые со спутников AQUA и TERRA прибором MODIS, позволяют оценивать Нормализованный Разностный Индекс Снега (NDSI), определяемый как

$$NDSI = \frac{B3 - B6}{B3 + B6},$$

где B3 и B6 – значения яркости в 3 и 6 каналах MODIS.

По значениям NDSI и яркости в 3 канале подстилающая поверхность может быть классифицирована на области, покрытые снегом и льдом ($B3 \geq 0,1$ и $NDSI \geq 0,4$), полупрозрачной облачностью ($B3 \geq 0,1$ и $-0,2 > NDSI \geq -0,5$), непрозрачной облачностью ($B3 \geq 0,1$ и $-0,2 \leq NDSI < 0,4$) и область чистой поверхности.

Использование данных космической аппаратуры MODIS и индекса NDSI эффективно для оценки метеорологической и ледовой обстановки, изучения облачного покрова, контроля снеготаяния и прогноза паводковой обстановки.

Для оценки метеорологической ситуации в арктических районах также эффективно применение современных СВЧ-радиометров. Данные космической СВЧ-радиометрии представляют собой информацию, характеризующую радиояркую температуру объектов (Шутко, 1986). СВЧ-радиометрические данные обладают некоторыми свойствами радиолокационных данных, а именно независимостью от условий естественной подсветки и в некоторых случаях – независимостью от погодных условий.

В настоящее время космические СВЧ-радиометры используются, например, в миссиях DMSP (глобальный мониторинг атмосферы, океана и суши) (<http://www.ngdc.noaa.gov/dmsp>) и TRMM (глобальный мониторинг выпадения осадков) (<http://trmm.gsfc.nasa.gov>).

В основном в космической СВЧ-радиометрии дистанционного зондирования Земли используется диапазон частот приблизительно от 20 до 100 ГГц. В этом диапазоне электромагнитные волны не полностью свободны от влияния атмосферы. Как правило, космические СВЧ-радиометры позволяют проводить зондирование не менее чем в четырех каналах (на четырех частотах).

Основным недостатком данных, получаемых при помощи космических СВЧ-радиометров, является сравнительно низкое пространственное разрешение на местности, которое на сегодняшний день исчисляется километрами и даже десятками километров. Размер полосы охвата при этом может достигать полутора тысяч километров. Этот факт обуславливает глобальный характер данных космической СВЧ-радиометрии.

Оптические тепловые системы среднего разрешения, например, аппаратура ASTER, установленная на спутнике TERRA, позволяет фиксировать тепловые аномалии, вызванные утечками из газопроводов, что обусловлено резким падением температуры и снижением уровня сигнала в тепловом инфракрасном диапазоне за счет резкого расширения исходящего газа.

Прочие подповерхностные объекты нефтегазовой отрасли могут быть детектированы на основе следующих факторов (Бондур, 2010):

- различие в интенсивности поглощения солнечной радиации материалом самого зондируемого объекта или покрывающего его грунта, например, в случае наличия подповерхностных полостей;
- различие свойств (комковатость, плотность) грунта в районах расположений подземных нефтегазопроводов по сравнению со смежными участками почвы;
- передача тепла от подповерхностного объекта поверхностному слою почвы, например, разогрев за счет тепла подземных коммуникаций, подповерхностные возгорания;
- различие в характере растительности в районе расположения подземного объекта.

Тепловые аномалии в ИК-диапазоне могут быть обнаружены с помощью аэрокосмических сенсоров, обладающих спектральными каналами в диапазоне 2,5–5 и 8–14 мкм с разрешением 1–2 м (авиационные) и 0,1–1,4 км (космические).

Еще один тип космических данных, используемых для мониторинга экологического состояния арктических районов, – это гиперспектральные изображения.

Гиперспектральные данные получают в видимом и инфракрасном диапазонах и могут иметь до нескольких сотен отдельных каналов со спектральным разрешением от нескольких нанометров, при этом число элементов разрешения (пикселей) в строке изображения может достигать нескольких тысяч и более (Бондур, 2010; Еремеев и др., 2003; Попов, Станкевич, 2006). Данные этого типа представляют собой многомерное пространственно-спектральное изображение, т.н. «гиперкуб», в котором каждый элементарный участок (пиксел) характеризуется собственным спектром (Попов, Станкевич, 2006).

Гиперспектральные данные, ввиду сверхвысокого спектрального разрешения (единицы нанометров), несут неоценимую информацию о спектральных отражательных способностях объектов местности, их физических свойствах и химическом составе.

Спутниковые данные высокого разрешения (от 0,5 м), получаемые космическими аппаратами РЕСУРС-ДК, IKONOS, QuickBird, GeoEye, WorldView и др., активно используются для планирования размещения объектов на нефтегазоносных территориях, прокладки транспортных маршрутов, нефтепроводов, а также оценки экологического состояния участков, подверженных активному воздействию предприятий нефтяной отрасли. В данном контексте следует отметить, что наиболее перспективным подходом к анализу аэрокосмической информации высокого разрешения является применение индексов цвета, аналогов вегетационных индексов, при котором на многоспектральных изображениях выявляются аномальные участки природно-техногенных объектов на основе использования характеристик относительной изменчивости сигналов обратного рассеяния в различных спектральных каналах (Бондур, 2010, 2012; Гонсалес, 2005). Кроме того особо эффективно для целей территориального планирования применение высокоточных цифровых моделей местности, полученных по данным космической стереосъемки со спутников высокого разрешения.

Космические радиолокационные системы, например, типа RADARSAT-2, TerraSAR-X, отечественный «Кондор» (после ввода в эксплуатацию) и другие (Бондур, 2010, 2012; Бондур, Замшин, 2012) предоставляют оперативные данные о состоянии арктических районов вне зависимости от погодных условий и времени суток, с пространственным разрешением от 1 до 10 м, а приполярные орбиты подобных спутников позволяют обеспечить периодичность съемки в несколько часов, с полным покрытием российской части Арктики. Космическая радиолокационная съемка обеспечивает надежное обнаружение и оценку масштабов негативных воздействий на арктические экосистемы, в том числе при добыче и транспортировке углеводородов, на основании статистического анализа величины сигнала обратного рассеяния и поляризации излучения, рассеиваемого объектами мониторинга. Совместный анализ оптических и радиолокационных изображений используется для обнаружения и классификации загрязнений арктических экосистем. Он базируется на учете особенностей отражения и рассеивания электромагнитных волн оптического и радиодиапазона спектра от зондируемых объектов. Анализ данных заключается в сопряжении изображений по пространственному разрешению, приведении их к единой проекции на регулярной сетке с последующей совместной обработкой с использованием процедур скользящего статистически обеспеченного окна, двумерного преобразования Фурье, расчета информативных признаков космических изображений, параметров среды и др. (Бондур, Воробьев, 2012).

Применение современных технологий обработки аэрокосмической информации позволяет повысить эффективность мониторинга и минимизировать негативное воздействие объектов нефтегазовой отрасли на окружающую среду.

Таким образом, использование космических средств дистанционного зондирования Земли перспективно для организации экологического мониторинга районов Арктики, в том числе нефтегазоносных, характеризующихся труднодоступностью и тяжелыми погодными условиями.

Литература

1. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследование Земли из космоса. 2010. № 6.
2. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
3. *Бондур В.Г., Воробьев В.Е.* Методы и технологии обработки аэрокосмических изображений при мониторинге объектов нефтегазовой отрасли. В настоящей книге. 2012. С. 395–409.
4. *Бондур В.Г., Замшин В.В.* Космический радиолокационный мониторинг морских акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов. В настоящей книге. 2012. С. 255–271.
5. Геоэкология шельфа и берегов морей России. Под редакцией *Айбулатова Н.А.* М.: Ноосфера. 2001. 428 с.
6. *Гонсалес Р., Вудс Р.* Цифровая обработка изображений. М.: Техносфера. 2005. 1072 с.
7. *Еремеев В.А., Мордвинцев И.Н., Платонов Н.Г.* Современные гиперспектральные сенсоры и методы обработки гиперспектральных данных // Исследование Земли из космоса. 2003. № 6. С. 80–90.
8. Опыт системных океанологических исследований в Арктике. Под редакцией *Лисицина А.П., Виноградова М.Е., Романкевича Е.А.* М.: Научный мир. 2001. 644 с.
9. *Попов М.А., Станкевич С.А.* Методы оптимизации числа спектральных каналов в задачах обработки и анализа данных дистанционного зондирования Земли // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. М.: ИКИ РАН. 2006. С. 106–112.
10. *Шутко А.М.* СВЧ-радиометрия водной поверхности и почвогрунтов. М.: Наука. 1986. 190 с.
11. <http://www.ngdc.noaa.gov/dmsp>.
12. <http://trmm.gsfc.nasa.gov>.

С.Г. Корниенко, К.И. Якубсон

5.2. Изучение трансформации ландшафтов нефтегазоносных районов криолитозоны по данным космической съемки

Актуальность изучения трансформаций комплексов криолитозоны

Актуальность изучения трансформаций природных комплексов криолитозоны обусловлена, главным образом, необходимостью оценки геоэкологических рисков при освоении новых, перспективных нефтегазоносных месторождений на территориях Крайнего Севера, прежде всего, на полуострове Ямал.

Известно, что в большинстве случаев антропогенное воздействие является причиной *развития опасных экзогенных процессов и геокриологических трансформаций*, повышающих риски эксплуатации сооружений в районах распространения мерзлых грунтов (Салихов и др., 2006). Причем изменение свойств мерзлых грунтов происходит не только в зонах нарушения поверхностного покрова, но и на соседних ненарушенных участках, поскольку меняются естественные условия поверхностного стока воды. В этой связи чрезвычайно важна не только характеристика типов трансформаций, но и оценка их масштабов, пространственной неоднородности, динамики и приуроченности к техническим объектам.

Второй, не менее важной, проблемой является *нарушение естественного природного баланса биотических компонентов* трансформированных территорий и связанные с ним изменения условий обитания и хозяйствования коренного населения.

Характеристика этих процессов на основе данных космической съемки оптического диапазона, используемых в настоящей работе, позволяет более достоверно оценить и интерпретировать изменения ландшафта, выявляемые по данным других видов съемки, в частности, радиолокационной интерферометрии, достаточно активно применяемой в последние годы.

В данной работе впервые предпринята попытка количественной оценки площади антропогенных нарушений поверхностных покровов на территории крупнейшего в стране нефтегазодобывающего региона – Тазовского полуострова.

Характеристика объекта и методы исследований

Известно, что практически любая хозяйственная деятельность или антропогенное воздействие рано или поздно приводят к изменению ландшафта. В то же время изменения морфоструктурных и спектральных характеристик земной поверхности, характеризующих состояние ландшафта, могут быть зарегистрированы средствами дистанционного зондирования Земли. В частности, по данным аэрокосмической съемки могут определяться изменения площади проективного покрытия типов поверхности и, в первую очередь, типов растительности, чувствительных к антропогенным воздействиям, что практически невозможно контролировать средствами наземных наблюдений. В Институте проблем нефти и газа РАН разработаны методики количественной оценки антропогенных трансформаций природной среды и мерзлых грунтов в арктических и субарктических районах, основанные на комплексном анализе данных аэрокосмических и полевых наблюдений.

Территория Тазовского полуострова испытывает антропогенное воздействие в течение почти 40 лет освоения месторождений. Основные изменения состояния природной среды на территории полуострова связаны с бурением и работой скважин, строительством и эксплуатацией магистральных и промысловых газопроводов, продуктопроводов, производственных и жилых объектов, дорог, линий электропередач и т.д.

Наиболее заметные нарушения природного ландшафта здесь связаны с лесными и тундровыми пожарами, охватывающими большие площади (Антропогенные изменения..., 2005; Вечная мерзлота..., 2002). На горях после уничтожения теплоизолирующего растительного покрова (РП) увеличивается мощность сезонно-талого слоя, возрастает тиксотропность грунтов, что, в свою очередь, активизирует процессы плоскостной эрозии, термокарста, солифлюкции, сползания поверхностных отложений даже на пологих склонах.

Районирование нарушенных территорий Тазовского полуострова площадью около 70 000 км² в масштабе 1 : 1 000 000 может быть осуществлено на основе космических снимков низкого пространственного разрешения (~ 1 км), покрывающих одним или двумя кадрами всю территорию полуострова. Для характеристики трансформаций обязательным условием является выявление эталонных территорий ненарушенного состояния, однако природоохранные участки (например, Надымский заказник) не могут быть использованы для этих целей, поскольку и на их территории отмечаются нарушения естественного ландшафта, связанные с производственной и хозяйственной деятельностью.

В данном случае эталонные зоны ненарушенного состояния определялись по участкам коренных типов растительности с периодом восстановления, намного превышающим время с момента его поражения. Подобные типы растительности и места их нахождения определяются по данным наземных наблюдений или иной достоверной информации.

В настоящей работе с этой целью была использована методика, основанная на комплексном анализе многоспектральных данных ДЗЗ низкого, среднего и высокого пространственного разрешения, а также результатов наземных наблюдений на локальных участках. Для классификации типов РП по данным ДЗЗ исходного (низкого) пространственного разрешения в качестве эталонов нарушенного и ненарушенного состояния использовались фрагменты территории, охваченные данными более высокого пространственного разрешения, и так вплоть до уровня наземных наблюдений.

В данном случае для характеристики трансформаций на всем полуострове использовались изображения, полученные со спутников NOAA (разрешение 1,1 км), а для эталонирования и контроля – снимки со спутников Landsat (разрешение 30 м) на фрагмент территории Тазовского полуострова, а также снимок КФА-1000 (разрешение 7 м). По результатам наземных наблюдений, проведенных в границах снимка КФА-1000, были оконтурены участки однородной коренной растительности (ягельники, лиственничные древостой) и другие поверхности (песчаные отмели, водные поверхности), используемые в качестве эталонов ненарушенного состояния, а также свежие и старые гари с вторичными видами РП.

Известно, что после пожара процесс развития РП сопровождается резким увеличением объемного содержания растительной массы и хлорофилла. Этот факт может быть зарегистрирован средствами ДЗЗ по изменению коэффициента спектральной

яркости (КСЯ) в различных спектральных каналах, в том числе, по спектральным индексам (NDVI, SWVI и др.), а также по радиационной температуре (РТ) поверхности (*Stroppiana et al, 2002*; Корниенко и др., 2005). Для лиственных древостоев время восстановления максимума растительной массы составляет не менее 30 лет. Аналогичная тенденция характерна и для коренной тундровой растительности (ягельников). Из этого следует, что по разновременным архивным данным ДЗЗ может быть восстановлена хронология нарушений коренных растительных сообществ и количественно, по изменению площадей проективного покрытия типов РП, могут быть оценены масштабы нарушений на всем полуострове.

Поскольку нарушенные ягельники не восстанавливаются даже за 30–40 лет (Антропогенные изменения..., 2005) и, кроме того, наиболее чувствительны к загрязнению воздушной среды, то сохранившиеся участки ягеля могут служить локальным фоном, характеризующим зоны, не испытывавшие антропогенного стресса. То же самое можно сказать об участках лиственных древостоев, широко представленных в лесотундре. Покровы зеленого мха, травяной и кустарничковой растительности не могут быть использованы для этих целей, поскольку являются основными замещающими видами.

Оценка площадей антропогенных трансформаций РП на территории Тазовского полуострова осуществлялась в два этапа. На первом этапе анализировались трансформации центральной части Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) в масштабе карт 1 : 100 000, построенных по многоспектральным снимкам со спутников Landsat 4,7, полученным в начале августа 1988 и 2001 гг. Наземные наблюдения на данной территории проводились в августе 2005 г., во время которых с помощью GPS-приемника было определено местоположение ненарушенных и нарушенных участков. Участки, относящиеся к водным поверхностям и техногенным объектам, достаточно отчетливо дешифрируются по космическим снимкам.

На втором этапе оценивались трансформации ландшафта всего Тазовского полуострова в масштабе карт 1 : 1 000 000, построенных по данным спутников NOAA тех же лет съемки (1988 и 2001 гг.) и практически того же времени летнего периода.

По данным спутника Landsat зоны антропогенных трансформаций РП наиболее достоверно выделяются на основе спектрального индекса SWVI, вычисляемого по значениям КСЯ в 4-м и 5-м спектральных каналах (*Stroppiana et al, 2002*). В то же время, по данным спутника NOAA невозможно сформировать индекс, полностью аналогичный SWVI для сопоставления с данными Landsat и определения пороговых значений, характеризующих зоны нарушенного состояния, поскольку число и положение спектральных каналов радиометров Landsat и NOAA не идентичны. Радиометр AVHRR спутников серии NOAA не имеет спектрального канала в области 1,55–1,75 мкм, соответствующего 5-му спектральному каналу радиометров ТМ и ЕТМ+ спутников серии Landsat.

В то же время, ранее было установлено, что нарушения растительных покровов тундры и лесотундры характеризуются изменением РТ поверхности, а результаты оценки площади нарушений по РТ практически идентичны результатам оценки по параметру SWVI (Корниенко и др., 2005). Причем, непосредственно после уничтожения покрова или пожара РТ поверхности резко увеличивается, а потом, в связи с сукцессиями вторичных видов растительности, постепенно понижается. Таким образом, по разности значений РТ поверхности, вычисленной на основе разновременных

данных тепловых каналов спутника NOAA, можно судить о стадиях нарушения и восстановления РП.

Пороговые значения разности РТ данных NOAA, характеризующие нарушенные области всего Тазовского полуострова, определялись по пороговым значениям разности индекса SWVI, характеризующего эти области в пределах тестового участка центральной части Уренгойского НГКМ. Для этой цели использовалась только часть тестового участка, содержащая половину площади нарушенных территорий. Вторая часть тестового участка использовалась для оценки погрешности определения площади нарушенных территорий по разности РТ данных NOAA, которая составила около 5%. На стадии предварительной обработки данных спутника NOAA из исходных распределений были устранены низкочастотные тренды РТ поверхности, связанные с неравномерной освещенностью и неравномерным солнечным прогревом территории полуострова на момент съемки.

Результаты оценки антропогенных трансформаций на территории центральной части Уренгойского НГКМ

Для оценки антропогенных трансформаций на территории центральной части Уренгойского НГКМ использовались спектральные индексы NDVI и SWVI, вычисленные по данным спутников Landsat 4,7. Индекс $NDVI = (Ch3 - Ch4) / (Ch3 + Ch4)$, где Ch3 и Ch4 – значения спектральной яркости в 3-м и 4-м спектральных каналах сканера Landsat, характеризует содержание хлорофилла в РП, и по разности его значений могут быть установлены участки увеличения и уменьшения содержания хлорофилла в покрове. К зонам растительности были отнесены участки типичных тундровых покровов со значением $NDVI > 0,15$ (Елсаков и др., 2006; Huete, 2004).

Индекс $SWVI = (Ch5 - Ch4) / (Ch5 + Ch4)$ интересен в данном случае тем, что его положительные значения суммарно характеризуют площадь гарей, техногенных объектов (вместе с песками), а все отрицательные – участки любого РП и водоемов. Учитывая реальный разброс яркости по каждому типу поверхности, достаточно сложно добиться строгого их пространственного разделения по этому критерию, особенно в области значений разности индексов, близких к нулю. Однако при равной вероятности разброса КСЯ по типам поверхности эта ошибка уменьшается, т.к. используется разность значений индексов NDVI и SWVI разных лет.

Результаты классификации по изменениям индексов NDVI и SWVI даны в таблице 5.2.1. Область фоновых значений (без изменений) определялась по эталонным участкам, отнесенным к ненарушенным территориям. Водные поверхности и техногенные объекты в динамике не анализировались, суммарный процент занимаемой ими площади составил 18,5 %.

На рис. 5.2.1 (см. цветную вклейку) даны иллюстрации карт трансформации РП, построенных на основе изменения индексов NDVI и SWVI.

В целом, оба распределения свидетельствуют о преобладании процессов восстановления РП на данном отрезке времени. Более высокий процент площадей зон развития и деградации РП по параметру SWVI по отношению к NDVI может быть связан с тем, что для участков РП с низким содержанием хлорофилла, характерных для тундры, эти процессы не сопровождаются увеличением или уменьшением индекса NDVI. Сравнение полученных результатов со снимками более высокого пространственного

Таблица 5.2.1

Процентное соотношение площадей развития и деградации РП на территории центральной части Уренгойского НГКМ за период с 1988 по 2001 гг. (по изменению индексов NDVI и SWVI)

Индекс	Неизмененные территории, %	Зоны развития РП, %	Зоны деградации РП, %
NDVI	68,8	8,8	3,9
SWVI	57,5	19,5	4,5

разрешения (КФА-1000) по отдельным участкам также показало, что индекс SWVI более достоверно характеризует участки трансформации тундровой растительности.

Изменение индекса SWVI характеризует трансформации РП за весь период с начала освоения месторождения, поскольку зоны развития РП относятся к территориям, претерпевшим антропогенный стресс до 1988 г. Подтверждением тому могут служить результаты ретроспективного анализа серии панхроматических космических снимков КФА-1000 и КАТЭ-200 съемки 1976–1993 годов на отдельные участки этой территории (Корниенко и др., 2005).

Анализ полученных карт трансформации РП показывает, что зоны изменения состояния поверхности, в основном, приурочены к техногенным сосредоточенным и линейным объектам (дорогам, трассам газо- и конденсатопроводов). Период с 1988 по 2001 гг. характеризуется стабильной эксплуатацией Уренгойского НГКМ, когда основные промышленные и хозяйственные объекты уже построены, и антропогенная активность в освоении территорий невысока. С начала освоения месторождения к 2001 г. на этой территории трансформированию подверглось порядка 31,6% площади, из них порядка 7,6% за счет строительства объектов и 24,0% из-за сопутствующих пожаров и уничтожения РП.

Результаты оценки антропогенных трансформаций на территории Тазовского полуострова

На рис. 5.2.2 (см. цветную вклейку) приведена иллюстрация карты трансформаций РП всего Тазовского полуострова, построенной по данным спутника NOAA. Из рисунка видно, что места наибольшей концентрации нарушений РП до 1988 г. были сосредоточены в пределах контуров трех крупнейших месторождений: Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского. В абсолютных показателях площади максимальных нарушений отмечены на Ямбургском (более 1800 км²), Уренгойском (около 1200 км²) и на Медвежьем (более 1100 км²) месторождениях.

Следует отметить, что приведенные количественные показатели трансформированных территорий не характеризуют в явном виде площади, занимаемые самими промышленными объектами, поскольку последние практически не выявляются (за исключением г. Новый Уренгой и г. Надым) из-за низкого пространственного разрешения радиометра AVHRR спутника NOAA. Однако концентрация зон нарушений на Уренгойском и Медвежьем месторождениях практически полностью совпадают с местами сосредоточения промышленных объектов, что означает попадание занимаемых ими площадей в класс трансформированных территорий.

На Ямбургском месторождении основные нарушения отмечаются на севере и ближе к его юго-восточной границе, в то время как в центре, на участке сосредоточения основных промышленных объектов (треугольник белого цвета), площадь трансформаций незначительна. Тот факт, что эти территории не отмечаются как нарушенные, связан с наличием большого числа крупных и мелких озер. Низкое пространственное разрешение используемых снимков не позволяет уверенно выделять здесь участки суши с РП на фоне большого скопления водоемов. Уточнение площади трансформаций РП на данном участке возможно на основе снимков более высокого пространственного разрешения, например, со спутников Landsat, как это было сделано на центральном участке Уренгойского месторождения.

Площадь, относимая к месторождениям (лицензионным участкам), составляет около 35% от исследуемой территории Тазовского полуострова. В сумме площадь трансформированных территорий составляет 13,9% (около 10 000 км²), в том числе 11,2% площадей, относимых к нарушениям до 1988 г. и 2,7%, относимых к нарушениям за период с 1988 по 2001 гг.

На основе данной карты (рис. 5.2.2 на цветной вклейке) определены процентные показатели площади трансформированного РП в пределах контуров основных месторождений (см. таблицу 5.2.2).

В таблице приведены также отношения показателей S_1/S_{12} , характеризующие долю нарушений до 1988 г. для каждого месторождения. Эти отношения показывают, что для большинства месторождений доминирующими являются нарушения до 1988 г., в том числе, и для недавно введенных (в начале 2000-х годов) в эксплуатацию. Наибольший относительный показатель суммарных нарушений поверхности отмечен на месторождении «Медвежьем».

Из полученных результатов следует, что около 80% нарушений происходили на стадиях разведочного бурения и строительства основных нефтегазовых объектов. В то же время нельзя исключать вероятные позитивные тенденции в природоохранной деятельности предприятий нефтегазовой отрасли за последние годы, что могло способствовать снижению интенсивности нарушений поверхностных покровов.

Из 13,9% нарушенных территорий Тазовского полуострова в контуры месторождений попадают только 5,9%, в то время как 8,0% относятся к территориям вне месторождений. Очевидно, что промышленная и хозяйственная деятельность на полуострове не ограничивается контурами месторождений или лицензионных участков. На территории полуострова пробурено более 300 разведочных скважин, действует разветвленная сеть магистральных и промысловых газопроводов, проложена железная дорога через г. Новый Уренгой до п. Ямбург, проложены шоссейные и грунтовые дороги, связывающие промышленные объекты всех месторождений, и вся эта деятельность сопровождается нарушением состояния природной среды. В частности, на карте отчетливо фиксируются трансформации РП вдоль газопровода «Ямбург-Ныда» и вдоль газопровода на севере Надымского заказника. Почти 10% территории заказника также претерпели изменения, причем более половины трансформаций произошло после 2001 г.

Заключение

Учитывая используемый в настоящей работе тип космических данных и масштаб картирования, можно утверждать, что полученные количественные показатели харак-

Таблица 5.2.2

Процентные показатели площади трансформаций РП в контурах основных нефтегазовых месторождений Тазовского полуострова и Надымского заказника

№	Месторождения, природоохранные территории	Год ввода в эксплуатацию	Процент площади трансформации РП в пределах контуров месторождения (%)			
			до 1988 г. (S_1)	с 1988 г. по 2001 г. (S_2)	всего к 2001 г. (S_{12})	S_1/S_{12}
1.	Медвежье	1971	33,4	3,9	37,3	0,895
2.	Уренгойское	1978	13,6	0,4	14,0	0,971
3.	Ямбургское	1984	20,7	0,2	20,9	0,990
4.	Юбилейное	2000	4,1	1,5	5,6	0,732
5.	Северо-Уренгойское	2001	10,5	0,2	10,7	0,981
6.	Юрхаровское	2003	1,4	0,1	1,5	0,933
7.	Лензитское	Перспективное	10,7	6,2	16,9	0,633
8.	Ямсовейское	—	12,8	3,1	15,9	0,805
9.	Восточно-Медвежье	—	6,4	14,1	20,5	0,312
10.	Северо-Самбургское (часть)	—	12,4	0,6	13,0	0,954
11.	Пангодинское	—	0,0	0,0	0,0	—
12.	Семаковское	—	5,4	0,0	5,4	1,00
13.	Парусовое	—	16,9	0,0	16,9	1,00
14.	Северо-Парусовое	—	2,3	0,0	2,3	1,00
15.	Надымский заказник		4,5	5,5	9,9	0,455

Примечание:

S_1 — процент площадей РП в контурах месторождения, нарушенных до 1988 г.

S_2 — процент площадей РП в контурах месторождения, нарушенных с 1988 по 2001 гг.

S_{12} — общий процент площадей РП в контурах месторождения, нарушенных к 2001 г.

теризуют минимальные значения реальных площадных трансформаций поверхностных покровов на территории Тазовского полуострова. В основном это территории уничтоженных пожарами ягельников, и факт сокращения их площади неоднократно отмечался в литературе. В то же время, сокращение площади коренной растительности может происходить в результате трансграничного переноса загрязнений по воздуху (в частности, от горящих факелов) даже на значительном удалении от промышленных объектов (Соловьянов и др., 2008). В любом случае это преобразованные территории, которые на длительный период, а иногда и необратимо, меняют свое естественное состояние.

Трансформация поверхностных покровов неизбежно влечет за собой изменения в ландшафте, биосфере, криосфере и гидросфере данной территории. В частности, для лесотундровой зоны и южной тундры подобные трансформации растительности, сопровождающиеся формированием вторичных видов, приводят к повышению температуры СТС на 1,0–1,5°C, что фиксируется даже через 15–20 лет. Эти процессы сопровождаются растеплением мерзлых грунтов, изменением направлений движения поверхностных и грунтовых вод, образованием подтоплений на одних участках и дренированию других, развитием бугров пучения и т.д. Как правило, в большинстве случаев эпицентры нарушений РП приурочены к местам расположения промышленных и хозяйственных объектов, и изменение состояния мерзлых грунтов становится опасным для самих объектов.

Нарушения природных ландшафтов, по масштабам и характеру аналогичные тем, что выявлены на месторождениях и вблизи технических объектов Тазовского полуострова при освоении месторождений в районах сплошного распространения мерзлоты, в частности, на полуострове Ямал, могут привести к катастрофическому затоплению территорий, поскольку мерзлые грунты здесь отличаются высокой льдистостью и соленостью.

В этой связи чрезвычайно важна организация аналогичной системы мониторинга за состоянием поверхностных покровов на Ямале, а учитывая динамичный характер вероятных антропогенных трансформаций ландшафта, полный контроль над ними может быть осуществлен только на основе данных аэрокосмических наблюдений.

Литература

1. Антропогенные изменения экосистем Западно-Сибирской газоносной провинции. Под ред. *Н.Г. Москаленко*. Коллектив авторов. Институт криосферы Земли. 2005. 357 с.
2. Вечная мерзлота и освоение нефтегазоносных районов. Под ред. *Е.С. Мельникова и С.Е. Гречищева*. М.: ГЕОС. 2002. 402 с.
3. *Елсаков В.В., Плюснин С.Н., Щанов В.М.* Технологии дистанционного зондирования в исследовании свойств растительных сообществ бассейна р. Новая Нерута // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса: физические основы, методы и технологии мониторинга окружающей среды, потенциально опасных явлений и объектов. Сборник научных статей. Выпуск 3. том II. М.: ООО «Азбука-2000». 2006. С. 315–319.
4. *Корниенко С.Г., Якубсон К.И., Масленников В.В.* Изучение трансформаций природных комплексов нефтегазоносных областей криолитозоны по данным космической съемки // Наука и техника в газовой промышленности. 2005. № 3. С. 71–77
5. *Салихов З.С., Андреев О.П., Арабский А.К., Кондратьев С.Д., Павлушин В.Б., Ставкин Г.П.* Система менеджмента риска эксплуатации газопромысловых сооружений в геокриологических условиях Арктики и п-ова Ямал // Наука и техника в газовой промышленности. 2006. № 3. С. 18–25.
6. *Соловьянов А.А., Андреева Н.Н., Крюков В.А., Лятс К.Г.* Стратегия использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации. М.: ЗАО «Редакция газеты «Кворум». 2008 г. 320 с.
7. *Huete A.R.* Environmental monitoring with remote sensing // J. Artiola, I. Pepper, M. Bruseau (eds). N.Y., Acad. Press. 2004. Chap. 11. P. 183–206.
8. *Stroppiana D., Pinnock S., Pereira J.M.C. and Gregorie J.-M.* Radiometric analysis of SPOT-VEGETATION images for burnt area detection in Northern Australia // Remote Sensing of Environment. (2002). 82. P. 21–37.

В.Г. Аковецкий

5.3. Аэрокосмическая паспортизация территорий в задачах обеспечения экологической безопасности объектов нефтегазового комплекса

Развитие топливно-энергетического комплекса Российской Федерации сопровождается возрастанием техногенного воздействия на природные компоненты окружающей среды территориальных объектов. Минимизация данного воздействия является актуальной научной проблемой, решение которой должно выполняться в рамках реализации инвестиционных проектов, связанных с разработкой и эксплуатацией месторождений нефти и газа, а также строительством новых и эксплуатацией существующих магистральных трубопроводов. Это требует проведения постоянных мониторинговых наблюдений и комплексного контроля за состоянием технологической инфраструктуры объектов и компонентов окружающей среды.

Говоря об организации комплексных мониторинговых наблюдений в Российской Федерации, следует выделить три основных направления их развития:

- государственный мониторинг окружающей среды с целью оценки и прогноза изменения ее состояния на федеральном и региональном уровнях;
- локальный мониторинг компонентов окружающей среды территориальных природных и технологических объектов с целью оценки и прогноза изменения их состояния;
- мониторинг компонентов окружающей среды с целью прогнозирования чрезвычайных ситуаций.

При решении задач мониторинговых наблюдений объектов нефтегазового комплекса главенствующее место отводится локальному мониторингу компонентов окружающей среды, а также мониторинговым наблюдениям территориальных объектов с целью прогнозирования чрезвычайных ситуаций и аварий. Важное место в задачах локального мониторинга отводится аэрокосмическим мониторинговым наблюдениям.

Целью данного раздела книги является рассмотрение методических основ технологий оценки состояния территориальных объектов нефтегазового комплекса на основе аэрокосмических наблюдений исследуемых районов.

Современный уровень развития аэрокосмических технологий предполагает решение большинства задач в рамках мониторинговых наблюдений за динамическими процессами, протекающими на исследуемых территориях. К таким территориям в первую очередь относятся площадные объекты месторождений нефти и газа, а также трассы линейных промысловых и магистральных трубопроводов. Именно данные классы объектов оказывают существенное влияние как на экономическое развитие регионов, так и на уровень их экологической безопасности. Это обстоятельство требует всесторонней оценки состояния территориальных объектов и территорий на протяжении всего времени их строительства и эксплуатации.

Необходимость решения данного класса задач определена Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», где в разделе 7 «Мероприятия по охране окружающей среды» говорится, что данный раздел должен содержать:

- программу производственного экологического контроля (мониторинга) за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации линейного объекта, а также при авариях на его отдельных участках;
- программу специальных наблюдений за линейным объектом на участках, подверженных опасным природным воздействиям.

Ключевое требование к организации таких наблюдений заключается в возможности получения комплексной информации о текущем состоянии исследуемых объектов в фиксированный момент времени. Решение данной задачи предполагает использование аэрокосмических технологий ДЗЗ, которые являются важным элементом информационного обеспечения инвестиционных проектов. Место аэрокосмических технологий в системе информационного обеспечения проекта представлено на рис. 5.3.1.

Важная роль в данных технологиях отводится методам моделирования исследуемых процессов и фиксации их состояния с целью оценки динамики неблагоприятного воздействия риск-факторов как на сам технологический объект, так и на природные компоненты окружающей территории.

Характерной особенностью мониторинговых наблюдений объектов нефтегазового комплекса является их использование в задачах обеспечения безопасности инвестиционного проекта на разных стадиях его реализации, важным составным элементом которой является экологическая безопасность. Опыт эксплуатации производственных объектов нефтегазового комплекса показал, что полностью исключить негативное техногенное воздействие объектов на природные компоненты окружающей среды невозможно. Это требует учета негативного воздействия как на отдельные природные компоненты, так и на весь проект в целом.

Следует отметить, что в задачу системы аэрокосмического мониторинга территориальных объектов, наряду с оценкой динамики изменения инфраструктуры территорий, входит оперативный контроль за техногенным воздействием технологических объектов комплекса на природные компоненты окружающей среды. Для обеспечения оптимальных режимов аэрокосмических наблюдений за этими процессами должен быть определен перечень критериев негативных природных, природно-техногенных и техногенных воздействий, имеющих место в ходе строительства и эксплуатации объектов нефтегазового комплекса, а также перечень моделей исследуемых процессов, используемых для оценки текущего состояния наблюдаемых территориальных объектов.

Основное назначение мониторинговых аэрокосмических наблюдений заключается в обеспечении безопасности проектов. Следовательно, за основу критериев оценки рассматриваемых негативных воздействий целесообразно взять показатели эффективности реализации инвестиционного проекта. Его определяющим критерием является чистый дисконтированный доход (ЧДД). Он определяется как сумма текущих эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу, или как превышение интегральных результатов над интегральными затратами по формуле

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (\text{PR}_t - Z_t) / (1+E)^t, \quad (1)$$

где PR_t – результаты (прибыль), достигаемые на t -м временном шаге расчета;

Z_t – затраты, достигаемые на t -м временном шаге расчета;

T – временной период расчета;

С.Г. Корниенко, К.И. Якубсон

5.2. Изучение трансформации ландшафтов нефтегазоносных районов криолитозоны по данным космической съемки

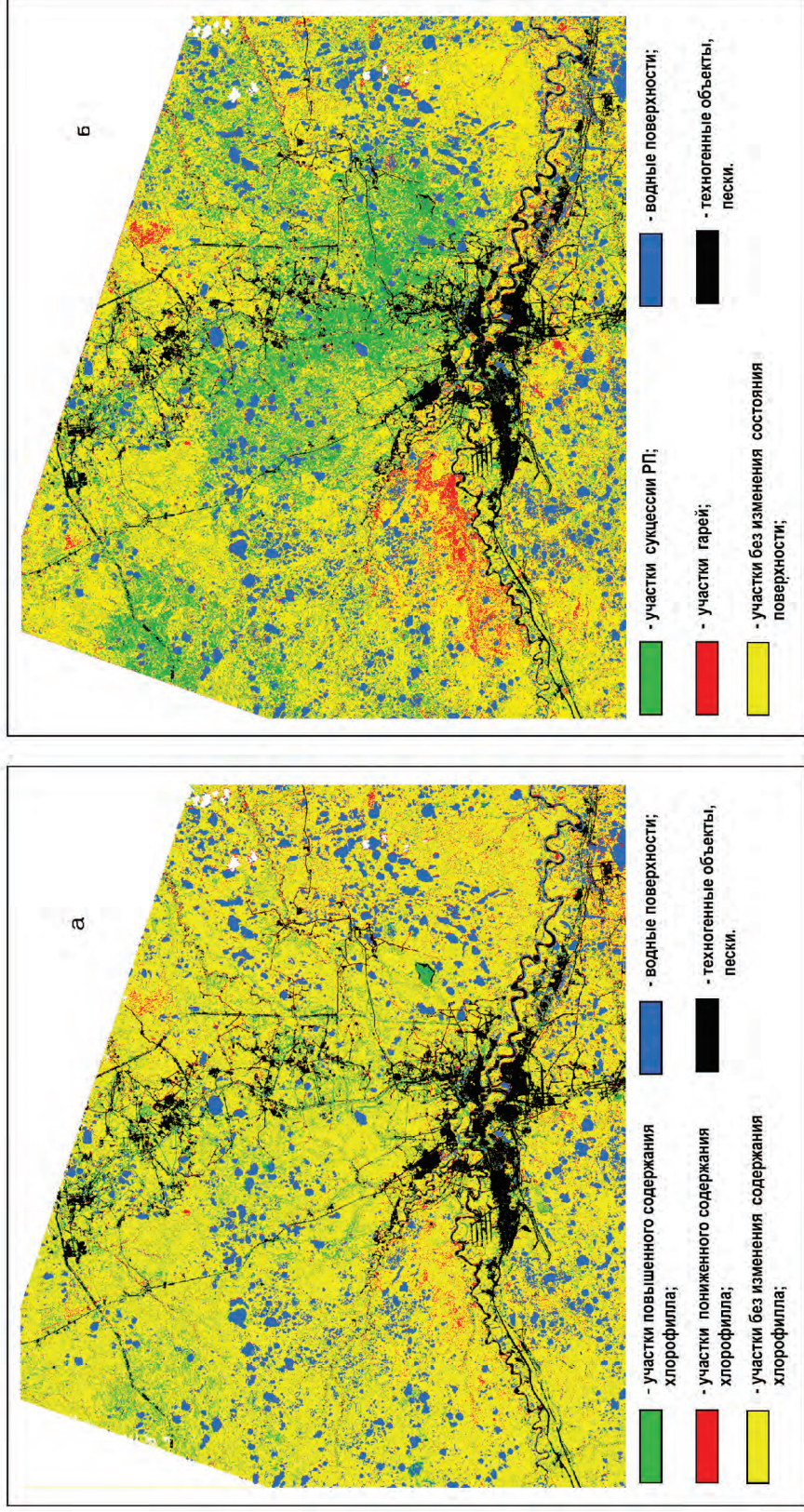


Рис. 5.2.1. Иллюстрации карт трансформации РП за период с 1988 по 2001 гг. по спектральным индексам NDVI (а) и SWVI (б)

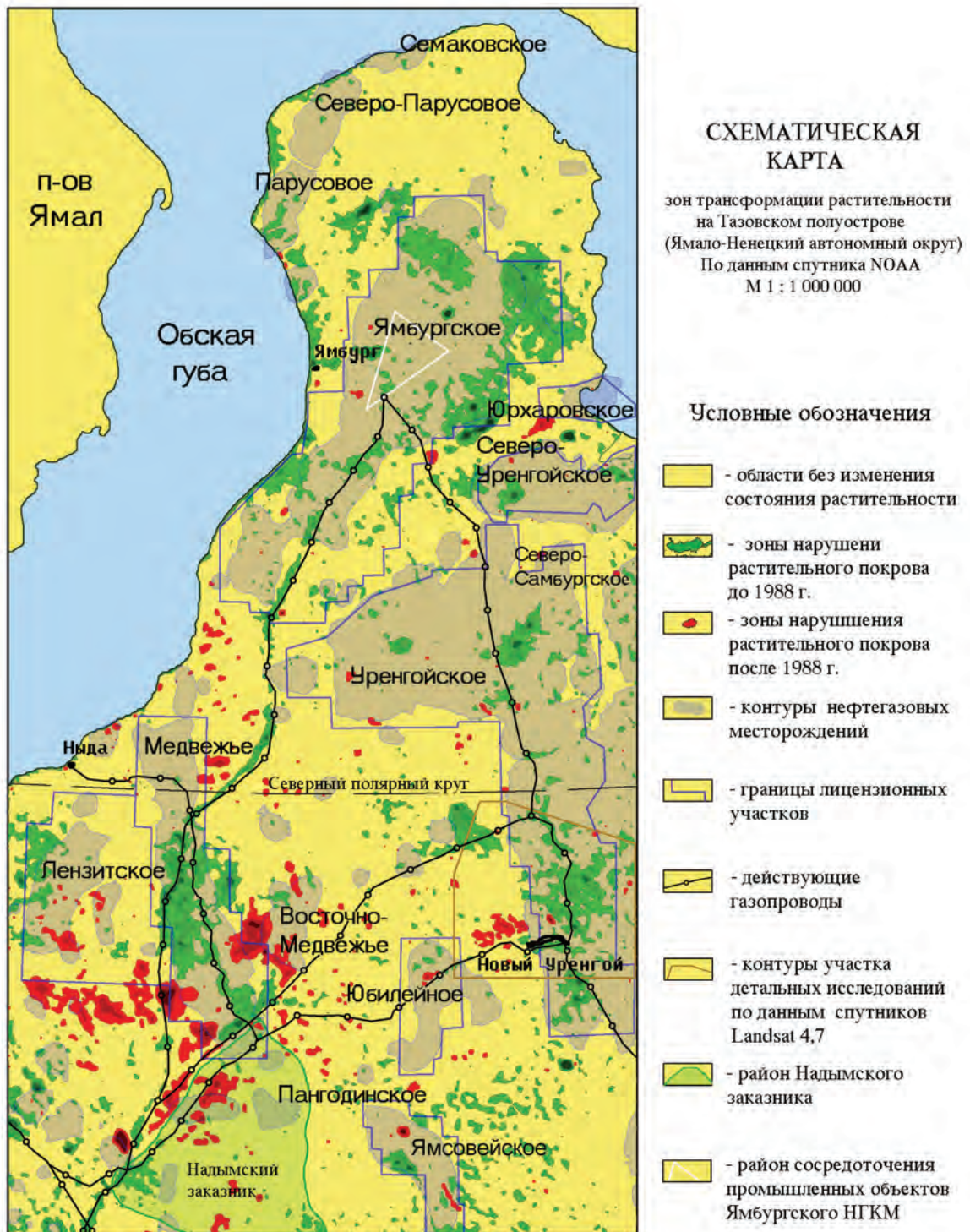


Рис. 5.2.2. Иллюстрация карты современных трансформаций растительного покрова территории Тазовского полуострова (по данным спутника NOAA, съемки 1988 и 2001 гг.)

5.3. Аэрокосмическая паспортизация территорий в задачах обеспечения экологической безопасности объектов нефтегазового комплекса

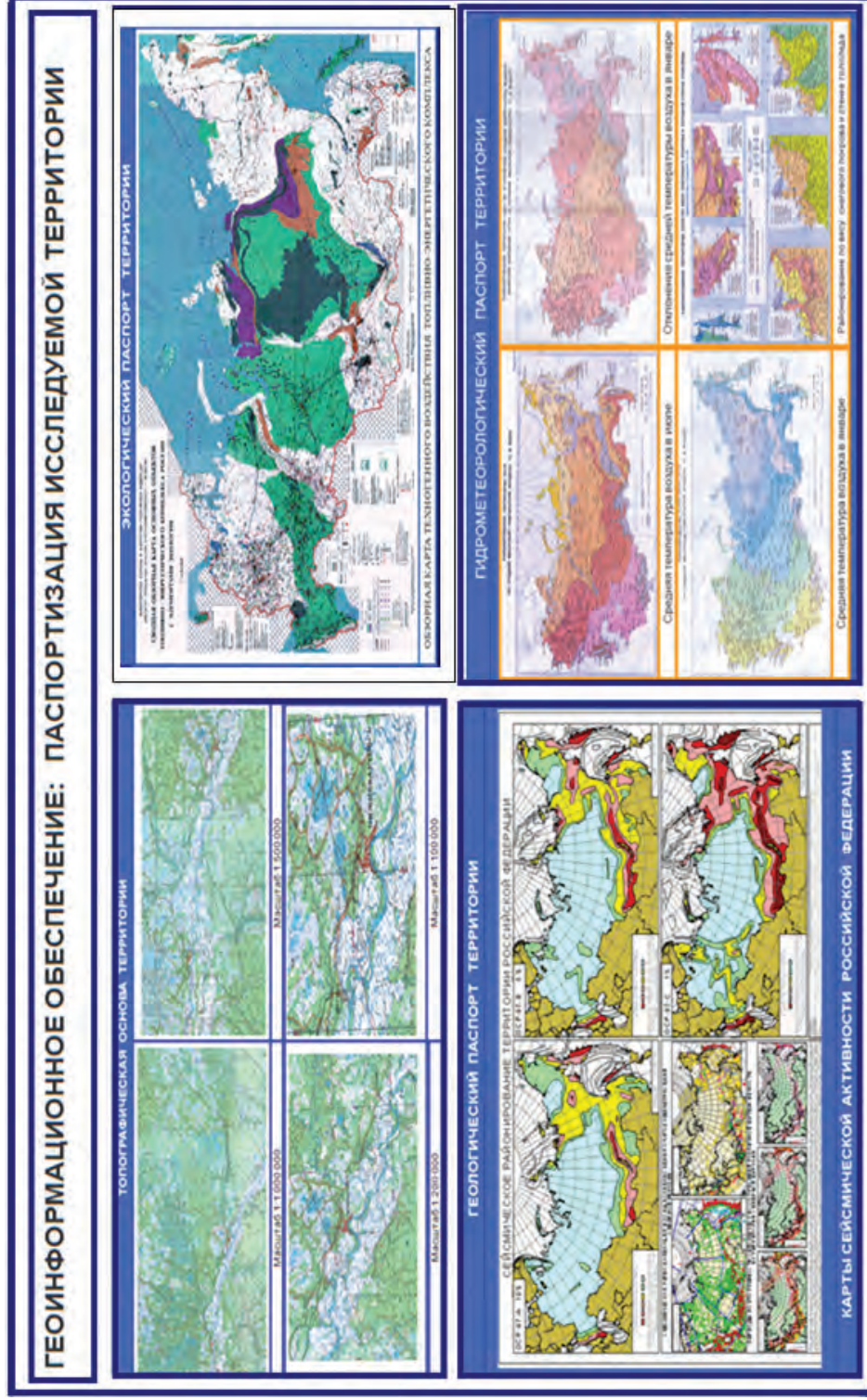


Рис. 5.3.3. Паспортизация исследуемой территории на уровне государства

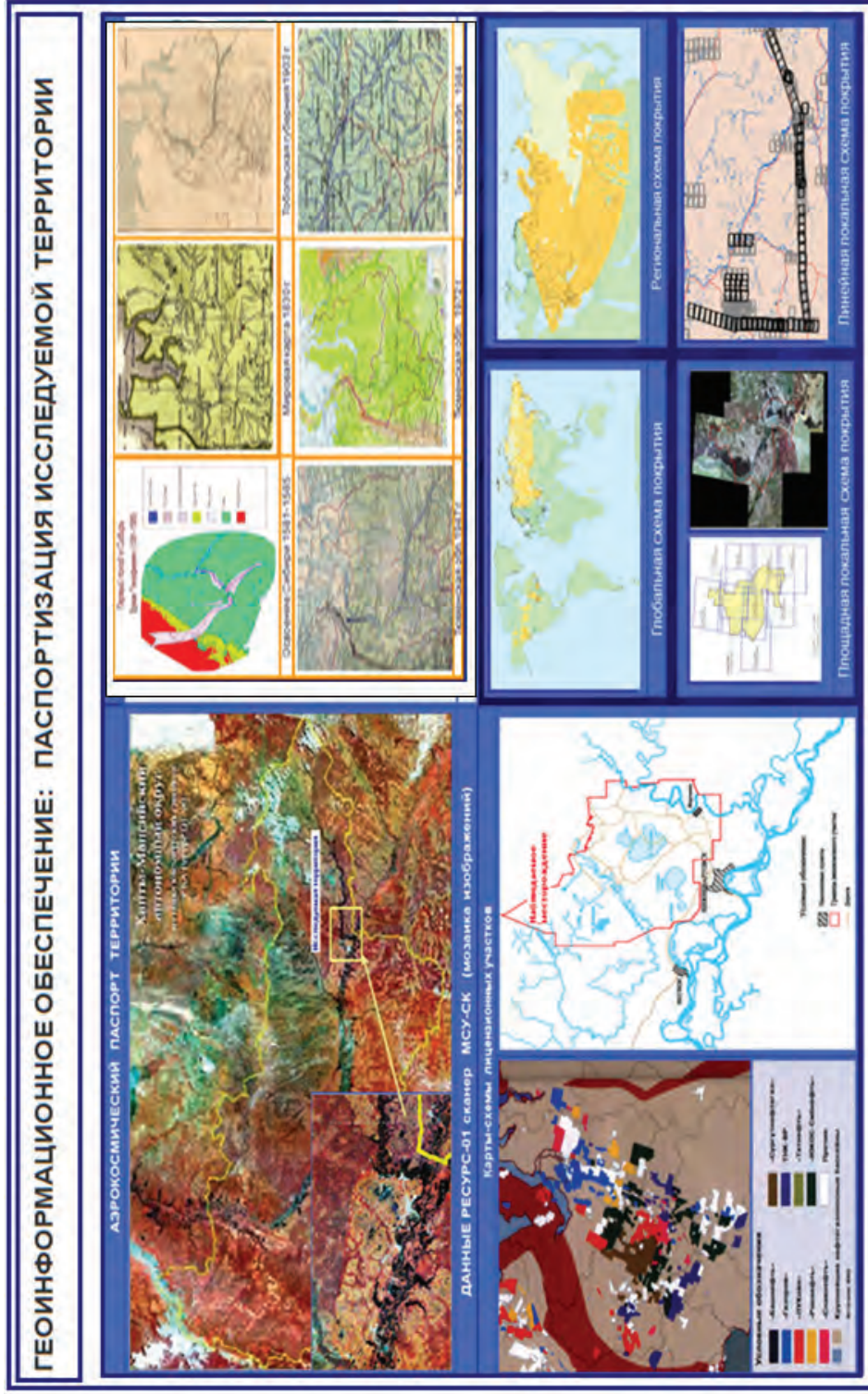


Рис. 5.3.4. Паспортизация исследуемой территории на уровне региона

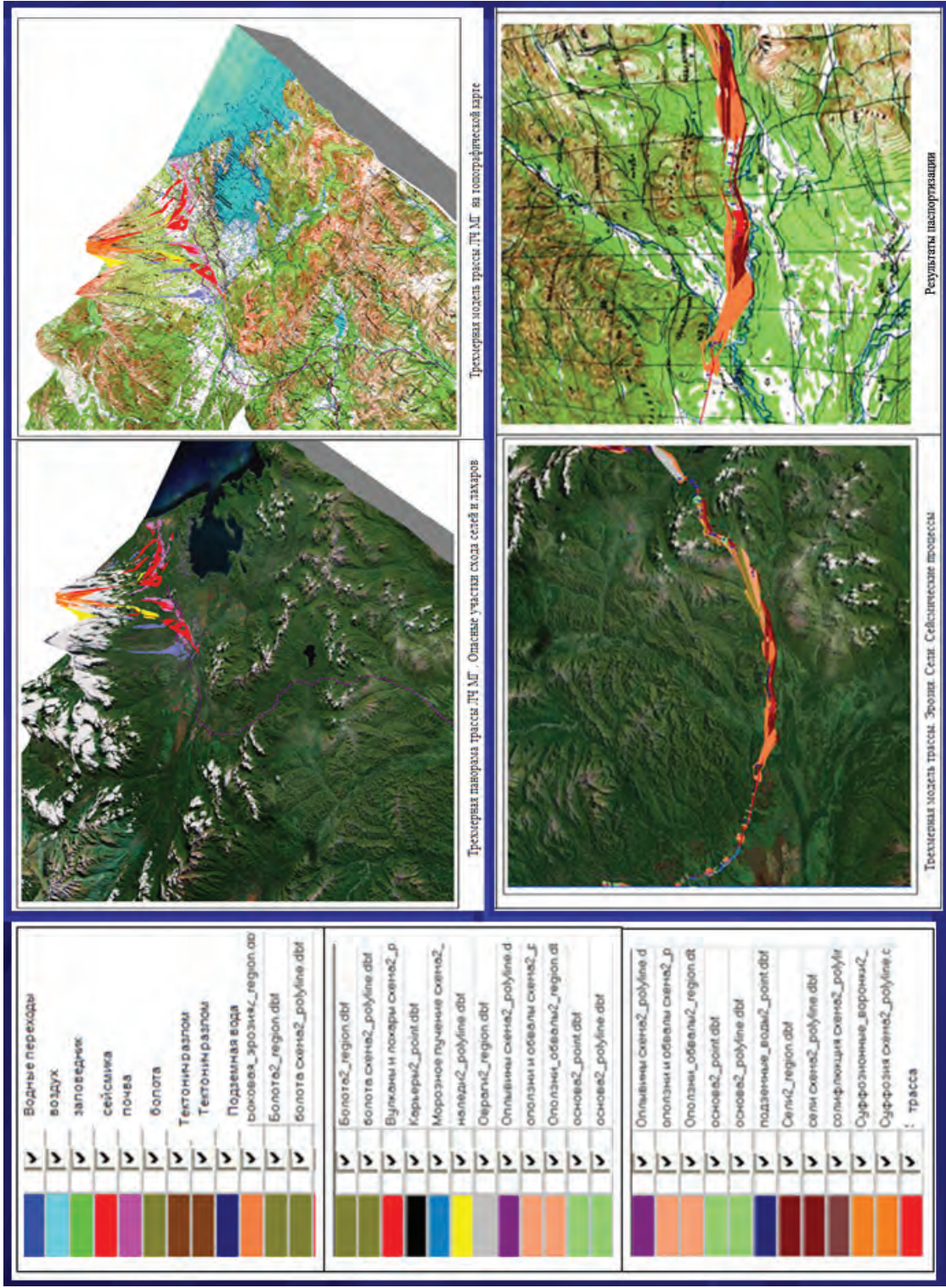


Рис. 5.3.6. Паспортизация опасных геологических процессов

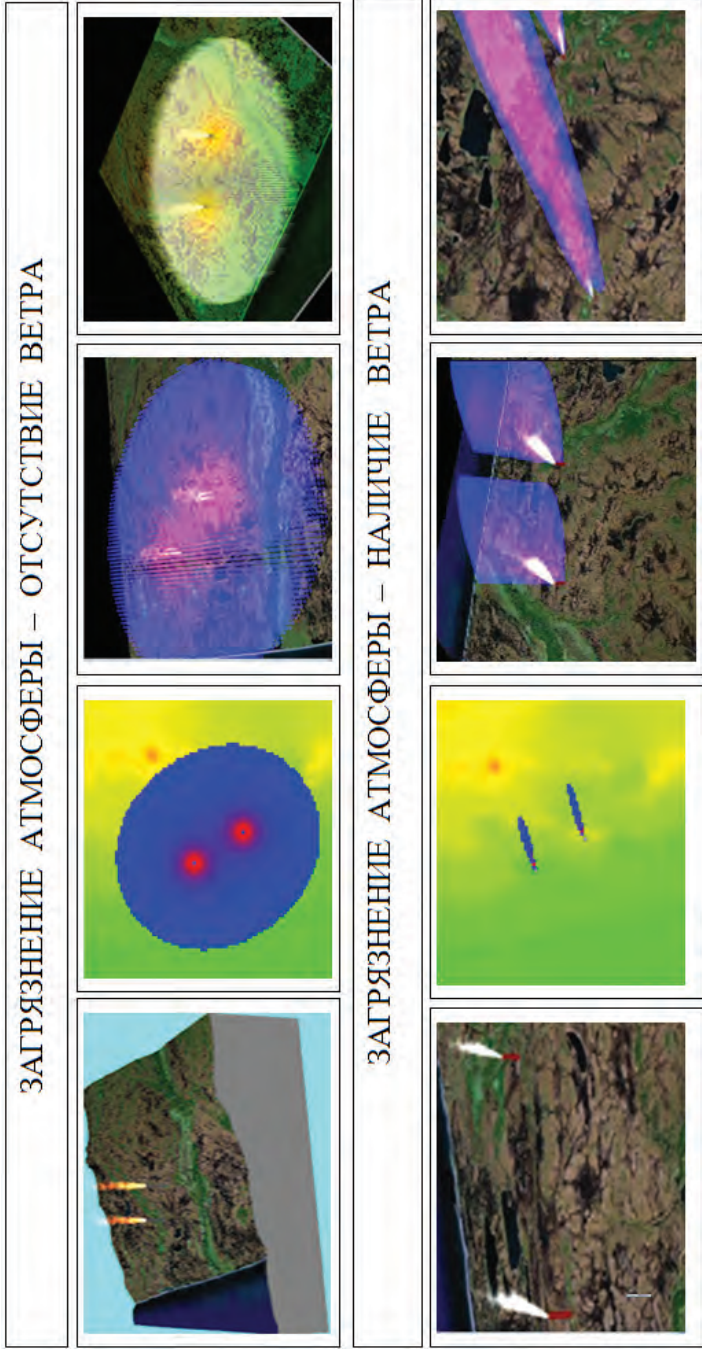


Рис. 5.3.7. Паспортизация загрязнения атмосферы

В. И. Гридин

5.5. Системно-аэрокосмические методы изучения и мониторинга опасных природно-техногенных процессов при освоении газовых и угольных залежей Кузнецкого бассейна

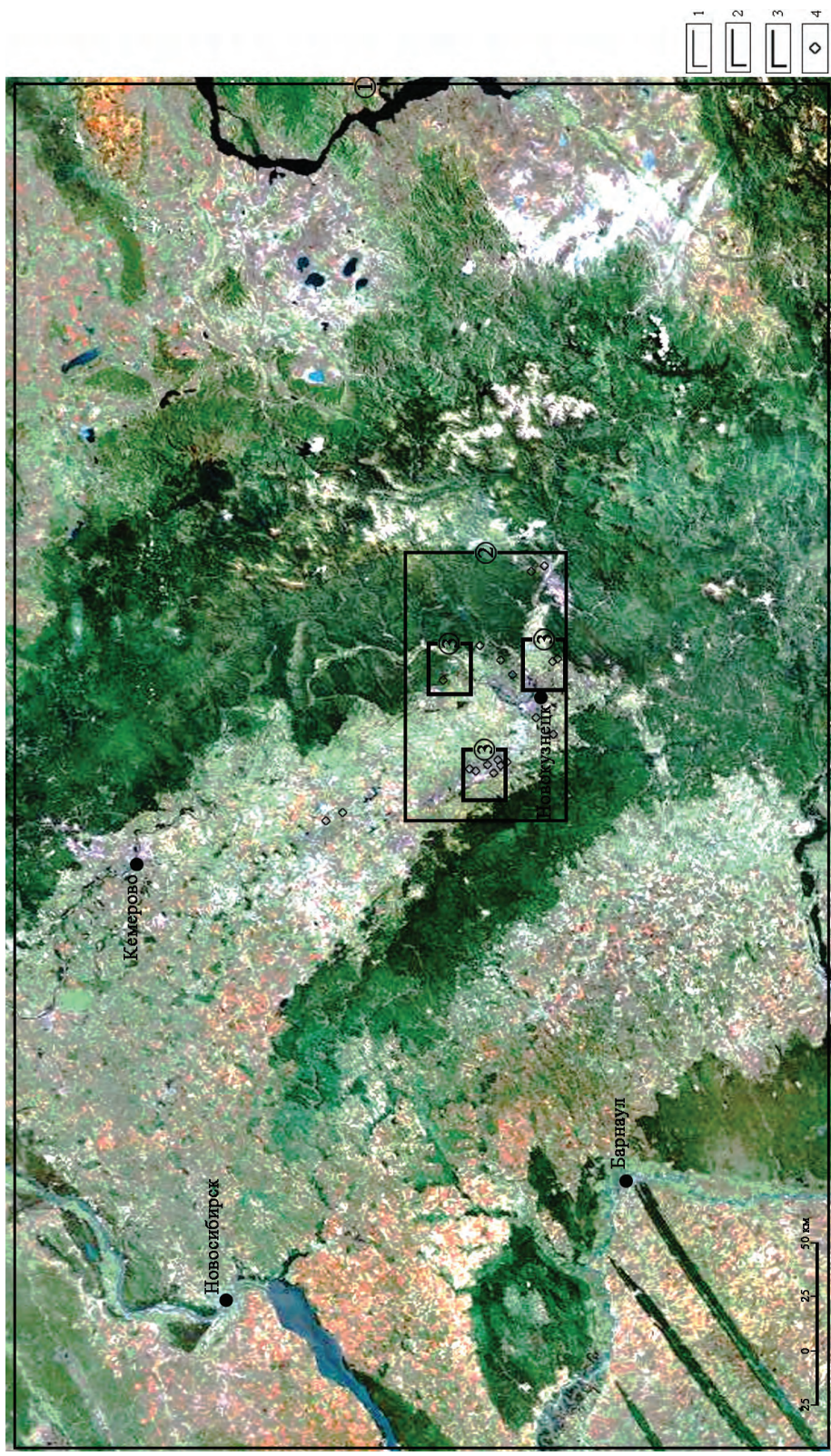


Рис. 5.5.1. Обзорная фотокарта участков системно-геодинамического дешифрирования космических изображений: 1–3 – границы участков дешифрирования в обзорно-региональном (1), региональном (2) и детальном (3) масштабах; 4 – местоположение аварийной шахты



Рис. 5.5.4. Фотокарта результатов системно-геодинамического дешифрирования космических изображений Прокопьевского участка в детальном масштабе: 1–4 – структурные линии, выраженные в деформациях голоценовых компонентов современного ландшафта и сопоставляемые с зонами геодинамически активных флексурно-разрывных нарушений третьего (1), четвертого (2) рангов, с локальными нарушениями (3); 5 – номер зоны геодинамически активных флексурно-разрывных нарушений; 6 – местоположение аварийной шахты с номером аварии



Рис. 5.3.1. Аэрокосмические технологии в системе информационного обеспечения проектов нефтегазового комплекса

E – норма дисконта, коэффициент доходности капитала (отношение величины дохода к капитальным вложениям, $E_t = PR_t/Z_t$).

Прибыль от осуществления инвестиционного проекта рассчитывается на t -ю дату реализации по формуле

$$PR_t = \sum_{t=0}^T M_t (C_t - C_t), \quad (2)$$

где M_t – производственная мощность создаваемого предприятия;
 P_t – рыночная цена продукции;
 C_t – себестоимость производства продукции.

Инвестиционная стоимость инновационного проекта определяется затратами

$$Z_t = D_t + \sum_{j=1}^J R_{jt}(N, A), \quad (3)$$

где D_t – расчетная величина затрат инвестора по кредитам без учета их погашения за счет прибыли;

$R_{jt}(N, A)$ – затраты на компенсацию проявления j -го неблагоприятного риск-фактора при технологических и аварийных воздействиях в t -м шаге расчета.

Расчетная величина затрат инвестора включает стоимость: предпроектных (камеральных) работ, в том числе отвода земельного участка под застройку; изыскательских работ; разработки проектной документации; строительно-монтажных работ по проектной документации; приобретения оборудования; пусконаладочных работ.

Оценка затрат на компенсацию (регионального, технологического, экологического и т.д.) проявления неблагоприятного риск-фактора при технологических и аварийных воздействиях $R_{jt}(N, A)$ может быть определена по формуле

$$R_{jt}(N, A) = P_{jt}(N, A) \times Z_{jt}(N, A) \times \mu_{jt}(N, A), \quad (4)$$

где $P_{jt}(N, A)$ – вероятность возникновения негативного воздействия j -го риск-фактора, соответственно, при технологических и аварийных режимах работы;

$Z_{jt}(N, A)$ – затраты на устранения ущерба от негативного воздействия j -го риск-фактора, соответственно, при технологических и аварийных режимах реализации проекта;

$\mu_{jt}(N, A)$ – региональный коэффициент чувствительности на негативное воздействие j -го риск-фактора при технологических и аварийных режимах реализации проекта.

Все множество воздействий на природные компоненты окружающей среды целесообразно выделить в две группы риск-факторов:

- штатные технологические (регламентные, нормальные) воздействия, имеющие место в ходе эксплуатации объекта;
- нештатные воздействия, имеющие место в ходе аварий и чрезвычайных ситуаций.

Штатные (нормальные) воздействия имеют постоянный характер и определяются характеристиками используемого технологического оборудования. Уровень их техногенного воздействия определяется допустимыми регламентами и определяется компенсационными платежами на восстановление возникающего ущерба.

Наряду со штатными воздействиями имеют место нештатные (аварийные) ситуации, вызванные природными, техно-природными и технологическими риск-факторами.

Оценку экологического риска при техногенных воздействиях на природные и технологические объекты исследуемой территории можно определить по формуле

$$R_j(N, A) = P_j(N, A) \times Z_j(N, A) \times \mu_j(N, A), \quad (5)$$

где $R_j(N, A)$ – стоимость компенсации негативного техногенного воздействия j -го риск-фактора на исследуемую территорию при штатных нормальных (N) и нештатных аварийных (A) режимах эксплуатации;

$P_j(N, A)$ – вероятность техногенного воздействия j -го риск-фактора на исследуемую территорию при штатных нормальных (N) и нештатных аварийных (A) режимах эксплуатации;

$Z_j(N, A)$ – затраты на устранение ущерба от негативного техногенного воздействия j -го риск-фактора на исследуемую территорию при штатных нормальных (N) и нештатных аварийных (A) режимах эксплуатации;

$\mu_j(N, A)$ – региональный коэффициент чувствительности исследуемой территории на негативное техногенное воздействие j -го риск-фактора при штатных нормальных (N) и нештатных аварийных (A) режимах эксплуатации.

Следует отметить, что допустимые уровни воздействия у объектов различного назначения могут отличаться. В существующих методиках оценки воздействия на исследуемые объекты приняты четыре градации (рис. 5.3.2):

IV. Малые – объект восстановления не требует.

III . Умеренные – для восстановления объекта требуются ограниченные внутренние ресурсы (затраты).

II. Сильные – для восстановления объекта требуются значительные внешние ресурсы (затраты).

I. Значительные (катастрофические) – объект восстановлению не подлежит.

Используя рассмотренную градацию качественных показателей, можно построить классификационную таблицу (таблица 5.3.1) оценки уровней воздействия природных, техно-природных и техногенных риск-факторов на исследуемую территорию.

Вероятностные оценки характеризуют возможность воздействия j -го риск-фактора на исследуемую территорию на этапах реализации проекта (процесса).

Их значения определим из соотношений геометрических вероятностей:

$$P_j(N, A) = P_j(\Delta D_i) = S_i / S, \quad (6)$$

где $P_j(\Delta D_i)$ - вероятность возникновения j -го риск-фактора на территории площадью S , воздействия которого i -го уровня ΔD_i имеют место на площади S_i .

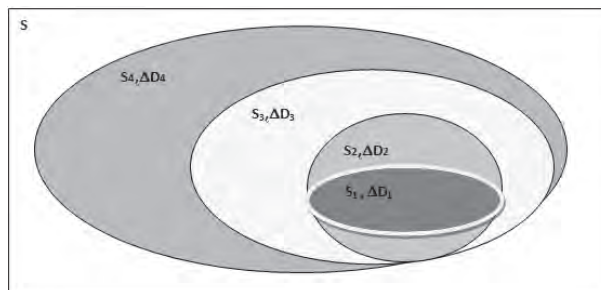


Рис. 5.3.2. Уровни воздействия риск-фактора на исследуемую территорию

Таблица 5.3.1

Классификационная таблица оценки уровня воздействия риск-факторов

Критерии оценки риск-фактора	Категории состояния, уровень (мощность) воздействия			
	Штатные	Нештатные, аномальные		
	нормальные IV	малые III	сильные II	катастрофические I
Уровень воздействия	ΔD_4	ΔD_3	ΔD_2	ΔD_1
Вероятность появления	$P_j(\Delta D_4)$	$P_j(\Delta D_3)$	$P_j(\Delta D_2)$	$P_j(\Delta D_1)$
Затраты на компенсацию ущерба	$Z_j(\Delta D_4)$	$Z_j(\Delta D_3)$	$Z_j(\Delta D_2)$	$Z_j(\Delta D_1)$

Представленные методические решения позволяют определить оценки уровня техногенного воздействия на природные компоненты окружающей среды, находящиеся на исследуемой территории в случае реализации j-го риск-фактора, а также стоимость исследуемого воздействия.

В основе методических решений лежит целевая задача, связанная с оценкой динамики изменения наблюдаемых параметров геоинформационных моделей территориальных объектов. В общем случае она может быть представлена уравнениями вида

$$\Delta D_i(t_c) = D_i(t_0) - D_i(t_c), \tag{7}$$

где $D_i(t_0) = D_i(X_i(t_0), Y_i(t_0), H_i(t_0), U_i(t_0))$ – значение i-го уровня наблюдаемого параметра объекта на начальный момент времени t_0 ;

$D_i(t_c) = D_i(X_i(t_c), Y_i(t_c), H_i(t_c), U_i(t_c))$ – значение i-го уровня наблюдаемого параметра объекта на момент времени t_c ;

$\Delta D_i(t_c) = \Delta D_i(\Delta X_i(t_c), \Delta Y_i(t_c), \Delta H_i(t_c), \Delta U_i(t_c))$ – изменение значения i-го уровня наблюдаемого параметра объекта на момент времени t_c .

Здесь

$$\left. \begin{aligned} \Delta X_i(t_c) &= X_i(t_0) - X_i(t_c) \\ \Delta Y_{ij}(t_c) &= Y_i(t_0) - Y_i(t_c) \\ \Delta H_i(t_c) &= H_i(t_0) - H_i(t_c) \\ \Delta U_i(t_c)_j &= U_i(t_0) - U_i(t_c) \end{aligned} \right\}, \tag{8}$$

где $X_i(t_0), Y_i(t_0), H_i(t_0), U_i(t_0)$ – значения координат и уровня отображаемого сигнала i-го уровня наблюдаемого объекта на начальный момент времени t_0 ;

$X_i(t_c), Y_i(t_c), H_i(t_c), U_i(t_c)$ – значения координат и i-го уровня отображаемого сигнала наблюдаемого объекта на момент времени t_c ;

$\Delta X_i(t_c), \Delta Y_i(t_c), \Delta H_i(t_c), \Delta U_i(t_c)$ – изменения значений координат i-го уровня отображаемого сигнала наблюдаемого объекта на момент времени t_c .

Знание динамики изменения наблюдаемых параметров позволяет определить экологические риски техногенного воздействия на природные и технологические ком-

поненты окружающей среды. Ключевое место в решении этих задач отводится методам отображения контролируемых параметров исследуемых объектов.

Отличительной особенностью организации мониторинговых наблюдений является необходимость создания и постоянного обновления информационной картины наблюдаемых объектов. Информационное обеспечение такой системы функционально состоит из двух модулей. Один модуль предназначен для хранения пространственной информации о геопозиционированных объектах. Второй модуль содержит информацию об объектах, характеристики которых не зависят от их расположения. Объекты первой группы являются элементом геоинформационного обеспечения системы наблюдений и хранятся в Геоинформационной базе данных (ГБД), а объекты второй группы – в Базе знаний (БЗ).

Система геоинформационного обеспечения в рамках задач аэрокосмического мониторинга объектов нефтегазового комплекса, должна охватывать исследуемую территорию, на которой находятся объекты нефтегазового комплекса (рис. 5.3.3, 5.3.4 на цветной вклейке):

- территорию федерального уровня (государственные образования);
- территорию регионального уровня (республики, области и края);
- территорию технологических объектов системы нефтегазового комплекса (месторождение, магистральный трубопровод).

Информация о территориях хранится в Геоинформационной базе данных в виде цифровых векторных и растровых карт, моделей местности и аэрокосмических изображений. Для унификации и единообразия технологий сбора, обработки, оценки и прогноза развития ситуации целесообразно все множество информации, получаемой при функционировании систем мониторинга разного уровня, представить в форме электронных паспортов.

Нормативно-правовой основой паспортизации служит ГОСТ 17.0.0.04-90 «Охрана природы. Экологический паспорт промышленного предприятия. Основные положения». Экологический паспорт промышленного предприятия является нормативно-техническим документом, включающим данные об использовании предприятием ресурсов и его влиянии на окружающую среду. Экологический паспорт разрабатывается самим предприятием и утверждается его руководством по согласованию с органом местного самоуправления и территориальным природоохранным органом.

Экологический паспорт ориентирован на решение четырех главных задач:

- определения экологичности производства с точки зрения рационального использования ресурсов, то есть оценки расхода сырья, энергии и природных ресурсов и выброса загрязняющих веществ на единицу продукции;
- оценки негативного воздействия предприятия на окружающую среду в части определения валового количества выбросов, сбросов и твердых отходов за отчетный период;
- наличия и эффективности работы очистных сооружений и контроля негативного воздействия на окружающую среду;
- оценки объема платежей с предприятия за загрязнение.

Разработка экологических паспортов, обеспечивающих отображение динамики происходящих процессов, учет состояний территорий и объектового состава в моменты смены собственников, возможна лишь при наличии геоинформационных систем.

Свое дальнейшее развитие разработка экологических паспортов получила в связи с новым нормативным документом – ГОСТ Р 17.0.0.06–2000 «Охрана природы. Экологический паспорт природопользователя». В этом паспорте в качестве определяющего направления рассмотрен более широкий спектр задач контроля окружающей среды территорий. Определены формы описания характеристик контролируемых территорий.

При проведении аэрокосмического мониторинга, реализуемого в рамках информационно-измерительных ГИС, целесообразно получаемые аэрокосмические изображения представлять в виде соответствующих измерительных документов (ортофотопланов, ортофотокарт, трехмерных моделей), отображающих состояние исследуемой территории на текущий момент времени. В качестве видеостраниц электронных паспортов целесообразно рассматривать образцы цифровых геоинформационных (картографических, фотограмметрических) продуктов, отображающих фоновые и текущие состояния наблюдаемых объектов в метрически фиксированном пространстве. Это позволяет с единых позиций на разных уровнях детализации получить комплексную системную информацию как об исследуемой территории в целом, так и об отдельных объектах. Данные паспорта должны входить в состав геоинформационного обеспечения проекта и характеризовать состояние наблюдаемых объектов на протяжении заданного временного цикла. Таким образом, система геоинформационного обеспечения аэрокосмического мониторинга должна включать серию однотипных геоинформационных карт (моделей), построенных по результатам аэрокосмических наблюдений реальных объектов и процессов земной поверхности.

Содержание и форма представления электронных паспортов на уровне отдельного территориального объекта определяется требованиями регламентирующих документов.

Наряду с построением системы геоинформационного обеспечения, содержащей информационные описания геоинформационных продуктов, в рамках организации системы аэрокосмического мониторинга должна функционировать система технологического обеспечения «База знаний». «База знаний» в общем случае содержит совокупность знаний о некоторой предметной области. Применительно к рассматриваемому классу задач предметной областью является информация о технологических процессах и оборудовании, используемом при разработке, обустройстве и эксплуатации месторождений нефти и газа, линейной части магистральных трубопроводов, а также о геологических, гидрометеорологических и экологических процессах, происходящих на этой территории.

Важная составляющая часть системы локального мониторинга компонентов окружающей среды – наблюдения за процессами и объектами, являющимися потенциальными источниками возникновения чрезвычайных ситуаций. К ним относятся опасные природные процессы и явления, а также недопустимые антропогенные воздействия.

Учитывая важность влияния данных процессов на экологическую безопасность территориальных объектов, наблюдения за ними выполняют как на уровне строительства, так и на уровне эксплуатации. В первую очередь это относится к линейной части трубопроводных систем, которые благодаря своей протяженности сталкиваются с различными негативными геологическими и гидрометеорологическими воздействиями.

Для контроля за этими воздействиями должен осуществляться мониторинг, проведение которого регламентируется как федеральными, так и отраслевыми документами.

В частности, в соответствии со статьей 30 «Водного кодекса» целью мониторинга водных объектов является информационное обеспечение управления в области использования и охраны водных объектов, в том числе в целях государственного контроля и надзора за использованием и охраной водных объектов.

Достижение указанной цели предполагает:

- регулярные наблюдения за состоянием водных объектов, показателями состояния водных ресурсов, а также за режимом использования водоохраных зон;
- сбор, обработку и хранение сведений, полученных в результате наблюдений;
- внесение сведений, полученных в результате наблюдений, в государственный водный реестр;
- оценку и прогнозирование изменений состояния водных объектов, количественных и качественных показателей состояния водных ресурсов.

Порядок представления сведений, полученных в результате наблюдений, определяется приказом МПР России от 06 февраля 2008 г. № 30, что требует проведения ежегодных наблюдений за характеристиками переходов и хранения их результатов в специализированных Базах данных.

Наиболее оптимальные режимы решения данной задачи возможны посредством использования комплексных систем аэрокосмического мониторинга и геоинформационных технологий обработки данных и их хранения. Примеры организации паспортизации водных переходов в рамках единой электронной Базы данных представлены на рис. 5.3.5.

Мониторинг геологической среды является составной частью мониторинга окружающей природной среды (экологического мониторинга). Требования к его проведению определяются стандартом ГОСТ Р 22.1.06-99 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование опасных геологических явлений и процессов».

Объектами мониторинга и прогнозирования являются территории активного проявления эндогенных (землетрясение, вулканическое извержение) и экзогенных (оползень, обвал, карст, суффозия, просадка в лессовых грунтах, эрозия овражная, переработка берегов) геодинамических процессов.

Уполномоченные органы по проведению мониторинга осуществляют наблюдение, сбор, обработку, обобщение, накопление, хранение и распространение информации на объектовом (локальном), местном, территориальном (региональном) и федеральном уровнях, а для мониторинга землетрясений и экзогенных процессов, соответственно, на глобальном уровне и на уровне элементарных форм проявления экзогенных геологических процессов. Объектами мониторинга являются территории распространения опасных процессов и явлений, выделяемые по данным специализированных геологических исследований как учетные единицы таксономического ряда объектов наблюдений: регион, область, район, участок, временная зона. В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», в состав проекта в графической части должны входить:

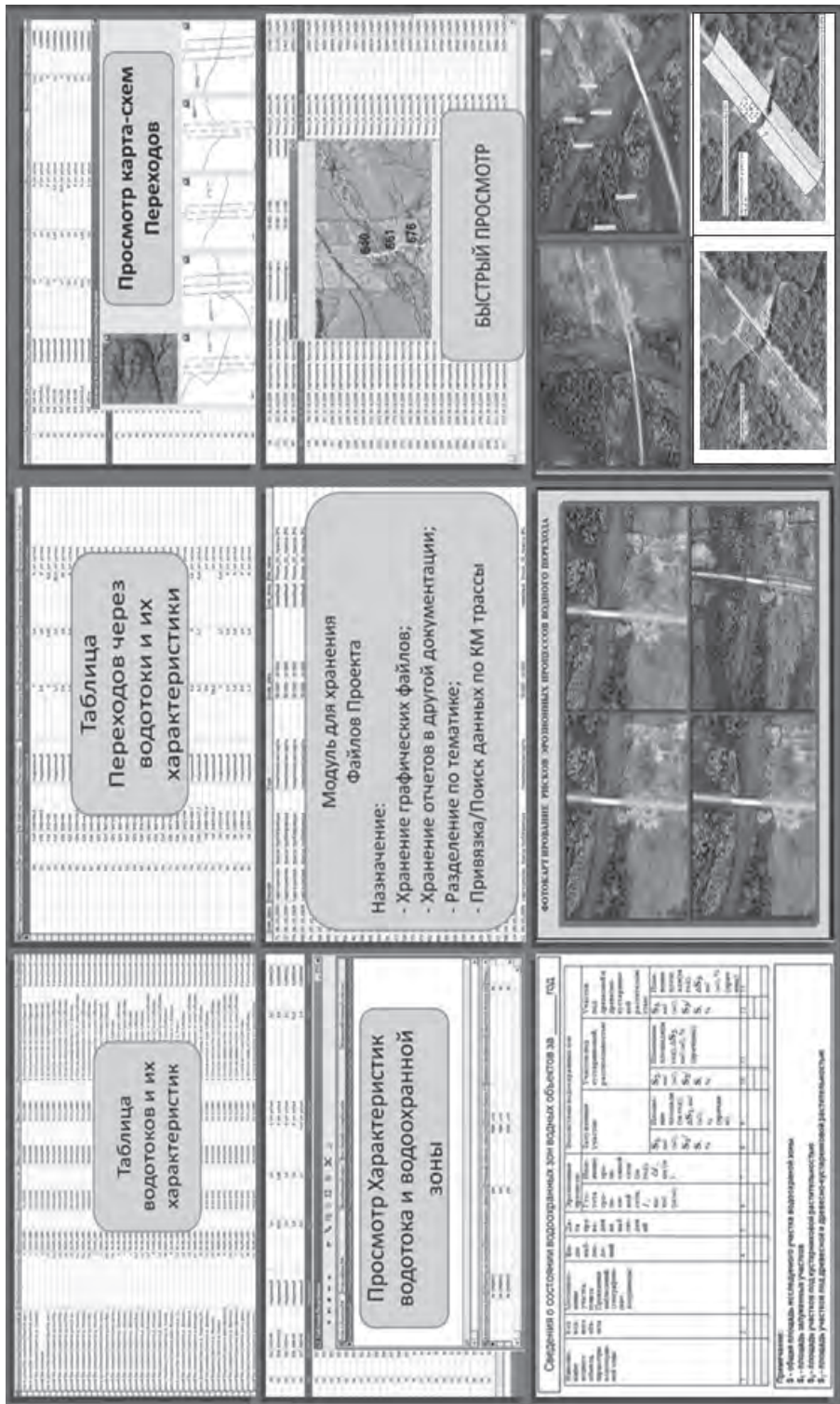


Рис. 5.3.5. Паспортизация водных переходов магистральных трубопроводов

- ситуационный план (карта-схема) района строительства с указанием границ земельного участка, предоставленного для размещения объекта капитального строительства, расположения источников выбросов в атмосферу загрязняющих веществ и устройств по очистке этих выбросов;
- карты-схемы и сводные таблицы с результатами расчетов загрязнения атмосферы при неблагоприятных погодных условиях и выбросов по веществам и комбинациям веществ с суммирующимися вредными воздействиями – для объектов производственного назначения;
- карты-схемы границ зон экологического риска и возможного загрязнения окружающей природной среды вследствие аварии на линейном объекте.

Наиболее полную информацию о территории расположения объектов содержит видеоинформация, получаемая посредством аэрокосмических съемок. Следовательно, ее использование в качестве топографической основы для создания графических приложений позволяет получить актуализированную видеоинформацию на момент разработки проекта, а в дальнейшем – на этапах строительства и эксплуатации.

На рис. 5.3.6 (см. цветную вклейку) представлены образцы картографического и фотограмметрического отображения зон воздействия опасных геологических процессов в виде трехмерных моделей, построенных на основе традиционной топографической карты, а также на основе космического изображения.

На рис. 5.3.7 (см. цветную вклейку) представлены образцы трехмерных моделей, иллюстрирующих зоны загрязнения атмосферного воздуха и территорий земной поверхности при отсутствии ветровых потоков и при их наличии. Использование в качестве основы космических изображений позволяет наглядно проиллюстрировать зоны, подверженные негативному воздействию выбросов загрязняющих веществ. Решение данной задачи может быть выполнено на основе прогнозных моделей и по результатам выполненных контрольных замеров.

Представленные подходы к методам создания и технологиям отображения Баз данных и трехмерных моделей местности по материалам аэрокосмических съемок обеспечивает возможность пространственного анализа опасных природных и техногенных процессов на протяжении реализации инвестиционных проектов. Такой подход позволяет более надежно оценить зоны потенциально опасных воздействий риск-факторов, связанных как с проявлением геологических процессов, так и с зонами химического загрязнения воздушной среды.

В.Г. Бондур, А.Т. Зверев, А.Л. Зима

5.4. Космический мониторинг сейсмоопасности нефтегазоносных районов (на примере Калининградского землетрясения 21 сентября 2004 года)

Введение

Многие нефтегазоносные районы относятся к сейсмоопасным. В первую очередь это касается нефтегазовых месторождений предгорных и межгорных прогибов и активных окраин континентов. Однако известно немало случаев, когда очаги сильных землетрясений располагались непосредственно в пределах древних и молодых платформ. Для примера можно вспомнить землетрясения на севере европейской части России на реке Сысола притока реки Вычегды (1939 г., с магнитудой $M = 7,0$), в Эстонии на о. Осмуссар (1976 г., $M = 7,0$), в Нидерландах (1977 г., $M = 5,7$), в Германии (2002 г., $M = 5,0$), в Англии (2002 г., $M = 5,0$).

Наиболее сильное впечатление на геологов и сейсмологов произвели землетрясения 1976 и 1984 гг., произошедшие в богатейшем газоносном районе на молодой Туранской платформе в Узбекистане около г. Газли с $M = 10,0$. Подобной силы землетрясения на платформах еще не были известны. Это говорит о том, что разработкой методов прогноза землетрясений необходимо заниматься не только применительно к известным сейсмоопасным районам, но и к асейсмичным платформенным областям, к которым у нас в стране приурочена большая часть нефтяных и газовых месторождений. Именно данное обстоятельство заставило обратить пристальное внимание на Калининградское землетрясение, произошедшее 21 сентября в 2004 г.

Прогноз места и времени землетрясения — одна из сложных и актуальных проблем современной нации. Несмотря на то, что к ее разработке привлечен весь арсенал современных наук о Земле, она еще далека от решения. Подтверждением этому служат катастрофические землетрясения на Алтае, Сахалине, в Армении, Иране, Пакистане, Чили, Калифорнии и других регионах, которые не были спрогнозированы сейсмологами, геофизиками, геодезистами, геохимиками, гидрогеологами и другими специалистами, уже несколько десятилетий активно занимающимися разработкой проблемы прогноза землетрясений. Это подтверждает мнение о том, что необходимо расширить набор выявляемых предвестников землетрясений с целью более комплексного и разностороннего изучения механизмов подготовки землетрясений и их влияния на напряженно-деформированное состояние и термофлюидный режим земной коры, а также на геофизические, геохимические и гидрогеодинамические поля.

Одним из таких новых, перспективных методов является космический метод изучения линеamentного поля земной коры, которое реагирует на динамику напряженно-деформированного состояния коры в период подготовки землетрясения и после него (Бондур, Зверев, 2005, 2007; Бондур и др., 2005, 2009). Выполненные нами ранее исследования в зоне разрыва Сан-Андреас (Калифорния, США) показали, что наиболее чувствительным индикатором является соотношение продольных и поперечных линеamentов. Было установлено, что перестройка

плана проявленности систем линеаментов на космических изображениях начинается за 2–3 месяца до землетрясения, достигая максимума в период 20 дней до него. При этом рост секущих (поперечных) линеаментов закономерно опережает рост согласных (продольных) линеаментов (Бондур, Зверев, 2005, 2007; Бондур и др., 2005, 2009). Наши исследования в сейсмоопасных районах подтвердили мнение о том, что сейсмический процесс есть один из видов геотектонических процессов, развивающихся во времени и состоящих из последовательности различных этапов, связанных друг с другом и характеризующихся определенной временной последовательностью.

Исследование напряженно-деформированного состояния земной коры в период подготовки Калининградского землетрясения показало, что наиболее информативной для целей прогноза землетрясения является общая картина предвестниковой динамики линеаментов разных направлений.

Методика и объекты исследования

В качестве исходной космической информации использованы космические изображения, полученные при помощи аппаратуры MODIS в красной зоне спектра ($\Delta\lambda = 620\text{--}670$ мкм) с пространственным разрешением 250 м. Выбор красной зоны спектра обусловлен специально выполненными исследованиями, которые показали, что в этой зоне находят достаточно хорошее выражение как локальные, так и региональные линеаменты, в то время как в зеленой зоне спектра лучше проявлены локальные, а в ближнем ИК-диапазоне — региональные линеаменты.

Для выполнения автоматизированного линеаментного анализа использована программа LESSA (Zlatopolsky, 1997), которая позволяет выявлять как локальные (элементарные линеаменты или штрих-линеаменты), так и региональные (сквозные, проходящие через весь снимок) линеаменты и получать целую серию различных статистических показателей, характеризующих плотность и анизотропность поля линеаментов. В данной работе в основном анализировались штрих-линеаменты, имеющие длину 10 пикселей, что на местности составляет 2,5 км. Штрих-линеаменты отвечают элементарным линейным объектам ландшафтов (линейные структурные объекты орографии и гидрографии, геоботанические границы и т.д.). Низкая разрешающая способность изображений MODIS (250 м на местности) сводит на нет влияния таких антропогенных линейных объектов, как дороги, трубопроводы, ЛЭП и т.п.

Проявленность штрихов на космическом снимке во многом зависит от характера напряженно-деформированного состояния земной коры и контролируемого им термофлюидного режима. Как уже отмечалось выше, нами установлена корреляция предвестниковой динамики напряженно-деформированного состояния коры и динамики систем линеаментов.

В районе г. Калининград 21 сентября 2004 г. произошло два землетрясения. Первое — с магнитудой 5,0, а второе — с магнитудой 4,8 по шкале Рихтера. Первый толчок произошел в 14:06, а второй — в 16:32 по местному времени. Очаги землетрясения приурочены к пересечению субмеридионального и субширотного разрывных нарушений.

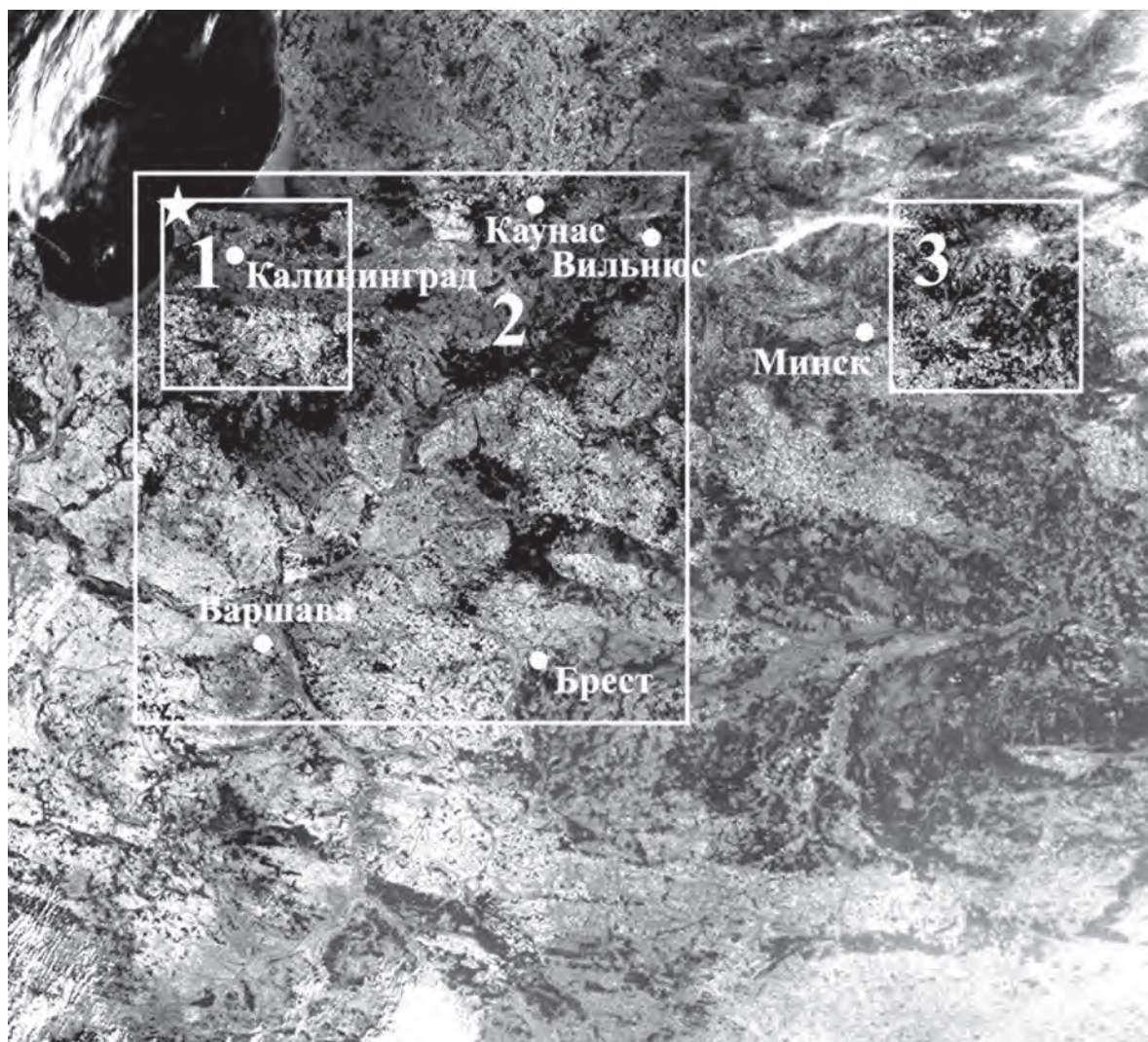


Рис. 5.4.1. Космическое изображение, полученное при помощи аппаратуры MODIS (пространственное разрешение 250 м, красный канал), на котором показаны три тестовых участка (тестовый участок 1 – 125×125 км, тестовый участок 2 – 400×400 км, тестовый участок 3 – 125×125 км). Звездочка – эпицентр землетрясения

В качестве тестовых выбраны три участка (рис. 5.4.1), которые целиком помещались на одном космическом изображении, что позволяло их изучить в сходных условиях. Эпицентр землетрясения расположен в северо-западном углу участков 1, 2. Участок 1 имеет размер 125×125 км (500×500 пикселей), а участок 2 – 400×400 км (1600×1600 пикселей). Участок 3 расположен в 500 км к востоку от эпицентра и имеет размеры 125×125 км (500×500 пикселей). Цель подобного расположения

тестовых участков — определить радиус распространения деформаций земной коры в период подготовки землетрясения.

Для изучения динамики линеаментов были подобраны 2 ряда разновременных космических изображений. Первый ряд включает космические изображения, полученные в сентябре 2001—2006 гг., т.е. охватывает интервал времени за 3 года до землетрясения и 2 года после него. Подбор изображений, полученных в одном и том же месяце года, сглаживает влияние сезонных изменений ландшафтов на результаты дешифрирования.

На рис. 5.4.2 приведены результаты линеаментного анализа некоторых из серии космических изображений, полученных в 2001—2006 гг., которые иллюстрируют динамику систем линеаментов в период подготовки и завершения Калининградского землетрясения. Как видно из рис. 5.4.2, на данной территории преобладают линеаменты диагональных направлений (СЗ-ЮВ). При этом наибольшим изменениям при подготовке землетрясения подвержены секущие линеаменты. За 3 года до землетрясения они были проявлены на космическом изображении очень слабо. За 1 год их количество возрастает, а к моменту землетрясения их становится даже больше по сравнению с согласными (СЗ-ЮВ) линеаментами. Через 2 года после землетрясения количество секущих линеаментов заметно сокращается и приближается к прежнему состоянию.

Второй временной ряд космических изображений включает снимки, полученные только в 2004 г. в июле, сентябре и октябре, т.е. за 2 месяца до землетрясения и 1 месяц после него. К сожалению, погодные условия не позволили подобрать более полный временной ряд снимков, чтобы все эти тестовые участки были свободны от облаков. Поэтому анализировались четыре снимка, полученные 30.07.2004 г., 11.09.2004 г., 19.09.2004 г. и 13.10.2004 г.

Результаты исследований и их анализ

В результате автоматизированного линеаментного анализа (при пороге 0) были получены суммарные длины линеаментов по всем направлениям (осреднение составляло $22,5^\circ$), а именно: 90° , 67° , 45° , 22° , 0° , 338° , 315° , 293° . Затем были вычислены парные отношения суммарных длин линеаментов разных направлений. Таким образом, изучены 28 таких парных отношений, часть из которых (см. ниже) обладает предвестниковой цикличностью, т.е. их величина закономерно увеличивается или уменьшается к моменту землетрясения и после него.

Изменения суммарной длины линеаментов разных направлений, полученные при обработке временного ряда космических изображений, охватывающих 2001—2006 гг., показаны на рис. 5.4.3. Как видно из этого рисунка, на всех трех тестовых участках явно преобладает диагональная система линеаментов (по отношению к оси вращения Земли) с некоторым преимущественным развитием северо-западных направлений. Среди остальных направлений некоторое преимущество имеют субширотные направления (90°). Другие пять направлений имеют примерно одинаковое развитие. Подобное соотношение линеаментов разных направлений указывает на генетическую связь линеаментов с планетарной системой трещиноватости ротационной природы. Закономерных изменений суммарной длины линеаментов разных направлений по отношению к моменту землетрясения не наблюдается.

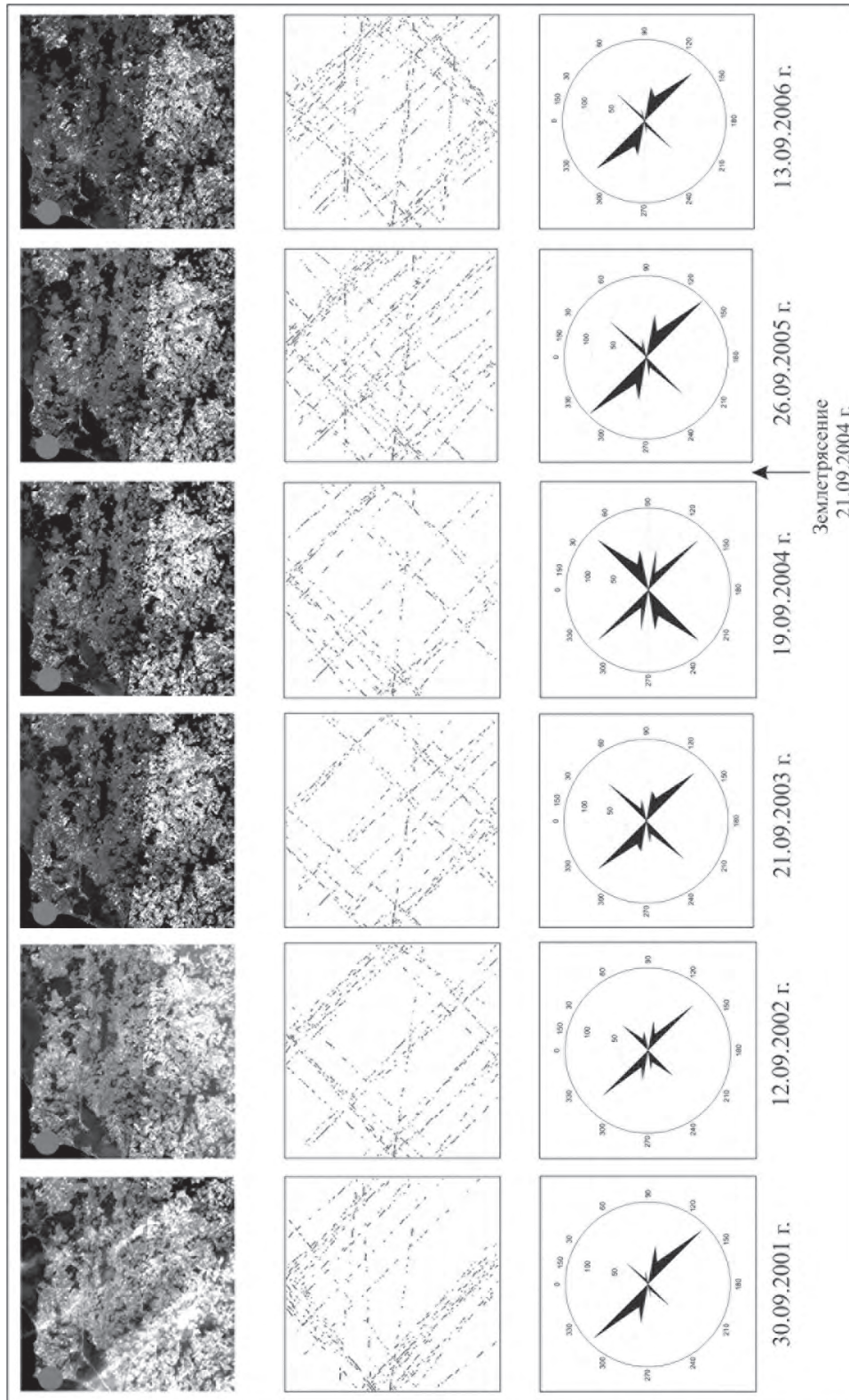
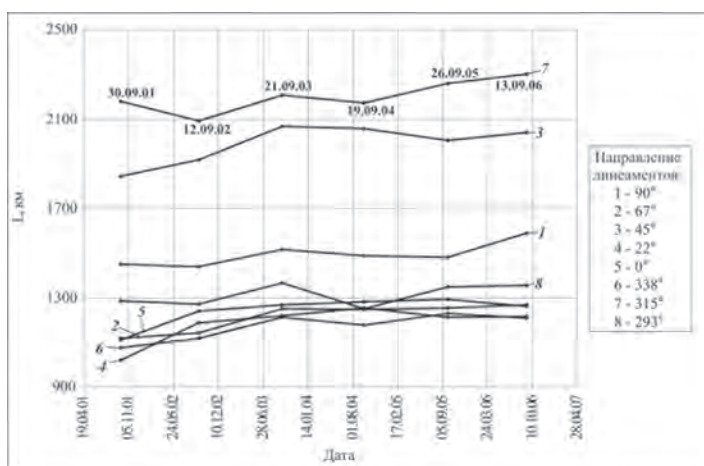
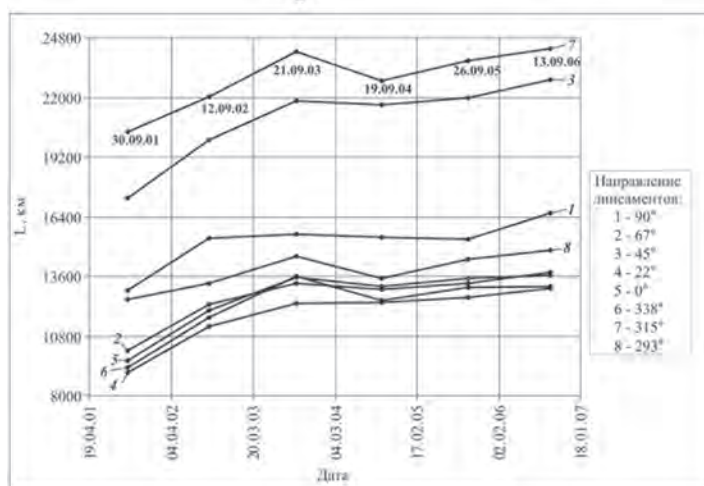


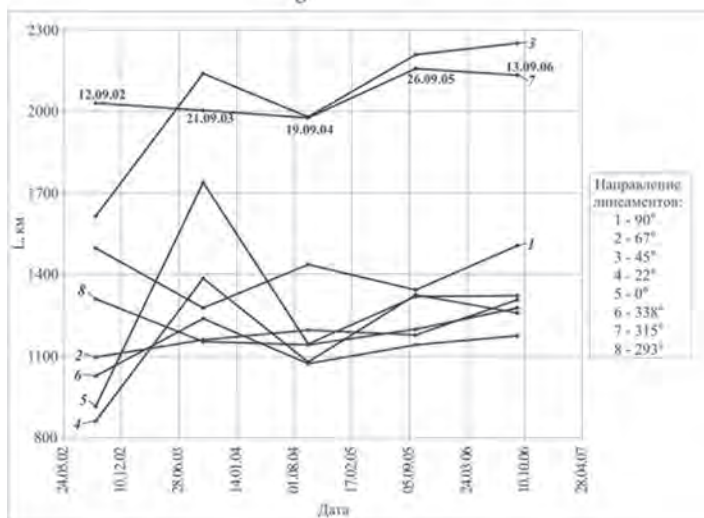
Рис. 5.4.2. Динамика систем линейментов в период подготовки и завершения Калининградского землетрясения, произошедшего 21 сентября 2004 г. Порог 62



а



б

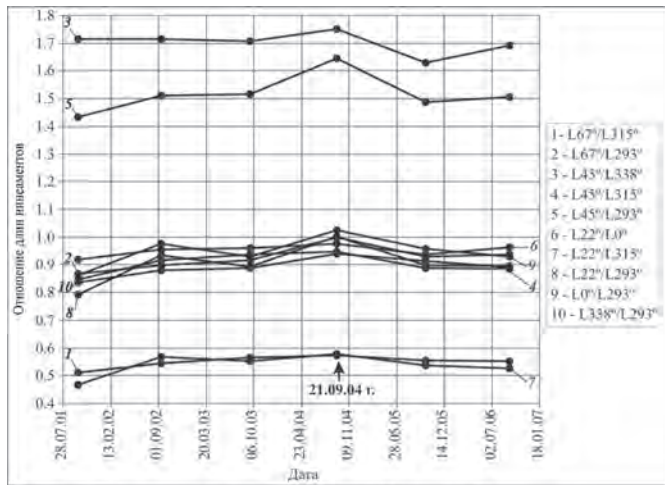


в

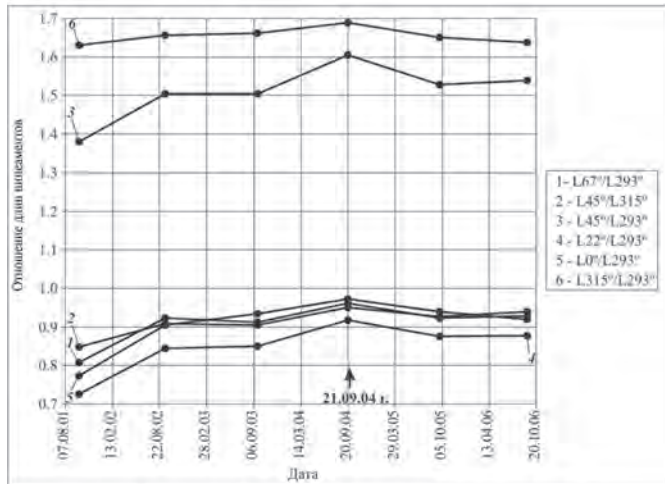
Предвестниковая цикличность в изменении отношений суммарных длин линеаментов разных направлений выражена на тестовом участке 1 в 10 (из 28) случаях (36%), на участке 2 – в 6 случаях (21%), а на участке 3 – в 1 случае (3,6%) (рис. 5.4.4). Это указывает на то, что деформации напряженно-деформированного состояния земной коры в годы, предшествующие землетрясению, были проявлены в радиусе не более 500–600 км.

Изучение суммарных длин и отношений линеаментов разных направлений за период от нескольких месяцев до толчков и после них дало следующие результаты. В год землетрясения на тестовых участках 1, 2, 3, как и в предыдущие годы, господствующее положение занимает диагональная система линеаментов, а среди остальных направлений небольшое преимущество имеют субширотные линеа-

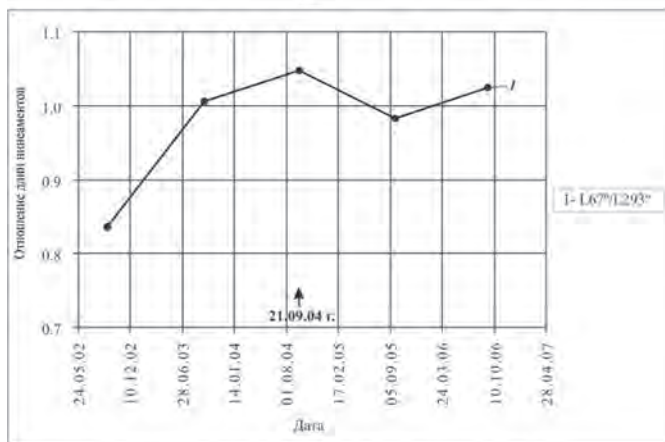
Рис. 5.4.3. Изменение суммарной длины линеаментов L разных направлений в 2001–2006 гг.: а – для тестового участка 1; б – для тестового участка 2; в – для тестового участка 3



Предвестниковая цикличность выражена в 10 случаях (36%)
а



Предвестниковая цикличность выражена в 6 случаях (21%)
б



Предвестниковая цикличность выражена в 1 случае (3,6%)
в

менты (рис. 5.4.5). То есть оба временных ряда космических изображений показали схожую картину, что свидетельствует об устойчивости напряженно-деформированного состояния земной коры.

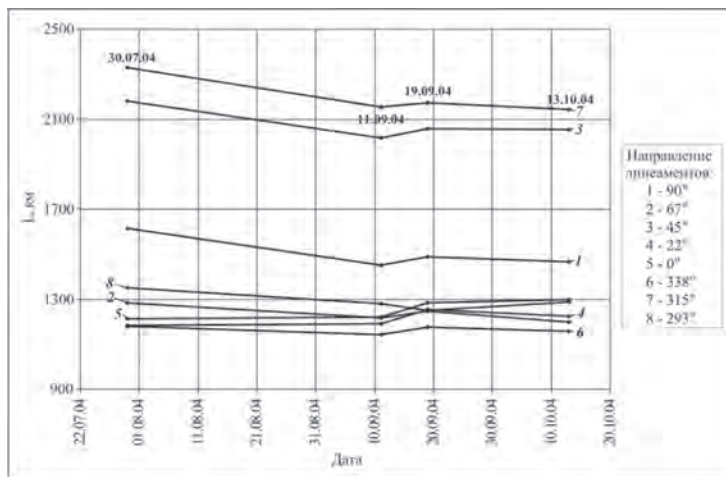
На фоне этой устойчивости в период подготовки землетрясения происходят лишь незначительные относительные изменения суммарных длин линейментов, проявленных на космических изображениях. Именно данные относительные изменения суммарных длин и дают предвестниковую цикличность в изменении их отношений, что проявляется на рис. 5.4.4. На рис. 5.4.6 подобная цикличность выражена уже в год землетрясения (2004 г.), в период за 1,5 месяца до главных толчков Калининградского землетрясения и 1 месяц после них.

Анализ данных по изменению величины отношения линейментов разных направлений в 2004 г. показывает, что предвестниковая

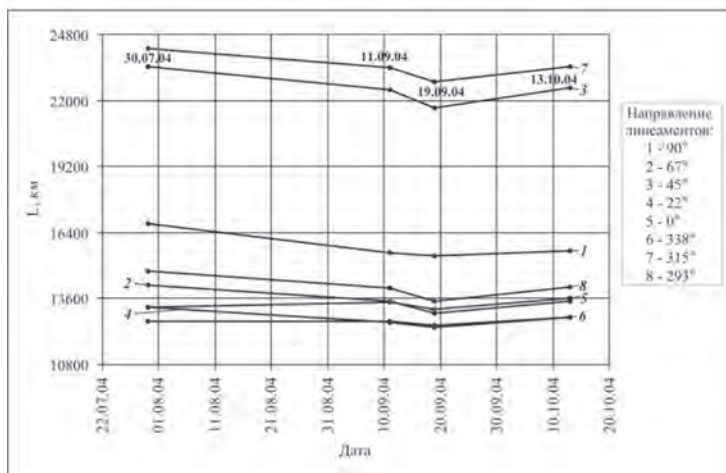
Рис. 5.4.4. Графики отношений суммарных длин линейментов разных направлений с выраженной предвестниковой цикличностью в 2001–2006 гг.:

- а – для тестового участка 1;
- б – для тестового участка 2;
- в – для тестового участка 3

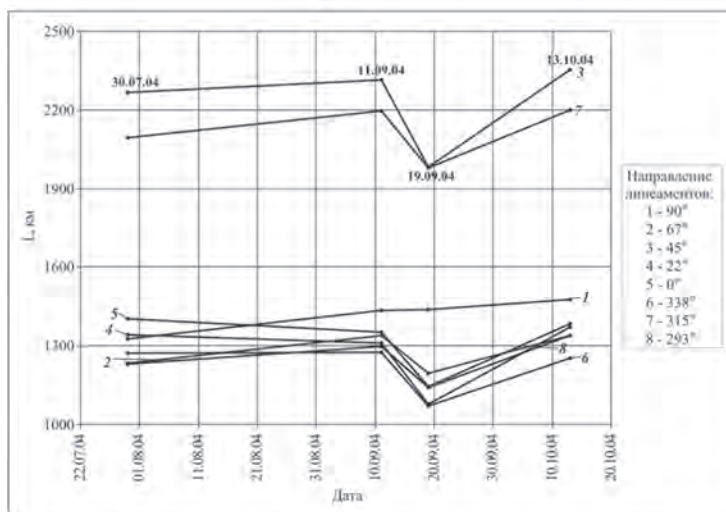
5.4. Космический мониторинг сейсмоопасности нефтегазоносных районов...



а



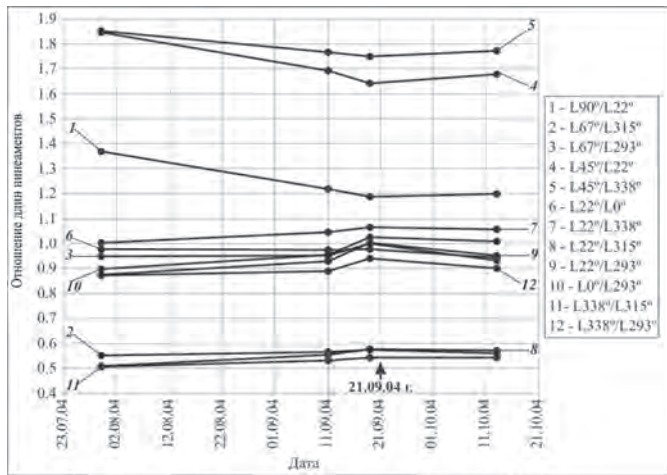
б



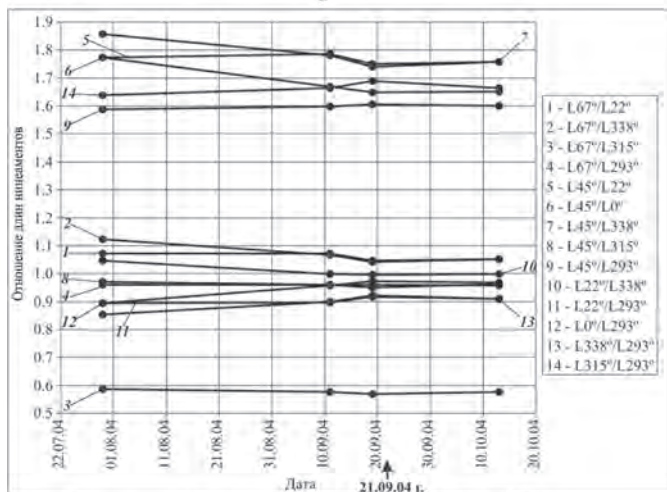
в

цикличность выражена на тестовом участке 1 в 12 случаях (43%), на участке 2 – в 14 случаях (50%), на участке 3 – в 25 случаях (89%) (рис. 5.4.6). На основе этих данных можно сделать вывод о том, что в период, непосредственно предшествующий землетрясению, наблюдается общая активизация напряженно-деформированного состояния коры. Радиус активизации значительно превышает 500 км. При этом воздействие механизма землетрясения испытывают линеаменты почти всех направлений, особенно на удалении от эпицентра землетрясения (участок 3). Вблизи эпицентра наибольшая относительная изменчивость характерна для направлений линеаментов 22°, 67°, 338°, 293° (участок 1), т.е. промежуточные направления меж-

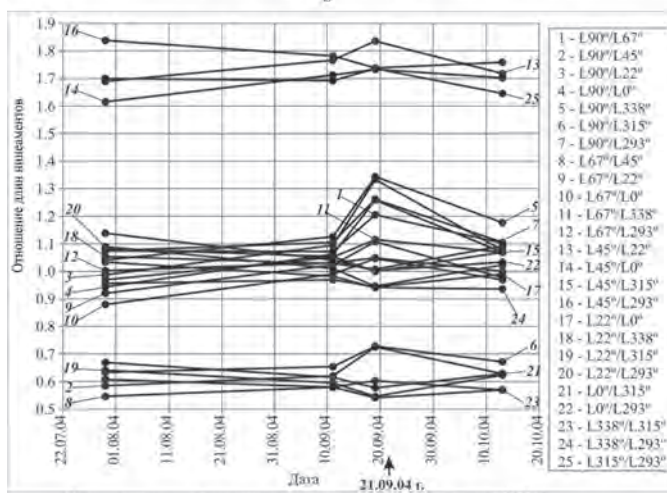
Рис. 5.4.5. Изменение суммарной длины линеаментов L разных направлений в 2004 г.: а – для тестового участка 1; б – для тестового участка 2; в – для тестового участка 3. Землетрясение произошло 21 сентября 2004 г.



Предвестниковая цикличность выражена в 12 случаях (43%)
а



Предвестниковая цикличность выражена в 14 случаях (50%)
б



Предвестниковая цикличность выражена в 25 случаях (89%)
в

ду достаточно устойчивой диагональной системой $315^\circ, 45^\circ$.

Как отмечалось выше, очаг Калининградского землетрясения приурочен к пересечению (узлу) меридионального и широтного разрывных нарушений. Поэтому характер изменчивости отношений линеаментов в период, непосредственно предшествующий толчкам, и после них говорит в пользу того, что перед землетрясением вблизи эпицентра наиболее динамичны линеаменты, определяющие меридиональный и широтный сейсмогенерирующие разрывные нарушения. В то время как вдали от эпицентра воздействие сейсмогенерирующих разломов на системы линеаментов разных направлений сглаживается.

Рис. 5.4.6. Графики отношений суммарных длин линеаментов разных направлений с выраженной предвестниковой цикличностью в 2004 г.:

а — для тестового участка 1;

б — для тестового участка 2;

в — для тестового участка 3.

Дата сейсмического события — 21 сентября 2004 г.

Заключение

Предложен метод прогноза землетрясений на основе выявления предвестниковой цикличности изменения парных отношений суммарных длин линеаментов разных направлений. На основании результатов исследования динамики систем линеаментов в период подготовки и протекания Калининградского землетрясения, произошедшего 21 сентября 2004 г., путем автоматизированного линеаментного анализа разновременных космических изображений выявлено, что преобразование пространственно-временной структуры напряженного состояния литосферы начинается за несколько лет до землетрясения и достигает максимума в год землетрясения, после чего напряженно-деформированное состояние возвращается к исходному состоянию. По мере накопления напряжений в литосфере постепенно увеличивается радиус ее деформирования, достигая 600 км и более за несколько месяцев перед землетрясением.

Проведенные исследования продемонстрировали возможность получения информации о подготовке землетрясения с использованием космического сейсмического мониторинга на основе планомерного изучения динамики линеаментных систем и выявления предвестниковой цикличности изменения парных отношений суммарных длин линеаментов разных направлений. Было установлено господствующее развитие диагональной системы линеаментов, связанной с планетарной трещиноватостью, обусловленной ротационным механизмом планеты. На основании результатов линеаментного анализа разновременных рядов космических изображений выявлено постепенное увеличение радиуса деформаций, связанных с механизмом подготовки землетрясения.

Развитие и применение системы космического сейсмического мониторинга в нефтегазоносных районах позволит накопить фактический материал по отработке и практическому использованию метода оценки сейсмической опасности и прогноза землетрясений путем слежения за динамикой линеаментных систем с использованием постоянно пополняемого (обновляемого) временного ряда космических изображений.

Литература

1. *Бондур В.Г., Зверев А.Т.* Метод прогнозирования землетрясений на основе линеаментного анализа космических изображений // Докл. Академии наук. 2005. Т. 402. № 1. С. 98–105.
2. *Бондур В.Г., Зверев А.Т.* Механизмы формирования линеаментов, регистрируемых на космических изображениях при мониторинге сейсмоопасных территорий // Исследование Земли из космоса. 2007. № 1. С. 47–56.
3. *Бондур В.Г., Зверев А.Т., Кузнецова Л.В.* Космический мониторинг динамики систем линеаментов в период подготовки землетрясений в Калифорнии // Изв. ВУЗов. Геодезия и аэрофотосъемка. 2005. № 5. С. 47–55.
4. *Бондур В.Г., Крапивин В.Ф., Савиных В.П.* Мониторинг и прогнозирование природных катастроф. М.: Научный мир. 2009. 692 с., 22 цв. ил.
5. *Zlatopolsky A.* Description of texture orientation in remote sensing data using computer program LESSA. Computers Geosciences. 1997. V. 23. No. 1.

В.И. Гридин

5.5. Системно-аэрокосмические методы изучения и мониторинга опасных природно-техногенных процессов при освоении газовых и угольных залежей Кузнецкого бассейна

Введение

Освоение метано-угольных залежей Кузнецкого бассейна – новая подотрасль в деятельности газовой промышленности Российской Федерации. Добыча углеводородного сырья из нетрадиционных источников позволит не только удовлетворить потребности в газе ряда регионов Сибири и Южного Урала, но и решить проблему безопасного освоения угольных залежей. Однако извлечение метана из угольных пластов потребует решения ряда проблем, связанных с исследованием механизмов формирования и реформирования газовых залежей, миграции флюидов, с изучением геодинамических, физико-геологических и космобиоритмических особенностей региона, а также с оценкой их влияния на возникновение и развитие чрезвычайных ситуаций.

Масштабные негативные преобразования окружающей среды, повышение риска возникновения чрезвычайных ситуаций и горно-экологических нарушений делают тематику исследований в области природно-техногенной безопасности недропользования в Кузнецком бассейне весьма актуальной. Приобретает все большее значение задача перехода к новой стратегии управления безопасностью, основанной на полноценном учете в проектных, строительных и эксплуатационных решениях закономерностей пространственно-временного распределения опасных геодинамических, флюидодинамических, физико-геологических и космобиоритмических процессов (Гридин, Гак, 1994; Гридин и др., 2008).

Методология исследований

С целью решения указанных проблем и для создания фундаментального базиса новых газовых технологий исследованы различные представления о роли природных и техногенно-природных факторов в формировании и миграции газовых залежей, а также влияющих на безопасность недропользования в Кузнецком бассейне. При этих исследованиях особое внимание уделено новым подходам к изучению современных геодинамических и физико-геологических процессов. В первую очередь это касается концепции определяющего влияния системы физических полей Земли и околоземного пространства на современные геодинамические и флюидодинамические процессы (Гридин, Гак, 1994), концепции локальных градиентных зон и вертикальных градиентных зон (трубок) геофизических полей в качестве флюидоподводящих каналов с вихревой структурой движения флюида (Пшеничный и др., 2005). Весьма актуальными представляются вопросы системно-геодинамического 2D- и 3D-моделирования (Гридин, 2006; Дмитриевский, Гридин, 2008), а также проблема циклических глобальных изменений окружающей среды и разработки тематических 4D-моделей (Гридин и др., 2008).

Для проверки целесообразности различных подходов к решению упомянутых проблем выполнено системно-геодинамическое дешифрирование космических изображений обзорно-регионального (1:2 500 000), регионального (1:500 000) и на трех локальных участках — детального (1:100 000) масштаба, а также сопоставление результатов дешифрирования с местоположением аварийных участков на шахтах Кузбасса.

С целью изучения закономерностей временного распределения аварий сопоставлены графики солнечной активности в среднемесячных и среднесуточных значениях чисел Вольфа с хронологией аварий за 1998–2008 гг. Участки работ указанных выше масштабов показаны на обзорной фотокарте (рис. 5.5.1, см. цветную вклейку).

Результаты системно-геодинамического дешифрирования и их анализ

Результаты системно-геодинамического дешифрирования в обзорно-региональном масштабе представлены на рис. 5.5.2; в региональном — на рис. 5.5.3; в детальном — на рис. 5.5.4 (см. цветную вклейку).

В итоге системно-геодинамического дешифрирования разновременных космических изображений в пределах Кузнецкого бассейна выявлен диагонально-решетчатый рисунок современных геодинамических и контролируемых их физико-геологических процессов. Диагонально распределенные (преимущественно северо-западного и северо-восточного простираний) разноранговые зоны геодинамически активных флексурно-разрывных нарушений расчленяют изученную территорию на ромбовидные в плане блоки (рис. 5.5.2–5.5.4).

Особенностью современных геодинамических процессов Кузнецкого бассейна является дугообразно изогнутое распределение зон нарушений. Наиболее четко изгибы зон нарушений устанавливаются по результатам системно-геодинамического дешифрирования в обзорно-региональном (рис. 5.5.2) масштабе.

Закономерное распределение изгибов соседних зон нарушений свидетельствует о существенной роли горизонтальных смещений компонентов современного ландшафта под действием тангенциальных составляющих физических полей. Указанные изгибы зон нарушений свидетельствуют о неоднородном по простиранию напряженно-деформационном состоянии массивов горных пород. Выявить закономерности распределения региональных и, особенно, локальных изменений напряженно-деформационного состояния горных массивов — актуальная задача последующих системно-геодинамических исследований. Перспективными методами решения этой задачи являются системно-геодинамическое и физико-геологическое 2D- и 3D-моделирование и использование дистанционных методов высокоточного картирования современных геодинамических процессов (интерферометрических построений по радиолокационным снимкам, лазерно-локационных съемок и др.).

Проведенным комплексом исследований выявлена система разноранговых зон геодинамически активных нарушений. По результатам дешифрирования в обзорно-региональном масштабе (рис. 5.5.2) выявлены зоны нарушений условно второго ранга северо-восточного (1-1, 2-2, 3-3, 4-4, 5-5) и северо-западного (6-6, 7-7, 8-8, 9-9, 10-10) простираний. Эти значительные по ширине (от 20–25 до 30–32 км) полого-извилистые в плане полосы флексурно-разрывных нарушений прослеживаются через весь изученный регион с характерными изменениями по простиранию: наибольшую ширину и максимальную выраженность в современном ландшафте они имеют при



Рис. 5.5.2. Карта результатов системно-геодинамического дешифрирования космических изображений в обзорно-региональном масштабе: 1–2 – структурные линии, выраженные в деформациях голоценовых компонентов современного ландшафта и сопоставляемые с зонами геодинамически активных флексурно-разрывных нарушений условно второго (1), третьего и более высоких (2) рангов; 3 – номер зоны нарушений; 4 – местоположение аварийной шахты

пересечении современных поднятий (Салаирского кряжа, Кузнецкого Алатау, Горной Шории), а в пределах современных опусканий их ширина и, особенно, выраженность в аномалиях современного ландшафта уменьшаются.

По результатам системно-геодинамического дешифрирования космических изображений регионального масштаба (рис. 5.5.3) закартированы зоны нарушений третьего, частично четвертого, а также более высоких рангов. Зоны нарушений третьего ранга прослеживаются с перерывами при ширине от 7–8 до 1–11 км. Над геодинамическими поднятиями и в геодинамических узлах они выражены в современном ландшафте наиболее четко, в пределах современных опусканий их ландшафтные индикаторы слабо различимы или же не фиксируются на космических изображениях регионального уровня генерализации.

В пределах участка региональных системно-геодинамических работ выявлены зоны нарушений третьего ранга северо-западного (12-12, 13-13, 14-14, 15-15) и северо-восточного (19-19, 20-20) простираний. Весьма своеобразно строение зоны нарушений второго ранга 3-3: по предварительным данным в ее составе выделяются 2 зоны нарушений третьего ранга – северо-западная (3а-3а) и юго-восточная (3б-3б). Зоны нарушений четвертого ранга при региональном дешифрировании выявлены лишь частично. Прослеживаются они отдельными фрагментами, характеризуются шириной 1,5–2,5 км и совместно с зонами 2 и 3 рангов вычлениют ромбовидные в плане блоки с размерами от 3×4 км до 5×6 км. Геодинамические узлы всех рангов в аномальных изменениях компонентов современного ландшафта выражены вполне достоверно.

Детальное (масштаб 1:100 000) системно-геодинамическое дешифрирование космических изображений на Ерунаковском, Прокопьевском (рис. 5.5.4) и Тайжинском участках подтвердило выделение зон геодинамически активных флексурно-разрывных нарушений 2, 3 и 4 рангов, детализировало их строение, а также позволило наметить нарушения более высоких рангов.

Анализ пространственного распределения опасных природно-техногенных процессов

Исследование закономерностей пространственного распределения опасных природно-техногенных процессов привело к однозначному выводу об их приуроченности к геодинамически активным зонам флексурно-разрывных нарушений и к геодинамическим узлам (Гридин, 2009). Проанализированы сведения о 79 авариях на шахтах Кузбасса. Сопоставительный анализ распределения аварийных шахт с элементами системно-геодинамического районирования позволил установить, что 39 (49,4% от общего числа) аварийных участков расположены в геодинамических узлах, 31 (39,2%) – в пределах разноранговых зон геодинамически активных нарушений и лишь 9 (11,4%) аварий – в пределах ромбовидных в плане блоков. Таким образом, 70 аварийных участков (88,6% от общего числа) расположено в геодинамических узлах или в зонах геодинамически активных нарушений.

Космобиоритмические циклы различной продолжительности (от 26,0 тыс. лет до 180-22-11-летних, годового, месячного, суточного) обладают характерной особенностью: опасные геодинамические и контролирующие их физико-геологические процессы максимально проявляются в периоды сочленений разнопорядковых циклов и полупериодов (Гридин и др., 2008; Гридин, 2009).



Рис. 5.5.3. Карта результатов системно-геодинамического дешифрирования космических изображений в региональном масштабе: 1—4 — структурные линии, выраженные в деформациях голоценовых компонентов современного ландшафта и сопоставляемые с зонами геодинамически активных флексурно-разрывных нарушений условно второго (1), третьего (2), четвертого (3) рангов, с локальными нарушениями (4); 5 — номер зоны геодинамически активных флексурно-разрывных нарушений

Тематическая обработка среднегодовых значений солнечной активности в числах Вольфа за 1700–2008 гг. и прогнозная оценка солнечной активности в 2009–2100 -гг. свидетельствуют, что в конце установившегося режима (1700–1900 гг.) значения чисел Вольфа колебались от 10–20 до 70–80, в начале переходного периода (1900–2100 гг.) увеличились до 140–160, а в отдельные годы – до 180–190. Возрастание солнечной активности, вероятно, сохранится до конца переходного периода.

По результатам сопоставительного анализа солнечной активности в среднемесячных значениях чисел Вольфа за 1998–2008 г. с хронологией 140 аварий в шахтах Кузбасса установлено, что 65% аварий приурочено к периодам сочленений разноранговых циклов солнечной активности, а 35% – к самим циклам.

Заключение

Выявленные закономерности пространственно-временного распределения опасных геодинамических процессов свидетельствуют о необходимости их полноценного учета на всех этапах и стадиях недропользования. С использованием инновационных технологий системно-аэрокосмического зондирования становится возможным детальное картирование и мониторинг опасных зон и узлов, что позволяет уже на стадии проектных решений предотвратить или минимизировать последствия до 75–80% аварийных ситуаций в шахтах и скважинах. Актуальность системно-аэрокосмических работ подчеркивается возрастанием геодинамической и физико-геологической активности Кузнецкого бассейна, а также глобальными изменениями окружающей среды в переходный период малого галактического цикла.

Обобщение полученного опыта работ позволяет рекомендовать к производственному применению следующий комплекс инновационных технологий:

- специализированное аэрокосмическое зондирование в оптическом, инфракрасном, радиолокационном диапазонах и системно-геодинамическое дешифрирование полученных изображений;
- интерферометрические построения по радиолокационным изображениям и 3D-моделирование современных смещений дневной поверхности и блоков горных пород;
- детальные сейсморазведочные работы бокового обзора и пассивная локация сейсмической эмиссии для картирования субвертикальных флексурно-разрывных нарушений и трубок современной трещиноватости;
- системно-геодинамическое 3D-моделирование газовых и угольных залежей;
- космобиоритмические исследования и системно-геодинамическое 4D-моделирование.

Литература

1. *Гридин В.И.* Новые технологии системно-аэрокосмического изучения нефтегазоносных акваторий // Технологии ТЭК. 2006. № 4. С. 52–58.
2. *Гридин В.И.* Системно-аэрокосмические методы изучения и мониторинга опасных природно-техногенных процессов при освоении газовых и угольных залежей Кузнец-

- кого бассейна. Тезисы докладов международной конференции «Аэрокосмические технологии в нефтегазовом производстве». М.: изд. «Нефть и газ». 2009. С. 83–84.
3. *Гридин В.И., Гак Е.З.* Физико-геологическое моделирование природных явлений. М.: Наука. 1994. 204 с.
 4. *Гридин В.И., Лапоухов А.Н., Фоменко А.В.* Космобиоритмические взаимосвязи современных физико-геологических, геодинамических и флюидодинамических процессов в арктических регионах // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. М.: ГЕОС. 2008. С. 131–134.
 5. *Дмитриевский А.Н., Гридин В.И.* Инновационные технологии системно-геодинамического моделирования газоносных территорий // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. М.: ГЕОС. 2008. С. 154–157.
 6. *Пшеничный Г.А., Матвеев Ю.И., Каминский Е.Ю.* Концепция локальных обобщенных градиентных зон-трубок геофизических полей при оценке перспективности в нефтегазоносности шельфа Баренцева моря // Российский геофизический журнал. 2005. № 39–40. С. 66–74.

Ю.М. Грузина, Р.Г. Мамин

5.6. Использование аэрокосмической информации при эколого-экономической оценке последствий загрязнений окружающей среды в процессе функционирования объектов нефтегазового комплекса

Введение

Нефтегазовый комплекс является базисом российской экономики. С работой предприятий нефтегазового комплекса связано претворение в жизнь наиболее значимых программ в масштабах регионов и всего государства. Поступления от нефтегазовых компаний составляют весомую часть государственного бюджета. Доходы федерального бюджета в последние годы формируются на 45–50% за счет ресурсов данного комплекса. Добыча газа в России составляет более 21% глобальной добычи, добыча нефти и конденсата – 12,4% (Марков, 2011).

Однако следует отметить, что при функционировании нефтегазового комплекса страны имеется целый ряд нерешенных проблем по всем направлениям его деятельности (поиску месторождений нефти и газа, их освоению, добыче, транспортировке и переработке углеводородного сырья), которые связаны с негативным воздействием на природные экосистемы и качество окружающей среды.

Учитывая, что процессы взаимодействия объектов нефтегазового комплекса с окружающей средой происходят на больших территориях, оперативно оценить их состояние и масштабы негативных воздействий на окружающую среду можно лишь на основе применения дистанционных и, в первую очередь космических методов, позволяющих получать принципиально новую по качеству и полноте информацию (Бондур 2010, 2012; Аковецкий, 2008; Хренов, 2002).

Возможности применения аэрокосмических методов и технологий для оценки загрязнения окружающей среды

Современное дистанционное зондирование Земли – это важнейшее и бурно развивающееся направление аэрокосмической деятельности, которое вносит все более значительный вклад в экономику развитых стран, в том числе и Российской Федерации. Аэрокосмическая информация используется во многих областях прежде всего для исследования и рационального использования природных ресурсов, охраны окружающей среды, предупреждения и ликвидации последствий природных катастроф и техногенных аварий, метеорологии и климатологии, в интересах реального сектора экономики (нефтегазовой отрасли, энергетики, градостроительства, транспортного комплекса, лесного и сельского хозяйства, картографии и др.) (Бондур, 2010, 2012; Bondur, 2006, 2011).

Аэрокосмическая деятельность в области дистанционного зондирования основана на применении высоких наукоемких технологий и самых последних достижений фундаментальной и прикладной науки. В настоящее время без космической информации

не возможно развитие различных отраслей хозяйства и обеспечение безопасности функционирования сложных технических систем. При использовании инновационных аэрокосмических методов и технологий может решаться широкий спектр задач в различных направлениях деятельности, в том числе в интересах обеспечения экологической безопасности и эффективной эксплуатации магистральных нефте- и продуктопроводов (Бондур, 2010, 2012):

- оценка состояния магистральных трубопроводов (определение пространственного положения, динамики его изменения, выявление деформированных участков и оценка их напряженно-деформированного состояния, поиск утечек перекачиваемого продукта, определение степени разрушения обвалования и обнажения трубопровода, оценка состояния балластировочных и крепежных устройств и т.д.);
- оценка состояния окружающей среды (степени загрязнения, антропогенной нарушенности и возможности поддержания среды в экологическом равновесии);
- уточнение особенностей геологического строения исследуемого региона с выделением аномальных физических полей, контролирующих развитие современного ландшафта, его переформирование и перераспределение;
- выявление взаимодействия внутренних и внешних факторов ландшафтообразования с определением комплекса техногенных факторов, влияющих на ландшафт, и оценкой степени устойчивости ландшафтов к техногенным воздействиям при строительстве и эксплуатации трубопроводов;
- комплексное изучение процессов взаимодействия с окружающей средой;
- проведение тематического районирования и картирования территории (по природно-техническим условиям эксплуатации трубопроводов, по степени экологической нарушенности окружающей среды и т.п.);
- разработка рекомендаций по рациональной эксплуатации, ремонту и реконструкции магистральных трубопроводов;
- разработка рекомендаций по рациональному природопользованию и охране окружающей среды;
- контроль практической реализации на трассах магистральных трубопроводов разработанных рекомендаций (оценка объемов отсыпного или намытого грунта, правильного обустройства системы инженерной защиты и т.д.);
- определение целесообразного местоположения, методов строительства и эксплуатации объектов крупномасштабного вмешательства в природу.

С учетом основных мировых тенденций развития космических систем ДЗЗ, связанных с увеличением числа спутников высокого и сверхвысокого разрешения (меньше 0,4 ... 1 м), в том числе всепогодных радиолокационных космических аппаратов, все более широким использованием кластеров малых спутников, созданием комплексных многоспутниковых систем космического мониторинга, отказом от неоперативных фотографических космических средств, а также широким международным сотрудничеством в области ДЗЗ, эффективность использования космических методов и технологий в интересах различных отраслей экономики, в том числе для нефтегазовой отрасли будет непрерывно повышаться (Бондур, 2010, 2012).

Охрана окружающей среды при добыче и транспортировке углеводородного сырья

Основное решение проблем, связанных с сохранением природных экосистем и качеством окружающей среды в процессе добычи и транспортировки углеводородов при проектировании, сооружении и эксплуатации объектов нефтегазового комплекса, лежит в области проводимых природоохранных мероприятий. Органы государственной власти посредством применения различных методов и инструментов экологизации технологической и экономической деятельности нефтегазовой отрасли должны создать условия для ее эффективного развития с учетом снижения антропогенной нагрузки на экосистемы суши, прибрежных территорий, акваторий Мирового океана.

Необходимо указать на тот факт, что работа нефтегазового комплекса России зависит от деятельности многих государственных органов, в т.ч. от исполнительных органов власти (Марков, 2011).

В настоящее время Российская Федерация продолжает разрабатывать и развивать различные механизмы перехода к устойчивому развитию, в том числе в рамках международных проектов и соглашений. Следует сказать, что в плане сотрудничества России с Программой Организации Объединенных Наций (ООН) по окружающей среде (ЮНЕП), обеспечивающей руководство в области бережного отношения к окружающей среде, важными направлениями взаимодействия остаются такие, как оценка состояния окружающей среды и техногенных воздействий на нее, различные проекты в области мониторинга атмосферы Земли, морских и наземных экосистем, экологическое образование, информирование населения и привлечение его к реализации природоохранных проектов и т.д. (Белоусов, 1998; Вишневский, Мамин, 2005).

Реализация совместных с ЮНЕП проектов касается проблем управления окружающей средой Волго-Каспийского региона, разработки плана реагирования в чрезвычайных ситуациях, гармонизации национального законодательства, устойчивого развития, укрепления национальных органов управления в области решения задачи охраны атмосферы Земли, морских и наземных экосистем. Дальнейшее формирование и реализация политики устойчивого развития в сфере межгосударственных отношений может совершенствоваться с помощью таких механизмов, как механизм экологической конверсии внешних долгов, называемого в среде специалистов понятием «долги за природу» (Белоусов, 1998; Вишневский, Мамин, 2005).

Идеи и направления «устойчивого развития» обсуждались на Конференции ООН по окружающей среде и развитию в Рио-де-Жанейро (Бразилия) – (Рио-92), на Всемирном саммите по устойчивому развитию в Йоханнесбурге (Южная Африка) – (Рио+10) и на Конференции ООН по устойчивому развитию в Рио-де-Жанейро (Бразилия) (Рио+20). В Российской Федерации по данному направлению был разработан и принят ряд основополагающих документов, в том числе Указ Президента Российской Федерации от 1 апреля 1996 г. № 440 «Концепция перехода Российской Федерации к устойчивому развитию».

Концепция предусматривала стабилизацию экологической ситуации при переходе к устойчивому развитию на федеральном уровне путем естественного уменьшения темпов промышленного производства, реструктуризации экономики России, введения в

природопользование экономических методов и механизмов управления. Удалось остановить рост выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, снизить эмиссию техногенных ингредиентов в биосферу (Государственный доклад..., 2010).

Концепция предусматривала коренное улучшение состояния окружающей среды за счет экологизации технологической и экономической деятельности в рамках институциональных и структурных преобразований, позволяющих обеспечить становление новой модели хозяйствования и широкое распространение экологически ориентированных методов управления. Данная концепция обязывала вести хозяйственную деятельность в пределах емкости экосистем на основе массового внедрения энерго- и ресурсосберегающих технологий, целенаправленных изменений структуры экономики, структуры личного и общественного потребления. Практика природопользования говорит о том, что человек и общество думают об экологических причинах далеко не в приоритетном порядке.

В этом плане весьма показательна статистика экологических правонарушений, ежегодно фиксируемая государственным докладом «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации». Структура нарушений природоохранного законодательства в области добычи и транспортировки углеводородного сырья приблизительно одинакова во всех регионах Российской Федерации: несоблюдение требований экологической экспертизы в процессе строительства и эксплуатации промышленных и иных объектов, самовольное пользование водными объектами без специальной лицензии, нарушение требований при добыче сырой нефти и природного газа и предоставления услуг в этих областях, нарушения правил транспортировки углеводородного сырья и т.д. (Государственный доклад..., 2010; Устойчивое развитие..., 2009).

К числу основных факторов деградации природной среды на биосферном уровне следует отнести следующие факторы:

- рост использования природных ресурсов (прежде всего углеводородных) при сокращении их запасов;
- увеличение численности населения планеты при сокращении урожайных и жизнеспособных территорий;
- деградация основных компонентов биосферы, включая биоразнообразие;
- возможное изменение климата и истощение озонового слоя Земли;
- возрастание размеров экологического ущерба, наносимого природными явлениями и техногенными катастрофами, в т.ч. в нефтяной отрасли;
- возникающие локальные вооруженные конфликты и терроризм с экологическими последствиями (Ирак, Афганистан, Ливия, Северный Кавказ).

На российском национальном уровне наблюдается изменение качества природной среды (включая районы нефте- и газодобычи) по следующим причинам:

- преобладание ресурсодобывающих и ресурсоемких секторов в экономике страны;
- недостаточная эффективность механизмов управления природопользованием и охраной окружающей среды;
- перераспределение функций государственного и регионального управления в Российской Федерации и ее субъектах (в т.ч. в нефтедобывающих регионах Западной Сибири);

- низкий технологический уровень и изношенность основных фондов в отраслях промышленности, энергетики и жилищно-коммунального хозяйства;
- невысокий уровень жизни основной части населения, массовое браконьерство при добыче природных и биологических ресурсов;
- не отвечающий современным требованиям уровень экологического сознания и экологической культуры населения.

Устойчивое развитие Российской Федерации, качество жизни и национальная безопасность, по мнению ученых и специалистов, могут быть обеспечены только при условии сохранения природных экосистем и качества окружающей среды, для чего необходимо сформировать и последовательно реализовать единую государственную политику в рамках Экологической доктрины РФ, которую утвердило Правительство Российской Федерации распоряжением от 31 августа 2002 г. № 1225-р. В доктрине определены цели, направления, задачи и принципы реализации в стране природоохранной и природоресурсной политики (Государственный доклад..., 2010).

Экологическая доктрина Российской Федерации базируется на федеральных законах, иных нормативных актах и учитывает международный опыт в области охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов, а также:

- фундаментальные знания в области наук о Земле;
- современные оценки природной среды и воздействие антропогенных нагрузок на качество жизни населения;
- признание приоритетности природных экосистем Российской Федерации, что соответствует обеспечению безопасности при осуществлении потенциально опасных видов деятельности, как нефтедобыча и нефтепереработка.

Проектирование, строительство и эксплуатация объектов нефтегазового комплекса сопровождается неизбежными выбросами вредных веществ в атмосферу, влиянием на водные экосистемы, заключающимся в возрастании дефицита чистой воды и сокращении численности водных гидробионтов, деградации почвенного покрова, выражающейся в его механических нарушениях и химическом загрязнении. Поэтому экологическая политика государства, нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий должна быть направлена на предотвращение нагрузки на окружающую среду и постоянное улучшение применяемых технологий производства.

Согласно статье 3 Федерального закона РФ от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» при осуществлении хозяйственной или иной деятельности, оказывающей отрицательное воздействие на окружающую среду, необходимо придерживаться принципов:

- охраны, воспроизводства и рационального использования природных ресурсов как необходимых условий обеспечения благоприятной окружающей среды и экологической безопасности;
- обязательности оценки воздействия на окружающую среду при принятии решений об осуществлении хозяйственной и иной деятельности;
- необходимости проведения в соответствии с законодательством Российской Федерации проверки проектов и иной документации, обосновывающих

хозяйственную и иную деятельность, которая может оказать негативное воздействие на окружающую среду, создать угрозу жизни, здоровью и имуществу граждан, на соответствие требованиям технических регламентов в области охраны окружающей среды.

При реализации этого закона на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации объектов нефтегазового комплекса, в соответствии со статье 4 объектами охраны окружающей среды от негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности являются:

- земли, недра, почвы;
- поверхностные и подземные воды;
- леса и иная растительность, животные и другие организмы и их генетический фонд;
- атмосферный воздух.

Загрязнение поверхностных и подземных вод в районах добычи и транспортировки углеводородного сырья

Проблемы загрязнения поверхностных водных объектов и подземных вод при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов из года в год не теряет своей актуальности. Ученые и специалисты, исходя из сегодняшнего качества природных ресурсов и окружающей среды, прогнозируют рост антропогенной нагрузки на экосистемы. Например, только в Мировой океан ежегодно попадает от 12 до 16 млн. т нефти. По результатам космической съемки нефтяные пятна покрывают не менее 1/3 вод Мирового океана. Нефтяные загрязнения становятся постоянным фактором изменения экологической ситуации в локальном и глобальном масштабах (Бондур, 2004, 2010). Один из ярких примеров — авария на нефтяной скважине в Мексиканском заливе в 2010 году (Бондур, 2010, 2012).

Для Российской Федерации геологические прогнозы сходятся на том, что добыча углеводородов в XXI веке переместится в Восточную Сибирь, а также на континентальный шельф северных арктических морей, что, безусловно, отразится на стоимости добываемого сырья. Согласно статье 1 Федерального закона «О континентальном шельфе Российской Федерации» континентальный шельф включает в себя морское дно и недра подводных районов, находящиеся за пределами территориального моря Российской Федерации, на всем протяжении естественного продолжения сухопутной территории до внешней границы подводной окраины материка. Определение континентального шельфа применяется также ко всем островам Российской Федерации. Внутренней границей континентального шельфа является внешняя граница территориального моря (Лопатин, Сладкопеев, 2008).

Согласно статье 15 Водного кодекса Российской Федерации, к территориальному морю Российской Федерации относятся прибрежные морские воды шириной 12 морских миль (1 морская миля — 1852 м), отмеряемых в соответствии с нормами международного права и законодательством Российской Федерации.

Внешняя граница континентального шельфа находится на расстоянии 200 морских миль от исходных линий, от которых отмеряется ширина территориального моря, при

условии, что внешняя граница подводной окраины материка не простирается на расстояние более, чем 200 морских миль. Если подводная окраина материка простирается на расстояние более 200 морских миль от указанных исходных линий, внешняя граница континентального шельфа совпадает с внешней границей подводной окраины материка, определяемой в соответствии с нормами международного права.

Делимитация континентального шельфа между Российской Федерацией и другими государствами осуществляется на основе международных договоров Российской Федерации и/или норм международного права.

По оценке ученых и специалистов природоохранных органов, площадь континентального шельфа Российской Федерации оценивается примерно в 4 млн. км², т.е. 23,4% от общей площади территории страны. Приоритетными признаются объекты для работ масштаба 1:1 000 000 на континентальном шельфе Баренцева, Карского, Восточно-Сибирского, Охотского и других морей, где прогнозируются крупные ресурсы нефти, газа и других видов минерального сырья. Подобная позиция требует решений на международном уровне.

Природопользование в границах континентального шельфа включает в себя:

- промысел живых ресурсов континентального шельфа: сюда входит вылов, приемка, обработка, транспортирование, хранение продукции, ее перегрузка;
- морские научные исследования (фундаментальные и прикладные), направленные на получение знаний по природным процессам на морском дне и в его недрах;
- морские ресурсные исследования, направленные на изучение, разведку и разработку минеральных ресурсов и промысел живых ресурсов.

В составе экосистем континентального шельфа можно выделить следующие виды природных ресурсов: территориальные ресурсы, водные ресурсы, биологические ресурсы, рекреационные ресурсы, минерально-сырьевые и топливно-энергетические ресурсы. Наиболее чувствительными к нефтяному загрязнению являются биологические ресурсы и рекреационные ресурсы (Бондур, 2004, 2010, 2012; Грузина, 2006; Bondur, 2006, 2011).

Нефть содержит не менее 1000 индивидуальных веществ, основная часть которых токсична. Среди компонентов нефти есть мутагены, вызывающие изменения генома – аппарата, отвечающего за наследственность клетки и организма, канцерогены, индуцирующие раковые опухоли, есть вещества, влияющие на биосинтез жизненно необходимых соединений, есть химические соединения, нарушающие нормальное деление клеток, эмбриогенез, рост, дыхание, размножение, иммунную активность и вообще способность к жизнедеятельности.

Нефтяные загрязнения стали постоянным фактором изменения экологической ситуации в локальном и глобальном масштабах. Предельно допустимые концентрации для водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования согласно российским нормативам не должна превышать 100–300 мкг/л для нефти различных видов; для различных видов керосина такая норма составляет от 10 до 100 мкг/л, для бензина – 100 мкг/л. Предельно допустимая концентрация нефти и нефтепродуктов в растворенном и эмульгированном состоянии в морских водоемах составляет 50 мкг/л; содержание нефтепродуктов в питьевой воде не должно превышать 100 мкг/л (Государственный ..., 2010; Марков, 2011).

Загрязнение нефтью стало глобальным фактором антропогенного влияния на природу. Аварийные разливы нефти с движущихся источников (с судов и барж при транспортировке, загрузке и выгрузке) и со стационарных источников при добыче нефти и других полезных ископаемых, сопровождающиеся загрязнением территорий суши, акваторий морей и прибрежной зоны, способны наносить ущерб природным ресурсам: погибают тысячи птиц и животных. При этом замедляется обновление кислорода в воде, нарушается биологическое равновесие, прекращается размножение водорослей и планктона, активизируются болезнетворные бактерии. Ущерб наносится также объектам хозяйственной деятельности: загрязнение губительно для рыболовства, сельского и лесного хозяйства. Снижается рекреационная привлекательность ряда районов в качестве места отдыха, вымирают пляжи, разрушается индустрия туризма, в том числе туризма международного. Ликвидация последствий загрязнений требует привлечения огромных материальных и финансовых ресурсов, затрат человеческого труда. Десятки лет могут потребоваться на восстановление сложившихся биоценозов. Несмотря на то, что крупные разливы нефти составляют минимальный процент от всего числа аварий, более 90% образуемых нефтяных разливов приходится на эти случаи (Устойчивое развитие..., 2009).

Как показывает мировой опыт, основные государства-производители и потребители нефти испытали на себе экологический и экономический ущерб от загрязнения, причиненного аварийными разливами нефти. Приведем некоторые цифры: 1989 год авария танкера «Eххон Valdez» у берегов Аляски, черная масса покрыла береговую линию длиной 2415 км, в море попало 40 тыс. т нефти, нефтяное пятно разлилось на 2 тыс. км². Ликвидация разлива, возмещение ущерба и выплата штрафных санкций составили более 4 млрд. долларов (Фонд ..., 2006).

Похожие случаи произошли в Испании (авария танкера «Prestige», в море попало 30 тыс. т нефти) и Франции (авария танкера «Erika», в море попало 20 тыс. т нефти). Ущерб от этих катастроф составил несколько миллиардов долларов.

Катастрофа в Керченском проливе в ноябре 2007 г. нанесла ущерб экосистемам в региональном масштабе, в общей сложности в акваторию попало более 3 тыс. т мазута, ущерб оценивается в 6,5 млрд. руб.

Одна из крупных аварий произошла в октябре 2011 г. на Федоровском месторождении в районе Сургута, тогда с фонтаном высотой более 10 м вытекло более 40 куб. м нефти. При этом ущерб от этой аварии оценили в 7 млн. руб.

Расчет эколого-экономического ущерба, возникающего в результате разлива нефти на морских акваториях

Перспектива развития нефтегазовой отрасли России до 2020 г. связана с разработкой и добычей нефти и газа в шельфовых районах Каспийского, Черного, Азовского и дальневосточных морей, западной части Арктического бассейна, а, следовательно, встает вопрос о ее транспортировке морскими путями посредством трубопроводов и танкеров. В связи с этим масштабы и задача эколого-экономической оценки ущерба, наносимого техногенными нефтяными загрязнениями, приобретает все большую значимость. Учитывая, что величина экономического ущерба от загрязнения водных объектов в результате аварий состоит из материальных и финансовых потерь и убытков (прямых и косвенных), которые несут объекты хозяйственной деятельности, а

также затрат на ликвидацию и компенсацию последствий от аварийного загрязнения окружающей среды, то необходимым условием для качественной оценки составляющих ущерба становится оперативность и масштабность получаемой информации (рис. 5.6.1).

В случае возникновения чрезвычайной экологической ситуации, согласно Федеральному законодательству и в частности ФЗ «Об охране окружающей среды»

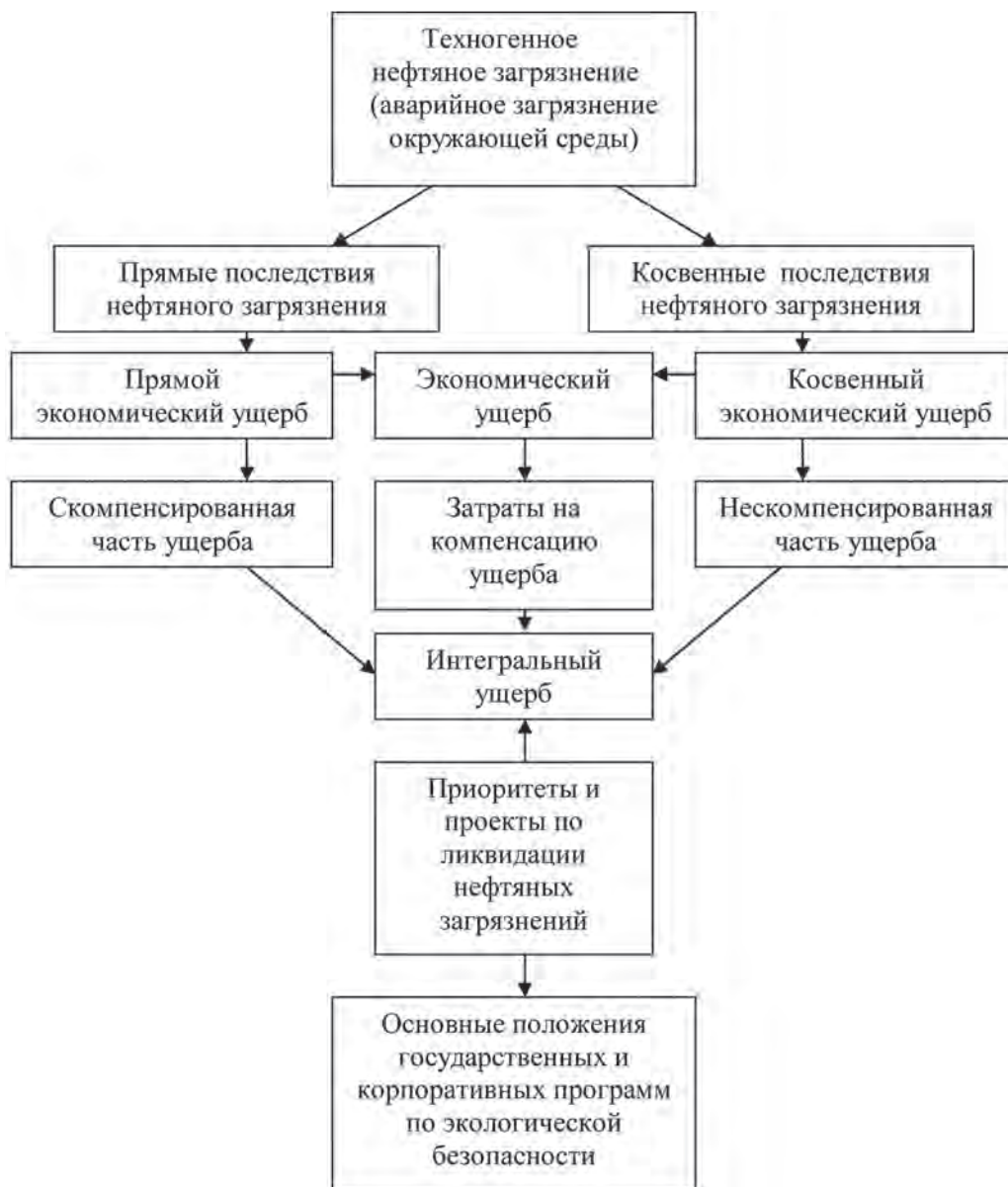


Рис. 5.6.1. Структура оценки и возмещения экономического ущерба, наносимого техногенными нефтяными загрязнениями (аварийными загрязнениями окружающей среды)

природопользователь (в нашем случае нефтяная компания или концерн) обязан возместить нанесенный ущерб в полном объеме, что не исключает реализацию природоохранных мероприятий или программ природоохранной направленности (Государственный доклад..., 2010; Лопатин, Сладкопевцев, 2008).

В настоящее время основными, законодательно утвержденными методическими и инструктивными документами, используемыми на практике при определении ущерба, являются: «Инструктивно-методические указания по взиманию платы за загрязнение окружающей природной среды» (утв. Минприроды России 26.01.93 г. № 190, в редакции Приказа Госкомэкологии РФ от 15.02.2000 г. № 77); «Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах» (утв. Минтопэнерго РФ 01.11.95 г.); «Временная методика определения предотвращенного ущерба» (утв. Госкомэкологии 09.03.99 г.), предназначенная для получения укрупненной эколого-экономической оценки ущерба, предотвращаемого в результате природоохранной деятельности государства; «Методические указания по расчету платы за неорганизованный сброс загрязняющих веществ в водные объекты» (утв. Госкомэкологии 29.12.98 г. с изменениями, внесенными письмом Госкомэкологии РФ от 23.06.2000 г. № 02-22/24-151).

При расчете эколого-экономического ущерба, возникающего в результате разливов нефти на морских акваториях, целесообразно использовать результаты космической съемки, обеспечивающей одинаковой достоверной информацией необходимой точности и детальности всю исследуемую территорию. Эффективность существования аэрокосмических методов вызывает необходимость их рационального сочетания с учетом их особенностей, характеристик и способов применения, что повышает полноту и достоверность итоговой информации.

Одним из наиболее эффективных источников информации является радиолокационная съемка, позволяющая зондировать поверхность при любой погоде и в любое время суток, а также зондировать поверхностные слои с проникновением на некоторую глубину (Бондур, 2004, 2010, 2012). Радиолокационная аппаратура, установленная на космических платформах, позволяет получать изображения, покрывающие области шириной до 500 км и обладающие достаточным разрешением для локализации нефтяных загрязнений, таких как технологические сбросы с судов мазута, нефти и дизельного топлива, выходы нефти из грифонов на морском дне, выносы нефтепродуктов с речным стоком и т.д. (Бондур 2004, 2010, 2012; Бондур, Гребенюк, 2001; Бондур, Замшин, 2012; Bondur, 2006, 2011).

В общем случае ущерб от аварийных разливов нефти на морских акваториях включает в себя:

- социальный ущерб, наносимый здоровью и жизни людей;
- ущерб имуществу владельца нефтяного объекта, включающий в себя стоимость потерянной нефти, затраты на восстановление работоспособности объекта, неполученная прибыль;
- ущерб имуществу третьих лиц, подразумевающий затраты на восстановление поврежденных объектов инфраструктуры;
- экологический ущерб;
- затраты на локализацию аварии и ликвидацию ее последствий.

Исходной информацией для расчета эколого-экономического ущерба служат координаты источника загрязнения, удаленность объектов хозяйственной деятельности, площадь и объемы нефтяных загрязнений, направление движения нефтяного пятна на водной поверхности, рельеф местности. Точность оценки ущерба зависит от точности определения величины площади загрязнения и массы сброшенных веществ.

Следует отметить, что оценку инвестиций в эколого-экономическую (природоохранную) деятельность целесообразно производить в соответствии с наносимым ущербом окружающей среде и природным ресурсам, в т.ч. водным объектам. Оценка инвестиций в природоохранную деятельность в Российской Федерации, по нашему мнению, должна осуществляться, исходя из нормативов, действующих в стране в текущий период времени, когда производится необходимая оценка в рамках экологической конверсии.

Таковыми нормативами в настоящее время являются:

- нормативы платы за выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в окружающую среду и размещение отходов производства и потребления. С 1992 по 2002 г. размер платы за загрязнение рассчитывается в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 28 августа 1992 г. № 632 «Об утверждении Порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещения отходов, другие виды вредного воздействия». В настоящее время действуют также базовые нормативы платы, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 12 июня 2003 г. № 344 «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления» (Вишневецкий, Мамин, 2005).

По нашему мнению, в процессе экологической конверсии для оценки размеров инвестиций в природоохранную деятельность целесообразно использовать формулу для расчета причиненного ущерба на основании базовых нормативов платы за загрязнение окружающей среды, т.е.:

$$Y_{расч} = \sum_{i=1}^n B_{нл} \cdot M \cdot K_{э} \cdot K_u, \quad (1)$$

где

$Y_{расч}$ – расчетный ущерб, наносимый окружающей среде, руб/год;

$B_{нл}$ – базовый норматив платы за загрязнение окружающей среды, руб/год;

M – масса загрязнений, выбрасываемая в окружающую среду, т/год;

$K_{э}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости;

K_u – коэффициент индексации платы, ежегодно утверждаемый Министерством природных ресурсов и экологии РФ по согласованию с Министерством финансов РФ и Министерством экономического развития РФ.

Например, для случая нефтегазозагрязнения водной среды, масса нефти, загрязняющая толщу воды, рассчитывается по формулам (Методика определения ущерба..., 1995):

$$\text{для водоемов: } M_{н.в.-м} = 5,8 \cdot 10^{-3} \cdot M_p (C_n - C_\phi); \quad (2)$$

$$\text{для водотоков: } M_{н.в.-к} = 8,7 \cdot 10^{-4} \cdot M_p (C_n - C_\phi), \quad (3)$$

где

M – масса нефти, разлитой на поверхности водного объекта, т/год;

C_n^p – концентрация насыщения нефти в поверхностном слое водного объекта, г/м³ ;

C_ϕ – фоновая концентрация нефти в водном объекте на глубине 0,3 м вне зоны разлива, г/м³ .

Концентрация насыщения C_n воды нефтью зависит от типа водного объекта: для водоема она составляет 26 г/м³, для водотока – 122 г/м³.

Данные о фоновой концентрации могут быть получены в местных органах, контролируемых водные объекты, или определены по результатам лабораторных анализов проб воды, отобранных вне зоны загрязнения.

Масса нефти, разлитой на поверхности водного объекта и поступившей в водной объект, рассчитывается по формуле:

$$M_p = (m_p - m_\phi) \cdot S_u \cdot 10^{-6} + (C_p - C_\phi) \cdot V_p \cdot 10^{-6}, \quad (4)$$

где

m_p – удельная масса разлитой нефти на 1 м² поверхности воды, г/м²;

m_ϕ – удельная масса фоновой нефти на 1 м² свободной от разлива поверхности воды, г/м²;

C_p – концентрация нефти в водном объекте на глубине 0,3 м в зоне разлива нефти, г/м³;

V_p – объем разлитой нефти, м³;

S_u – площадь разлитой нефти, м² (определяется по аэрокосмическим снимкам).

Дифференциация платы может происходить на региональном уровне путем введения соответствующих коэффициентов экологической ситуации и экологической значимости в расчеты размеров платы (Грузина, 2006; Лопатин, Сладкопечев, 2008).

Аварийные разливы нефти на водном пространстве можно разделить на несколько категорий в зависимости от объема утечки и загрязненной площади. Так, локальным считается разлив до 500 т нефти, региональным – до 5000 т нефти и глобальным более 5000 т нефти.

Приближенная оценка ущерба от загрязнения водных объектов нефтью при локальном и региональном аварийном разливе, выполненная с учетом приведенных формул и на основании действующих методик и нормативов, показывает, что порядок платы за каждую вылитую тонну нефти составляет 30–50 тыс. руб. Учитывая, что годовой объем нефтяных загрязнений в России оценивается в размере 10–12 млн. т, а на долю водных объектов приходится 45%, то урон, наносимый окружающей среде от разлива нефти и нефтепродуктов в водную среду, составляет примерно 75 000 млн. руб. ежегодно.

Ущерб от глобальных разливов нефти подсчитать достаточно сложно. Он зависит от многих факторов, таких, как тип разлитых нефтепродуктов, состояние по-

страдавшей экосистемы, погода, океанские и морские течения, время года, состояние местного рыболовства и туризма и пр. Так, при расчете ущерба от ликвидации аварии, произошедшей в 1989 году неподалеку от побережья Аляски, учитывались следующие показатели: масса нефти – 40 тыс. т, площадь покрытия нефтью – 2,8 тыс. км², гибель 20 китов, 900 морских орлов, 250 тыс. морских птиц, 2,8 тыс. каланов и 300 морских котиков, спасательные работы проводили 11 тыс. человек. Работы по восстановлению были оценены в 2 млрд. долл. США: на реабилитацию исторических памятников пострадавшей зоны – 5 млн. долл., на наблюдение и восстановление популяции морских орлов – 2 млн. долл., бакланов – 600 тыс. долл., на восстановление популяции устриц – 1,2 млн. долл., трески – 1,3 млн. долл., моллюсков – 3,9 млн. долл., морских беспозвоночных (например, осьминогов и кальмаров) – 29 млн. долл., тихоокеанской сельди – 16 млн. долл., лосося – 49 млн. долл., морских львов – 7,8 млн. долл., каланов – 7,2 млн. долл., касаток – 1,9 млн. долл., на поддержку местного рыболовства – более 5,9 млн. долл., туризма – 3,2 млн. долл. и т.д. (Фонд Ликвидации..., 2006).

Расчет инвестиций для реализации водоохранных мероприятий целесообразно производить по формуле:

$$I_{\text{общ}}^{\text{вод}} = I_{\text{восс}}^{\text{вод}} + I_{\text{окр}}^{\text{вод}}, \quad (5)$$

где

$I_{\text{общ}}^{\text{вод}}$ – общий объем инвестиций для восстановления качества водных объектов и охрану их от загрязнения, руб/год;

$I_{\text{восс}}^{\text{вод}}$ – объем инвестиций для восстановления качества воды, руб/год;

$I_{\text{окр}}^{\text{вод}}$ – объем инвестиций для охраны водных объектов от загрязнений антропогенного характера, руб/год.

Таким образом, инвестиции на восстановление качества водной среды во многом будут зависеть от степени экологической безопасности водных объектов.

Заключение

Основное загрязнение окружающей среды в процессе функционирования нефтегазового комплекса России происходит в системе добычи нефти и трубопроводного транспорта. В большей степени это обусловлено физическим износом объектов нефтегазового комплекса. На территории России расположено более 60 тыс. км магистральных трубопроводов, из которых более половины старше 30 лет. Объемы профилактических работ составляют не более 2% от общего числа объектов инфраструктуры нефтегазовой отрасли, при необходимых 10–12%. В связи с этим в стране ежегодно происходит более 20 тыс. аварий со значительными материальными потерями. Общие объемы пролитой нефти составляют порядка 10 млн. т. Наиболее загрязненными являются территории Западной Сибири. Разливы нефти наблюдаются и в водном пространстве. Основными и наиболее масштабными причинами загрязнения воды нефтью являются катастрофы, происходящие на протяжении последних десятилетий.

Учитывая возможности использования инновационных аэрокосмических методов и технологий для решения широкого спектра задач в интересах обеспечения экологической безопасности добычи, переработки и транспортировки нефтепродуктов, повышается практическая значимость разработанного подхода, заключающегося в возможности использования космических изображений, позволяющих в оперативном режиме отслеживать нефтяные загрязнения, минимизируя при этом затраты и время на экологическую и экономическую оценку ущерба от загрязнения пострадавших объектов, предотвращения, устранения последствий, возмещения причиненного вреда.

Экспертные оценки эколого-экономической эффективности применения новых аэрокосмических методов и технологий мониторинга природной среды при добыче, переработке и транспортировке углеводородного сырья дают основание считать, что среднегодовой экономический эффект от внедрения этих методов и технологий на территории Российской Федерации составит величину порядка 5,5–8,0 млрд. руб.

Литература

1. *Аковецкий В.Г.* Аэрокосмический мониторинг месторождений нефти и газа. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2008. 454 с.
2. *Белусов А.Р.* Системный кризис, как вызов российскому обществу // Проблемы прогнозирования. 1998. № 2. С.17–51.
3. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы в современной океанологии / В кн. «Новые идеи в океанологии. Т. 1. Физика. Химия. Биология. М.: Наука. 2004. С. 55–117+8 стр. цв. вклеек.
4. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследование Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17.
5. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
6. *Бондур В.Г., Гребенюк Ю.В.* Дистанционная индикация антропогенных воздействий на морскую среду, вызванных заглубленными стоками: моделирование, эксперименты // Исследование Земли из космоса. 2001. № 6. С. 49–67.
7. *Бондур В.Г., Замшин В.В.* Космический радиолокационный мониторинг морских акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов. В настоящей книге. 2012. С. 255–271.
8. *Вишневецкий Е.В., Мамин Р.Г.* Экология и страхование. М.: Тиссо-Полиграф. 2005. 128 с.
9. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2010 году».
10. *Грузина Ю.М.* Характеристика экологической ситуации и экономического механизма регулирования природопользования в Центральном федеральном округе России // Использование и охрана природных ресурсов в России. 2006. № 4. С. 138–144.
11. *Лопатин К.И., Сладкопеевцев С.А.* Проблемы геоэкологии. М.: МДВ. 2008. 206 с.
12. *Марков В.К.* Необходимость формирования механизма государственного регулирования развития нефтегазового комплекса // ВЛАСТЬ. 2011. № 2. С.121–124.
13. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. Минтопэнерго России. 1995. 25 с.

14. Устойчивое развитие. Теория, методология, практика. Под редакцией *Мельника Л.Г.* Сумы: Университетская книга. 2009. 1204 с.
15. *Хренов Н.Н.* Основы комплексной диагностики северных трубопроводов. Аэрокосмические методы и обработка материалов съемок. М.: Газоил пресс. 2002. 352 с.
16. Фонд ликвидации последствий аварии Exxon Valdez Exxon Valdez Oil Spill Trustee Council / Отчет о расходах на ликвидацию последствий аварии. 2006.
17. *Bondur V.* Complex Satellite Monitoring of Coastal Water Areas 31st International Symposium on Remote Sensing of Environment. ISRSE, 2006. 7 p.
18. *Bondur V.G.* Satellite monitoring and mathematical modelling of deep runoff turbulent jets in coastal water areas // in book Waste Water - Evaluation and Management, ISBN 978-953-307-233-3, InTech, Croatia, 2011, pp. 155-180 [http:// www.intechopen.com/articles/show/ title/satellite-monitoring-and-mathematical-modelling-of-deep-runoff-turbulent-jets-in-coastal-water-areas](http://www.intechopen.com/articles/show/title/satellite-monitoring-and-mathematical-modelling-of-deep-runoff-turbulent-jets-in-coastal-water-areas).

Глава 6

МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ МОНИТОРИНГЕ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

В.Г. Бондур, В.Е. Воробьев

6.1. Методы обработки аэрокосмических изображений, полученных при мониторинге объектов нефтегазовой отрасли

Введение

С использованием методов и технологий аэрокосмического мониторинга могут решаться различные задачи в интересах нефтегазовой отрасли, подробный анализ которых дан в Главе I настоящей книги и изложен в работах (Бондур, 2010, 2012). При решении этих задач важную роль играют методы и технологии обработки аэрокосмических изображений. В настоящем разделе рассмотрены основные подходы и некоторые наиболее перспективные методы и алгоритмы обработки космических данных, которые могут быть использованы при мониторинге объектов нефтегазового комплекса, а также приведены примеры их использования на практике.

Типы аэрокосмических данных и основные этапы их обработки

В настоящее время для мониторинга состояния объектов нефтегазовой отрасли возможно использование различных типов аэрокосмической информации, основными из которых являются следующие данные (Бондур, 2010, 2012):

- панхроматические высокого разрешения (от 0,5 м), получаемые в видимом и коротковолновой части ближнего ИК-диапазона спектра электромагнитных волн, которые предоставляются, например, спутниками типа QuickBird, WorldView-1/2, GeoEye-1, РЕСУРС-ДК и др.;
- многоспектральные изображения различного разрешения: высокого < 2–10 м (спутники QuickBird, WorldView-2, GeoEye-1, РЕСУРС-ДК и др.); среднего 10–100 м (спутники SPOT-4, Landsat-5, Landsat-7 и др.); низкого > 100 м (спутники TERRA, AQUA, NOAA), получаемые в видимом и ИК-диапазоне;

- гиперспектральные, получаемые в видимом и ближнем инфракрасном диапазонах спектра, формируемые в большом числе (до нескольких сотен) отдельных каналов со спектральным разрешением несколько нанометров, представляющие собой многомерное пространственно-спектральное изображение, т.н. «гиперкуб», в котором каждый элементарный участок (пиксель) характеризуется собственным спектром;
- радиолокационные, полученные с помощью радиолокаторов с синтезированием апертуры на длинах волн 3,1, 5,6 и 23,6 см соответственно, с разрешением от 1 до 100 метров (например, космические аппараты RADARSAT-1/2, TerraSAR-X, TanDEM-X и др.);
- данные в тепловом ИК-диапазоне, позволяющие регистрировать вторичное тепловое излучение, как правило, в двух зонах спектра: 3,5–5,0 мкм и 8–14 мкм (например, данные спутников Landsat-5, Landsat-7, TERRA и др.);
- данные с СВЧ-радиометров, позволяющие определять радиояркостную температуру исследуемых объектов (например, данные аппаратуры спутников DMSP, TRMM, METEOR-M).

Вся информация, получаемая с помощью аппаратуры ДЗЗ, проходит обработку, состоящую из двух основных этапов – предварительная и тематическая обработка.

Процедура предварительной обработки необходима для приведения дистанционных данных в единую форму, приемлемую для последующего тематического анализа. В процессе предварительной обработки должна быть проведена «реставрация» исходных изображений, т.е. компенсация изменений характеристик приемника излучения, атмосферная и геометрическая коррекция, а также улучшение качества изображений, географическая привязка и т.д. Без предварительной обработки тематическая либо невозможна в принципе, либо ее результаты будут иметь низкую достоверность.

Тематическая обработка космической информации направлена на решение конкретных задач мониторинга и получение значимых параметров о тех или иных типах и характеристиках исследуемых объектов нефтегазовой отрасли. Общим принципом тематической обработки является использование аппарата распознавания образов.

Рассмотрим основные принципы и особенности этапов предварительной и тематической обработки данных дистанционного зондирования Земли, которые необходимо использовать для мониторинга объектов нефтегазовой отрасли.

Предварительная обработка аэрокосмических данных

Общими операциями предварительной обработки, выполнение которых необходимо для всех типов дистанционных данных при мониторинге объектов нефтегазовой отрасли, являются (Бондур, Старченков, 2001; Гонсалес, Вудс, 2005; Рис, 2006):

1. **Коррекция искажений**, вносимых съемочной системой и приемно-передающим трактом, которая проводится непосредственно на станции приема при переводе первичного потока пакетов принятых данных (поток записан, так как он формируется на борту спутника) в растровые данные, собранные из пакетов в многомерные массивы для проведения дальнейшей обработки.

2. Фотограмметрическая обработка, включая геометрическую коррекцию искажений, вызванных особенностями съемки, географическую привязку данных, трансформирование в заданную проекцию. Для проведения фотограмметрической обработки космических изображений необходима геометрическая модель камеры. Как правило, точная модель сенсора не является общедоступной. В качестве альтернативы строгому подходу к обработке рассматривается метод обобщенных аппроксимирующих функций, который заключается в применении соотношений вида (Титаров, 2004):

$$\begin{aligned} x_N &= \frac{P_1(\varphi_N, \lambda_N, h_N)}{P_2(\varphi_N, \lambda_N, h_N)} \\ y_N &= \frac{P_3(\varphi_N, \lambda_N, h_N)}{P_4(\varphi_N, \lambda_N, h_N)}, \end{aligned} \quad (1)$$

где в числителях и знаменателях стоят полиномы третьей степени:

$$P_q(\varphi_N, \lambda_N, h_N) = \sum_{i=0}^3 \sum_{\substack{j=0 \\ i+j+k \leq 3}}^3 \sum_{k=0}^3 a_{ijkq} \varphi_N^i \lambda_N^j h_N^k q \quad (2)$$

которые связывают нормированные координаты $\varphi_N, \lambda_N, h_N$ точки местности с нормированными координатами x_N, y_N ее изображения на снимке ($q = 1, 2, 3, 4$; a – коэффициенты при слагаемых полиномов).

Коэффициенты, входящие в соотношение (1), обозначают общепринятой аббревиатурой RPC (Rational Polynomial Coefficients) (Титаров, 2004).

При проведении космического мониторинга объектов нефтегазовой отрасли в комплект поставки космических изображений, как правило, входят предвычисленные значения коэффициентов RPC, которые несут информацию о типовой модели камеры.

Для того чтобы повысить точность геопривязки космических данных с использованием модели камеры спутника в виде обобщенных аппроксимирующих функций, применяется цифровая модель рельефа. При этом особенно важен учет влияния кривизны земной поверхности в процессе обработки космических снимков исследуемых районов со сложным рельефом. Точность пространственного положения объектов на космических снимках после геометрической коррекции может быть повышена, если при обработке использовать одну или несколько наземных точек привязки GCP (Ground Control Points).

Альтернативный подход к трансформированию данных, полученных при космическом мониторинге объектов нефтегазовой отрасли, применяется, когда неизвестны параметры космической съемки. В этом случае географическую привязку и геометрическую коррекцию изображений можно объединить в одну операцию совмещения деталей спутникового изображения и карты.

Пусть система координат (x, y) соответствует спутниковому изображению, а система (u, v) – карте. Требуется найти преобразование

$$u_k = f(x_k, y_k), \quad v_k = g(x_k, y_k),$$

устанавливающее соответствие между положением k -го пиксела на изображении и географическими координатами. Так как вид функции f и g заранее не известен, то применяется полиномиальная аппроксимация. Обычно используют полиномы второй степени (Болсуновский, 2006):

$$u_k = a_0 + a_1 x_k + a_2 y_k + a_3 x_k y_k + a_4 x_k^2 + a_5 y_k^2; \quad (3)$$

$$v_k = b_0 + b_1 x_k + b_2 y_k + b_3 x_k y_k + b_4 x_k^2 + b_5 y_k^2$$

Различные члены в (3) ответственны за различные преобразования:

- первые члены с коэффициентом a_0, b_0 ответственны за сдвиг изображения по координатам x, y ;
- члены с коэффициентами a_1, a_2, b_1, b_2 — за линейное изменение масштаба по x и по y ;
- члены с коэффициентами a_3 и b_3 — за вращение изображения;
- члены с коэффициентами a_4, a_5, b_4, b_5 — за нелинейное изменение масштаба.

Коэффициенты a_i и b_i определяются из решения приведенной системы. На изображении и на карте (либо другом изображении, уже имеющем привязку) отыскиваются контрольные точки, их координаты подставляются в уравнения. В качестве контрольных точек удобно использовать элементы гидросети: пересечения дорог, трубопроводов, устья рек, мысы, крутые изгибы русла рек и т.д. Количество точек должно быть достаточным для решения уравнений. Для полиномов второго порядка достаточно шести контрольных точек, но желательно, чтобы их число достигало 15–20 с распределением по всему полю, это позволяет использовать метод наименьших квадратов и сделать оценку коэффициентов менее зависимой от ошибок в определении координат на изображении и на карте (Болсуновский, 2006).

Трансформирование снимков в заданную картографическую проекцию осуществляется с помощью стандартных картографических методов. При проведении космического мониторинга объектов нефтегазовой отрасли целесообразно использовать универсальную проекцию Меркатора (UTM) и эллипсоид WGS-84 (Мировая геодезическая система 1984 г.) либо проекцию Гаусса-Крюгера и эллипсоид Красовского.

3. Радиометрическая калибровка. При проведении аэрокосмического мониторинга объектов нефтегазовой отрасли радиометрическая калибровка оптических изображений осуществляется на основании коэффициентов, включаемых в сопроводительный файл метаданных. Перевод целочисленных значений яркости пикселя в значения энергетической яркости осуществляется простым линейным преобразованием с применением калибровочных данных (Кашкин, Сухинин, 2001). Перевод значений энергетической яркости $B = B(\lambda, T)$ в значения радиационной температуры T осуществляется с помощью обратной формулы Планка:

$$T = (\lambda/c_2) \ln (c_1/\lambda^5 B + 1), \quad (4)$$

где $c_1 = 3,7415 \cdot 10^8$ Вт · мкм⁴/м²;

$c_2 = 14388$ мкм · К;

λ — длина волны, мкм.

4. Атмосферная коррекция оптических изображений. При проведении аэрокосмического мониторинга объектов нефтегазовой отрасли применяется метод атмосферной коррекции видимого, ближнего и среднего инфракрасных каналов многоспектральных и гиперспектральных изображений, основанный на вычислении корректирующих функций для каждого канала с использованием программы численного расчета

переноса излучения (программа 6S) (Рис, 2006). Предполагается, что атмосферные параметры (вертикальные профили давления, температуры, относительной влажности и концентрации аэрозольных частиц) не меняются по всему исследуемому району, атмосфера горизонтально однородна.

При расчете корректирующих функций с помощью программы 6S использовалась стандартная модель атмосферы. Программа 6S разработана лабораторией атмосферной оптики Университета Лилля (Франция). Она позволяет учесть и (в режиме атмосферной коррекции) компенсировать многократное рассеяние и поглощение электромагнитного излучения молекулами основных атмосферных газов (кислород, озон, водяной пар, двуокись углерода, метан, окись азота) и частицами аэрозолей. Программа 6S работает в спектральном диапазоне 250–4000 нм с разрешением 2,5 нм. Текст программы на языке ФОРТРАН-77 и документация доступны через Интернет (<ftp://kratmos.gsfc.nasa.gov/pub/6S>).

В общем случае корректирующие функции должны представляться в виде таблиц, отображающих значения интенсивности, измеренной сенсором, в соответствующие значения коэффициента отражения.

Другой подход, применяемый для атмосферной коррекции тепловых изображений, полученных при мониторинге объектов нефтегазовой отрасли, заключается в применении метода разделенного окна. В этом методе яркостные температуры T_{b_1} и T_{b_2} измеряются в двух разных, но близкорасположенных спектральных каналах, например, на длинах волн $\lambda = 11$ мкм и $\lambda = 12$ мкм. Яркостная температура T_{b_0} излучения на исследуемой поверхности определяется по формуле:

$$T_{b_0} = a_0 + a_1 T_{b_1} + a_2 T_{b_2} \quad (5)$$

Коэффициенты a_0 , a_1 , a_2 определяются эмпирически. Так как атмосфера оказывает различное влияние на инфракрасное излучение днем и ночью, то коэффициенты a_0 , a_1 , a_2 имеют различное значение для дневных и ночных наблюдений. Данный метод характеризуется достаточно высокой точностью ($\sim 0,5$ К), если исследуемая поверхность имеет постоянную излучательную способность. Однако поверхность суши не всегда обладает данным свойством, поэтому применение этого метода ограничено (Рис, 2006).

5. Оценка качества оптических изображений, получаемых в ходе мониторинга объектов нефтегазовой отрасли, на процент закрытия облачностью. Учитывая, что вершины облаков обычно холоднее других облачных слоев и обладают более высоким коэффициентом отражения, для решения этой задачи, как правило, используется алгоритм, заключающийся в выявлении светлых пикселей на изображениях, полученных в видимом и ближнем инфракрасном диапазонах спектра (ВБИ), и холодных пикселей на изображениях в тепловом инфракрасном диапазоне (ТИР).

Более точную оценку процента облачности можно получить, комбинируя информацию, получаемую из видимого, ближнего и среднего инфракрасных каналов аппаратуры ДЗЗ.

6. Формирование на выходе системы предварительной обработки дистанционных наблюдений данных, имеющих формат, пригодный для последующей тематической обработки в интересах нефтегазовой отрасли.

Для представления растровых данных целесообразно применение форматов с открытой структурой, например, модификации общеизвестного формата HDF

(Hierarchical Data Format), широко применяющегося для представления данных научных исследований произвольного типа и состава, либо распространенного формата растровых данных GeoTIFF. При соблюдении достаточного уровня унификации средств контроля изменений местности возможно также использование специальных внутренних форматов системы космического мониторинга. Служебную информацию целесообразно представлять в виде файлов метаданных, сформированных в формате ASCII или XML.

Результаты обработки аэрокосмических данных высокого уровня представляются векторными и/или текстовыми файлами. В качестве формата векторных данных может быть принят один из широко распространенных, усваиваемых современными ГИС пакетами типа «ПАНОРАМА» или «ArcGIS», например, ESRI Shapefile.

При взаимодействии различных систем мониторинга объектов нефтегазового комплекса целесообразно для обмена пространственными данными применение стандартов, разработанных ISO (International Organization for Standardization) и OGC (Open Geospatial Consortium, Inc.) Для унифицированного обмена пространственными данными любого назначения между различными информационными системами разработан стандарт GML – OpenGIS Geography Markup Language (GML) Encoding Standard. Данный стандарт принят в качестве международного стандарта – ISO 19136:2007, Geographic Information – Geography Markup Language (GML) (Инфраструктура пространственных..., 2011).

7. Корректировки результатов предварительной обработки данных ДЗЗ (при необходимости).

Основным параметром, требующим корректировки при осуществлении предварительной обработки данных ДЗЗ, является, как правило, точность географической привязки. Для повышения точности привязки необходимо повышение точности используемых вспомогательных материалов, в частности, модели рельефа, координат опорных точек, количества опорных точек и т.д. При достижении необходимой точности вспомогательных материалов проводится переобработка данных с использованием методов и алгоритмов, описанных выше.

8. Сбор и хранение предварительно обработанных данных ДЗЗ в долговременных архивах.

Для обеспечения эффективного использования космических данных в системе мониторинга объектов нефтегазовой отрасли результаты обработки космических и авиационных данных дистанционного зондирования должны быть разделены на несколько категорий в зависимости от уровня обработки геоданных.

Геоданные начального уровня обработки должны содержать исходные данные, включая служебную информацию, без изменений (дополнительные привлекаемые материалы также должны сопровождаться служебной информацией).

Необходимость хранения геоданных дистанционных и наземных наблюдений начального уровня обусловлена следующими принципами:

1) Минимальный уровень обработки данных – чем ниже уровень обработки, тем меньше вероятность возникновения ошибок на различных стадиях, поскольку при необходимости можно изменить алгоритмы обработки. Кроме того, на стадии первых уровней обработки возможны максимальная автоматизация процесса, сокращение времени обработки, а также экономия памяти для хранения, так как данные низкого уровня обработки имеют наиболее компактную структуру.

2) Целостность архивируемой аэрокосмической информации – желательно хранить данные (изображения) в исходном виде, не подвергая их нарезке на небольшие фрагменты. Если необходимо для каталогизации (систематизации), то нарезка может быть выполнена виртуально. Это позволит избежать лишних операций и минимизировать вероятность возникновения ошибок. Кроме того, хранение в архиве протяженного изображения (например, соответствующего одному сбросу информации) позволяет при последующей генерации продуктов легко извлекать нужные фрагменты.

Данные начальных уровней обработки вместе со служебной информацией в дальнейшем используются для генерации информационных продуктов более высоких уровней обработки, к каждому из которых предъявляются свои требования.

Стандартизация уровней обработки, т.е. выработка четких требований, предъявляемых к составу и представлению хранимых наборов данных в зависимости от глубины их обработки, является одним из необходимых условий долговременного хранения информации. При выборе и определении представления данных для каждого уровня необходимо обеспечить разработку удобной, логичной и гибкой системы классификации для хранения информации с тем, чтобы можно было использовать ее при описании разнообразных наборов данных и результатов их обработки.

При этом следует отметить, что информация, получаемая с помощью радиолокаторов с синтезированием апертуры, проходят ряд уникальных процедур, связанных с особенностями получения данных этого типа, например, разбиение радиоголограммы на сцены, синтезирование изображений, контроль на предмет ошибок, фильтрация аппаратурных помех (Бондур, 2004). Подробно эти операции описаны в п. 3.3. и 6.4. настоящей книги и рассмотрены, например, в (Бондур, Замшин, 2012; Ту, Гонсалес, 1978; Гонсалес, Вудс, 2005).

Тематическая обработка аэрокосмических данных

Тематическая обработка данных ДЗЗ включает в себя большое число специальных процедур, методов и алгоритмов анализа изображений, общим для которых является использование математического аппарата теории распознавания образов для дешифрирования и распознавания исследуемых объектов нефтегазовой отрасли (Бондур, 2004; Бондур, Старченков, 2001; Савин, Бондур, 2000; Методы..., 2003).

Основой тематической обработки аэрокосмических изображений являются алгоритмы классификации (контролируемой, неконтролируемой и с помощью нейронных сетей) на основе выделенных информативных признаков объектов нефтегазовой отрасли на аэрокосмических изображениях, как то текстурные или спектральные признаки (Бондур, Старченков, 2001; Кашкин, Сухинин, 2001; Методы..., 2003).

Одной из важных проблем в решении задач классификации является проблема формирования системы показателей, с помощью которых осуществляется разделение классифицируемых объектов нефтегазовой отрасли и объектов фона на непересекающиеся классы. Традиционными показателями, применяемыми в задачах классификации различных объектов, являются статистические характеристики яркостных полей изображения в различных спектральных зонах многоспектральной космической съемки. При этом, как правило, используются методы параметрической статистики первого порядка, в которой основными показателями, используемыми для классификации, являются средние, стандартные отклонения и статистические

моменты более высоких порядков, а также их комбинации (Ту, Гонсалес, 1978; Гонсалес, Вудс, 2005).

Известно, что при распознавании используют два основных подхода (Ту, Гонсалес, 1978; Гонсалес, Вудс, 2005; Методы..., 2003):

- неконтролируемую классификацию без обучения (кластеризация);
- контролируемую классификацию с обучением.

Рассмотрим особенности процедур классификации аэрокосмических изображений для решения задач мониторинга объектов нефтегазовой отрасли более подробно.

Неконтролируемая классификация аэрокосмических изображений

При неконтролируемой классификации исследуемые объекты объединяются в отдельные кластеры, отличающиеся друг от друга по величине выбранных показателей.

Кластерный анализ основан на понятии плотности объектов, которая внутри кластера выше, чем вне его, а также на понятиях: дисперсии, отделимости от других кластеров, размера, формы (например, кластер может иметь очертания гиперболы или гиперэллипсоида) и пр. (Бондур, Старченков 2001; Факторный ..., 1989; Bezdek, 1974).

К алгоритмам кластерного анализа, которые могут использоваться при обработке аэрокосмических изображений, полученных в процессе мониторинга объектов нефтегазовой отрасли, относятся, например, алгоритмы «*k*-средних» и «нечетких *c*-средних» (Факторный, ..., 1989; Bezdek, 1974).

Необходимо отметить, что главным недостатком алгоритмов *k*-средних и *c*-средних является необходимость априорного задания требуемого числа кластеров, а также других численных параметров, от величины которых существенно зависят результаты кластеризации. Из этого следует, что при использовании алгоритмов кластеризации необходимо иметь дополнительные критерии качества разделения объектов на кластеры, позволяющие численно оценить результат применения тех или иных параметров. Наиболее известные способы оценки качества кластеризации получили название «коэффициентов кластеризации и энтропии» (Гонсалес, Вудс, 2005; Методы..., 2003).

Важной характеристикой алгоритма «нечетких *c*-средних» является то, что в результате его применения формируются нечеткие кластеры (Bezdek, 1974). При этом степень принадлежности объекта кластеру описывается с помощью функции принадлежности.

Целевая функция (ЦФ), используемая в алгоритме «*c*-средних» имеет следующий вид (Bezdek, 1974; Гонсалес, Вудс, 2005; Методы..., 2003):

$$J(U, V, m) = \sum_i \sum_k (u_{ik})^m d^2(x_k, V_i) \rightarrow \min, \quad (6)$$

где d – расстояние в пространстве признаков между объектом k и центром i -го кластера;

m – параметр алгоритма.

Таким образом, ЦФ представляет собой сумму квадратов расстояний от всех объектов до центров кластеров, которая должна быть минимальной, т. е. ЦФ является нечетким аналогом метода наименьших квадратов.

В.Г. Бондур, В.Е. Воробьев

6.1. Методы обработки аэрокосмических изображений, полученных при мониторинге объектов нефтегазовой отрасли

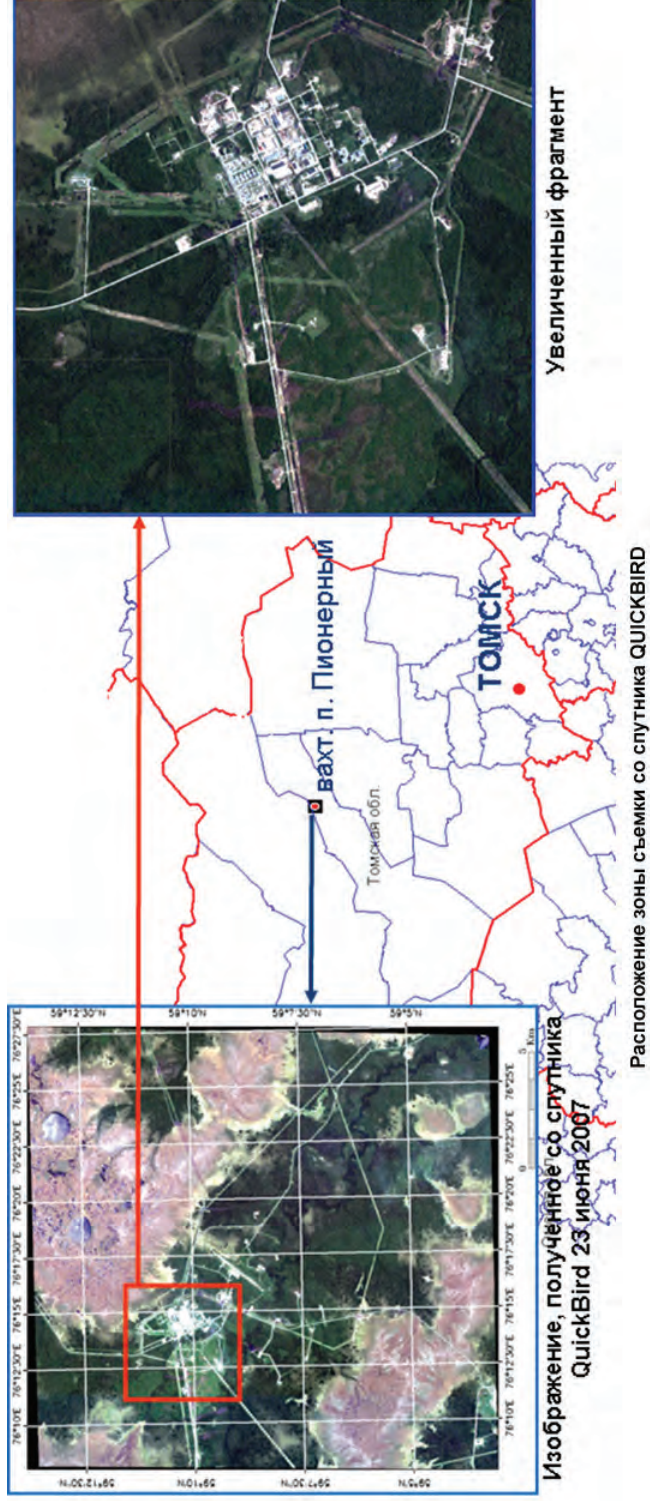
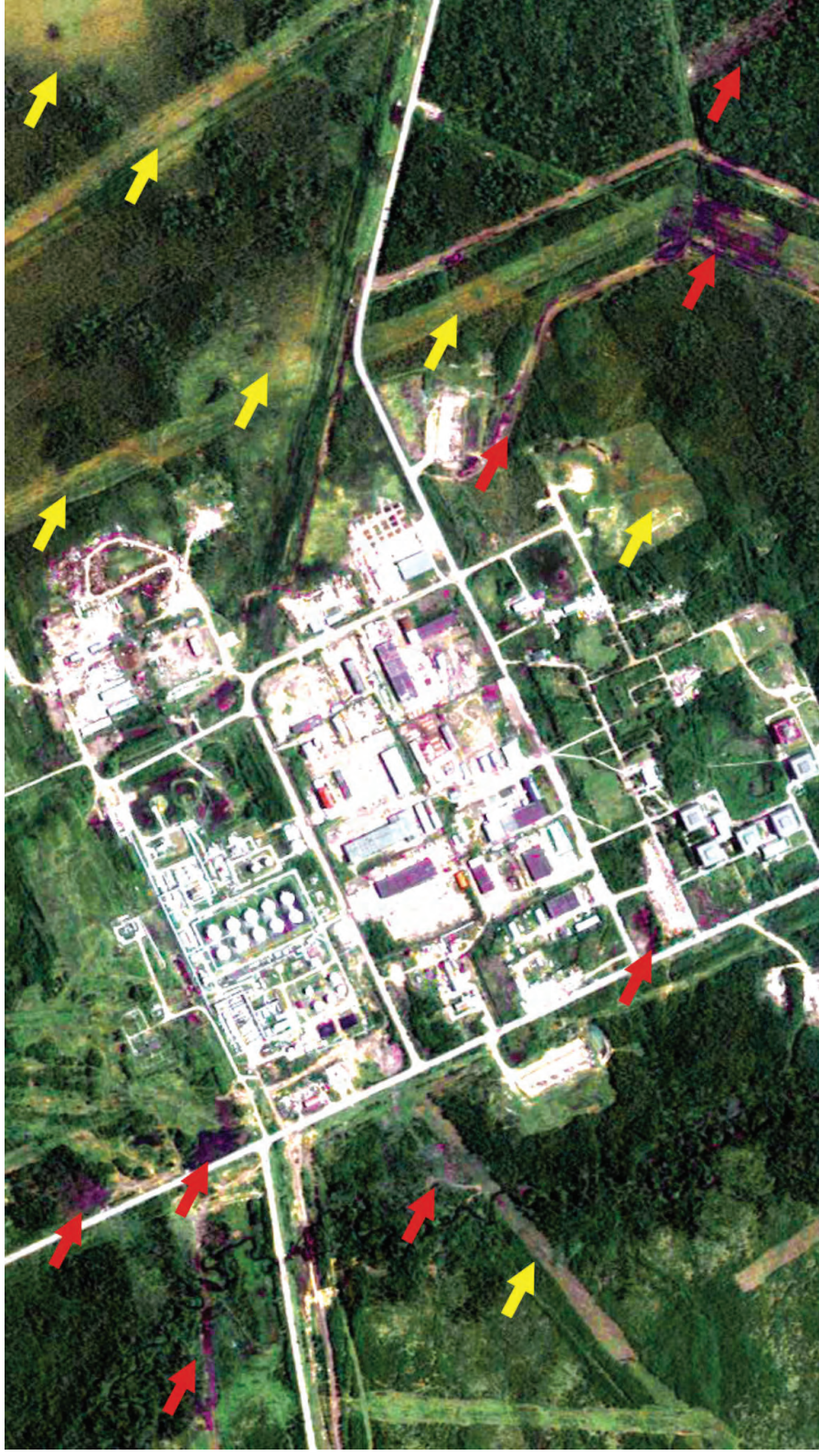


Рис. 6.1.1. Карта района проведения исследования, изображение со спутника QuickBird, полученное 23 июня 2007 года и его увеличенный фрагмент



→ разливы нефтепродуктов → тяжелые повреждения растительности и грунта

Рис. 6.1.2. Результат тематического анализа многоспектрального изображения объектов нефтяной промышленности, полученного со спутника QuickBird (вахт.п. Пионерный)

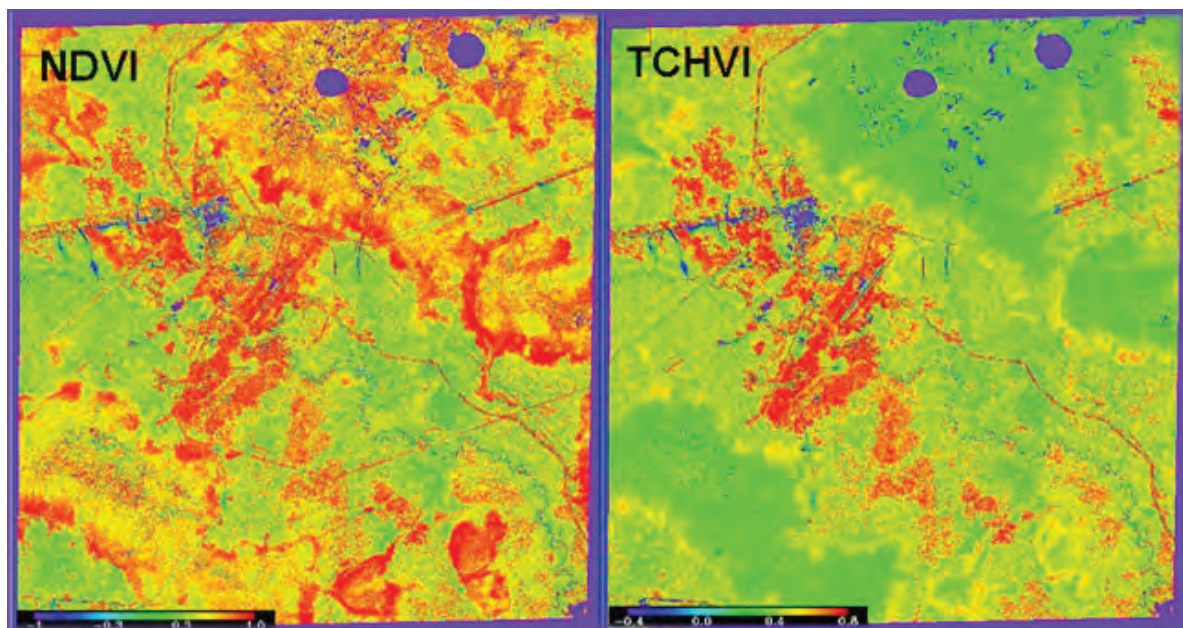


Рис. 6.1.3. Карта распределения вегетационных индексов NDVI и TCHVI, отражающая состояние растительности вблизи вахт. п. Пионерный, построенная по изображению со спутника QuickBird

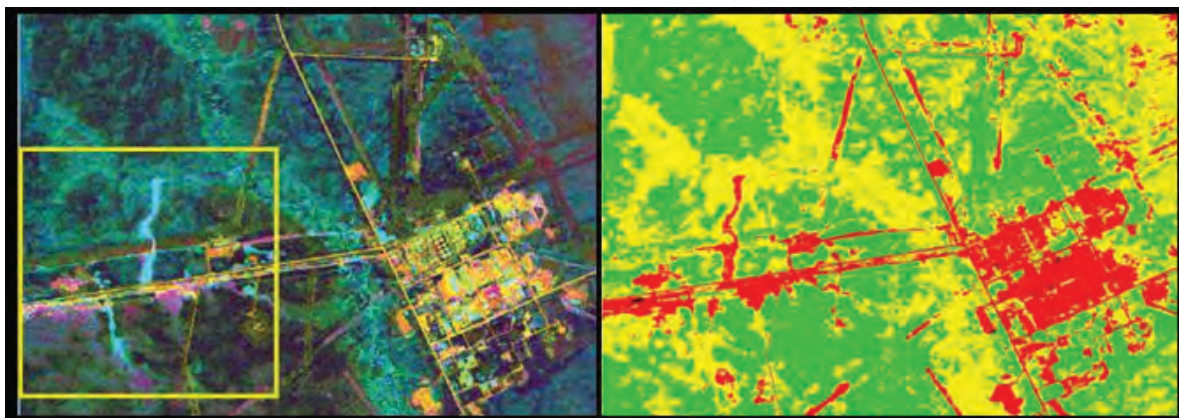


Рис. 6.1.4. Цветокодированный фрагмент изображения со спутника QuickBird (слева) и результат его неконтролируемой классификации по методу «к-средних» (справа)

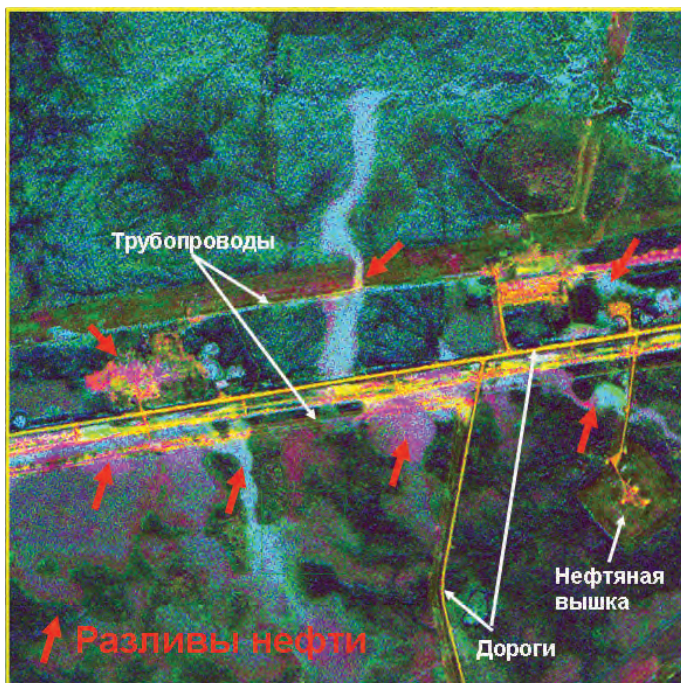


Рис. 6.1.5. Цветокodированный фрагмент изображения со спутника QuickBird

В.Г. Аковецкий

6.2. Технологии создания интегрированного геоинформационного обеспечения месторождений нефти и газа на основе результатов обработки аэрокосмических изображений

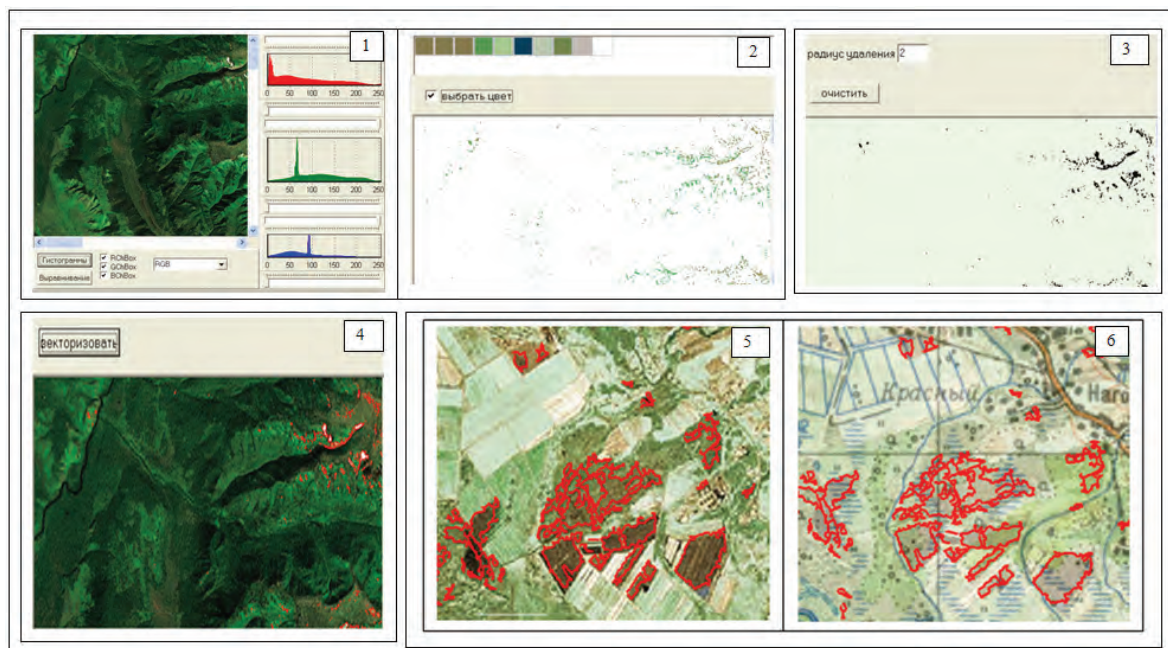


Рис. 6.2.5. Технология интерпретации: привязка, фотометрическая коррекция, выделение, распознавание, векторизация

К.М. Каримов, В.Л. Онегов, С.Н. Кокутин, Л.К. Каримова

6.4. Результаты обработки дистанционных тепловизионных снимков при поисках залежей углеводородов

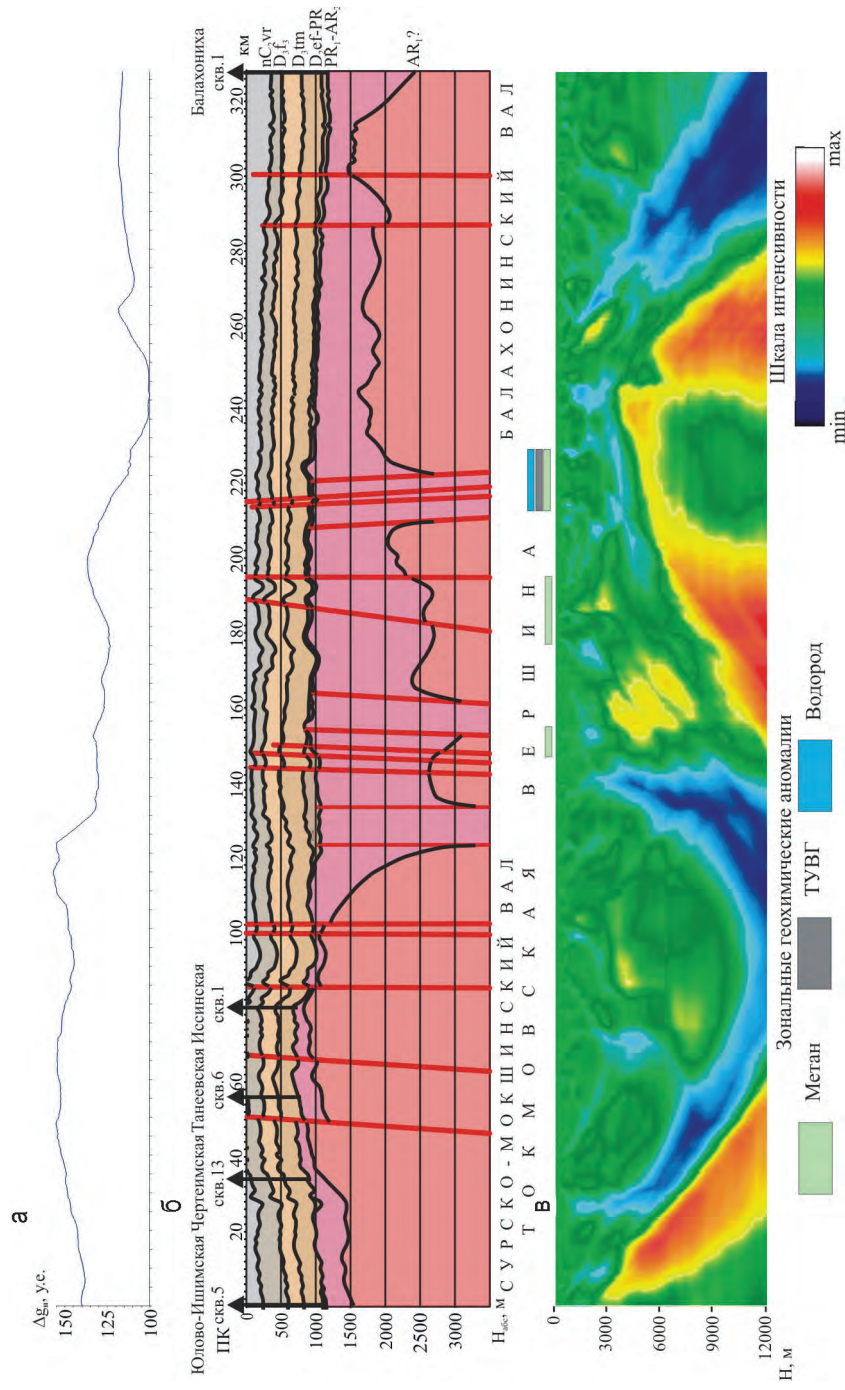


Рис. 6.4.1. Результаты комплексных геофизических и геохимических исследований по Токмовскому своду:

а — график гравитационного поля; б — сейсмо-геологический разрез; в — модель блоково-разломных структур по тепловому полю

6.6. Использование ГИС-технологий и данных дистанционного зондирования при экологическом мониторинге нефтегазового комплекса Якутии

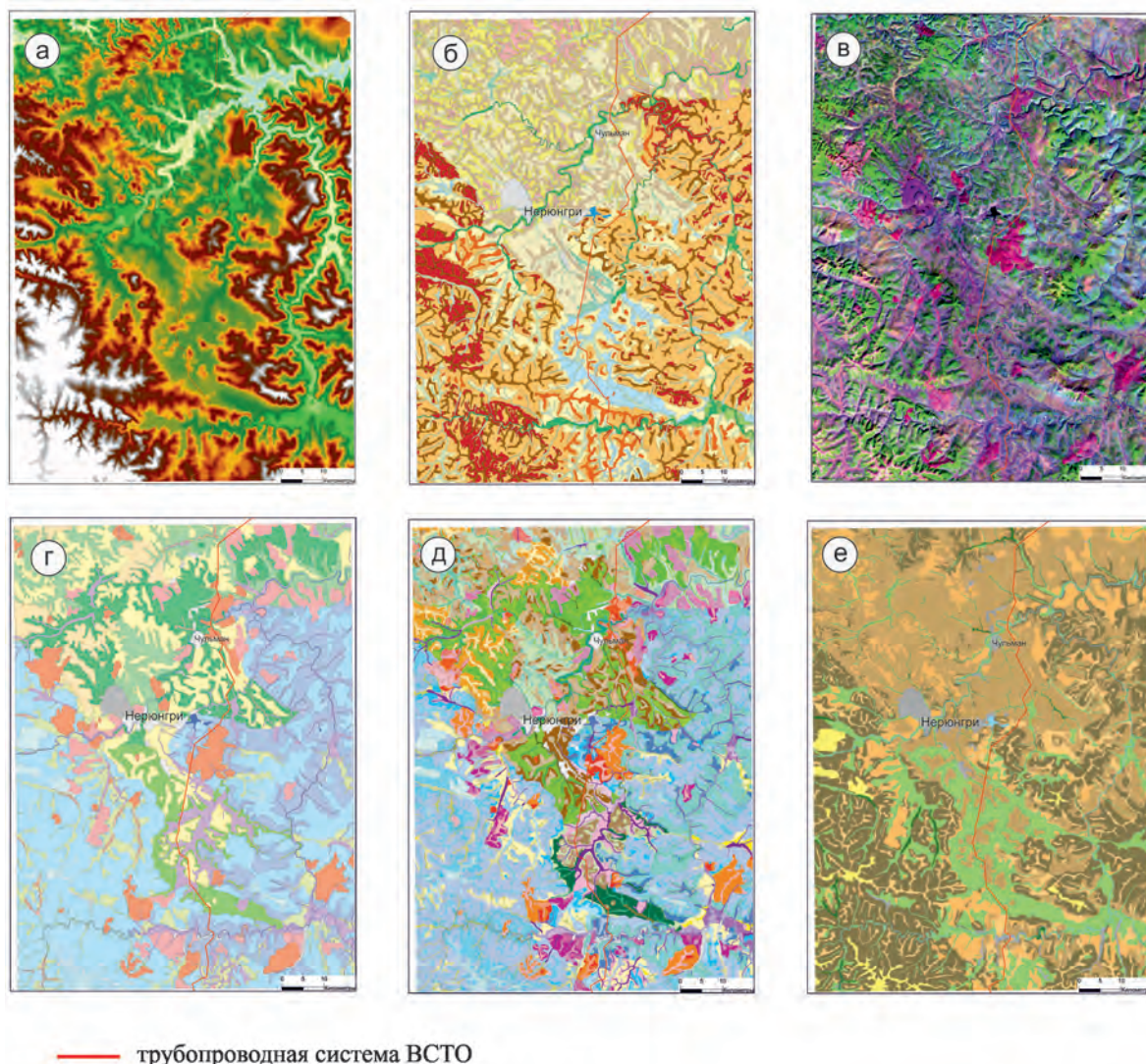


Рис. 6.6.3. Природно-экологические карты:

а – цифровая модель рельефа; б – карта рельефа (типов местности); в – космоснимок со спутника Landsat-7; г – карта растительности; д – ландшафтная карта (типов урочищ); е – почвенная карта

7.6. Метод видеотепловизионной генерализации и его геолого-геофизическое значение

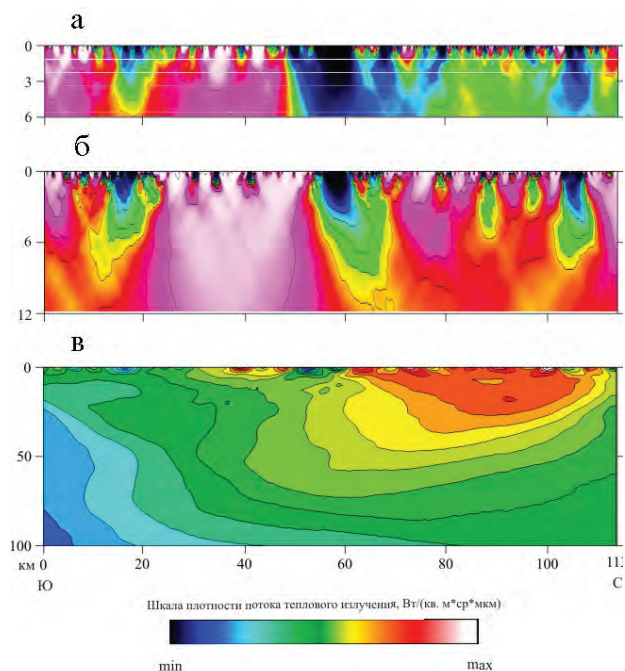


Рис. 7.6.4. Модели регионального теплового поля Земли вдоль профиля 2 по данным спутников: а – Landsat-7, б – Landsat-5 и в – TERRA (аппаратура MODIS)

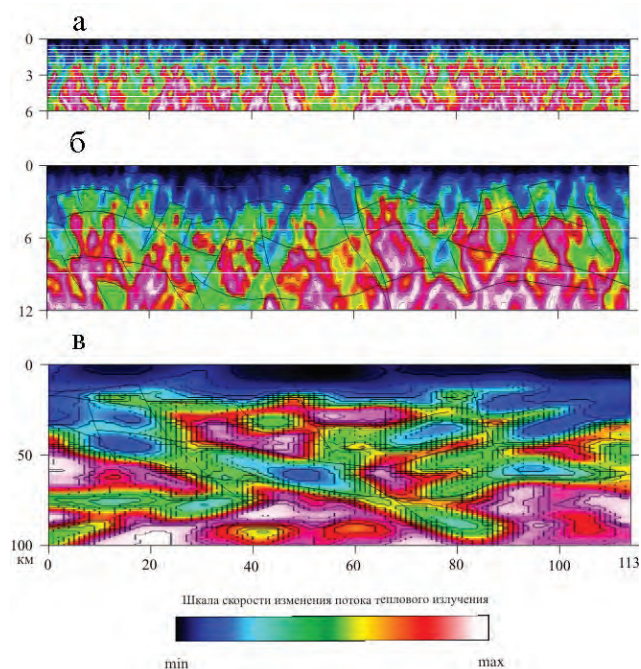


Рис. 7.6.5. Модели дифференциальной характеристики потока теплового излучения Земли вдоль профиля 2 по данным спутников: а – Landsat-7, б – Landsat-5 и в – TERRA (аппаратура MODIS) — — геометрические границы

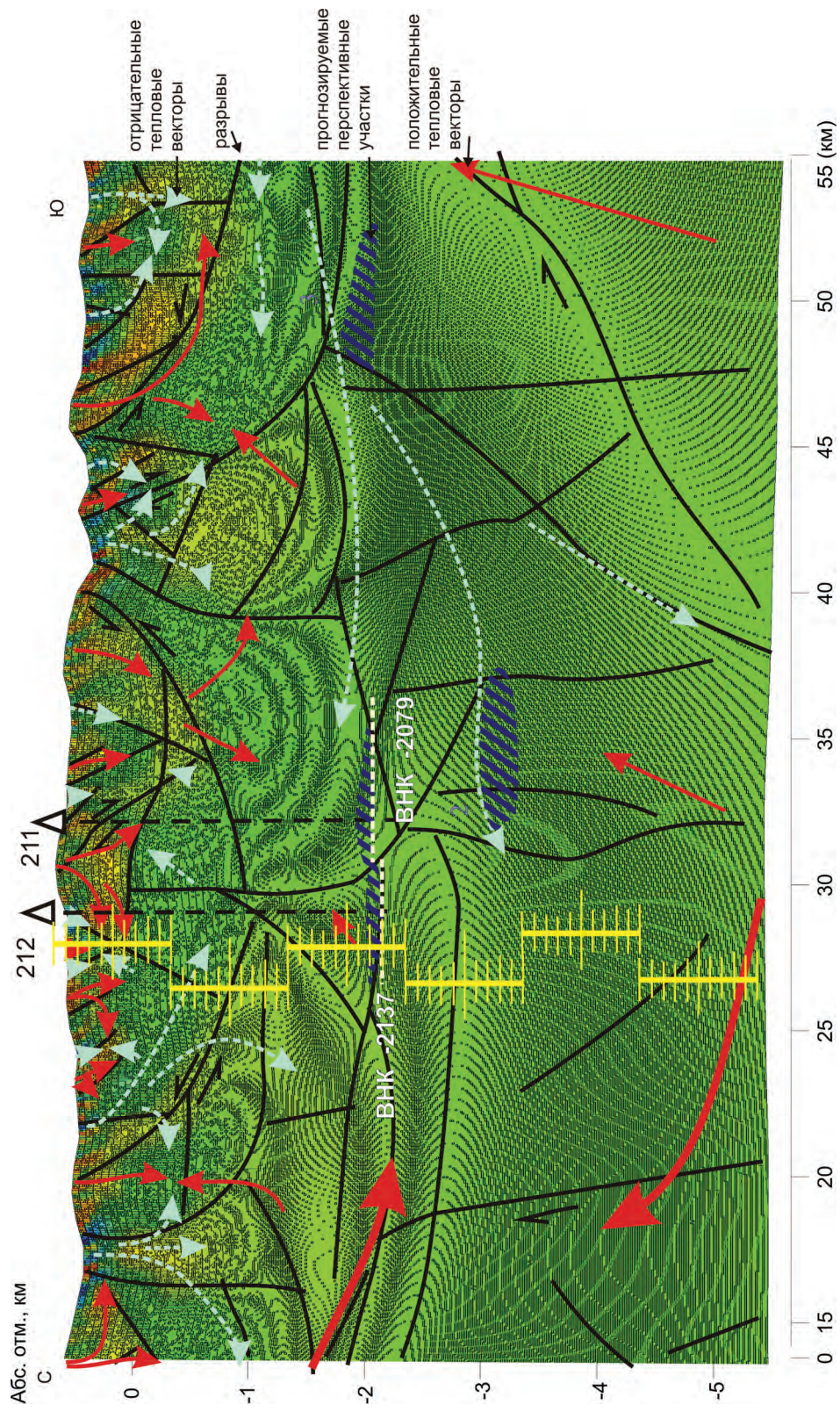


Рис. 7.6.7. Вертикальный разрез поля теплового излучения. Вторая производная. Куюмбинское месторождение нефти

7.7. Аэрокосмические технологии и технические средства в системе инженерных изысканий трасс магистральных трубопроводов

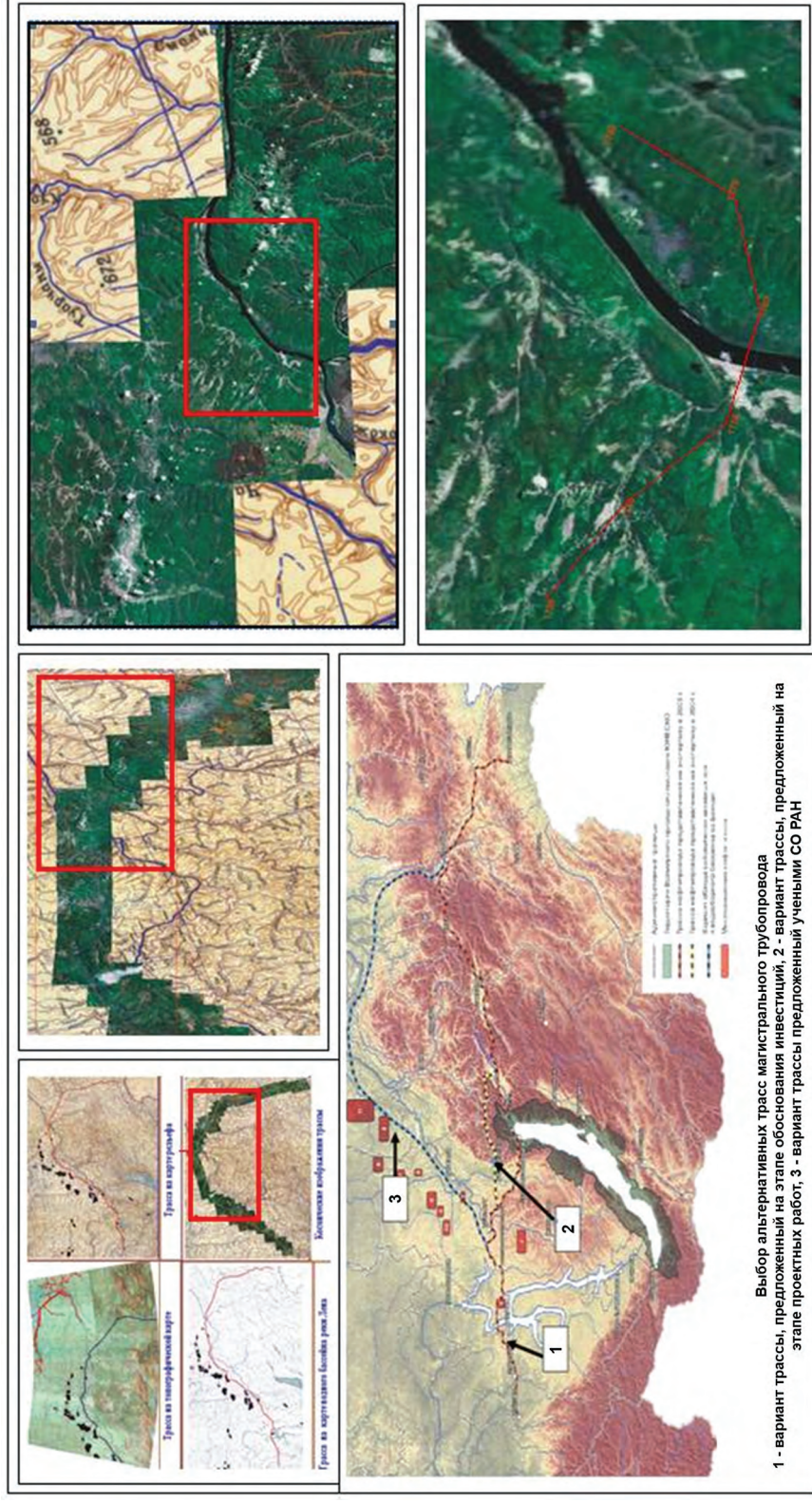


Рис. 7.7.2. Камеральные инженерные изыскания на стадии предпроектных работ.
Выбор трассы трубопровода на картах и ортофотоплане

Случай $m = 0$ соответствует методу четкой кластеризации.

В некоторых методах кластеризации при отнесении объекта к очередному кластеру используются интегральные характеристики кластеров. Примером таких методов является итеративный метод « k -средних» (Bezdek, 1974; Гонсалес, Вудс, 2005; Методы..., 2003). В методе « k -средних» вводится понятие центра кластера. Под расстоянием между объектом и кластером понимается расстояние между объектом и центром кластера. Классифицируемый объект относится к тому кластеру, расстояние до которого минимально. Обычно под расстоянием понимается евклидово расстояние, то есть объекты рассматриваются как точки евклидова пространства.

Алгоритм метода « k -средних» работает следующим образом (Bezdek, 1974; Гонсалес, Вудс, 2005; Методы..., 2003):

1) Задается начальное разбиение данных на кластеры (число кластеров определяется пользователем). Затем вычисляются координаты центров кластеров.

2) Вычисляются расстояния от объектов до центров кластеров, в результате чего объекты перераспределяются по кластерам.

3) Вычисляются центры вновь образованных кластеров.

4) Шаги 2, 3 повторяются до тех пор, пока не будет найдена стабильная конфигурация, при которой кластеры перестанут изменяться, или число итераций не превысит заданное пользователем предельное значение.

Контролируемая классификация аэрокосмических изображений

При контролируемой классификации (или классификации с учителем) аэрокосмических изображений, полученных при мониторинге объектов нефтегазовой отрасли, используются предварительно классифицированные опытным путем данные, которые составляют обучающую выборку. В результате обработки этих данных рассчитываются некоторые интегральные характеристики классов. Эти характеристики далее используются в процессе классификации (Факторный..., 1989; Bezdek, 1974; Гонсалес, Вудс, 2005; Методы..., 2003).

Подчеркнем, что успешность и эффективность метода классификации с учителем, в первую очередь, определяется качеством и надежностью обучающей выборки, во-вторых, разделимостью используемых интегральных показателей и, в-третьих, эффективностью алгоритмов классификации. Так, например, в случае использования плохо определенной обучающей выборки наблюдается неудовлетворительная сходимость итерационного процесса обучения одного из лучших современных классификаторов – искусственной нейронной сети (ИНС) (Забавин, 2000; Гонсалес, Вудс, 2005; Методы..., 2003).

Как для контролируемой, так и для неконтролируемой классификации в качестве критериев разделения могут быть использованы различные показатели. Исходными могут быть множества измеряемых характеристик объекта. Эти показатели могут применяться как в исходном виде, так и в виде более сложных комбинаций, например, интегральных индексов и пр.

При применении контролируемой классификации эти показатели должны быть рассчитаны для каждого класса обучающей выборки. Таким образом, отклонение характеристик объекта от интегральных характеристик кластера или класса может быть представлено в виде следующего многокомпонентного вектора, который

назовем вектором рассогласования (Факторный..., 1989; Гонсалес, Вудс, 2005; Методы..., 2003):

$$\Delta^{(k)} = \{b_1 - a_1^{(k)}, b_2 - a_2^{(k)}, \dots, b_n - a_n^{(k)}\}, \quad (7)$$

где $a_i^{(k)}$ – i -я компонента k -го кластера;

b_i – характеристика объекта;

n – количество показателей, использованных для классификации.

Компоненты вектора рассогласования используются для построения различных критериев и алгоритмов классификации. Самым простейшим и наиболее часто используемым на практике является линейная комбинация (Методы..., 2003):

$$K_1 = \min \left\{ \sum_{j=1}^n (W_j (b_j - a_j^{(k)}) + e_j) \right\}, \quad (8)$$

где W_j – весовые коэффициенты, характеризующие приоритет соответствующего показателя.

Линейные преобразования могут быть представлены в виде декомпозиции двух последовательных преобразований: подобия и поворота. Преобразование подобия изменяет длину радиуса-вектора объекта (в пространстве признаков), а преобразование поворота – поворачивает радиус-вектор. При этом распознаваемый объект перемещается в пространстве признаков, удаляясь от одних кластеров и приближаясь к другим.

Аналогичные преобразователи используются в ИНС, которые в большинстве являются нелинейными преобразователями (Забавин, 2000):

$$K_2 = \min \left\{ f \left[\sum_{j=1}^n (W_j (b_j - a_j^{(k)}) + e_j) \right] \right\}, \quad (9)$$

где $f[\dots]$ – нелинейный преобразователь логистического (или ступенчатого) типа.

Методы контролируемой и неконтролируемой классификации, которые базируются на аппарате общей теории распознавания образов, являются основным способом тематической обработки аэрокосмических данных. Однако существуют и другие подходы, например, использование различных вегетационных индексов.

Мониторинг объектов нефтегазовой отрасли на основе анализа вегетационных индексов

При строительстве объектов нефтегазовой отрасли, при химическом загрязнении территорий выбросами нефти и нефтепродуктов в процессе их эксплуатации, а также при изменении уровня грунтовых вод в связи с закачкой воды в скважины происходит деградация лесных массивов, водных объектов и почво-грунтов, которые могут быть зафиксированы при аэрокосмическом мониторинге объектов нефтегазового комплекса (Сухих, 2005).

Загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами сказывается на спектральной отражательной способности почв. Обволакивая почвенные частицы, нефть изменяет

спектральные характеристики почв, снижает окислительно-восстановительный потенциал и емкость поглощения. За счет углеводородов нефти в загрязненной почве возрастает концентрация органического вещества, что приводит к уменьшению коэффициентов спектральной яркости в видимом и ближнем инфракрасном диапазонах. Поэтому участки загрязнения могут достаточно эффективно дешифрироваться на фоне открытых ненарушенных почв в диапазоне электромагнитного спектра $\Delta\lambda = 0,4-0,75$ мкм (Сухих, 2005).

Один из методов обнаружения подобных явлений служит анализ вегетационных индексов на территориях нефтедобычи. Вегетационные индексы (ВИ) – это показатели, рассчитываемые в результате операций с разными спектральными диапазонами (каналами) данных ДДЗ, и имеющие отношение к параметрам растительности, почвы, водной поверхности в данном пикселе снимка.

В настоящее время наиболее распространенным при анализе состояния растительности является индекс NDVI – нормализованный разностный индекс. Он прост для вычисления, имеет самый широкий динамический диапазон из распространенных ВИ и лучшую чувствительность к изменениям в растительном покрове. Этот индекс умеренно чувствителен к изменениям почвенного и атмосферного фона, кроме случаев с бедной растительностью. Он рассчитывается по формуле (Бондур, Чимитдоржиев, 2008б):

$$NDVI = \frac{NIR - Red}{NIR + Red}, \quad (10)$$

где *Red*, *NIR* – измеренные значения яркости одного и того же элемента разрешения на поверхности Земли в красном и ближнем инфракрасном спектральных каналах.

Спектральные кривые основных природных объектов определяются тремя зонами спектра: зеленой, красной и ближней ИК. Однако при определении традиционных ВИ не учитывается зеленая зона спектра, хотя она несет дополнительную информацию о форме спектральной кривой объекта исследования. Поэтому предложен метод обработки изображения по трем каналам (Бондур, Чимитдоржиев, 2008а,б). Этот трехканальный метод обработки основан на вычислении следующего нормированного выражения:

$$TCHVI = \frac{(Red - Gr) - (NIR - Red)}{|Red - Gr| + |NIR - Red|}, \quad (11)$$

где *TCHVI* (*three-channel VI*) – трехканальный нормированный вегетационный индекс; *Gr*, *Red*, *NIR* – измеренные значения яркости одного и того же элемента разрешения на поверхности Земли в зеленом, красном и ближнем инфракрасном спектральных каналах, соответственно.

При использовании этого индекса для обработки многозональных изображений необходимо учитывать, что в некоторых случаях (например, для растительности, т.е. при вогнутой спектральной кривой) $TCHVI = \pm 1$, поэтому требуется некоторая его модификация. образуем две разности:

$$D1 = Red - Gr \text{ и } D2 = Nir - Red.$$

Тогда алгоритм обработки измеренных значений яркости одного и того же элемента разрешения в трех спектральных каналах можно представить в следующем виде:

если $D1 > 0$ и $D2 < 0$ или $D1 < 0$ и $D2 > 0$,

то вычисляется величина

$$\frac{(Red - Gr) + (NIR - Red)}{|Red - Gr| + |NIR - Red|}, \quad (12)$$

если $D1 > 0$ и $D2 > 0$ или $D1 < 0$ и $D2 < 0$, то вычисляется величина (11).

Из выражения (11) или (12) видно, что результат обработки зависит только от значений разности измеренных яркостей, но не от их абсолютных величин. Поэтому вычисляемое значение оказывается инвариантным относительно неизвестного, но одинакового для всех 3-х спектральных каналов сдвига в измеренных значениях яркости (аддитивной составляющей помехи). Нормировка, присутствующая в выражениях (11) и (12), позволяет избавиться также и от возможного неизвестного, но одинакового для всех каналов множителя в измеренных значениях яркости (мультипликативной составляющей помехи) (Чимитдоржиев, 2008).

Пример обработки космических изображений при мониторинге мест нефтедобычи

Для проведения исследований объектов нефтегазовой отрасли был выбран район вблизи вахтенного поселка Пионерный (Томская область), который является одним из центров нефтедобычи. В рамках проведения исследований была произведена многоспектральная съемка высокого разрешения с борта космического аппарата QuickBird (Бондур, 2010, 2012).

Космический аппарат QuickBird обеспечивает получение многоспектральных изображений в четырех спектральных каналах, соответствующих красному — R (0,63–0,69 мкм), зеленому — G (0,52–0,60 мкм), синему — B (0,45–0,52 мкм) и ближнему ИК — NIR (0,76–0,90 мкм) диапазонам спектра. Радиометрическое разрешение каждого канала — 11 бит/пиксель, пространственное разрешение — 2,44 м в мультиспектральном режиме при съемке в надир (<http://www.sovzond.ru/>).

На рис. 6.1.1 (см. цветную вклейку) показана карта района проведения исследований с обозначением зоны съемки и приведено геопривязанное изображение, полученное со спутника QuickBird, а также его увеличенный фрагмент.

На рис. 6.1.2. (см. цветную вклейку) показан фрагмент RGB-синтезированного изображения, полученного со спутника QuickBird. На приведенном рисунке изображен вахтенный поселок Пионерный и прилегающие территории. В результате визуального анализа данного изображения, проведенного с целью выявления деструктивных факторов, воздействующих на окружающую среду, обусловленных объектами нефтегазового комплекса, были выявлены участки разливов нефтепродуктов (на данном изображении разливы окрашены в темно-синие и фиолетовые оттенки), а также участки повреждения лесной и кустарниковой растительности и почво-грунтов (окрашены в оранжево-желтые тона).

На рис. 6.1.3 (см. цветную вклейку) приведены карты с результатами расчетов распределений вегетационных индексов NDVI и TCHVI. На этих картах красным обозначены участки максимального значения вегетационных индексов, что соответствует наиболее плотной и наименее угнетенной зеленой растительности в результате воздействия объектов нефтедобывающего комплекса.

Сопоставление полученных результатов между собой и с исходным изображением показывает, что трехканальный индекс TCHVI достаточно адекватно характеризует картину распределения растительности и степень ее угнетенности в местах интенсивного воздействия объектов нефтяной отрасли, в то время как двухканальный индекс NDVI имеет повышенные значения в незалесенных областях, что также может быть связано с воздействием нефтепродуктов, повышающих значения яркости почвогрунтов в ближней инфракрасной области спектра.

На рис. 6.1.4 (см. цветную вклейку) показаны результаты более глубокой обработки фрагмента космического изображения, полученного со спутника QuickBird. Слева представлено цветокодированное изображение фрагмента, составленное в псевдоцветах для выявления областей воздействия объектов нефтяной отрасли. Желтым квадратом обозначена область, представленная на рис. 6.1.5 (см. цветную вклейку) в увеличенном виде. Справа на рис. 6.1.4 (см. цветную вклейку) приведен результат неконтролируемой классификации данного изображения по методу «к-средних» с принудительным определением трех классов.

Результаты такой обработки можно интерпретировать как классы, соответствующие различным степеням воздействия на окружающую среду. Красным показаны антропогенные изменения ландшафта, вызванные вырубками, сильными загрязнениями, прокладкой дорог и нефтепроводов, строительством объектов инфраструктуры нефтяного месторождения и т.д. Желтым показаны участки угнетения растительности, вызванные деятельностью объектов нефтяного комплекса. Зеленым показаны участки, находящиеся в удовлетворительном состоянии.

На рис. 6.1.5 (см. цветную вклейку) показан увеличенный фрагмент цветокодированного изображения, приведенного на рис. 6.1.4 (см. цветную вклейку, слева), отображающий антропогенные изменения ландшафта, происходящие вблизи поселка Пионерный. На данном рисунке розовыми, фиолетовыми и светло-голубыми тонами выделены участки поражений местности, вызванные воздействием разливов нефтепродуктов, желтым цветом показаны объекты инфраструктуры – дороги, трубопроводы, нефтяная вышка.

Анализ полученных результатов показывает, что в районе проведения космического мониторинга антропогенная нагрузка на окружающую среду, обусловленная работой объектов нефтедобывающего комплекса, крайне высока. Повсеместно наблюдаются разливы нефти и нефтепродуктов, деградация растительного и почвенного покрова, прочие нарушения природного ландшафта, вызванные как воздействием утечек, так и интенсивной хозяйственной деятельностью вблизи вахтенного поселка Пионерный.

Заключение

Проведен анализ основных методов и алгоритмов обработки аэрокосмических данных, используемых при мониторинге объектов нефтегазовой отрасли. Рассмотрены методы предварительной обработки и такие ее элементы, как коррекция искажений,

вносимых съемочной системой и приемно-передающим трактом, фотограмметрическая обработка, радиометрическая калибровка, атмосферная коррекция оптических изображений и т.д., а также методы тематической обработки на основе алгоритмов контролируемой и неконтролируемой классификации, анализа вегетационных индексов растительности вблизи объектов нефтегазовой отрасли и др.

Приведены примеры результатов обработки космических многоспектральных изображений высокого разрешения, полученные при мониторинге участка территории в районе нефтедобывающего комплекса вблизи поселка Пионерный Томской области. В результате проведенной обработки выявлен высокий уровень антропогенной нагрузки на рассматриваемую территорию, определены значительные нарушения природной среды, вызванные воздействием нефтепродуктов.

Литература

1. *Болсуновский М.А.* Геометрическая коррекция данных со спутника QuickBird // Публикация на сайте www.sovzond.ru от 12.03.2006.
2. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
3. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследования Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17+6 с. цв. вклеек.
4. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы в современной океанологии // Новые идеи в океанологии. Т. 1. Физика. Химия. Биология. М.: Наука. 2004. С. 55–117 + 8 с. цв. вклеек.
5. *Бондур В.Г., Замшин В.В.* Космический радиолокационный мониторинг морских акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов. В настоящей книге. 2012. С. 255–271.
6. *Бондур В.Г., Старченков С.А.* Методы и программы обработки и классификации аэрокосмических изображений // Изв. ВУЗов. Геодезия и аэрофотосъемка. 2001. № 3. С. 118–143.
7. *Бондур В.Г., Чимитдоржиев Т.Н.* Анализ текстуры радиолокационных изображений растительности // Изв. ВУЗов. Геодезия и аэрофотосъемка. 2008а. № 5. С. 9–14.
8. *Бондур В.Г., Чимитдоржиев Т.Н.* Дистанционное зондирование растительности оптико-микроволновыми методами // Изв. ВУЗов. Геодезия и аэрофотосъемка. 2008б. № 6. С. 64–73.
9. *Гонсалес Р., Вудс Р.* Цифровая обработка изображений. М.: Техносфера. 2005. 1072 с.
10. *Забавин А.Б.* Использование искусственных нейронных сетей в задачах изучения Земли из космоса // Исследование Земли из космоса. 2000. № 6. С. 79–93.
11. Инфраструктура пространственных данных. Спецификация данных для обмена цифровыми топографическими картами в формате GML. ЗАО КБ «Панорама». 2011. 97 с.
12. *Кашкин В.Б., Сухинин А.И.* Дистанционное зондирование Земли из космоса. Цифровая обработка изображений. М.: Логос. 2001. 246 с.
13. Методы компьютерной обработки изображений. Под редакцией *Сойфера В.А.* М.: Физматлит. 2003. 784 с.

14. *Рис У.Г.* Основы дистанционного зондирования. Второе издание. М.: Техносфера. 2006. 336 с.
15. *Савин А.И., Бондур В.Г.* Научные основы создания и диверсификации глобальных аэрокосмических систем // Оптика атмосферы и океана. 2000. Т. 13. № 1. С. 46–62.
16. *Сухих В.И.* Аэрокосмические методы в лесном хозяйстве и ландшафтном строительстве. Йошкар-Ола: МарГГУ. 2005. 392 с.
17. *Титаров П.С.* Практические аспекты фотограмметрической обработки сканерных космических снимков высокого разрешения // ГИС-Ассоциация, Информационный бюллетень. 2004. № 3 (45). С. 25–26, 51.
18. *Ту Дж., Гонсалес Р.* Принципы распознавания образов. М.: Мир. 1978. 414 с.
19. Факторный, дискриминантный и кластерный анализ. Пер. с англ. / Дж.О.Ким и др. М.: Финансы и статистика. 1989. 215 с.
20. *Чимитдоржиев Т.Н.* Оптико-микроволновые методы дистанционного контроля лесных ресурсов // Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Улан-Удэ. 2008. 219 с.
21. *Bezdek J.C.* Cluster validity with fuzzy sets // Journal of cybernetics. 1974. V. 3. P. 58–72.
22. <http://www.sovzond.ru/>.

В.Г. Аковецкий

6.2. Технологии создания интегрированного геоинформационного обеспечения месторождений нефти и газа на основе результатов обработки аэрокосмических изображений

Введение

Характерной особенностью реализации проектов создания и эксплуатации объектов нефтегазового комплекса является их поэтапное осуществление. На первом этапе выполняются работы, связанные с прогнозом, поиском и разведкой месторождений нефти и газа. На втором этапе, в ходе разработки и обустройства месторождений нефти и газа, ведется непрерывное строительство, реконструкция и демонтаж промысловых объектов и инженерных коммуникаций. Одновременно с этим проектируются и строятся инфраструктурные объекты транспорта и переработки нефти и газа. На третьем этапе выполняется эксплуатация месторождений и объектов обслуживающей инфраструктуры.

Длительный и многоплановый характер таких работ, связанный с процедурами управления проектами, требует использования соответствующего геоинформационного обеспечения. Оно создается в ходе геологоразведочных работ (Аковецкий, 2005), а также в процессе инженерных изысканий при строительстве и эксплуатации технологических объектов. Практически все технологии работ, связанные с управлением объектами нефтегазового комплекса, используют геоинформационные продукты, для создания которых наряду с геофизическими, геодезическими и геологическими наблюдениями применяются материалы аэрокосмических съемок (Бондур, 2010, 2012; Гридин, Дмитриевский, 1994). Следует отметить, что решения данного класса задач на аналоговом уровне были опубликованы в монографиях, учебниках и учебных пособиях (Аэрометоды геологических..., 1971; Гудилин и др., 1978; Методическое руководство ..., 1975). Переход на цифровые технологии существенно изменил методику обработки, требования к используемым техническим средствам, а также к видам создаваемых геоинформационных (картографических) продуктов (Бондур, 2010, 2012; Бондур, Воробьев, 2012).

Целью представленной работы является рассмотрение технологий цифровой фотограмметрической обработки аэрокосмических изображений при решении задач интегрированного геоинформационного обеспечения нефтегазового комплекса.

Особенности создания геоинформационного обеспечения объектов нефтегазового комплекса

Геоинформационное обеспечение, как вид информационного обеспечения инвестиционных проектов, содержит геопозиционированную, функционально-ориентированную информацию об исследуемых объектах. Она отображается посредством создания разновременных топографических, геологических, гидрометеорологических, экологических и технологических моделей объектов земной поверхности. Данная информация используется в задачах управления для целей пространственно-временного ситуационного отображения текущего состояния территорий, а также

для моделирования исследуемых процессов и отражает динамику изменения состояния объектов в ходе реализации инвестиционного проекта.

Геоинформационное обеспечение создается в ходе реализации проектов и используется при решении функциональных задач управления различными процессами:

- прогноза, поиска и разведки месторождений нефти и газа;
- разработки, обустройства и эксплуатации месторождений нефти и газа;
- проектирования, строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов;
- мониторинга техногенного воздействия на компоненты окружающей среды территории месторождения или трубопровода;
- мониторинга состояния природных и технологических территориальных объектов нефтегазового комплекса для целей прогнозирования воздействия чрезвычайных ситуаций (аварий) на месторождениях или трассах трубопроводов.

Характерной особенностью геоинформационного обеспечения мониторинга объектов нефтегазового комплекса является трехуровневая технология его создания.

На первом уровне на основе архивных данных, материалов геологоразведочных работ, а также материалов инженерных изысканий, создается геоинформационное обеспечение региона расположения месторождения или трассы трубопровода, отображающее фоновые характеристики исследуемой территории.

В состав геоинформационного обеспечения на начальном этапе входят: цифровые топографические карты, трехмерные модели объектов земной поверхности, цифровые ортофотопланы и ортофотокарты, пространственные фотомодели земной поверхности; цифровые административные, исторические, геологические, гидрометеорологические и экологические карты и модели; карты опасных природных процессов и явлений. Эти геоинформационные продукты отражают состояние исследуемой территории в масштабах 1:1 000 000 – 1:100 000.

На втором уровне создается геоинформационное обеспечение, характеризующее изменение состояния окружающей среды в результате техногенного воздействия процессов строительства объектов месторождений и внешнего транспорта нефти и газа. Оно охватывает территорию лицензионного участка предприятия или трассы трубопровода. Исходными данными для его создания являются результаты наблюдений систем мониторинга, которые отслеживают уровень техногенного воздействия на природные компоненты окружающей среды в ходе строительства объектов.

В состав геоинформационного обеспечения этапа строительства входят: цифровые топографические карты, трехмерные модели объектов земной поверхности, цифровые ортофотопланы и ортофотокарты, пространственные фотомодели земной поверхности; карты загрязнения природных компонентов окружающей среды в ходе строительных работ; карты развития эндогенных и экзогенных геологических процессов на исследуемой территории; схемы наблюдательной сети мониторинга. Уровень детализации исследуемых процессов соответствует масштабам отображения 1:100 000 – 1:10 000.

На третьем уровне система геоинформационного обеспечения отслеживает динамику изменения инфраструктуры технологических объектов месторождений и систем транспорта, а также состояние окружающей среды в ходе эксплуатации технологических объектов и возникновения аварийных ситуаций. В состав геоинформационного

обеспечения на этом этапе входят: цифровые инженерно-топографические карты, планы, ортофотокарты и ортофотопланы инженерных сооружений и технологических объектов; трехмерные пространственные модели и фотомодели инженерных сооружений и технологических объектов; карты и планы изменения природных компонентов окружающей среды в санитарно-защитной зоне предприятий; карты и планы развития геодинамических процессов на территории предприятий или трассы трубопровода. Уровень детализации исследуемых процессов соответствует масштабам 1:10 000 – 1:500.

Технология создания интегрированных геоинформационных систем

Повышение эффективности разработки геоинформационного обеспечения, с точки зрения стоимости, точности, надежности и производительности, возможно на основе использования унифицированного подхода к технологиям сбора, обработки и хранения информации, поступающей от систем наблюдения. Решение данного класса задач требует комплексного использования априорно известной информации, отображаемой существующими картографическими материалами, и оперативной видеоинформации, поступающей с борта космических и воздушных носителей.

Важное место в решении этих задач отводится также фотограмметрическим технологиям. Эти технологии позволяют оперативно, на единой метрологической основе осуществлять: получение изображений; измерение пространственных координат объектов местности; функциональное дешифрирование изображений объектов и отображение их в виде цифровых моделей местности. Их реализация возможна в рамках интегрированных геоинформационных систем, обеспечивающих: прием, обработку, анализ, моделирование и отображение исследуемых процессов по цифровым картографическим и аэрокосмическим изображениям. Структурная функциональная схема взаимодействия технологических процессов и модулей интегрированной ГИС представлена на рис. 6.2.1.

Характерной особенностью рассматриваемой технологии является возможность адаптивного формирования технологических маршрутов в зависимости от вида создаваемого геоинформационного продукта и характера решаемых на его основе задач.

Одной из таких задач является обеспечение безопасности функционирования объектов нефтегазового комплекса. Ее реализация в рамках рассматриваемого подхода на практике требует соответствующих технологических решений, обеспечивающих:

- инвентаризацию исходного состояния территорий в местах расположения объектов нефтегазового комплекса;
- геомоделирование территории предприятия или трассы трубопровода;
- оценку рисков техногенного воздействия при штатных (нормальных) и нештатных (аварийных) режимах функционирования объектов предприятия;
- мониторинг и контроль изменения состояния природных и технологических компонентов окружающей среды при воздействиях наблюдаемых риск-факторов;
- разработку управляющих воздействий (комплекса инженерно-технологических мероприятий) по минимизации негативного техногенного воздействия объектов нефтегазового комплекса на природные компоненты окружающей среды.

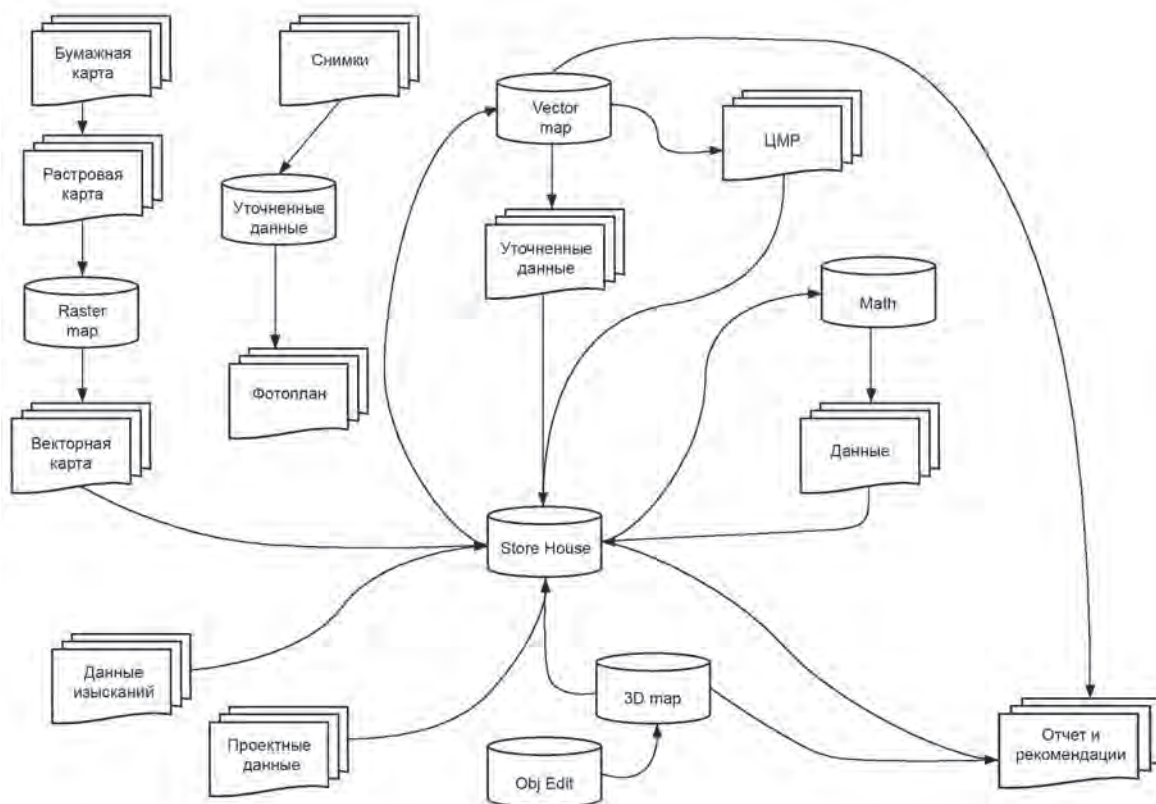


Рис. 6.2.1. Технологическая схема функционирования интегрированной геоинформационной системы

Инвентаризация исходного состояния территории выполняется на трех уровнях: региона, предприятия и объекта. Результатом ее проведения является создание паспортов территории, страницы которых отображают состояние административных, топографических, геологических, гидрометеорологических, экологических и технологических объектов на исследуемой территории. В ходе паспортизации обеспечивается ввод цифровых карт и планов в векторном и растровом форматах в Геоинформационную базу данных.

В случае, если на интересующую территорию отсутствуют векторные карты требуемого масштаба, их создание осуществляют по имеющимся растровым картам. С этой целью используют технологию, в соответствии с которой последовательно выполняют следующие операции (рис. 6.2.2):

- визуализацию растрового изображения карты (операция 1);
- цветовую сегментацию карты (операция 2);
- векторизацию выделенных объектов карты (операция 3);
- создание цифровой модели рельефа (операция 4).

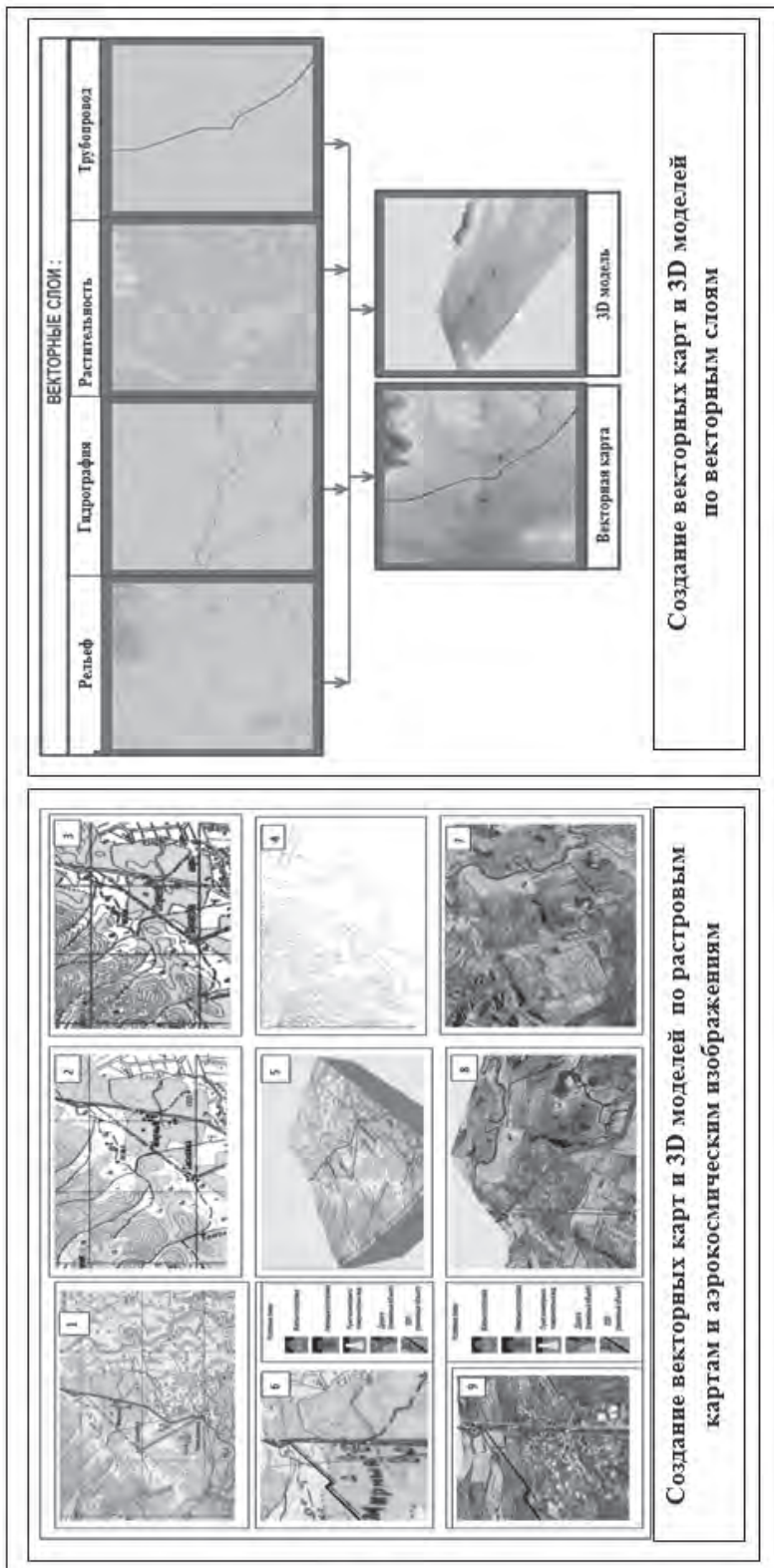


Рис. 6.2.2. Технологии создания топографических моделей (векторных карт и 3D моделей) по растровым и векторным исходным данным

Полученные векторные данные позволяют в дальнейшем обновлять карты на рас-
стровой картографической основе (операции 5 и 6), а также последовательно создавать
ортофотопланы (операция 7), строить трехмерные модели местности (операция 8) и
объектов (операция 9).

Работа с векторными данными осуществляется в технологическом модуле (Vector
Map), обеспечивающем:

- визуализацию векторных карт в форматах SXF, MID/MIF, Shape;
- построение трехмерных моделей местности;
- нанесение функциональной нагрузки.

Результатом обработки векторных данных в технологическом модуле являются 2D
и 3D геоинформационные модели, отображающие фоновое состояние исследуемой
территории. Они создаются на основе архивных картографических данных и аэро-
космических снимков.

Технология цифровой фотограмметрической обработки аэрокосмических снимков

В ходе работы с материалами аэрокосмических съемок используются технологии
цифровой фотограмметрической обработки и дешифрирования снимков. Струк-
турная технологическая схема, иллюстрирующая принципы фотограмметрических
измерений и интерпретации аэрокосмических изображений при создании геоинфор-
мационного обеспечения, представлена на рис. 6.2.3.

Во время выполнения технологических операций процесса цифровой фотограм-
метрической обработки осуществляется:

- визуализация изображений;
- измерение координат точек изображений;
- определение элементов внутреннего и внешнего ориентирования снимка;
- построение геометрической модели местности;
- ортотрансформирование изображений, создание ортофотопланов и ортофото-
карт.

Важным в описанной технологии является возможность решения на основе рас-
сматриваемых технологических операций, отмеченных ранее, функциональных за-
дач, обеспечивающих инвентаризацию, геомоделирование, оценку рисков возникно-
вения техногенных воздействий на исследуемых территориях.

Пример решения задачи инвентаризации текущего состояния земной поверхности
и обновление информации, отображаемой на топографической карте, представлен на
рис. 6.2.4. В ходе проведения инвентаризации текущего состояния территориальных
объектов осуществляется следующая последовательность операций:

- привязка снимка к карте (операция 1);
- измерение координат опорных точек (операция 2) и их регистрация (опера-
ция 3);

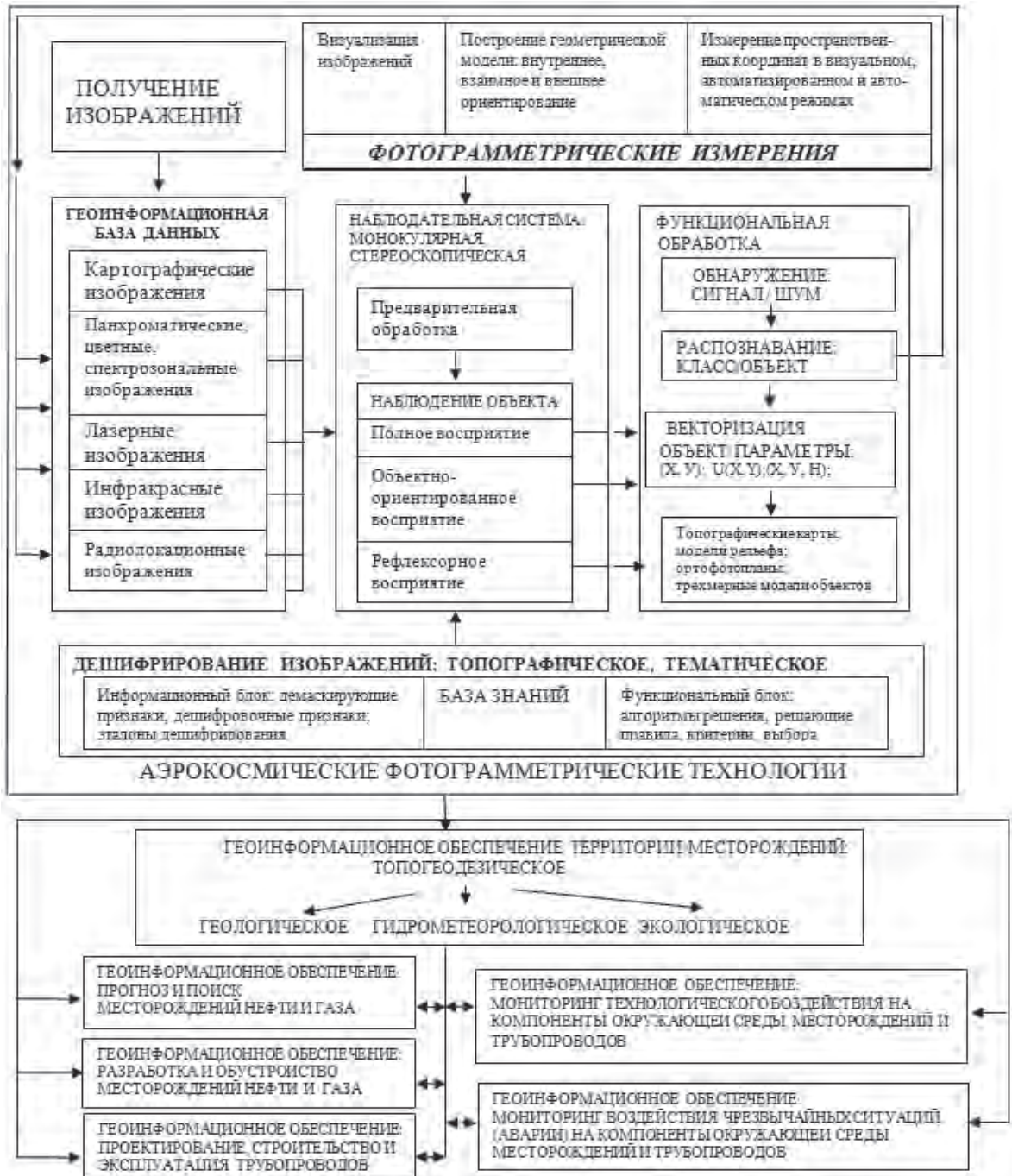


Рис. 6.2.3. Структурная схема создания геоинформационного обеспечения на основе аэрокосмических фотограмметрических технологий

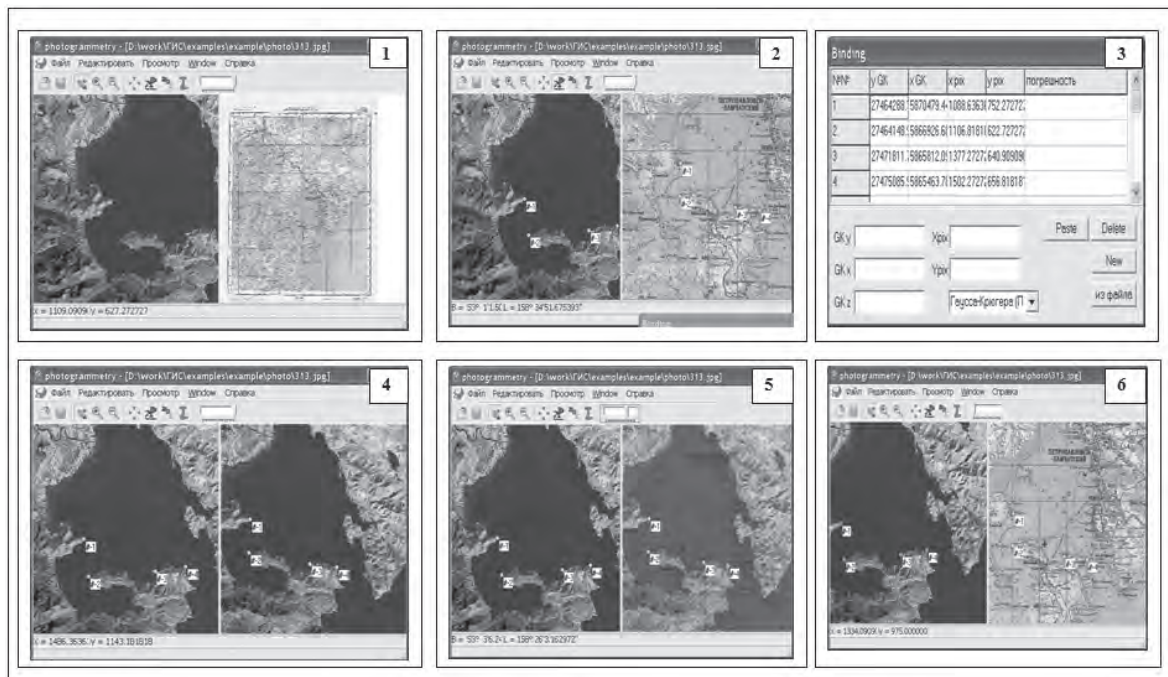


Рис. 6.2.4. Технология инвентаризации: привязка, трансформирование, совмещение и редактирование территориальных объектов

- трансформирование снимков (операция 4);
- синтез картографического и космического изображений (операция 5);
- выделение объектов и графическое редактирование результирующего изображения (операция 6).

Привязка осуществляется посредством ввода координат опорных точек и фиксации их положения на снимке или посредством одновременной их фиксации на карте и снимке. После этого задается режим расчета коэффициентов уравнений связи снимка и карты.

Для этой цели могут использоваться:

- рациональные линейные дроби;
- полином первой степени;
- полином второй степени;
- полином третьей степени.

Получение трансформированного снимка предполагает установление более точных параметров связи между координатами точек снимка и карты. Для этой цели используются уравнения связи координаты точек местности (карты) и снимка (прямая задача) и координат точек снимка и местности (карты) (обратная задача).

Уравнение связи координат точек местности и снимка описывается системой уравнений вида

$$\left. \begin{aligned} X &= X_S + (Z - Z_S) \frac{a_{11}(x - x_0) + a_{12}(y - y_0) + a_{13}(-f)}{a_{31}(x - x_0) + a_{32}(y - y_0) + a_{33}(-f)} \\ Y &= Y_S + (Z - Z_S) \frac{a_{21}(x - x_0) + a_{22}(y - y_0) + a_{23}(-f)}{a_{31}(x - x_0) + a_{32}(y - y_0) + a_{33}(-f)} \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

а связи координат точки на снимке с координатами точки на местности (карте) в виде системы

$$\left. \begin{aligned} x &= x_0 + (-f) \frac{a_{11}(X - X_S) + a_{21}(Y - Y_S) + a_{31}(Z - Z_S)}{a_{13}(X - X_S) + a_{23}(Y - Y_S) + a_{33}(Z - Z_S)} \\ y &= y_0 + (-f) \frac{a_{12}(X - X_S) + a_{22}(Y - Y_S) + a_{32}(Z - Z_S)}{a_{13}(X - X_S) + a_{23}(Y - Y_S) + a_{33}(Z - Z_S)} \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Направляющие косинусы углов ориентирования снимка α , χ , ω находятся по формулам:

$$\begin{aligned} a_{11} &= \cos \alpha \cos \chi - \sin \alpha \sin \omega \sin \chi; \\ a_{12} &= -\cos \alpha \sin \chi - \sin \alpha \sin \omega \cos \chi; \\ a_{13} &= -\sin \alpha \cos \omega; \\ a_{21} &= \cos \omega \sin \chi; \\ a_{22} &= \cos \omega \cos \chi; \\ a_{23} &= -\sin \omega; \\ a_{31} &= \sin \alpha \cos \chi + \cos \alpha \sin \omega \sin \chi; \\ a_{32} &= -\sin \alpha \sin \chi + \cos \alpha \sin \omega \cos \chi; \\ a_{33} &= \cos \alpha \cos \omega, \end{aligned}$$

где $x_0, y_0, f, X_S, Y_S, Z_S, \alpha, \chi, \omega$ – неизвестные параметры внутреннего ориентирования (три параметра) и внешнего ориентирования (шесть параметров);

x, y и X, Y, Z – соответственно, координаты точки снимка и координаты точки на местности (карте).

Для нахождения неизвестных $x_0, y_0, f, X_S, Y_S, Z_S, \alpha, \chi, \omega$ в уравнениях (2) перенесем все в правую часть и разложим в ряд Тэйлора по неизвестным переменным, оставляя только слагаемые при первых производных, в результате получим

$$\varphi = \varphi_0 + \frac{\partial \varphi}{\partial X_S} \Delta X_S + \dots \text{ для уравнения (2).}$$

Применяя метод наименьших квадратов, находится минимум функции

$$S = \sum_p \varphi^2 + \psi^2 \longrightarrow \min ,$$

где $\varphi(x_0, y_0, f, X_S, Y_S, Z_S, \alpha, \chi, \omega)$ и $\psi(x_0, y_0, f, X_S, Y_S, Z_S, \alpha, \chi, \omega)$ – функции, зависящие от параметров внутреннего ориентирования.

Приравнивая частные производные нулю

$$\frac{\partial S}{\partial \Delta X_S} = 0$$

по всем приращениям неизвестных, получим систему линейных алгебраических уравнений относительно неизвестных приращений, которую решаем методом Гаусса.

В результате трансформирование снимка в проекцию карты или в ортогональную проекцию можно выполнять на основе линейных или полиномиальных преобразований.

Уравнения для линейных преобразований можно записать в виде

$$\left. \begin{aligned} x &= \frac{a_{11}(X) + a_{12}(Y) + a_{13}(Z) + a_{14}}{a_{31}(X) + a_{32}(Y) + a_{33}(Z) + 1} = f(X, Y, Z) \\ y &= \frac{a_{21}(X) + a_{22}(Y) + a_{23}(Z) + a_{24}}{a_{31}(X) + a_{32}(Y) + a_{33}(Z) + 1} = g(X, Y, Z) \end{aligned} \right\}, \quad (3)$$

а для полиномиальных преобразований – в виде

$$\left. \begin{aligned} x &= a_0 + a_1X + a_2Y + a_3X^2 + a_4XY + a_5Y^2 + a_6X^3 + a_7X^2Y + a_8XY^2 + a_5Y^3 \\ y &= b_0 + b_1X + b_2Y + b_3X^2 + b_4XY + b_5Y^2 + b_6X^3 + b_7X^2Y + b_8XY^2 + b_5Y^3 \end{aligned} \right\}. \quad (4)$$

Решение ищем методом наименьших квадратов с учетом того, что коэффициенты между собой не связаны, уравнения рассматриваем отдельно и минимизируем

$$\begin{aligned} S_1 &= \sum_p (f(X, Y, Z) - x)^2 \longrightarrow \min, \\ S_2 &= \sum_p (g(X, Y, Z) - y)^2 \longrightarrow \min. \end{aligned}$$

Приравнивая, как и в предыдущем случае, частные производные нулю по неизвестным коэффициентам, получаем систему линейных алгебраических уравнений, которая решается методом Гаусса.

Реализация данной операции представлена в окне 4 рис. 6.2.4. Она обеспечивается посредством команды: создать трансформированный снимок

Далее в окне задаются вручную:

- по максимальной области топоосновы X_{\min} , X_{\max} и Y_{\min} ;
- область построения трансформированного снимка в координатах топокарты;
- размер шага (dh) W и H – выходные параметры раstra – ширина и высота в пикселах;
- dhrpix – шаг сетки точного определения координат и шаг сетки билинейной интерполяции.

На основе аффинного преобразования или точного ортотрансформирования вычисляем координаты Гаусса-Крюгера для крайних точек снимка и для полученной области строим трансформированный снимок. В качестве выходного изображения может использоваться заданный прямоугольник или трапеция номенклатурного листа карты. В результате в правой части отобразится полученный трансформированный снимок.

Для контроля правильности трансформации, а также для целей оценки текущего состояния территориальных объектов может выполняться синтез изображения и карты. В результате получается синтезированное изображение, которое позволяет обнаружить происшедшие изменения на исследуемой территории. Реализация данной операции проиллюстрирована в окне 5.

Полученные изменения можно зарегистрировать посредством функций отрисовки интересующих объектов (окно 6). Данная операция редактирования позволяет одновременно проводить синхронное редактирование в двух окнах визуализируемых изображений снимка и карты.

Следует отметить, что наряду с трансформацией изображений важное место при цифровой фотограмметрической обработке изображений отводится задачам дешифрирования и интерпретации объектов местности по изображениям. Эти операции могут решаться в визуальном операторном режиме, а также посредством автоматических процедур классификации. Методы и алгоритмы классификации изложены в п. 6.1. настоящей Главы (Бондур, Воробьев, 2012).

На рис. 6.2.5 (см. цветную вклейку) представлена реализация операции классификации изображений, выполняемая в автоматизированном режиме в модуле «Интерпретации». Данный модуль предназначен для дешифрирования наблюдаемых территориальных объектов. Он обеспечивает:

- фотометрическую коррекцию и сегментацию изображений;
- выделение контуров изображений объектов местности;
- распознавание и векторизацию наблюдаемых территориальных объектов.

На рис. 6.2.5 (см. цветную вклейку) в окне 1 показана реализация операции фотометрической амплитудной коррекции сигнала на основе использования гистограмм, выполняемой в трех спектральных диапазонах. В окне 2 показан пример сегментации интересующих объектов. Операция фильтрации шума на изображении показана в окне 3. В окне 4 выполняется операция векторизации выделенных объектов.

Пример комплексного распознавания объектов и их отображения на изображении и карте представлен в окнах 5 и 6. В окне 5 иллюстрируется операция автоматического анализа изображения, результатом которого явилось выделение контуров распознанных объектов. Следующим этапом явилась иллюстрация в окне 6 соответствующих объектов, находящихся на картографической основе.

Важное место среди аэрокосмических мониторинговых наблюдений отводится динамике изменения характеристик территориальных объектов. Решение данного класса задач предусматривает установление взаимосвязи между фоновым и текущим изображениями. Именно на их решение и ориентирована изложенная технология обработки, где в качестве фонового изображения могут использоваться как картографические изображения, так и ранее полученные аэрокосмические изображения.

Создание и использование трехмерных моделей технологических объектов

Переход на интегрированные технологии создания геоинформационного обеспечения позволяет расширить спектр решаемых задач и, соответственно, создаваемых продуктов. Одной из таких задач является создание Базы данных (каталога) моделей трехмерных технологических объектов. Необходимость такого подхода возникает при реконструкции моделей производственных объектов, располагаемых на территории месторождений нефти и газа, а также трассы магистральных трубопроводов. Пример создания условных знаков 3D-моделей технологических объектов представлен на рис. 6.2.6.

Наряду с задачами геоинформационного моделирования динамики изменения состояния инфраструктуры территориальных объектов важное место при аэрокосмических мониторинговых наблюдениях отводится опасным природным геологическим и гидрометеорологическим процессам, а также наблюдениям за техногенным воздействием эксплуатируемых объектов на природные компоненты окружающей среды. Решение данного класса задач базируется на трех взаимно дополняющих подходах.

В основе первого подхода лежит физическое моделирование исследуемых процессов путем выполнения непосредственных измерений наблюдаемых параметров и экспериментального воспроизведения модели процесса.

В основе второго подхода лежит математическое моделирование исследуемых процессов и их компьютерная реконструкция на основе априорного знания теоретических параметров модели.

В основе третьего подхода лежит математическое моделирование и компьютерная реконструкция исследуемого процесса с использованием измеренных опорных точек.

В силу специфики дистанционных систем аэрокосмического мониторинга для оценки зон негативного воздействия природных и техногенных риск-факторов наибольшее распространение получили второй и третий подходы. Использование математических моделей реконструкции наблюдаемых процессов на основе материалов аэрокосмических съемок позволяет построить прогнозные модели воздействия исследуемых риск-факторов. Технологический модуль 3D предназначен для построения трехмерных моделей территориальных объектов по растровым и векторным изображениям, а также для создания моделей исследуемых динамических процессов. Примеры его использования в задачах 3D-моделирования территориальных объектов показаны на рис. 6.2.7.

Данные модели строятся в три этапа:

- на первом – восстанавливается трехмерная модель земной поверхности, которая характеризует фоновое состояние территории (окно 1);
- на втором – воспроизводится модель обустройства месторождения, иллюстрирующая техногенное воздействие на компоненты окружающей среды объектами строительства и размещением технологических объектов (окна 2 и 3);
- на третьем – осуществляется реконструкция технологического процесса, являющегося источником техногенного воздействия на природные компоненты территории (окно 4).



Рис. 6.2.6. Трехмерное моделирование технологических объектов.
Классификатор трехмерных объектов

В представленном примере воспроизводится модель рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, которая приводит к загрязнению земной поверхности площадью S_1 и S_2 при отсутствии и при наличии ветра.

Данный пример иллюстрирует использование технологий фотограмметрической обработки в задачах оценки рисков загрязнения территорий на разных стадиях освоения месторождений нефти и газа. Ее решение в общем виде включает определение вероятности негативного техногенного воздействия на исследуемой территории:

$$P_j(N, A) = P_j(\Delta D_i) = S_i/S,$$

где $P_j(\Delta D_i)$ – вероятность возникновения j -го риск-фактора на территории площадью S , воздействия которого i -го уровня ΔD_i имеют место на площади S_i .

$$S_i = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n X_i (Y_{i+1} - Y_{i-1}),$$

где X_i , Y_{i+1} , Y_{i-1} – вычисленные прямоугольные координаты вершин многоугольника площадью S_i .

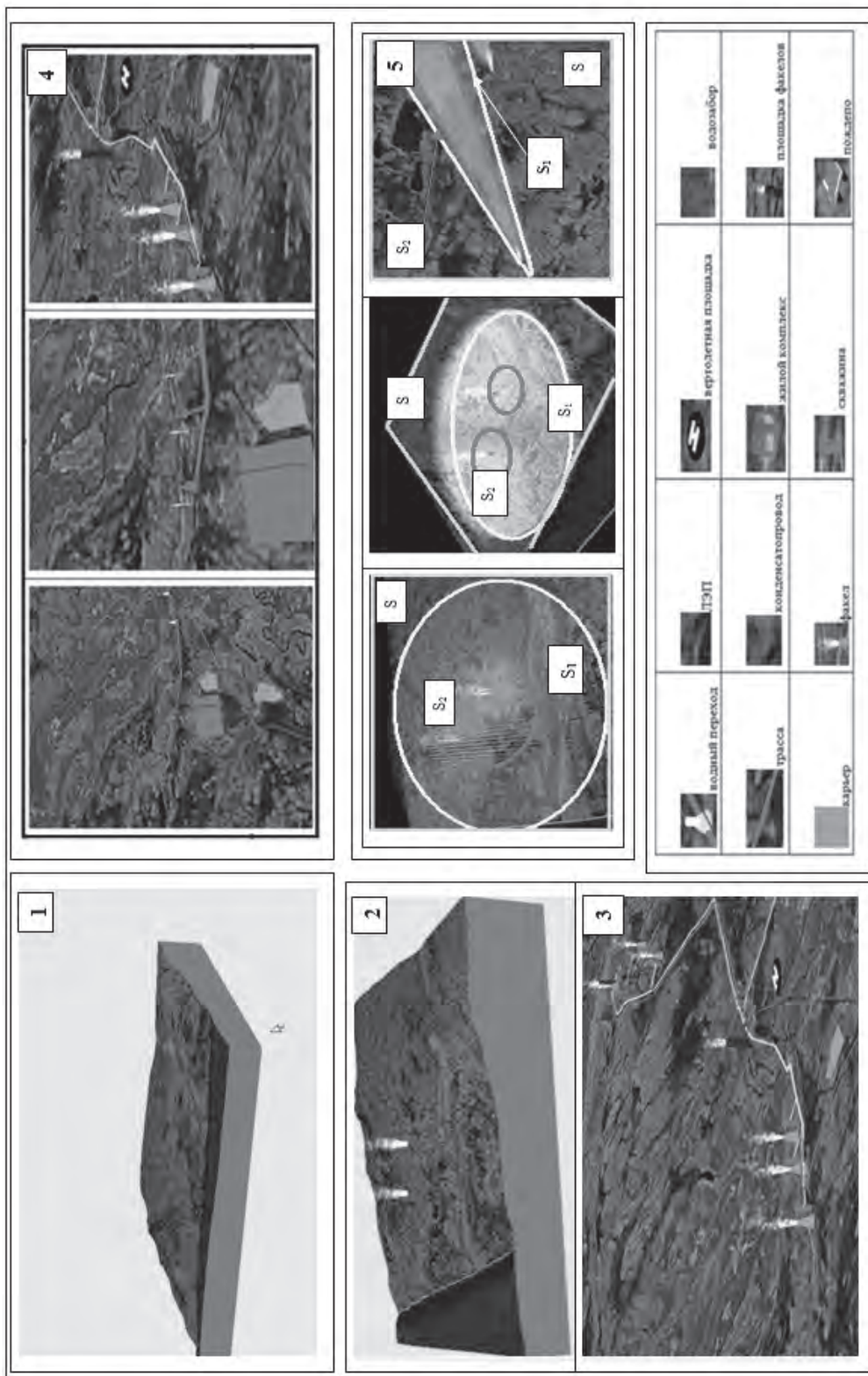


Рис. 6.2.7. 3D-модель реконструкции техногенного воздействия риск-факторов на природные компоненты окружающей среды

Координаты точек многоугольника находят по измеренным координатам точек снимка посредством уравнений (1).

Заключение

В представленном разделе изложена технология создания интегрированного геоинформационного обеспечения с использованием цифровой фотограмметрической обработки аэрокосмических изображений в задачах реализации проектов объектов нефтегазового комплекса.

Данная технология иллюстрирует новое направление использования материалов аэрокосмической съемки, связанное с трехмерной реконструкцией моделей объектов земной поверхности, технологических производственных объектов, а также технологических процессов, вызывающих негативное техногенное воздействие на природные компоненты окружающей среды.

Литература

1. *Аковецкий В.Г.* Методические подходы геоинформационного обеспечения поиска и разведки скоплений нефти и газа на основе аэрокосмической съемки // Геология нефти и газа. 2005. № 6. С. 44–49.
2. *Аэрометоды геологических исследований.* Л.: Недра. 1971. 704 с.
3. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследования Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17+6 с. цв. вклеек.
4. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
5. *Бондур В.Г., Воробьев В.Е.* Методы обработки аэрокосмических изображений, полученных при мониторинге объектов нефтегазовой отрасли. В настоящей книге. 2012. С. 395–409.
6. *Гридин В.И., Дмитриевский А.Н.* Системно-аэрокосмическое изучение нефтегазоносных территорий. М.: Наука. 1994. 287 с.
7. *Гудилин И.С., Комаров И.С.* Применение аэрометодов при инженерно-геологических и гидрогеологических исследованиях. Учебное пособие. М.: Недра. 1978. 319 с.
8. *Методическое руководство по маркшейдерским съемкам разрабатываемых месторождений нефти и газа.* Волгоград. 1975. 72 с.

С.А. Станкевич, О.В. Титаренко

6.3. Методика картирования границ залежей углеводородов с использованием данных дистанционного зондирования

Введение

Энергетические потребности общества в значительной мере обеспечиваются за счет природных ресурсов, в частности, нефти и газа. В связи с этим постоянно актуальным является рациональное использование разведанных ресурсов, поиск и прогнозирование новых месторождений, для чего разрабатываются соответствующие технологии. Наиболее перспективными считаются технологии прогноза залежей нефти и газа с привлечением материалов дистанционного зондирования Земли в комплексе с геолого-геофизическими данными и данными наземного спектрометрирования растительного покрова, которые сегодня широко используются нефтегазо-разведочными организациями. Специфика использования значительного количества географически привязанной информации, которая необходима для проведения геологической интерпретации полученных результатов, создания моделей объектов и оценки нефтегазоперспективности участков, требует применения соответствующего геоинформационного подхода.

Основой такого подхода является комплексное исследование нефтегазоперспективных площадей с использованием ГИС-технологий ради накопления достаточного количества данных по объектам, которые изучаются, корректной интерпретации этих данных практически на любой стадии, начиная с подготовительного этапа и заканчивая созданием аналитического результирующего продукта.

Особенности использования данных при решении нефтегазоперспективных задач

При решении природоресурсных тематических задач используются измерения, наблюдения, которые имеют три главных компонента: атрибуты, которые описывают объект; географические данные, которые дают представление о пространственном положении объекта и временные данные, которые описывают период времени. Таким образом, данные можно представить как «сырье», из которого выходит полезная информация. Эта информация представлена в виде, пригодном для обработки автоматическими средствами или при участии человека.

Для решения нефтегазоперспективных задач используются следующие основные массивы информации:

- материалы дистанционного зондирования Земли на исследуемый регион, результаты их обработки и анализа;
- техническую информацию (данные) о системах ДЗЗ и наземную измерительную аппаратуру;
- расположение скважин, дорог, наземных ориентиров, гидросети и тому подобное;
- схемы профилей, маршрутов, данные наземных и дистанционных фотометриче-

ских и спектральных измерений, результаты их статистической обработки и анализа;

- топографические, геологические и структурные карты разных масштабов и видов;
- научно-техническую, промышленную и патентную информацию об исследуемых объектах (географическую, геологическую, геофизическую, геохимическую и тому подобное), полученную разнообразными методами поиска углеводородов (прямые, не прямые).

Современные технологии использования материалов ДДЗ в геологоразведочном производстве основаны на том, что аэрокосмическая информация представляет собой составную часть ГИС и обрабатывается вместе с другими слоями, представляющими собой широкий спектр картографических и цифровых геологических, геофизических, экологических, геохимических, метеорологических и других данных с помощью соответствующего программного обеспечения (рис. 6.3.1).

Это позволяет устранить элемент субъективизма, который имеет место при визуальном дешифрировании панхроматического изображения или отдельных спектральных каналов.

Интеграция дистанционных и геолого-географических данных

Интегрирование дистанционных и геолого-геофизических пространственных данных автоматизирует процесс оценивания исследуемой площади и установления меры ее подобия к эталонному участку (месторождению) с неустановленными дешифровочными признаками. Классификация дистанционных данных с учетом геолого-геофизической составляющей дает возможность без создания специальных библиотек для геологических объектов определить меру сходства прогнозных участков с типичными эталонами для определенного региона и выделить площадные образования разного ранга перспективности (Атаков и др., 2007).

Интеграция дистанционных, геолого-геофизических данных и данных наземного спектрометрирования растительности позволяет существенно повысить эффективность применения дистанционных изображений при решении нефтегазопроисловых задач (Станкевич, Седлерова, 2007). Если совместная тематическая обработка многоспектральных наборов аэрокосмических изображений в настоящий момент не вызывает особых трудностей, то привлечение данные принципиально другой физической природы нуждается в разработке специальных моделей.

Во-первых, аэрокосмические изображения, как правило, представляются в цифровой растровой форме, а геолого-геофизические данные — в форме наборов

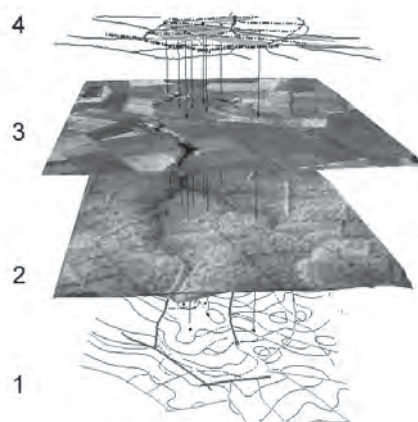


Рис. 6.3.1. Пример представления данных в ГИС:

- 1 – структурная карта по горизонту;
- 2 – визуализация данных рельефа;
- 3 – космическое изображение;
- 4 – схема разломно-блоковой тектоники

пространственных отсчетов на нерегулярной решетке, причем практически всегда более низкого пространственного разрешения. Поэтому первым этапом интеграции должна быть пространственная регуляризация имеющихся геолого-геофизических данных к растру аэрокосмического изображения. Современные геоинформационные системы имеют для этого целый арсенал способов – от более простой сплайн-интерполяции к геолого-геофизическому моделированию (Пивняк и др., 2007).

Во-вторых, известные модели интеграции оставляют открытым вопрос о последовательности совместимой обработки количественных полей разной физической природы. Очевидно, что перед обработкой разнообразные данные должны приводиться к определенной единственной количественно измерительной форме, например, путем разного рода масштабирования, нормирования и фильтрации.

В-третьих, очень важным этапом интеграции является выбор адекватной метрики для оценивания сходства разнообразных данных.

Результатом интеграции дистанционных и геолого-геофизических пространственных полей данных должна быть определенная количественная величина, которая однозначно характеризует близость m -мерного пространственного сегмента данных к целевому образцу. Пространственное распределение этой величины – это тематическая карта, которая обеспечивает интерпретацию и визуализацию многомерных полей данных разной физической природы.

При нефтегазопроисловых исследованиях с использованием дистанционных данных хорошо себя зарекомендовала статистически информационная метрика – дивергенция Кульбака-Лейблера D (Архіпов и др., 2009):

$$D = \sum_{j=1}^m p_j \log_2 \frac{p_j}{q_j}, \quad (1)$$

где p_j , q_j – распределения плотности вероятностей j -го из обрабатываемых полей данных для текущего измерения и целевого образца соответственно.

После того, как определены процедуры пространственной регуляризации, масштабирования и избрана информационная метрика, становится возможным провести совместную обработку дистанционных и геолого-геофизических данных для их интеграции (рис. 6.3.2).

Картирование границ залежей

Картирование границ залежей углеводородов с применением данных дистанционного зондирования, геолого-геофизических данных и наземного спектрометрирования растительного покрова использует результаты измерений высотного поля ландшафта, структуры блочных полей исследуемых объектов, результаты пространственной регуляризации и интеграции дистанционных, геолого-геофизических данных и данных наземного спектрометрирования растительности.

В выделенных однородных сегментах для исследования выбираются маршруты пространственного пересечения границы нефтегазоносного участка, которые требуют последующих наземных спектрометрических измерений растительного покрова. Наземное спектрометрирование растительности одного типа вдоль избранных маршрутов выполняется с помощью современного полевого спектрометра FieldSpec-3FR с

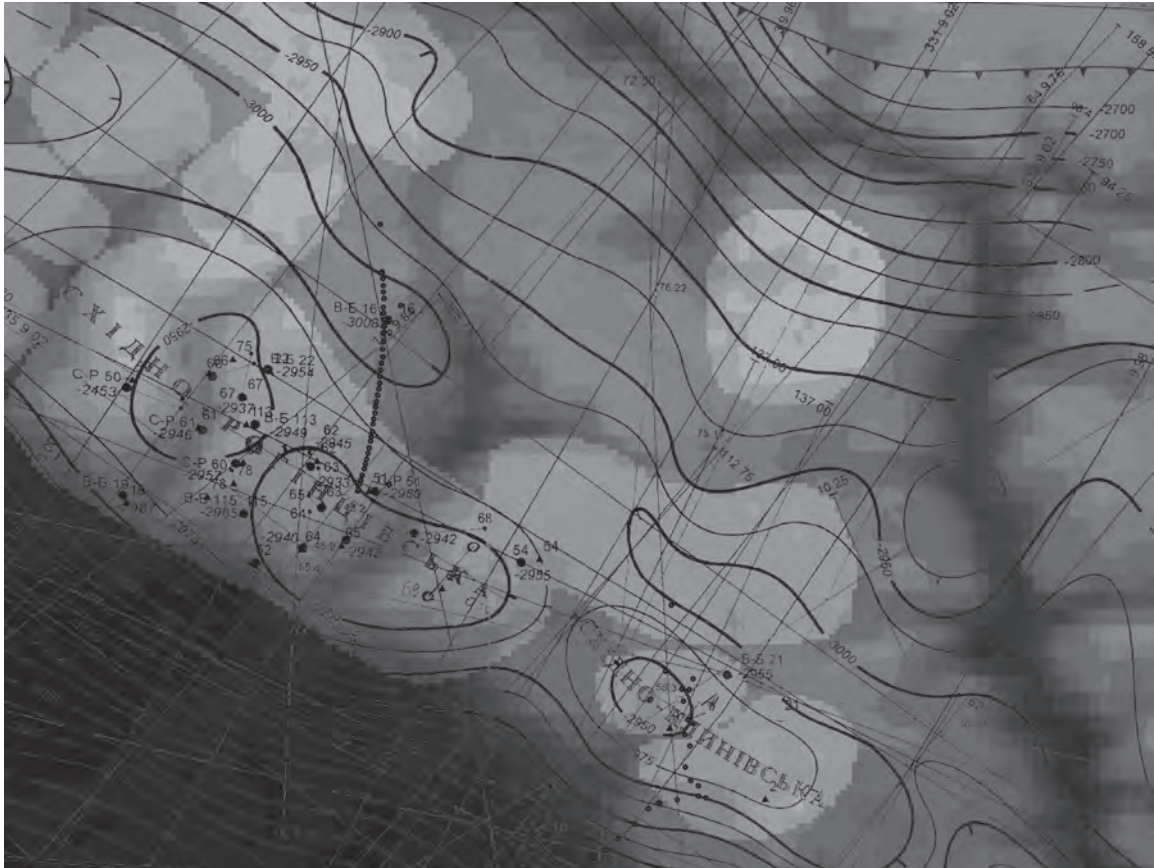


Рис. 6.3.2. Результаты интеграции дистанционных и геолого-геофизических данных с данными наземного спектрометрирования

интегрирующей сферой RTS-3ZC. На рис. 6.3.3 приведен пример спектрограмм растительности на продуктивном и непродуктивном участках местности, полученных с помощью спектрометра FieldSpec-3FR.

Определение границы контура залежи углеводородов (см. рис. 6.3.4) осуществляется по признаку статистического отделения соответствующих спектрограмм растительного покрова.

Достаточно информативными оказываются нормализованные спектральные индексы – отношения, в которых числитель и знаменатель являются соответственно разницей и суммой коэффициентов отражения в двух разных спектральных диапазонах.

Граница контура нефтегазоносности определяется путем последовательного оценивания вероятности ошибки для всех точек спектрометрирования и выбора той, для которой вероятность разделения спектрограмм будет максимальной. На протяжении выбранного маршрута (35 точек), который пересекает контур залежи углеводородов, четко наблюдается статистически значимая спектральная аномалия растительности в

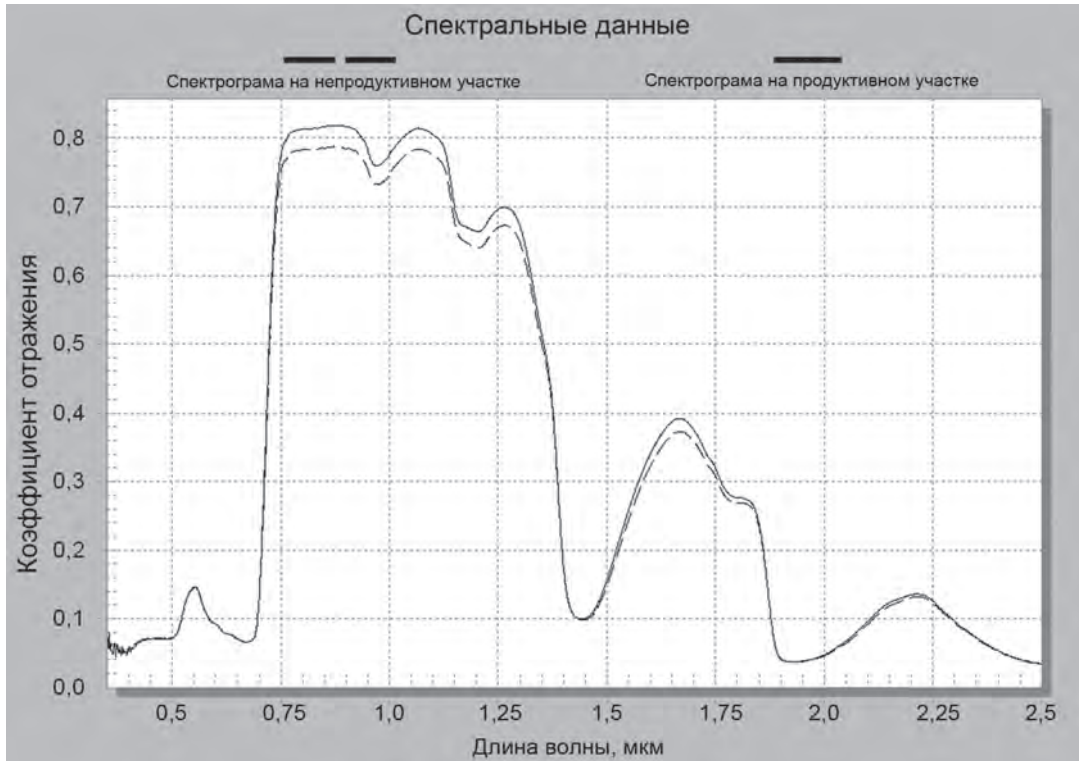


Рис. 6.3.3. Спектрограммы растительности на продуктивном (сплошная линия) и непродуктивном (пунктирная линия) участках местности

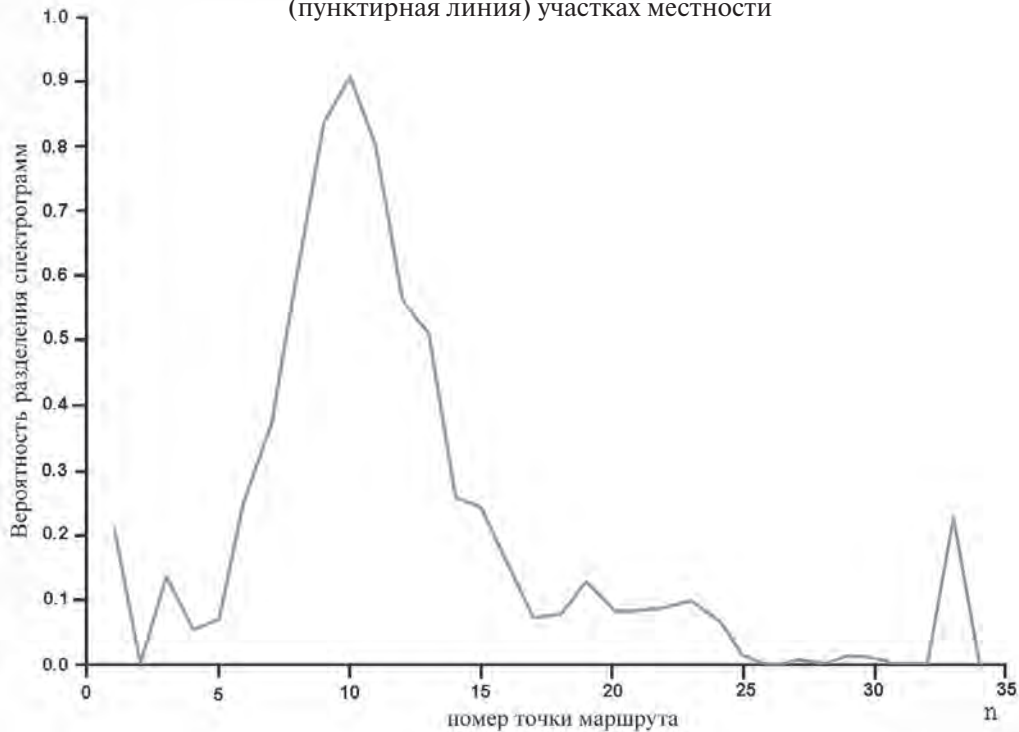


Рис. 6.3.4. Пример определения границы контура залежи углеводородов.

районе точки № 10.

Результатом являются карты расположения контура нефтегазоперспективных объектов масштабов 1:50 000 – 1:10 000.

Таким образом, для решения задач уточнения контура залежи углеводородов возможно использовать интеграцию дистанционных, геолого-геофизических данных с данными наземного спектрометрирования растительности.

Литература

1. *Архіпов О.І., Станкевич С.А., Титаренко О.В.* Картування границь нафтогазоносних ділянок за даними наземного спектрометрування. Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики. Київ.: Всеукраїнська асоціація геоінформатики. 2009. С. 123–131.
2. *Атаков А.И., Гололобов Ю.Н., Мавричев В.Г., Кирсанов А.А., Липияйнен К.Л.* Новые технологии обработки дистанционных геолого-геофизических данных при нефтегазоперспективных работах. Материалы 8-й Всероссийской научно-практической конференции «Геоинформатика в нефтегазовой и горной отраслях». М.: ГИСА. 2007. CD.
3. *Пивняк Г.Г., Бусыгин Б.С., Никулин С.Л.* ГИС-технология интегрированного анализа разнородных и разноуровневых геоданных // Доповіді Національної академії наук України. 2007. № 7. С. 115–123.
4. *Станкевич С.А., Седлерова О.В.* Інтеграція дистанційних та геофізичних просторових даних при пошуку вуглеводнів на морському шельфі // Геоінформатика. 2007. № 3. С. 77–81.

К.М. Каримов, В.Л. Онегов, С.Н. Кокутин, Л.К. Каримова

6.4. Результаты обработки дистанционных тепловизионных снимков при поисках залежей углеводородов

Введение

Разработана технология, которая относится к области разведочной геофизики и включает метод дистанционного тепловизионного зондирования геологической среды при поисках залежей углеводородов. Сущность ее состоит в том, что по данным космической и авиационной съемки исследуемой территории в тепловом инфракрасном диапазоне длин волн 8–14 мкм рассчитывают объемную модель эндогенного теплового излучения геологической среды, выделяют характерные геотермические признаки, связанные с тепловыми аномалиями и позволяющие пространственно локализовать в среде положение залежей углеводородов (Каримов и др., 2009 а,б).

Космические и авиационные снимки являются полноценным источником информации для проведения всестороннего анализа и построения моделей, принятия решения при изучении природных ресурсов Земли. Используя данные дистанционного зондирования на предварительно неизученную территорию, можно оперативно дать прогноз наличия потенциальных ресурсов углеводородов. Рассматриваемый метод обладает рядом преимуществ: относительная дешевизна при анализе больших территорий, высокая производительность и информативность, независимость от рельефа и условий местности, абсолютная экологическая чистота.

В качестве исходных данных для проведения исследований используются снимки со спутников Landsat-7, Landsat-5, TERRA, AQUA. Обработка и интерпретация космических изображений позволяет проводить геофизические изыскания на глубинах от дневной поверхности до десятков километров. Для детальных исследований глубин менее одного километра используют авиационную тепловизионную съемку.

Основы тепловизионной томографии геологической среды

Формирование теплового излучения в различных геологических условиях можно описать посредством распространения электромагнитных волн в анизотропных средах. Пусть геологическая среда представлена геометрическим образом в виде прямоугольного параллелепипеда Ω :

$$\Omega = \{(x, y, z) \mid \underline{x} \leq x \leq \bar{x}, \underline{y} \leq y \leq \bar{y}, \underline{z} \leq z \leq \bar{z}\}. \quad (1)$$

Для расчета теплового поля разобьем (1) по каждой оси координат на достаточно малое n число кубиков $\Omega_{\varepsilon}^{i,j,k}$:

$$\Omega_{\varepsilon}^{i,j,k} = \left\{ (x, y, z) \left| \begin{array}{l} x \in [x_i, x_{i+1}], y \in [y_j, y_{j+1}], z \in [z_k, z_{k+1}], x_{i+1} = x_i + \varepsilon, y_{j+1} = y_j + \varepsilon, \\ z_{k+1} = z_k + \varepsilon, x_0 = \underline{x}, x_{N_x} = \bar{x}, y_0 = \underline{y}, y_{N_y} = \bar{y}, z_0 = \underline{z}, z_{N_z} = \bar{z} \end{array} \right. \right\}, \quad (2)$$

где $i = 0, 1, \dots, N_x, j = 0, 1, \dots, N_y, k = 0, 1, \dots, N_z$,
 ε – некоторое малое число, выбираемое таким образом, чтобы тепловой поток $I(x, y, z)$ внутри куба $\Omega_\varepsilon^{i,j,k}$ по оси OZ оставался неизменным с практической точки зрения.

В соответствии с известными представлениями о тепловых процессах отдельный элемент $\Omega_\varepsilon^{i,j,k}$ может быть представлен как источник, сток или проводник тепловой энергии. В общем случае в пределах объема $\Omega_\varepsilon^{i,j,k}$ возможно существование нескольких источников или стоков. Но для упрощения расчета модели принимается, что куб $\Omega_\varepsilon^{i,j,k}$ содержит не более одного источника или стока $\Omega_\varepsilon^{i,j,k} = \{(x, y, z) | x_i \leq x \leq x_{i+1}, y_j \leq y \leq y_{j+1}, z \in [z_k, z_{k+1}]\}$ с геометрическим центром тепловой энергии в точке (x^*, y^*, z) , где ,

$$x^* = \frac{x_i + x_{i+1}}{2}, y^* = \frac{y_j + y_{j+1}}{2}.$$

С точки зрения известных геометрических образов процесс распространения тепловых потоков корректно представить гауссианом с симметричным ядром

$$G(x, y) = \frac{1}{2\pi\sigma^2} e^{-\frac{x^2+y^2}{2\sigma^2}}, \quad (3)$$

где σ – среднеквадратическое отклонение.

Тогда расчет значения теплового потока в любой точке (x^*, y^*, z^k) реализуется по формуле

$$I(x^*, y^*, z^k) = \iint_{S(x^*, y^*, z^0)} I(x, y, z^0) \varphi(x, y) dx dy, \quad (4)$$

где $S(x^*, y^*)$ – круг радиуса R^* ;

$I(x, y)$ – значение теплового потока в точке (x, y) ;

$\varphi(x, y)$ – плотность распределения значений функции $I(x, y, z^0)$.

Принимается, что плотность, определяемая в виде

$$\varphi(x, y) = \frac{1}{2\pi\sigma^2} e^{-\frac{x^2+y^2}{2\sigma^2}},$$

удовлетворяет условиям

$$\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} dx = 1 \text{ и } \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-\frac{y^2}{2\sigma^2}} dy = 1.$$

Кроме того, функция $I(x^*, y^*, z^k)$ имеет не более одной точки разрыва первого рода. Отсюда следует, что интеграл (4) существует. Расчет значения функции в произвольной точке (x, y, z^0) реализуем с помощью многочлена

$$I(x^*, y^*, z^0) = Ax + Bx + Cy + D, \quad (5)$$

где параметры A, B, C, D являются решением системы уравнений:

$$\begin{aligned} I(x_i, y_i, 0) &= D; \\ I(x_{i+1}, y_i, 0) &= B\varepsilon + D; \\ I(x_i, y_{i+1}, 0) &= C\varepsilon + D; \end{aligned}$$

$$I(x_{i+1}, y_{i+1}, 0) = A\varepsilon^2 + B\varepsilon + C\varepsilon + D, \quad (6)$$

ε – константа

Таким образом, расчет значения теплового потока $I(x^*, y^*, z^k)$ в точке имеет вид

$$I(x^*, y^*, z^k) = AI_A + BI_B + CI_C + DI_D, \quad (7)$$

где

$$I_A = \iint_{S(x^*, y^*, z^0)} xy\varphi(x, y) dx dy, \quad (8)$$

$$I_B = \iint_{S(x^*, y^*, z^0)} x\varphi(x, y) dx dy, \quad (9)$$

$$I_C = \iint_{S(x^*, y^*, z^0)} y\varphi(x, y) dx dy, \quad (10)$$

$$I_D = \iint_{S(x^*, y^*, z^0)} \varphi(x, y) dx dy. \quad (11)$$

Расчет интегралов (8)–(11) проводится для различных видов ячеек, попадающих в окружность радиуса R . Формализация решения задачи по расчету теплового потока проведена на языке программирования C++ в виде пакета программного обеспечения ThermoImageProcessing v2.0.

Тепловизионное зондирование Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Нами проведен анализ результатов обработки разновременных космических снимков Волго-Уральского региона. Трехмерные образы строились на основе рассчитанных объемных моделей теплового поля и блоково-разломных структур. Они позволили проследить распространение тепловых потоков, изменение блоков плотных пород и зон тектонических нарушений среды. Горизонтальные срезы теплового поля и дифференциальные трансформации вертикальных разрезов строились для выявления локальных участков с различающимися свойствами по теплопроводности, которые могут быть приурочены к различным геологическим объектам.

При дешифрировании моделей теплового поля решались следующие задачи: районирование по интенсивности теплового поля геологических объектов; построение геотермических отражающих границ по глубинам; определение природы аномалии образующих объектов; изучение флюидодинамических условий с целью выявления нефтегазоперспективных ситуаций.

Карты и разрезы блоково-разломных структур представляются в виде палитры серого цвета или в цветовом виде с изменением тоновых особенностей изображения. Принятая форма представления материала позволяет обеспечить систематизацию разрывных нарушений и районировать территорию исследований по характеру их пространственного распределения.

На таких моделях наглядно выделяются области неизменяющегося параметра поля (что соответствуют плотным породам) и разделяющие их градиентные зоны, отра-

жающие положение в разрезе границ блоков. Линии разрыва сред соответствуют локальным разломам, которые обрисовываются темным цветом. Они могут принимать различную форму в разрезе от субвертикальных до листрических, при этом проникая на значительные глубины.

В ходе дешифрирования проводится ранжирование оперяющих разломов на геодинамические активные зоны флюидоперетоков и флюидонакопления.

Наиболее интересный геологический результат состоит в выделении относительно низкотемпературных аномалий и их градиентных зон осадочного чехла.

На рис. 6.4.1 (см. цветную вклейку) физическая среда представляется в виде контрастного изменения сейсмогеологического разреза и модели потока теплового излучения. Поэтому о крупных и разнотипных структурах можно косвенно судить по очень высокой и/или низкой скорости изменения поля. Однородные по морфологии блоки окрашены равномерно, с незначительным увеличением или уменьшением цвета. Некоторое различие поля внутри объекта в виде локальных тел указывает на сильную расслоенность, т.е. изменчивость внутренней конструкции среды.

В местах интенсивных положительных тепловых аномалий, разделенных между собой холодной зоной, происходит образование зоны растяжения с уступообразными участками и слабым градиентом поля. В местах расположения интенсивных холодных участков условия нефтенакопления отсутствуют в силу активной циркуляции флюидов.

Относительно приподнятые блоки (благоприятные для накопления УВ) непосредственно прилегают к зонам флюидоперетоков. На основе применения данного подхода наиболее перспективные участки могут быть оконтурены для дальнейшего опосредования сейсморазведкой.

Полученные результаты не противоречат проведенным региональным геофизическим исследованиям и подтверждаются данными бурения скважин.

Литература

1. *Каримов К.М., Онегов В.Л., Кокутин С.Н.* и др. Авиационное тепловизионное зондирование геологической среды // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: 2009а. № 5. С. 24–31.
2. *Каримов К.М., Онегов В.Л., Кокутин С.Н.* и др. Дистанционное тепловизионное зондирование Земли при решении геологических задач // Георесурсы. Казань: 2009б. № 1 (29). С.38–42.

В.Д. Скарятин, О.М. Тихомирова

6.5. Использование и обработка данных дистанционного зондирования при изучении нефте- и газоносных районов Западной Сибири

Введение

Западная Сибирь является наиболее развитым нефте- и газопроизводящим регионом России. Самые значительные месторождения находятся в Тюменской области и Ханты-Мансийском автономном округе, которые отличаются сложными природными условиями и хрупкостью экосистем.

Вплоть до начала 90-х годов XX столетия воздействию нефтедобывающей промышленности на окружающую среду уделялось очень мало внимания, что привело к тому, что экологические показатели нефтедобывающих предприятий в регионе до сих пор остаются на очень низком уровне. В последнее время, однако, экологическая составляющая процесса добычи нефти была признана в Западной Сибири чрезвычайно важной.

В этом регионе инфраструктура промышленных предприятий зачастую накладывается на неосвоенные природные территории, а объекты транспортной инфраструктуры, в частности трубопроводы, проходят по труднодоступным местам. Эта ситуация крайне затрудняет не только оценку произошедшего загрязнения и разработку мер по его ликвидации, но и само обнаружение аварии и выявление ареала загрязнения.

Решить эту задачу возможно путем обработки данных дистанционного зондирования (Бондур, 2010, 2012; Бондур, Воробьев, 2012).

Отличительные признаки деятельности объектов нефтегазового комплекса, проявляющиеся на космических изображениях

Все объекты нефтегазового комплекса и нарушенные ими территории имеют определенные наборы дешифровочных признаков, которые могут обнаруживаться на космических изображениях.

Кустовые и технологические площадки представляют собой небольшой (первые десятки метров) полигональный объект с прямолинейными границами, часто прямоугольной формы. Поверхность площадок лишена растительности, часто песчаная, что делает объект резко контрастным на фоне окружающих лесных и болотных ландшафтов. Как правило, к площадке подходит одна подъездная дорога.

На снимках среднего разрешения (15–30 м) кустовые площадки отображаются в виде полигональных объектов простой формы площадью приблизительно 25–100 пикселей, что позволяет выделять их в качестве площадного или полигонального объекта.

На снимках высокого разрешения (1–5 м) хорошо видна внутренняя структура объекта. Однако для картографирования в региональном масштабе вполне могут применяться снимки с пространственным разрешением до 30 м, так как они обеспечивают требуемую точность идентификации объектов.

Промышленные сооружения месторождений, имеющие более крупные размеры и сложную внутреннюю структуру, а именно – предприятия первичной переработки, насосные станции, электрические подстанции и другие подобные предприятия –

представляют собой достаточно крупные полигональные объекты. Иногда даже на снимках среднего разрешения внутри контура заметны цистерны и другие сооружения, что создает неоднородность структуры изображения объекта. Кроме этого, вблизи предприятий, как правило, наблюдается концентрация дорог, трубопроводов, линий электропередачи и других линейных объектов. Зачастую вблизи находится факел для сжигания попутного газа.

Территории предприятий являются контрастным объектом, хорошо выделяющимся на фоне окружающих природных и антропогенных ландшафтов.

Технические коридоры трубопроводов представляют собой трудноразличимые малоконтрастные линейные объекты. Зачастую оказывается возможным выделить только отдельные участки или фрагменты технических коридоров. В таежно-лесной зоне технические коридоры детектируются по изменениям растительного покрова, имеющим прямолинейную форму и четко выраженные углы изгибов. На фоне лесной растительности технические коридоры проходят по просекам, что облегчает их выделение. На фоне болотных ландшафтов они выделяются также по изменению естественного растительного покрова, связанному с засыпкой траншеи более плотным грунтом, пучением и просадками, вызванными сезонными температурными воздействиями.

Для выявления технических коридоров по изменениям растительности удобно использовать каналы космических изображений в желто-зеленой (0,52–0,60 мкм) и ближней инфракрасной (0,75–0,90 мкм) областях спектра.

Иногда технические коридоры трубопроводов сложно отличить от коридоров ЛЭП, особенно когда они проходят по просекам. Для этого необходимо использовать снимки высокого разрешения, на которых видны опоры ЛЭП или тени от них. На фоне болот трассы ЛЭП и промысловых трубопроводов различаются достаточно четко – как сплошной (трубопровод) и пунктирный (опоры ЛЭП) линейные объекты.

Факелы дешифрируются как точечные объекты, являющиеся достаточно контрастными в ближнем, среднем и дальнем инфракрасных диапазонах спектра. Как правило, мощность теплового излучения факелов настолько велика, что они отлично детектируются на снимках среднего разрешения.

Однако таким образом можно выделять только горящие факелы. Не работающие в момент съемки факелы можно выделять по косвенным дешифровочным признакам – они расположены обычно вблизи промышленных площадок предприятий первичной переработки, а само факельное хозяйство имеет характерную структуру: покрытый копотью и нефтепродуктами участок, лишенный растительности и имеющий повышенную яркость в дальнем инфракрасном диапазоне спектра, обваловку из минерального грунта, кольцом окружающую факел и часть покрытой копотью территории.

Для детектирования неработающих факелов и структуры факельного хозяйства необходимы снимки высокого разрешения.

В состав промышленной инфраструктуры нефтяных месторождений часто входят карьеры и места временного складирования строительных материалов, применяемых для прокладки дорог, отсыпки и обваловки кустовых площадок, грунтовых амбаров, промышленных площадок предприятий различного назначения. В качестве таких материалов обычно используется песок или щебень, то есть минеральный грунт, хорошо отражающий практически во всех диапазонах спектра.

Нередко центральные части карьеров могут быть обводнены или иметь повышенное увлажнение за счет просачивания и выхода на поверхность грунтовых вод.

На космических снимках карьеры и отвалы строительных материалов выглядят как высококонтрастный площадной объект, имеющий значительную площадь и характерную неправильную форму с плавно изгибающимися, но достаточно резкими границами.

Карьеры и отвалы могут с высокой степенью эффективности выявляться по снимкам среднего разрешения с любым набором спектральных каналов, в том числе и по панхроматическим снимкам.

Изменение экосистем водных объектов происходит, в основном, вследствие загрязнения водоемов и водотоков нефтепродуктами и пластовыми водами, а также вследствие загрязнения их механическими взвесями (замутнение) в результате добычи песка методом гидронамыва и строительства дамб и технологических площадок.

Загрязнение водоемов пластовыми водами может детектироваться по изменению состояния прибрежной водной растительности при наличии таковой. В остальных случаях выявить такое загрязнение космическими методами крайне трудно. Загрязнение нефтью и нефтепродуктами приводит к образованию на поверхности нефтяных пленок или, при небольших размерах водоема, слоя нефти, а также к существенному загрязнению берегов.

Загрязнение водоемов и водотоков механическими взвесями выглядит на космических снимках как изменение цвета изображения водоема в видимом диапазоне спектра (0,45–0,70 мкм). На панхроматических снимках загрязнение водоемов практически не выделяется.

Загрязнение нефтью и нефтепродуктами является специфическим видом воздействия предприятий нефтедобычи на природные ландшафты. Это же воздействие наиболее опасно, так как может привести к полному уничтожению естественных ландшафтов на значительных территориях, а загрязняющие вещества могут сохраняться в течение длительного времени.

Основным дешифровочным признаком нефтезагрязненных территорий является высокая яркость их изображения в дальней инфракрасной области спектра (10–12 мкм). Дополнительными признаками является форма – часто неправильная, наследующая формы рельефа, с извилистыми, но достаточно четкими границами, и положение – ареалы загрязнения привязаны в пространственном плане к элементам промышленной инфраструктуры.

Использование инфракрасных каналов для детектирования нефтяного загрязнения является абсолютно необходимым условием, так как в визуальной части спектра ареалы загрязнения неотличимы от небольших водных объектов и участков повышенного увлажнения. Однако инфракрасные каналы имеют достаточно низкое разрешение. Поэтому для повышения точности выделения загрязненных территорий необходимо использовать комбинации инфракрасных каналов с каналами более высокого пространственного разрешения, а для высокоточного определения площадей загрязнения – со снимками высокого и сверхвысокого разрешения.

Вырубки лесов не являются специфическим воздействием предприятий нефтедобычи на природную среду, однако часто увеличение площадей вырубок происходит

одновременно с развитием промышленной инфраструктуры месторождений. Часть вырубок производится для нужд предприятий нефтедобычи, часть проводится лесохозяйственными предприятиями с использованием дорожной сети, проложенной для нужд месторождения. Вырубки отображаются на космических снимках как достаточно крупные площадные объекты с минерализованной поверхностью с разреженным (подрастающим) растительным покровом. Они достаточно контрастны на фоне окружающей их растительности, имеют четкие границы, в основном складывающиеся из прямых ломаных линий, но могут иметь и естественные границы, плавно огибающие болота или крутые склоны. К каждой вырубке подходит лесовозная дорога, как правило, достаточно хорошо заметная.

Лесные *гары* или территории, пройденные лесными пожарами, как и вырубки, не являются специфическим воздействием нефтедобычи на окружающую среду. Однако вероятность возникновения лесных пожаров увеличивается пропорционально степени освоенности территории. Основные дешифровочные признаки гарей: в большинстве своем это крупные площадные объекты всевозможных форм с минерализованной поверхностью и с разреженным (подрастающим) растительным покровом, достаточно контрастные на фоне окружающей их растительности. Имеют извилистые границы, часто проходящие по естественным рубежам, таким как реки, болота, озера, дороги, границы леса. В подавляющем большинстве случаев они приурочены к антропогенной инфраструктуре.

Для точного дешифрирования участков, пройденных пожарами, рекомендуется применять ретроспективные космические снимки, позволяющие установить временные рамки изучаемого явления и зависимость увеличения площадей гарей от роста промышленной инфраструктуры.

Наряду с перечисленными выше объектами, методы космической съемки позволяют выявлять и картировать *объекты относительно небольших размеров*, которые, тем не менее, играют важную роль при проведении комплексной оценки воздействия нефтегазодобычи на природную среду (например, шламовые амбары или геофизические и геологические профили).

Особенности обработки космической информации

Геоинформационные методы позволяют строить на основе атрибутивных баз данных выборки вышперечисленных объектов как по их территориальному признаку, так и по качественным и количественным характеристикам, таким как класс объекта, дата использованного снимка, площадь, периметр, длина, и любым другим признакам, внесенным в базу данных. На основе получаемых числовых характеристик отдельных объектов и их множеств производятся расчеты, результатом которых являются численные оценки того или иного воздействия.

Построение карт воздействий предприятий нефтедобычи на природную среду базируется на создании базовых карт промышленной инфраструктуры и загрязнения путем интерактивного и автоматизированного дешифрирования космических снимков. На основе анализа полученных карт могут производиться расчеты абсолютных и относительных показателей воздействий, таких, например, как плотность и суммарные площади инфраструктурных объектов, интенсивность и площади загрязнения, фрагментация естественных природных территорий и т.д.

Для получения *итоговой* информации необходимо осуществить этап тематической обработки космической информации и построения базовых карт. Алгоритм осуществления этапа анализа космических данных состоит в выполнении следующих действий:

- подбор и получение необходимой картографической информации и архивных данных космической съемки;
- заказ и получение актуальных космических снимков;
- первичная обработка космических снимков и карт, которая включает:
 - сканирование и оцифровку (при необходимости) исходных картографических материалов;
 - радиометрическую коррекцию (при необходимости) получаемых космических снимков;
 - совмещение спектральных каналов космических снимков;
 - геометрическую коррекцию и географическую привязку космических снимков и картографических материалов;
- создание на основе обработанной информации ГИС-проекта исследуемой территории;
- тематическая обработка космических снимков, которая включает:
 - предварительный визуальный анализ космических снимков;
 - анализ спектральных характеристик выделяемых объектов;
 - подбор спектральных каналов и создание синтезированных изображений, наиболее контрастно отражающих выделяемые объекты;
- построение карт промышленной инфраструктуры, используемых в дальнейшем для уточнения положения потенциальных источников загрязнения;
- построение карт нефтезагрязненных территорий, которое включает:
 - создание синтезированного изображения на основе использования тепловых каналов;
 - создание набора сигнатур площадных объектов, характерных для исследуемой местности, как основы для дальнейшей классификации снимка;
 - классификация с предварительным обучением, идентификация и проверка контуров выделенных классов;
 - фильтрация полученных контуров для устранения «мусорных» пикселей и заведомо неверных контуров, могущих попасть в класс загрязненных территорий;
- выборочная проверка на местности выделенных контуров, определение достоверности и точности полученного материала;
- построение итоговых карт загрязнения исследуемой территории, подсчет площадей и оценка объемов загрязнения;
- построение на основе использования геоинформационных методов карт интенсивности промышленного воздействия.

Более подробно методы обработки аэрокосмической информации изложены в п.п. 6.1. и 6.2. главы в настоящей книги (Бондур, Воробьев, 2012; Аковецкий, 2012).

Литература

1. *Аковецкий В.Г.* Технологии создания интегрированного геоинформационного обеспечения месторождений нефти и газа на основе результатов обработки аэрокосмических изображений. В настоящей книге. 2012. С. 410–424.
2. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
3. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследования Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17+6 с. цв. вклеек.
4. *Бондур В.Г., Воробьев В.Е.* Методы обработки аэрокосмических изображений, полученных при мониторинге объектов нефтегазовой отрасли. В настоящей книге. 2012. С. 395–409.

В.А. Данилов, А.Н. Горохов

6.6. Использование ГИС-технологий и данных дистанционного зондирования при экологическом мониторинге нефтегазового комплекса Якутии

Республика Саха (Якутия) с недавних пор считается перспективным регионом на наличие, обнаружение и транспортировку нефти и газа. Данные геологоразведки показывают, что более половины территории республики перспективны на нефть и газ. К настоящему времени в Якутии открыты 32 месторождения нефти и газа, из них 11 – в Вилюйской синеклизе и Предверхоанском прогибе, а 21 – в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского прогиба (рис. 6.6.1).

Разведанные запасы газа составляют 2,3 трлн. м³, а подготовленные к освоению извлекаемые запасы нефти – 300 млн. т. В целом запасы нефти оцениваются примерно в 10 млрд. т, а газа – 12 млрд. т в пересчете на нефтяной эквивалент. В перспективе объемы добычи газа могут быть доведены до 30–35 млрд. м³, а нефти – до 18–20 млн. т в год. Причем надо отметить, что подтвержденные запасы расположены, в основном, на юго-западе республики, а вот север пока еще изучен мало (Тектоника..., 2001).

При экологическом мониторинге картографирование модельно отображает ситуацию на исследуемом объекте. Появление ГИС-технологий и обработка данных дистанционного зондирования дают возможность получать и анализировать происходящие изменения и получать новую информацию для целей экологического мониторинга и картографирования объектов нефтегазового комплекса Якутии: трубопроводная система Восточная Сибирь – Тихий океан, лицензионные участки нефтяных и газовых месторождений.

Использование ГИС-технологий и данных ДЗЗ особенно актуально в условиях Якутии, они дают возможность мониторинга в любых труднодоступных районах и получения информации практически в любом масштабе, с различным пространственным и временным разрешением, а также возможность многократно наблюдать исследуемые районы с высокой достоверностью и оперативностью получения данных (Бондур, 2010, 2012).

В данной работе предлагаются принципы разработки комплексных ГИС-проектов и демонстрируется некоторый опыт их создания для мониторинга состояния природной среды Якутии. Актуальность экологического мониторинга особенно возрастает в условиях интенсивного развития, связанного с реализацией проекта ВСТО, освоением Чаяндинского, Талаканского и других нефтегазовых месторождений.

Основной целью исследований является создание геоинформационных систем для обеспечения рационального природопользования на территории Якутии.

Общими задачами являлись:

- анализ современного состояния территории с учетом антропогенного воздействия;
- формирование баз данных (БД) экологического состояния окружающей среды;
- оценка и прогнозирование воздействия на состояния природной среды;

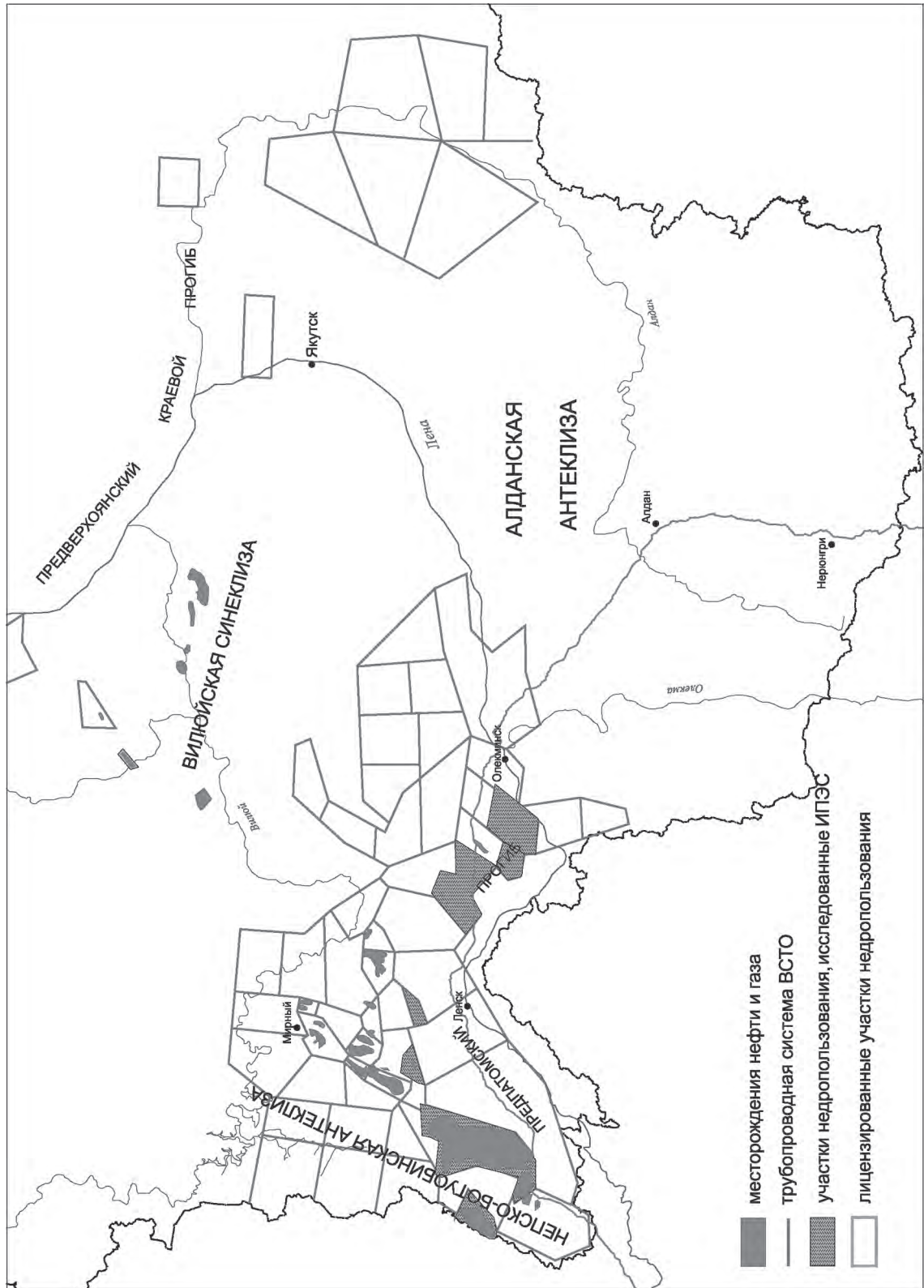


Рис. 6.6.1. Схема расположения участков недропользования

- создание серии цифровых экологических карт с базами данных по состоянию и прогнозированию природных ресурсов;
- комплексный экологический мониторинг.

В научных организациях Республики Саха (Якутия) уже имеется опыт составления ГИС-проектов. Так в Институте мерзлотоведения СО РАН ведутся работы по применению геоинформационных технологий в мерзлотно-ландшафтном картографировании (Торговкин, Федоров, 1999; Федоров, Торговкин, 2006). Институт прикладной экологии Севера (ИПЭС) участвует во всех крупнейших проектах по строительству промышленных объектов и в частности по нефтегазовому комплексу на территории Республики Саха (Якутия). Нами составлены ГИС-проекты по Центрально-Алданскому золотоносному району (Федоров и др., 2008) и Нерюнгринскому промышленному комплексу (Горохов и др., 2009).

Работы с использованием ДДЗ были начаты институтом с составления разделов ООС и ОВОС к проекту обустройства участка ОПЭ Талаканского ГНМ в 2001 г. с использованием аэрофотоснимков масштаба 1:50 000. В настоящее время институтом, исходя из задач по оценке экологического состояния территорий и отдельных компонентов природной среды, а также в соответствии с размерами и особенностями территорий используется многоспектральная съемка со спутника Landsat-7.

При этом экологический мониторинг с использованием ДДЗ при построении экологических ГИС для месторождений нефти и газа осуществлялся в три этапа по мере разработки месторождения и ввода его в эксплуатацию: мониторинг геологоразведочных работ, мониторинг пробной эксплуатации месторождения и эксплуатационный мониторинг.

Основными задачами являлись:

- создание цифровых базовых карт на основе аэрокосмических снимков;
- оценка состояния основных компонентов окружающей среды в зоне воздействия объекта;
- экологический мониторинг объектов нефтедобычи и прогноз влияния возможных негативных процессов на экологическое состояние природной среды.

Для решения поставленных задач создавались серии цифровых экологических карт и баз данных к ним. На основе этих карт будет возможно создание новых прикладных экологических карт, что в свою очередь позволит существенно улучшить и усовершенствовать методику экологических исследований.

В целом структура ГИС может быть представлена совокупностью 3 блоков: инвентаризационного блока, базы данных и аналитического блока.

Инвентаризационный блок включает в себя исходные данные по отдельным компонентам, данные полевых исследований, исходные картографические и статистические данные, источники загрязнения, объемов выбросов и сбросов, данные дистанционного зондирования и другую информацию экологического характера.

Базы данных состоят из атрибутивных и пространственных или картографических данных. Атрибутивная база данных включает в себя объекты и результаты наблюдения, загрязняющие вещества, нормативные данные. Основным источником для пространственной базы данных являются оригиналы экологических карт.

Пространственная база данных состоит из четырех блоков – блока базовых карт, ландшафтного, тематического и блока экологических карт. Базовый блок представлен цифровыми топографическими картами и цифровыми моделями рельефа. Ландшафтный блок состоит из базовых ландшафтных карт. Блок тематических карт представляет собой серию цифровых карт, соответствующую отдельным природным компонентам: почве, растительности, животному миру и др.

Блок экологических карт может состоять из карт, характеризующих: расположения объектов нефтедобывающей промышленности и размеры нарушенных земель; источники загрязнения; структуру промышленных выбросов и стоков; оценку экологической опасности трубопроводного транспорта; загрязнение поверхностных вод; степень изменения растительности, почв, ландшафтов, мерзлотных условий и т.д.

При разработке баз данных за основу необходимо принять принцип территориально-ландшафтной организации информации.

Для организации рационального природопользования и экологического мониторинга на объектах нефтегазового комплекса и в целом на территории Якутии целесообразно использовать информационную модель ГИС, в которую должны входить основные звенья – оценка, анализ, прогноз и мониторинг (рис. 6.6.2).

При оценке территории проводится обработка и интерпретация исходных данных, содержащихся в инвентаризационном блоке и базах данных. Анализ, выполняемый при разработке модели ГИС, предполагает систематизацию (классификацию и районирование) всей собранной информации по рассматриваемой территории средствами ГИС-технологии. Методами картографического моделирования дается прогноз (вариантный) возможных изменений состояний природной среды. Под мониторингом понимается деятельность, направленная на наблюдение и слежение за состоянием природной среды с целью оценки (контроля), прогноза и управления этим состоянием.

В основу таких экологических ГИС положены электронные карты масштаба 1:25 000–1:500 000, оцифрованные в формате ArcView/ArcInfo, характеризующие основные природные экологические условия: рельеф, растительность, ландшафтно-типологическое строение, почвы и др. (рис. 6.6.3, см. цветную вклейку).

Информация о рельефе представляется в виде ЦМР и карт рельефа. ЦМР создаются путем интерполяции оцифрованных изолиний с топографических карт. Важным этапом создания карт рельефа является оцифровка карты углов наклонов ЦМР.

Оценка современного состояния растительного покрова проводилась по результатам обработки ДДЗ. Обработка спектральной информации включала создание разнообразных комбинаций каналов съемки, подчеркивающих различные особенности территории, прежде всего растительность. Нами использовались комбинации из каналов 5, 4 и 3 как наиболее удобные для изучения растительного покрова и анализа состояния лесных сообществ.

Дешифрирование снимков выполнялось в программном продукте ArcView 3.2 Image Analysis на основе имеющихся данных полевых исследований. Составленная с использованием многоспектральных снимков со спутника Landsat-7 карта современного состояния растительности отображала основные группы растительных ассоциаций.

Ландшафтная основа (карта) составлялась путем наложения двух карт: рельефа (типов местности) и растительности. Это так называемый оверлей векторных карт.

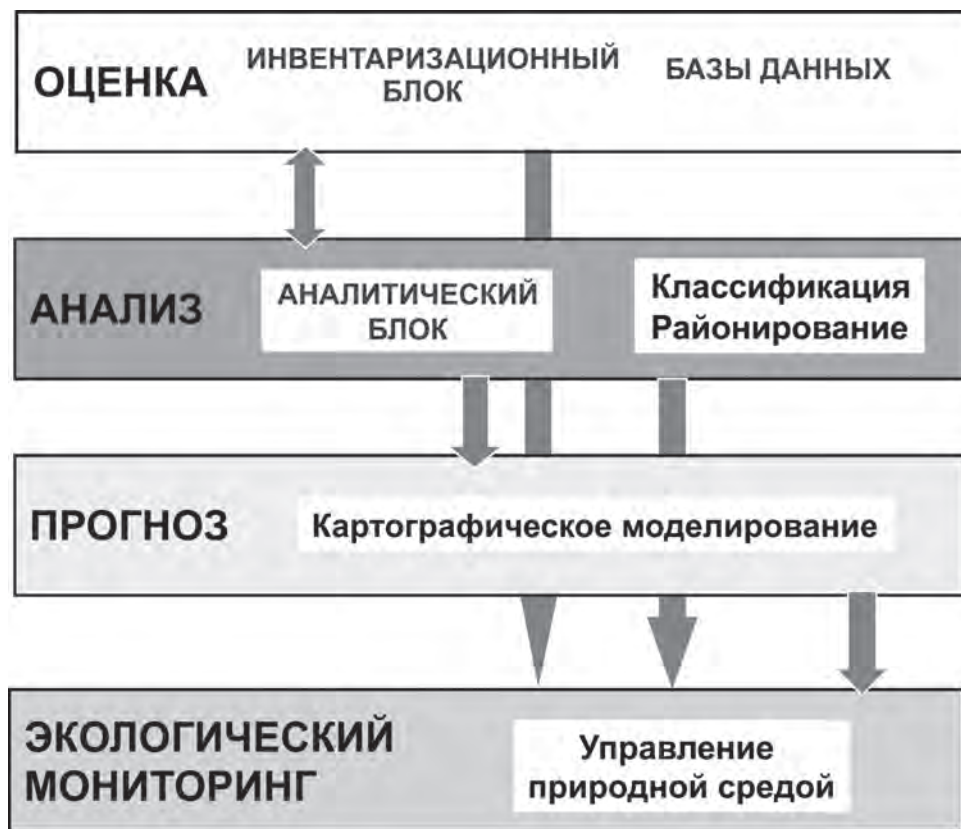


Рис. 6.6.2. Информационная модель ГИС

Для этого отдельно составлялись на одной картографической основе две отдельные цифровые карты – типов местности и растительных сообществ. В качестве критериев были использованы мезорельеф и группы растительных ассоциаций. Полученный в результате наложения новый слой является картой типов урочищ.

При почвенно-индикационных исследованиях с ландшафтных позиций как индикаторы, в первую очередь, используются комбинации растительности и рельефа. В качестве индикационных основ использовались как ЦМР и ее производные морфометрические характеристики, так и спектрозональные космические снимки Landsat-7. Использование ГИС позволяет составить тематическую почвенную карту с помощью атрибутивной таблицы ландшафтной карты.

При разработке ГИС отдавалось предпочтение ландшафтно-экологическому подходу, который в наибольшей степени отвечает картографированию разнообразия природных условий и хозяйственной деятельности.

Эколого-географический или геоэкологический анализ (ГЭА) – это комплексные междисциплинарные исследования геосистем, направленные на оптимизацию ландшафтов и создание научных основ рационализации природопользования (Преображенский, 1992; Грин и др., 1995).

В качестве основы анализа использовалась базовая ландшафтная карта. Соответственно, процесс исследования распадался на ряд этапов: составление ландшафтной карты; карты оценки качества природной среды; карты антропогенного воздействия на ландшафты и их экологических последствий; карты устойчивости ландшафтов; прогнозных экологических карт; дежурной экологической карты; разработка мероприятий по оптимизации географической среды.

Картографирование с использованием ГИС-технологий в большей степени, чем традиционное картографирование, ориентировано на моделирование и прогноз. Составленную почвенно-ландшафтную основу в последующем можно использовать для различных видов сложного пространственного анализа, имеющих прикладное значение (оценка устойчивости ландшафтов, биогеохимический анализ и т.п.).

По мере развития нефтегазового комплекса Якутии и роста техногенных нагрузок на экосистемы региона в целом, а также изменения их характера в соответствии с жизненным циклом добывающих предприятий состав экологических исследований и картографирования может изменяться за счет карт, характеризующих техносферу и усложнение взаимодействия с окружающей средой. Одновременно это потребует изменения состава и видов экологического мониторинга.

ГИС совместит исходный природный фон с показом основных источников техногенного воздействия и ряда негативных последствий антропогенной деятельности. Использование ГИС-технологий в этом направлении позволит более детально производить комплексный экологический мониторинг окружающей среды нефтегазоносных районов Якутии.

Республика Саха (Якутия) становится важным нефтегазовым регионом, со временем ее роль в развитии топливно-энергетического комплекса России будет только возрастать. Соответственно, это потребует усиления экологического аспекта в деятельности нефтегазовых предприятий и органов экологического контроля.

Применение ГИС-технологий позволит оценить существующее техногенное влияние на состояние окружающей среды, дать прогноз ее изменений и представить рекомендации по охране природной среды.

Литература

1. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследование Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17.
2. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
3. *Горохов А.Н., Макаров В.С., Васильев Н.Ф., Федоров А.Н.* Методические подходы к составлению ландшафтной карты на основе ГИС-технологий (на примере Нерюнгринского промышленного комплекса Якутии) // Проблемы региональной экологии. 2009. № 3. С. 15–19.
4. *Грин А.М., Клюев Н.Н., Мухина Л.И.* Геоэкологический анализ // Изв. РАН. Сер. геогр. 1995. № 1. С. 21–30.
5. *Преображенский В.С.* Суть и формы проявления геоэкологических представлений в отечественной науке // Изв. РАН. Сер. геогр. 1992. № 4. С. 5–11.

6. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). М.: МАИК «Наука/Интерпериодика». 2001. 571 с.
7. *Торговкин Я.И., Федоров А.Н.* Опыт применения ГИС-технологий в изучении мерзлотных ландшафтов Центральной Якутии (на примере полигона Спасская Падь) // Интеркарто-5. ГИС для устойчивого развития территорий: материалы международ. конф. Ч. 4: ГИС в региональных исследованиях. Якутск: Изд-во Якутского ун-та. 1999. С. 68–77.
8. *Федоров А.Н., Горохов А.Н., Макаров В.С., Васильев Н.Ф.* Ландшафтное картографирование Центрально-Алданского золотоносного района с использованием ГИС-технологий // Проблемы региональной экологии. 2008. № 2. С. 128–131.
9. *Федоров А.Н., Торговкин Я.И.* Опыт картографирования мерзлотных ландшафтов с применением ГИС на примере бассейна р. Лены // Теория и практика оценки состояния криосферы Земли и прогноз ее изменения: материалы международ. конф. Т. 2. Тюмень: ТюмГНГУ. 2006. С. 60–63.

В.И. Гридин

6.7. Системный подход к изучению и мониторингу глобальных изменений окружающей среды на основе совместной интерпретации аэрокосмической и геолого-геофизической информации

Последние 10–11 тыс. лет Земля находилась в условиях установившегося режима солнечной активности. В 20 веке начался переходный период (период сочленения двух 13-тысячелетних полциклов). В 1908 г. отмечено уменьшение магнитного поля Земли. Начиная с 1990 г. наша планета тормозится в год на 0,8–1,0 секунду. При торможении выделяется тепловая энергия 1014 кВт·ч (Бушуев, Копылов, 2005), возрастает активность диагонально-решетчато-блоковой системы флексурно-разрывных нарушений и геодинамических узлов.

Поперечный ток Земли за первые 100 лет переходного периода сместился к западу на 20°. Возросли количество и значимость катастрофических явлений в лито-, гидро-, атмо- и биосферах. В связи с этим прогнозирование глобальных изменений окружающей среды с каждым годом приобретает все большее значение. Актуальность исследований подчеркивается системной зависимостью катастрофических явлений от глобальных энергетических процессов.

Глобальные изменения окружающей среды и, прежде всего, катастрофические явления в лито-, гидро-, атмо- и биосферах системно взаимосвязаны с соответствующими изменениями энергетических процессов, контролируемых вариациями физических полей Земли и околоземного космического пространства. По мнению В.В. Бушуева и И.П. Копылова, указанные катастрофические явления «...связаны с глобальными энергетическими процессами, которые носят не случайный, а закономерный характер» (Бушуев, Копылов, 2005).

Характер глобальных изменений окружающей среды свидетельствует об их системно организованном влиянии на переформирование природно-территориальных комплексов в районах интенсивной нефтегазодобычи. Системно организованные изменения окружающей среды могут быть изучены только системно организованным комплексом аэрокосмических, подземных и наземных методов с позиций концепции определяющего влияния системы физических полей Земли и околоземного пространства на формирование и развитие природных ландшафтов и на безопасность жизнедеятельности (Гридин, Гак, 1994; Gak, Gridin, 2008). При этом Земля рассматривается как подсистема в открытой самоорганизующейся системе Галактика-Солнце-Земля-биосфера-человек.

Представительные сведения о развитии глобальных изменений окружающей среды могут быть получены при комплексной обработке аэрокосмической и геолого-геофизической информации. Системная организация информационно-аналитических работ базируется на их ранжировании, выявлении иерархической соподчиненности между ними и, как следствие, определении минимально необходимого комплекса исследований.

Основные направления этих работ, которые проранжированы в составе системно организованного и иерархически соподчиненного ряда – от простых к сложным – представлены на рис. 6.7.1. Наиболее простыми в системном отношении оказались

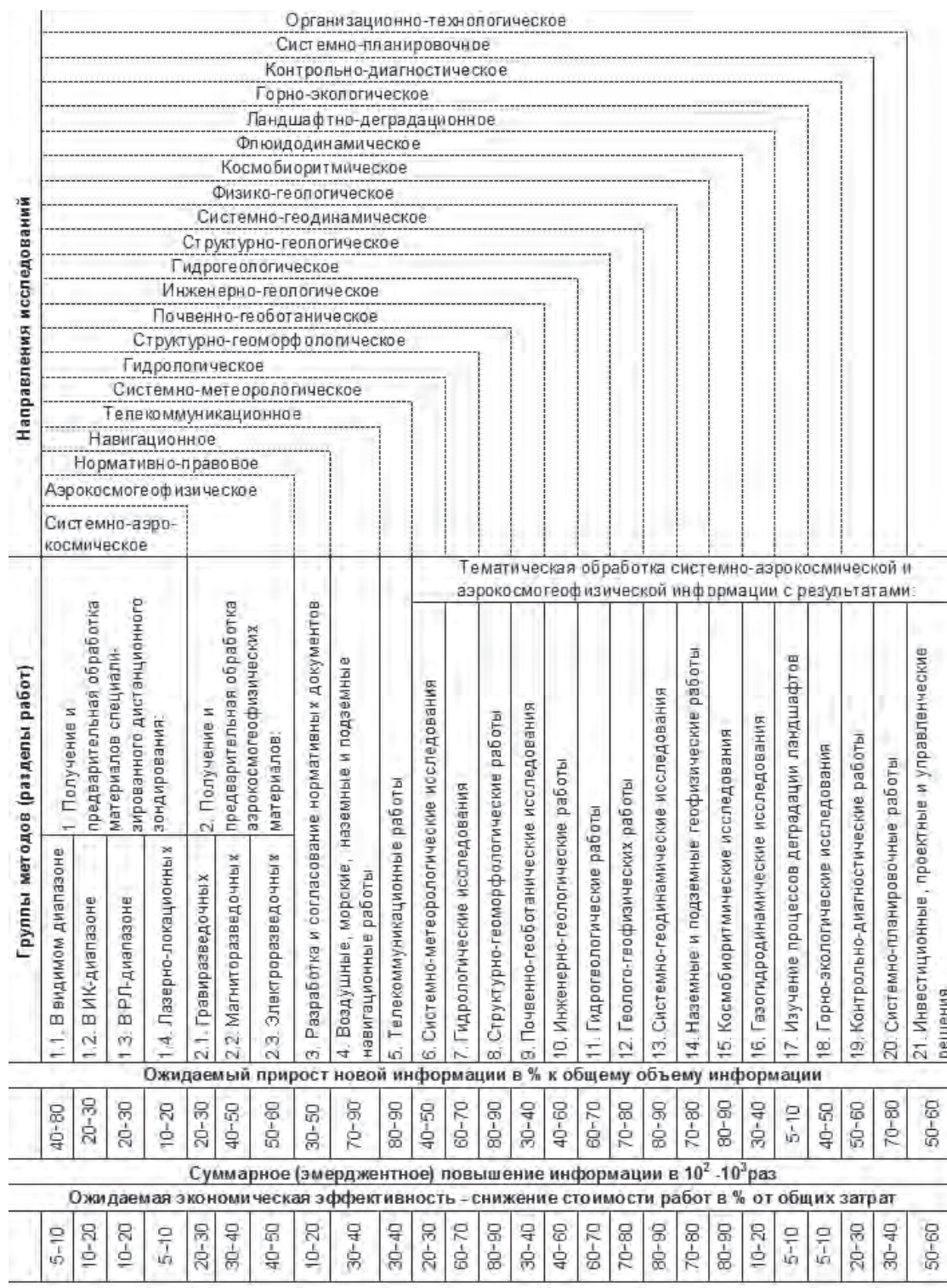


Рис. 6.7.1. Системная организация минимально необходимого комплекса информационно-аналитических исследований глобальных изменений окружающей среды

аэрокосмическое и аэрокосмогеофизическое направления. Они связаны с другими направлениями только целевыми заданиями и могут быть выполнены независимо от них (самостоятельно). Более сложные направления последовательно включают в себя предшествующие направления и не могут быть реализованы без их выполнения.

Анализ системно-организованной и представительной иерархии направлений работ позволяет решать вопросы выбора минимально необходимого комплекса методов, технических средств и технологий (см. рис.6.7.2).

Глобальные изменения окружающей среды, регистрируемые путем анализа деградации ландшафтов (рис. 6.7.1), могут быть реализованы только на основе сопряженной обработки результатов работ по флюидодинамическому, космобиоритмическому, физико-геологическому, системно-метеорологическому, инженерно-геологическому, системно-геодинамическому, структурно-геологическому, гидрогеологическому, почвенно-геоботаническому, структурно-геоморфологическому, нормативно-правовому, гидрологическому, телекоммуникационному, навигационному, аэрокосмогеофизическому и системно-аэрокосмическому направлениям.

В свою очередь, принятие проектных и, тем более оперативно-управленческих решений (т.е. организационно-технологическое направление на рис. 6.7.1) невозможно без реализации ландшафтно-деградационного, а также горно-экологического, контрольно-диагностического и системно-планировочного направлений.

В составе указанных направлений работ выделены группы инновационных методов и технологий. В каждой из групп предполагается совместная обработка информации, полученной данной группой, и результатов работ предшествующих групп. В итоге разрабатываются комплекты тематических карт в виде сопряженных баз данных.

Сравнительные характеристики существующей и рекомендуемой системной организации информационно-аналитических работ для изучения и мониторинга глобальных изменений окружающей среды представлены в таблице 6.7.1.

Экспертные оценки ожидаемого прироста новой информации и ожидаемой экономической эффективности системной организации информационно-аналитических работ свидетельствуют о том, что по отдельным направлениям и группам методов прирост информации ожидается от 5–10 до 80–90% общего ее объема, снижение стоимости работ колеблется от 10–20 до 70–80% затрат на их реализацию. Возможно эмерджентное повышение информативности в 10^2 – 10^3 раз при снижении общей стоимости в 1,5–2 раза.

Несомненная информативность свидетельствует о целесообразности внедрения рекомендуемой системой организации информационно-аналитических работ для изучения и мониторинга глобальных изменений окружающей среды. Актуальность ее применения подчеркивается значительным снижением степени риска возникновения горно-экологических нарушений и чрезвычайных ситуаций при техногенном воздействии на ландшафты.

Таким образом, системная организация комплексного изучения и сопряженного мониторинга глобальных изменений окружающей среды предопределяет необходимость совместного выполнения информационно-аналитических работ по основным направлениям с соблюдением иерархической соподчиненности и выявлением их взаимосвязей и взаимозависимостей. Тем самым намечается минимально необходимый объем информации для решения задач любого направления, а также определяется

Таблица 6.7.1

Сравнительные характеристики существующей и рекомендуемой системной организации информационно-аналитических работ для изучения и мониторинга глобальных изменений окружающей среды

Существующая организация работ	Рекомендуемая системная организация работ
1. Теоретическое обоснование	
1.1. Представление о приоритетности отдельных компонентов ландшафта. Физические поля Земли и околоземного пространства не учитываются или им придается второстепенное значение	1.2. Концепция единого целостного природного (техногенного) ландшафта с преобладающим влиянием системы физических полей Земли и околоземного пространства
2. Методологические основы	
2.1. Системно не организованные представления об отдельных методах, технологиях, работах	2.2. Системный анализ – методологическая основа единого комплекса иерархически соподчиненных системно организованных сопряженных работ
3. Минимально необходимый комплекс работ	
3.1. Понятие минимально необходимых комплексов работ отсутствует. Системные взаимосвязи компонентов ландшафта учитываются недостаточно полно	3.2. Иерархическая соподчиненность системно организованных работ предопределяет выбор их минимально необходимого комплекса на основе системного анализа и принципа программно-целевого планирования
4. Планирование и управление работами	
4.1. Работы выполняются разобщенно в отрыве от всего их комплекса, по узко ведомственным программам и планам	4.2. Комплексная программа работ базируется на их иерархической соподчиненности и приоритетности, реализуется системно организованными и программно-целевыми методами
5. Применение новых методов и технологий	
5.1. Новые методы и технологии применяются с большими ограничениями, совместные выполнения работ и интерпретация их результатов реализуются не в полном объеме. Системно-аэрокосмические методы не применяются	5.2. Рекомендуемая организация работ предусматривает полноценное использование новых методов и технологий совместных получения и обработки новой и традиционной информации. Результаты системно-аэрокосмических исследований служат технологической основой всего комплекса работ
6. Базовые информационные документы	
6.1. Разрозненные тематические модели системно не взаимосвязаны, часто противоречат друг другу. Материалы специализированного дистанционного зондирования используются недостаточно	6.2. Новые базы сопряженных данных – комплекты системно организованных и взаимно увязанных тематических моделей и специализированных материалов дистанционного зондирования.
7. Кадровое сопровождение	
7.1. Подготовка и переподготовка отраслевых специалистов, руководителей, операторов визуально-инструментальных наблюдений по системно-аэрокосмическому, физико-геологическому, геодинамическому, космобиоритмическому направлениям не производится	7.2. В рамках направления «Исследование природных ресурсов аэрокосмическими средствами» необходима организация подготовки и профессиональной переподготовки отраслевых специалистов, руководителей, операторов визуально-инструментальных наблюдений

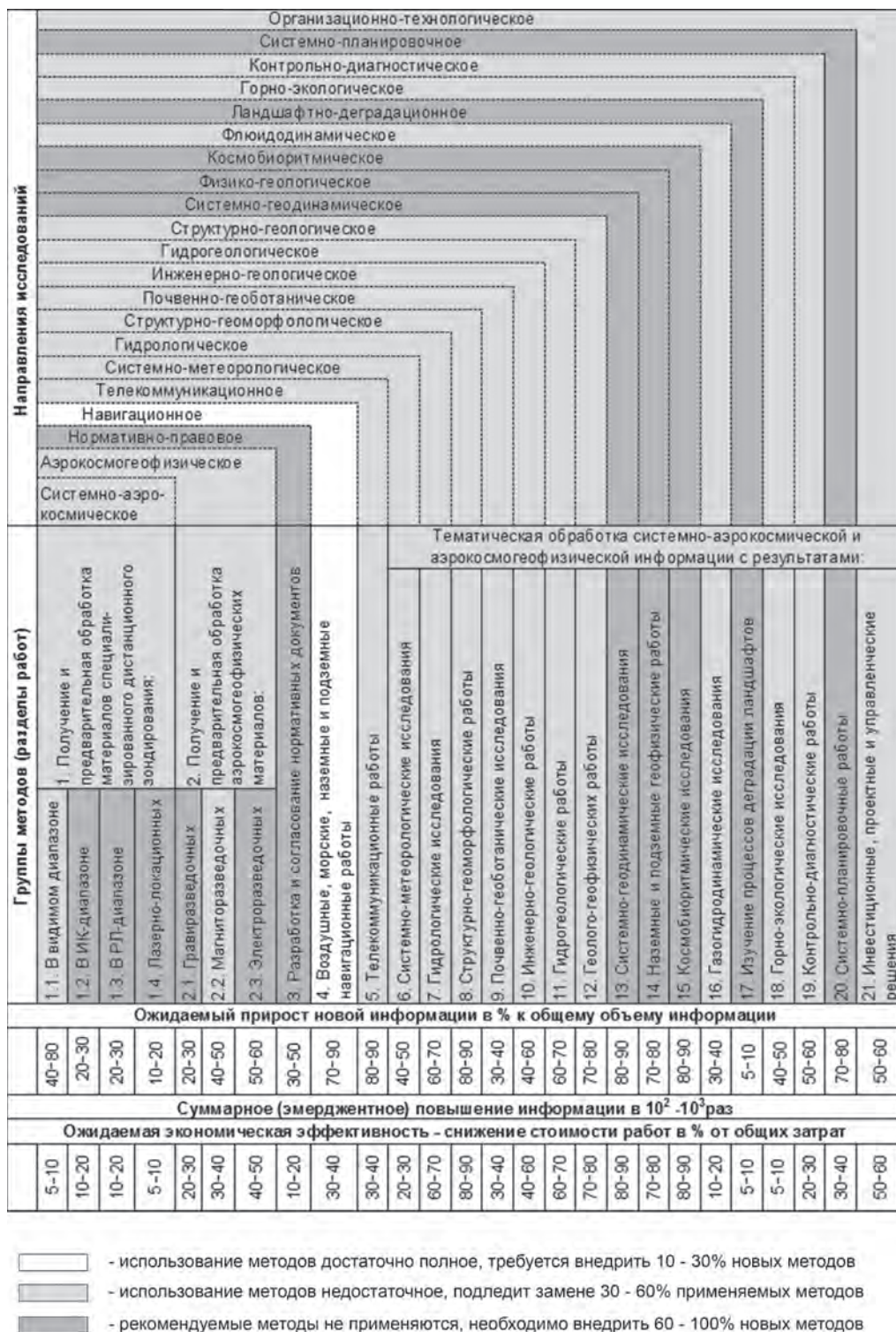


Рис. 6.7.2. Практическое использование минимально необходимого комплекса информационно-аналитических исследований глобальных изменений окружающей среды (экспертные оценки)

структура сопряженных баз данных в качестве научно-организационной основы прогнозирования глобальных изменений окружающей среды.

Литература

1. *Бушуев В.В., Копылов И.П.* Космос и Земля. Электромеханические взаимодействия. М.: Издательство ИАЦ «Энергия». 2005. 175 с.
2. *Гридин В.И., Гак Е.З.* Физико-геологическое моделирование природных явлений. М.: Наука. 1994. 204 с.
3. *Gak E.Z., Gridin V.I.* About nature Influence geophysics Earth's anomalies on the living systems. "Earth's Fields and their Influence on Organisms". Abstracts and materials International Seminar at Druskininkai, June 12–15, 2008. Vilnius: Institute of Geology and Geografy. 2008. P. 88–91.

Глава 7

НОВЫЕ МЕТОДЫ, АППАРАТУРА И СИСТЕМЫ АЭРОКОСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

В.Г. Бондур, В.А. Макаров

7.1. Новый активный метод дистанционного зондирования геологической среды с использованием потоков элементарных частиц

Введение

Оперативный поиск перспективных месторождений полезных ископаемых, в частности, углеводородных ловушек, а также георазведка в целом, на больших территориях осуществимы только дистанционными методами. Традиционные методы дистанционного зондирования (ДЗ), такие, как фотосъемка, сканерная, тепловая аэрокосмическая съемка, а также электроразведка используют для этих целей, в основном, электромагнитное излучение как в качестве зондирующего, так и в качестве принимаемого полезного сигнала (Бондур, 2010, 2012; Рис, 2006). При этом регистрируемые сигналы несут мало информации об элементарном составе поверхности и подповерхностных объектов как в силу ограниченной проникающей способности электромагнитных волн, так и вследствие специфики взаимодействия этих волн с веществом. Это не позволяет, как правило, идентифицировать присутствие того или иного минерала. Пассивная аэрогамма-съемка, основанная на регистрации естественного гамма-излучения, ограничена поиском естественных радиоактивных элементов (Географические ..., 2004). Поэтому одной из актуальных задач ДЗ является разработка новых методов, использующих альтернативные виды зондирующего излучения и позволяющих получать качественно новую информацию об элементном составе вещества вблизи земной поверхности.

В связи со стремительным прогрессом в области создания ускорительной техники хорошие перспективы открываются для использования в качестве зондирующего излучения потоков элементарных частиц. Они способны преодолевать большие расстояния, проникать на некоторую глубину в зондируемые объекты и формировать при взаимодействии с веществом в зондируемых объектах информативные сигналы-отклики, характеристики которых связаны с изотопным составом вещества в этих объектах. Это позволяет разрабатывать активные методы, основанные на использовании

потоков частиц для мониторинга геологической среды, в том числе в интересах нефтегазовой отрасли.

Настоящий раздел книги посвящен разработке дистанционного метода зондирования геологической среды вблизи земной поверхности, в котором поток зондирующих элементарных частиц формируется источником высокоэнергетических протонов (ускорителем), установленном на авиационном носителе.

Физические основы метода

Известно, что химические элементы, являющиеся основой любого вещества, наиболее достоверно могут быть идентифицированы по их атомному излучению. Атом любого элемента, находясь в возбужденном состоянии, способен излучать гамма-кванты с определенным конечным набором энергий, по которому и может быть проведена идентификация (Мухин, 2008).

В табл. 7.1.1 приведены наиболее вероятная и максимальная энергии гамма-квантов, испускаемых при захвате тепловых нейтронов некоторыми элементами, достаточно широко представленными в земных минералах (Таблицы ..., 1976; <http://www.nndc.bnl.gov/cargam/>). Данная ядерная реакция является одним из возможных механизмов перехода атома в возбужденное состояние.

В целом, энергетические спектры гамма-квантов, образованных при реакциях захвата тепловых нейтронов, для большинства элементов состоят из наборов ярко выраженных пиков. Это дает возможность с достаточной достоверностью говорить о присутствии какого-либо химического элемента в зондируемом объекте в случае присутствия таких пиков в спектре регистрируемого сигнала. Если инициировать возбуждение атомов веществ исследуемого объекта под поверхностью Земли, открывается возможность дистанционного определения элементного состава этого объекта по спектральным характеристикам инициированного гамма-излучения, которое может быть зарегистрировано с помощью детекторов, находящихся на значительном расстоянии от поверхности (Бондур и др., 2010, 2011).

Описанный подход лежит в основе недистанционного метода определения загрязнений в почве (Kenneth Shultis et al., 1997), а также разрабатываемого проекта по исследованию состава поверхности Луны, астероидов и комет из космоса (Samuel R. Floyd et al., 2004). В этих подходах предлагается использовать нейтронный источник и облучать исследуемый объект нейтронами. Детекторами регистрируются гамма-кванты от реакции радиационного захвата тепловых нейтронов на элементах поверхности исследуемого объекта.

В приведенных выше примерах в качестве источника нейтронов используются различные модификации нейтронных генераторов. Важное отличие предлагаемого в данной работе метода заключается в использовании мобильного ускорителя, который излучает не нейтроны, а протоны с энергиями в несколько сотен МэВ (Бондур и др., 2010, 2011). Ускоритель используется в качестве инициирующего устройства для возбуждения атомов веществ исследуемого объекта. Преимущество протонного ускорителя перед нейтронными источниками состоит в том, что высокоэнергетический протонный пучок способен переносить до исследуемой области значительно больше энергии, которая преобразуется в информативные сигналы-отклики в зондируемом объекте.

Таблица 7.1.1

**Максимальные энергии испускаемых гамма-квантов
при захвате тепловых нейтронов**

Исходное ядро	Наиболее вероятная энергия гамма-квантов, МэВ	Максимальная энергия гамма-квантов, МэВ
^{24}Mg	3,91	7,30
^{28}Si	3,53	8,47
^{56}Fe	7,63	7,64
^{58}Ni	8,99	8,99

Для возбуждения атомов веществ в исследуемом объекте в данном случае будут использованы тепловые нейтроны, формирующиеся в атмосфере и в исследуемом объекте потоком каскадных частиц (протонов, нейтронов и др.), возникающих при прохождении высокоэнергичных протонов через слой атмосферы. В результате взаимодействия с веществом формируется поток восходящих элементарных частиц, в том числе гамма-квантов, несущих информацию об элементном составе вещества. При этом наибольший интерес представляют гамма-кванты от реакции радиационного захвата тепловых нейтронов в исследуемом объекте, поскольку они несут важную информацию о порождающих их элементах. Следует отметить также, что если зондируемым объектом является руда, содержащая радиоактивный металл, например, уран, то в результате реакции деления радиоактивного металла образуются дополнительные сигнатуры – запаздывающие нейтроны и гамма-кванты (Бондур и др., 2010, 2011). Данные сигнатуры обладают характерной временной структурой, благодаря которой возможно их отделение от фонового сигнала (Мухин, 2008).

Источник высокоэнергичных протонов может быть установлен на подвижном носителе, например на вертолете, чем обеспечивается возможность обследования значительных площадей в ограниченные интервалы времени. На этом же носителе могут быть установлены детекторы для регистрации восходящих потоков частиц от поверхности, содержащих интересующие нас гамма-кванты, а также нейтроны в случае поисков руд радиоактивных металлов.

При анализе результатов ДЗ предлагаемым методом следует учесть, что наряду с полезным сигналом (искомыми гамма-квантами, образующимися после реакции захвата тепловых нейтронов исследуемым объемом среды) на детектор будут приходить также потоки частиц от других реакций, создающие помехи при регистрации полезного сигнала. Источниками фона и помех будут служить как участки поверхности, разнородные по составу, так и слой атмосферы между носителем и поверхностью.

Рассмотрим некоторые особенности фона и помех в рассматриваемых условиях, а также предлагаемые подходы к выделению полезного сигнала в присутствии фона и помех. Выделение такого сигнала от фона может быть облегчено, если учесть особенности распределения гамма-квантов по времени образования в зависимости от их физической природы. Если принять за начало отсчета момент запуска первично-

го зондирующего протона, то гамма-кванты можно сортировать по времени их регистрации, основываясь на нижеизложенных физических принципах:

- перед захватом в исследуемом объекте вещества нейтрон замедляется до тепловых энергий в ходе многократного взаимодействия с веществом;
- как следствие, гамма-кванты от реакции захвата тепловых нейтронов, представляющие полезный сигнал, характеризуются временами порядка сотен микросекунд (время замедления нейтрона до тепловых энергий плюс время, необходимое далее для захвата теплового нейтрона);
- гамма-кванты от исследуемой поверхности и атмосферы, образованные в результате других реакций, будут иметь, как правило, более ранние или же более поздние характерные времена и представляют собой фон;
- более ранние времена ($t < \sim 10^{-6}$ с) обусловлены реакциями на быстрых нейтронах, не требующими замедления нейтронов, например, реакции (n, n') и $(n, 2n)$ (Мухин, 2008);
- более поздние времена ($t > \sim 10^{-3}$ с) обусловлены образующимися нестабильными изотопами (Мухин, 2008).

В гамма-отклике, регистрируемом в интервале времени ($10^{-6} < t < 10^{-3}$ с), присутствуют помехи от гамма-квантов, возникающих при захвате тепловых нейтронов в атмосфере. Эти гамма-кванты в подавляющем большинстве образуются на азоте и кислороде как основных ее составляющих. В полученном энергетическом спектре азот и кислород отобразятся несколькими пиками с определенными известными энергиями, что может быть учтено при обработке информации.

Таким образом, если иметь импульсный источник протонов и детектировать гамма-сигнал в определенном временном интервале, то в соответствии с предложенным методом возможно получить хорошее соотношение сигнал/шум.

Схема практической реализации предлагаемого метода

Изложенная выше теоретическая физическая база позволяет сформировать схему практической реализации предложенного метода, которая представлена на рис 7.1.1. Мобильный ускоритель протонов размещается на борту летательного аппарата, например, вертолета. Исследуемая область облучается высокоэнергетическими протонами, которые способны пройти сотни метров через атмосферу без значительных потерь энергии. Как уже отмечалось, нейтроны образуются в воздухе при прохождении протонами расстояния от источника до исследуемого объекта, а также в самом зондируемом объекте.

В результате реакции радиационного захвата тепловых нейтронов в исследуемой области образуется гамма-отклик, который регистрируется детектором на борту летательного аппарата. По пикам и их интенсивности в полученном спектре можно судить о составе и концентрации различных элементов в исследуемой области. В случае наличия в исследуемой области руд естественных радиоактивных металлов при взаимодействии с ними каскадных частиц (в основном, протонов и нейтронов) в результате реакций деления образуется дополнительный сигнал в виде запаздывающих нейтронов и гамма-квантов.

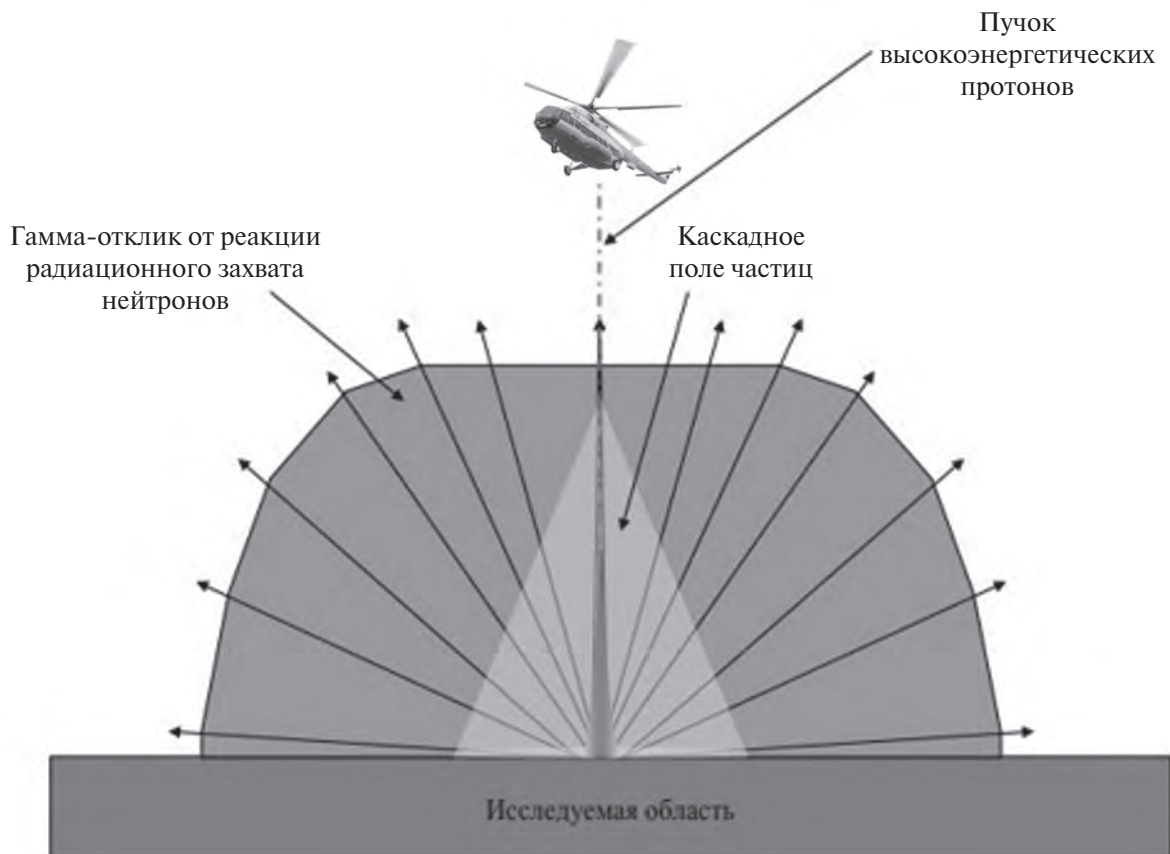


Рис. 7.1.1. Предварительная схема практической реализации активного метода дистанционной георазведки с использованием потока ускоренных частиц

Предлагаемый метод определения элементарного состава приповерхностного объекта может быть использован для поисков различных полезных ископаемых, например, минералов, находящихся вблизи земной поверхности, а также при поисках структурных ловушек углеводородов при нефтегазоразведке.

В качестве перспективного направления можно рассматривать также использование метода в космосе при исследовании элементарного состава поверхностных областей космических тел.

Выбор источника частиц

При выборе источников элементарных частиц для применения в активном методе дистанционной георазведки предлагается рассмотреть, прежде всего, протонные ускорители, которые должны обеспечить значение используемых энергий в несколько сотен МэВ. Критерий выбора энергетического диапазона прост – длина пробега протона в данном диапазоне энергий должна быть больше высоты полета платформы с ускорителем.

На рис. 7.1.2 приведена зависимость от энергии средней длины пробега для протонов в веществе, в частности, в воздухе (Таблицы..., 1976). Из данной зависимости видно, что длина пробега протона от десятков метров (минимальная высота полета) и выше соответствуют его энергиям от 100 МэВ и выше.

В настоящее время компактных ускорителей на энергии от 100 МэВ и выше, которые можно было бы установить на воздушный носитель, не существует. Тем не менее, работы по созданию подобных ускорителей сейчас ведутся. В основном такие проекты направлены на создание ускорителей в медицинских целях, для борьбы с раком. Примером может служить линейный ускоритель, создаваемый в Лоренс Ливерморской Национальной Лабораторией (Yu-Jiuan Chen, Arthur C. Paul, 2007). Ведется разработка 2,5-метрового протонного ускорителя на 250 МэВ, т.е. ускоряющий градиент составит порядка 100 МэВ/м.

Альтернативными могут быть компактные циклические протонные ускорители, в которых частица набирает значительную энергию благодаря многократному прохождению по траектории окружности. Примером компактных ускорителей такого типа является синхротрон ЗАО «ПРОТОМ», г. Протвино, Московская область (www.protom.ru). Этот ускоритель обладает следующими параметрами:

- энергия пучка – от 30 до 250 МэВ;
- диаметр синхротрона – 16 футов (~ 5 м);
- вес – 15 тонн.

Установка такого ускорителя на борт авиационного средства технически возможна.

Для реализации предлагаемого активного метода дистанционной георазведки с использованием протонного ускорителя необходимо решить следующие задачи:

1. Исследовать прохождение протонного пучка через атмосферу.
2. Проанализировать сигналы-отклики от набора типичных полезных ископаемых.
3. Проанализировать прохождение сигналов-откликов от исследуемого объекта до приемника на воздушном судне.
4. Оценить радиационные нагрузки, создаваемые в процессе активного зондирования, которые не должны превышать установленных международных норм.

Ниже приведены результаты по моделированию прохождения протонного пучка через атмосферу, а также зондирования этим пучком поверхностного месторождения железной руды в виде минерала магнетита с помощью программного пакета GEANT-4 (<http://geant4.web.cern.ch/geant4/>), основанного на методе Монте-Карло.

Результаты моделирования прохождения протонного пучка через атмосферу и его взаимодействия с магнетитом

На рис. 7.1.3 приведена использованная в атмосферных расчетах модель. Атмосфера представлена цилиндром с высотой 100 м и радиусом 100 м. Плотность атмосферы составила 1,1962 мг/см³. Высота запуска протонов – 100 м, по центру цилиндра, строго вниз. Регистрирующая плоскость находится на высоте 0 м. Было ра-

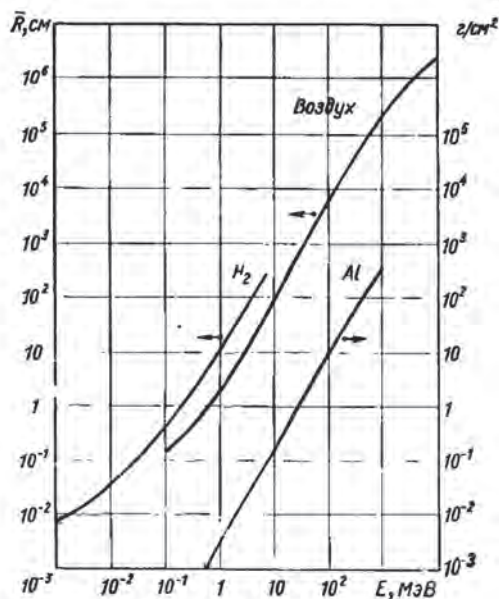


Рис. 7.1.2. Зависимость от энергии E средней длины пробега \bar{R} для протонов в веществе

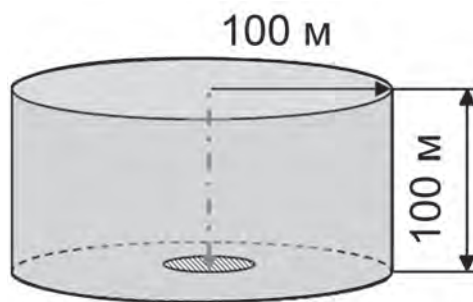


Рис. 7.1.3. Расчетная модель GEANT-4 прохождения протонного пучка через атмосферу

зыграно 100 000 протонов с первоначальной энергией 250 МэВ. Данная величина обусловлена значениями энергии, достижимыми на реальном компактном ускорителе.

Результаты моделирования следующие:

- на уровне 0 м счетная плоскость зарегистрировала 96 272 протона, из которых около 85 000 попали в радиус 10 м от центра пучка. Таким образом, до исследуемой области доходит подавляющее большинство первичных протонов;
- большинство из протонов (приблизительно 85 000 частиц) обладает энергиями от 200 до 215 МэВ, что составляет от 80% до 86% от первоначальной энергии пучка.

Таким образом, с высоты 100 м удастся доставить до исследуемой области большую часть энергии пучка протонов от ускорителя.

Для прогностического численного моделирования отклика от реального геологического объекта была использована схема поверхностного месторождения минералов железа. В качестве исходных данных взята известная модель поверхностного месторождения минералов железа в виде замещающих руд в массивах магматических пород (Introduction to mineral..., 2006). В качестве железной руды рассматривается магнетит, в качестве вмещающей магматической породы — гранит. Геометрия расчетной модели для моделирования с помощью программного комплекса GEANT-4 показана на рис. 7.1.4. Область поиска на земной поверхности моделировалась в виде прямоугольного гранитного параллелепипеда толщиной 50 м (поз. 2 на рис. 7.1.4). Исследуемый объем вещества представлен в виде куба со стороной 50 м (поз. 1 на рис. 7.1.4), который находится внутри гранитного параллелепипеда. Этот куб может

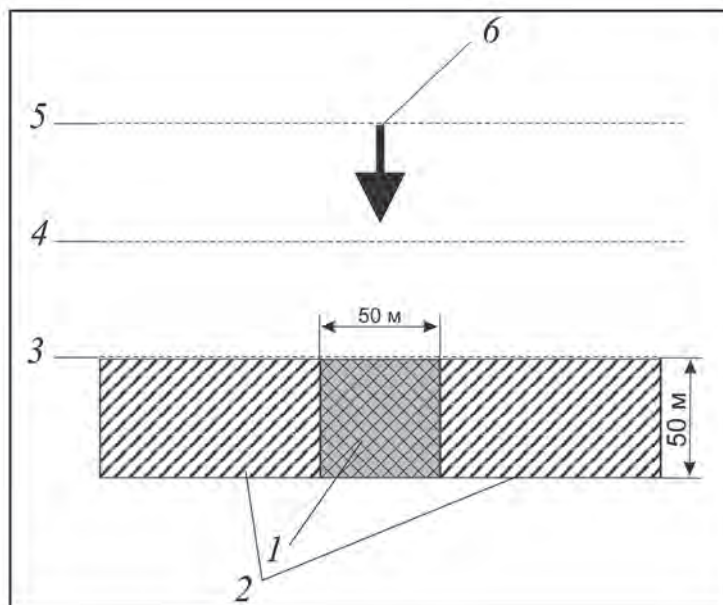


Рис. 7.1.4. Модель месторождения магнетита (Introduction to mineral..., 2006), используемая при моделировании:

- 1 – исследуемый участок, состоящий из гранита либо магнетита; 2 – фоновый участок гранита;
 3, 4, 5 – счетные плоскости детекторов на высотах 0, 50, 100 м соответственно;
 6 – источник 250 МэВ-х протонов на высоте 100 м

быть заполнен либо гранитом, либо магнетитом. Соответственно, были проведены два расчета. В первом случае материалом куба был магнетит, во втором – гранит.

Исследуемый объект облучался с высоты 100 м в указанных условиях протонами с энергией 250 МэВ (поз. 6 на рис. 7.1.4). Пучок протонов был направлен строго вертикально, по центру куба. Регистрация гамма-квантов осуществлялась в плоскостях на высотах 0, 50 и 100 м (поз. 3, 4 и 5 соответственно на рис. 7.1.4). Регистрировались только те гамма-кванты, вектор скорости которых в момент их регистрации детектором направлен от исследуемого куба вещества. Анализировались только гамма-кванты, отстоящие от вертикальной оси на расстояние не более 25 м.

На рис. 7.1.5 приведены энергетические спектры гамма-квантов, полученные при моделировании для высот расположения детекторов 0, 50, 100 м. На графиках показано нормированное на один первичный протон количество гамма-квантов, проходящее через единицу площади детектора.

На рис. 7.1.5 по оси абсцисс отложена энергия гамма-кванта, а по оси ординат – количество гамма-квантов, проходящее через единицу площади детектора в расчете на один первичный протон.

В соответствии с изложенными выше принципами, при формировании спектра сигналов-откликов учитывались только гамма-кванты, относящиеся к временному интервалу ($10^{-6} < t < 10^{-3}$ с).

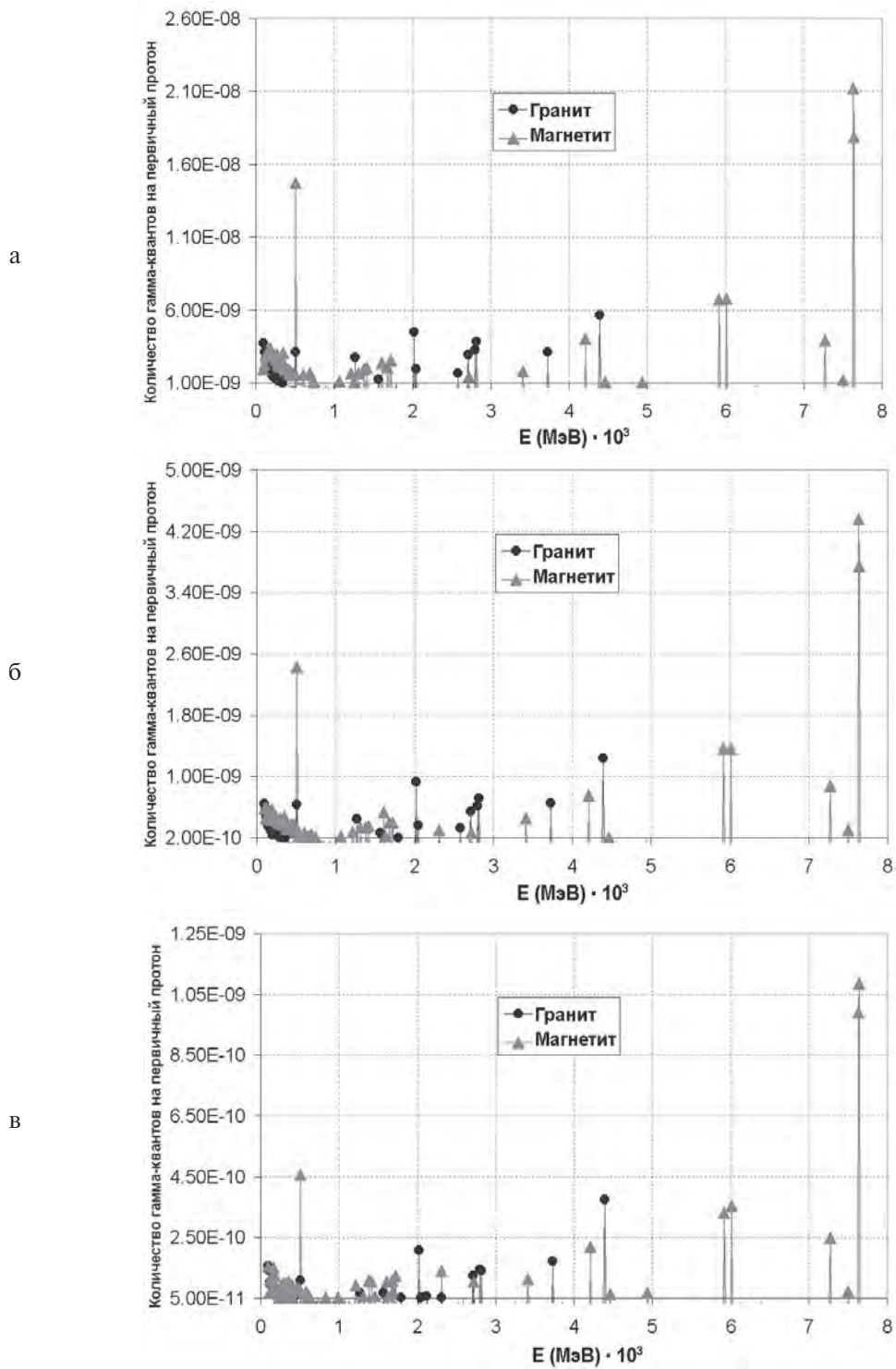


Рис. 7.1.5. Энергетические спектры гамма-излучения от исследуемого участка поверхности, регистрируемого детекторами на различных высотах Н:
 а – Н = 0 м, б – Н = 50 м, в – Н = 100 м

Анализ результатов расчетов показал, что:

- в случае, если исследуемый куб заполнен минералом магнетит, в энергетических гамма-спектрах наблюдаются характерные пики на энергиях *4217,98 МэВ*, *5920,35 МэВ*, *6018,42 МэВ*, *7631,18 МэВ*, *7645,58 МэВ*, обусловленные излучением гамма-квантов при захвате тепловых нейтронов на ядрах железа (National Nuclear ...);
- характерная структура спектральных пиков не зависит от высоты расположения детектора (при увеличении высоты снижаются только интенсивности спектральных пиков).

Приведенный пример демонстрирует, что по структуре наблюдаемого энергетического гамма-спектра можно отличить участок зондируемой поверхности, под которым находится минерал магнетит, от фоновых участков, заполненных гранитом в случае рассмотренной простой геометрии эксперимента.

Подробная картина будет наблюдаться и при зондировании нефтегазоносных участков. Это подтверждает работоспособность предложенного метода ДЗ.

Заключение

Рассмотрена теоретическая база предлагаемого активного метода дистанционного зондирования геологической среды, из которой следует, что использование высокоэнергетического протонного ускорителя позволяет дистанционно определять элементарный состав исследуемых поверхностных геологических объектов.

Приведена предварительная схема практической реализации предлагаемого метода. Рассмотрен пример конкретного ускорителя, который может быть использован при реализации метода.

Приведенные результаты компьютерного моделирования показали, что с высоты 100 м протонный пучок возможно довести через атмосферу до исследуемой области, сохранив большую часть его частиц и их энергии, а также что возможна уверенная регистрация характерных пиков в гамма-спектрах от веществ, составляющих основу искоемых месторождений, причем на различных высотах расположения детектора.

Таким образом, продемонстрирована принципиальная возможность применения предложенного метода для поиска минеральных ресурсов с размещением источников протонов и детекторов гамма-излучения на летательных аппаратах.

Литература

1. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследование Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17.
2. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
3. *Бондур В.Г., Макаров В.А., Мурынин А.Б.* Дистанционный поиск сложных минералов с использованием высокоэнергетических протонов // Изв. ВУЗов. Геодезия и аэрофотосъемка. 2011. № 1. С. 73–80.

4. *Бондур В.Г., Макаров В.А., Мурынин А.Б.* Дистанционный метод поиска минералов с использованием мобильного источника высокоэнергетических протонов // Изв. ВУЗов. Геодезия и аэрофотосъемка. 2010. № 3. С. 57–62.
5. Географические методы исследований. Под ред. *Селиверстова Н.И.* Петропавловск-Камчатский: Изд. Камчатского государственного технического университета. 2004. 232 с.
6. *Мухин К.Н.* Экспериментальная ядерная физика: Учебник. Т. 1. Физика атомного ядра. 6-е изд., испр. и доп. СПб.: Изд. «Лань». 2008. 384 с.
7. *Рус У.Г.* Основы дистанционного зондирования. М.: Техносфера. 2006. 336 с.
8. Таблицы физических величин. Справочник / Под ред. *Кикоина И.К.* М.: Атомиздат. 1976. 1008 с.
9. Introduction to mineral exploration – 2nd ed. Edited by Charles J. Moon, Micheal E.G. Whatley, and Anthony M. Evans with contributions from William L. Barrett (et. al). Blackwell publishing. 2006.
10. *J. Kenneth Shultis* et al. Determining soil contamination profiles from intensities of capture-gamma rays using above-surface neutron sources, Department of Mechanical and Nuclear Engineering, Kansas State University, Manhattan, KS 66506-2503, 1997.
11. National Nuclear Data Center <http://www.nndc.bnl.gov/capgam/byn/page058.html>.
12. *Samuel R. Floyd* et al., “CHIRON” a proposed remote sensing prompt gamma ray activation analysis instrument for a nuclear powered prometheus mission, Lunar and Planetary Science XXXV, 2004.
13. *Yu-Jiuan Chen* and *Arthur C. Paul.* Compact proton accelerator for cancer therapy. Proceedings of PAC07, Albuquerque, New Mexico, USA, 2007.
14. <http://geant4.web.cern.ch/geant4/>.
15. <http://www.nndc.bnl.gov/capgam/>.
16. www.protom.ru.

В.Г. Бондур, А.Д. Доброзраков, А.С. Курекин, А.П. Пичугин

7.2. Метод бистатической радиолокации для контроля состояния морской поверхности и объектов нефтегазового комплекса в районах добычи и транспортировки углеводородов

Введение

Одним из эффективных методов мониторинга нефтяных загрязнений и естественных нефтегазовых проявлений на морской поверхности, объектов нефтегазового комплекса в районах добычи углеводородов в морских акваториях (нефтегазодобывающие платформы, нефтеналивные суда, прибрежные нефтехранилища), а также айсбергов, угрожающих нефтегазодобывающим платформам, является бистатическая (разнесенная) радиолокация (Анюхин, Горшков, 2006; Бондур и др., 2009; Черняк, 1993; Кондратьев и др., 1986; Соколов, 2003; Hartnet, Davis, 2001; Brahman, James, 2001). При разнесенной радиолокации передатчик и приемники радиолокатора занимают разные позиции в пространстве.

Расчет дальности действия любой РЛС является основополагающим при ее проектировании. Такой расчет обязательно предполагает наличие данных о характеристиках вторичного излучения (рассеяния) зондируемых объектов и подстилающих поверхностей, на которых они расположены. В связи с этим при теоретических и экспериментальных исследованиях рассеивающих свойств различных объектов основное внимание уделяется определению характеристик эффективной площади рассеяния целей (ЭПР) σ и удельной эффективной площади рассеяния поверхностей (УЭПР) σ^0 .

Известны несколько способов определения УЭПР и ЭПР в абсолютных единицах. Во-первых, это прямые измерения мощности излучения и мощности принятого сигнала, использование эталонных отражателей (радиолокационные уголки, линзы Люнеберга и др.). Во-вторых – использование активных ответчиков, встроенных в РЛС (сигнал-генераторы, эхобоксы и др.) (Радиолокационные методы..., 1980; Бычков и др., 2005). Основным недостатком этих методов является необходимость проведения абсолютных измерений энергетических параметров РЛС или ЭПР эталонов, что не всегда можно обеспечить с достаточной точностью.

На дальность действия РЛС, предназначенных для обнаружения объектов, расположенных над поверхностью, большое влияние оказывают множители ослабления. Для точечных объектов их расчет не представляет трудностей, если известны параметры поверхности (степень шероховатости, диэлектрическая проницаемость, наличие сликов, сулоев, естественных и техногенных загрязнений и др.) (Голев, 1962).

При морской радиолокации корабли, нефтегазодобывающие платформы, айсберги и другие аналогичные объекты нельзя считать точечными, что накладывает дополнительные условия на расчет множителей распространения, величины которых зависят от степени волнения, химического состава воды и формы эквивалента исследуемых объектов.

В настоящем разделе книги рассмотрены особенности расчета дальности действия разнесенных РЛС по морским объектам, включающие методику измерения ЭПР, определение величин множителей ослабления и определение формы исследуемого объекта.

Методика определения ЭПР

В литературе имеются многочисленные данные о вторичном излучении надводными объектами и морской поверхностью в прилегающих участках для совмещенной радиолокации, например, (Барсков, 1962; Койфман, Осис, 1967; Bass et. al., 1968; Blyakbman, Runova, 2001). В то же время такие данные для разнесенной (бистатической) радиолокации практически отсутствуют. В связи с этим для изучения характеристик вторичного излучения для бистатических РЛС предлагается метод определения ЭПР морских объектов в абсолютных единицах и УЭПР морской поверхности. Преимущества метода связаны с тем, что при его использовании не требуется проведение абсолютных измерений. Следует отметить, что предлагаемый метод применим и для наземных объектов.

Как известно, ЭПР объекта разнесенная (σ_d) или совмещенная (σ_c) определяется через измеренную величину мощности сигнала $P_{пр}$, рассеянного им в направлении приемника. Для бистатической (двухпозиционной) системы имеем (Бондур и др., 2009)

$$P_{пр} = \frac{P_n G_n G_{пр} \lambda^2 \sigma_d V_1^2 V_2^2}{64\pi^3 R_1^2 R_2^2}, \quad (1)$$

где $P_{пр}$ – импульсная мощность излучения передатчика;

G_n – усиление передающей антенны в направлении объекта;

$G_{пр}$ – усиление приемной антенны в направлении объекта;

R_1 – расстояние передатчик – объект;

R_2 – расстояние приемник – объект;

V_1, V_2 – множители распространения на трассах передатчик – объект и приемник – объект соответственно;

λ – длина радиоволны.

Определение характеристик вторичного излучения объектов при разнесенной радиолокации можно значительно упростить, если дополнительно измерить мощность прямого сигнала передатчика $P_{прям}$ приемником РЛС. В этом случае величина принятой мощности запишется как

$$P_{прям} = \frac{P_n G_n' G_{пр}' \lambda^2 V_3^2}{16\pi^2 R_3^2}, \quad (2)$$

где G_n' – усиление антенны передатчика в направлении приемника;

$G_{пр}'$ – усиление приемной антенны в направлении передатчика;

R_3 – расстояние передатчик – приемник;

V_3 – множитель распространения на трассе R_3 .

В случае, когда объект находится в максимуме диаграммы направленности передающей антенны, из (1) и (2) имеем

$$\sigma_d = 4\pi \frac{P_{пр}}{P_{прям}} \frac{R_1^2 R_2^2}{R_3^2} \frac{V_3^2}{V_1^2 V_2^2} \frac{\Phi_n^2 \Phi_{пр}'^2}{\Phi_{пр}^2}, \quad (3)$$

где $\Phi_n^2 = G_n' / G_n$ – множитель диаграммы направленности антенны передатчика в направлении приемника, учитывающий отклонение направления максимума излучения от направления на приемник при измерении $P_{прям}$;

$\Phi_{\text{пр}}^2 = G_{\text{пр}} / G_{\text{пр макс}}$, $\Phi_{\text{пр}}^2 ' = G_{\text{пр}}' / G_{\text{пр макс}}$ – множители диаграммы направленности приемной антенны в направлении объекта и передатчика соответственно;
 $G_{\text{пр макс}}$ – усиление антенны приемника в направлении ее максимума.

Выражение (3) дает абсолютные значения величины эффективной площади двухпозиционного рассеяния. При этом измерения мощности сигнала $P_{\text{пр}}$, рассеянного целью, и мощности прямого сигнала передатчика $P_{\text{прям}}$ не обязательно должны быть абсолютными. Достаточно выполнить эти измерения одним и тем же приемником с неизменными параметрами. Это значительно облегчает проведение опытов, поскольку не требуется абсолютная калибровка приемного устройства. Для получения надежных результатов необходимо лишь измерить форму диаграмм направленности приемной и передающей антенн и прокалибровать в относительных единицах амплитудную характеристику приемника.

Множители V_1 , V_2 , V_3 в (3) определяются условиями распространения на соответствующих трассах, геометрией разнесения, формой эквивалента цели по высоте h и зависят от степени шероховатости подстилающей поверхности и ее диэлектрической проницаемости ϵ , определяемой химическим составом воды. Как правило, множитель распространения $V_3 \approx 1$ (на трассе приемник – передатчик) не влияет на условия распространения сигнала от передатчика к приемнику.

Таким образом, применение описанной методики позволяет получить абсолютные значения эффективной площади двухпозиционного рассеяния целей из относительных измерений двух величин $P_{\text{пр}}$ и $P_{\text{прям}}$ без определения энергетических характеристик разнесенной системы.

При определении эффективной площади двухпозиционного рассеяния σ_d необходимо с достаточной точностью знать величину множителей распространения V_1 и V_2 на соответствующих трассах (3). Для точечных объектов их расчет не представляет затруднений и может быть произведен по формулам, полученным в работе (Голев, 1962).

Множители распространения на трассах передатчик – объект и приемник – объект определяются как:

$$V_1 = \sqrt{(1 - M_1)^2 + 4M_1 \sin^2 \frac{\Omega_1}{2}} \quad , \quad (4)$$

$$V_2 = \sqrt{(1 - M_2)^2 + 4M_2 \sin^2 \frac{\Omega_2}{2}} \quad ,$$

где $M_1 = \gamma_1 D$, $M_2 = \gamma_2 D$; γ_1, γ_2 – модули коэффициентов падающей и отраженной радиоволн, зависящие в свою очередь от h_m и h_1 (где h_m и h_1 – высота морских волн и высота элемента сооружения над морской поверхностью океана соответственно);
 D – коэффициент расходимости, учитывающий уменьшение плотности потока энергии луча, отраженного от поверхности Земли;
 Ω_1, Ω_2 – разности фаз между прямым и отраженным лучами соответственно.

Для расчета разнесенных ЭПР σ_d элементов целей, распределенных по высоте h , к которым относятся корабли, платформы и др. объекты на поверхности океана, необходимо учитывать среднеквадратические значения \bar{V}_1^2 и \bar{V}_2^2 , которые могут быть опре-

делены из выражений (4), если задаться, например, прямоугольной формой эквивалента корабля или другого сооружения над поверхностью океана, и если известны зависимости $M(h_M)$ и $\Omega_{1,2}(h)$.

При этом для каждого элемента надводного объекта, расположенного на конкретной высоте h_i (см. рис. 7.2.1), имеем:

$$V_1 = \sqrt{[1 - M_1(h_M, h_i)]^2 + 4M_1(h_M, h_i) \sin^2 \frac{\Omega_1(h_i)}{2}}, \quad (5)$$

$$V_2 = \sqrt{[1 - M_2(h_M, h_i)]^2 + 4M_2(h_M, h_i) \sin^2 \frac{\Omega_2(h_i)}{2}}.$$

Если принять форму эквивалента исследуемого объекта в виде прямоугольника, то

$$\overline{V_1^2 V_2^2} = \frac{1}{h_{\max}} \int_0^{h_{\max}} V_1^2 V_2^2 dh, \quad (6)$$

где h_{\max} — максимальная высота эквивалента объекта.

Для плоской Земли ($D = 1$) и малых углов места передатчика и приемника

$$\overline{V_1^2 V_2^2} = \frac{1}{h_{\max}} \int_0^{h_{\max}} \left[(1 - v_1)^2 + 4v_1 \sin^2 \frac{\Theta_1}{2} \right] \left[(1 - v_2)^2 + 4v_2 \sin^2 \frac{\Theta_2}{2} \right] dh, \quad (7)$$

где $\Theta_1 = \frac{4\pi H_1 h}{\lambda R_1}$;

$$\Theta_2 = \frac{4\pi H_2 h}{\lambda R_2};$$

h — текущая высота наблюдаемого объекта;

$$v_1 = e^{-2\left(\frac{2\pi h_M \sin \psi_{1c}}{\lambda}\right)^2};$$

$$v_2 = e^{-2\left(\frac{2\pi h_M \sin \psi_{2c}}{\lambda}\right)^2}.$$

Угол скольжения зеркально отраженного поверхностью облучающего сигнала равен (Голев, 1962):

$$\psi_{1c} \approx \frac{H_1 + h}{\sqrt{R_1^2 + 4H_1 h}}$$

H_1 — высота антенны передатчика.

Угол скольжения зеркально отраженного поверхностью сигнала, рассеянного кораблем (или другим изучаемым объектом), равен:

$$\psi_{2c} \approx \frac{H_2 + h}{\sqrt{R_2^2 + 4H_2 h}}$$

H_2 — высота антенны приемника.

Анализ выражения (7) в общем виде является очень громоздким, поэтому рассмотрим некоторые типичные частные случаи.

Поскольку $v_1(h)$ и $v_2(h)$ являются медленно изменяющимися функциями по сравнению с

$$\sin^2 \frac{\Theta_1}{2} \text{ и } \sin^2 \frac{\Theta_2}{2} \text{ на участке } h \text{ от } 0 \text{ до } h_{\text{макс}}, \text{ то}$$

$$\overline{V_1^2 V_2^2} = \left(1 + \overline{v_1^2}\right) \left(1 + \overline{v_2^2}\right) - 2\overline{v_1} \left(1 + \overline{v_2^2}\right) \frac{\sin \Theta'_1}{\Theta'_1} - 2\overline{v_2} \left(1 + \overline{v_1^2}\right) \frac{\sin \Theta'_2}{\Theta'_2} +$$

$$+ 2\overline{v_1} \left[\frac{\sin(\Theta'_1 + \Theta'_2)}{\Theta'_1 + \Theta'_2} + \frac{\sin(\Theta'_1 - \Theta'_2)}{\Theta'_1 - \Theta'_2} \right] \quad , \quad (8)$$

где $\overline{v_1}$ и $\overline{v_2}$ – средние значения коэффициентов отражения по высоте эквивалента наблюдаемого объекта h от 0 до $h_{\text{макс}}$;

$$\Theta_1 = \frac{4\pi H_1 h_{\text{макс}}}{\lambda R_1} \quad ;$$

$$\Theta_2 = \frac{4\pi H_2 h}{\lambda R_2} \quad .$$

Если надводный объект находится в многолепестковой зоне облучающего поля ($\Theta'_1 > 2\pi$) и приемник расположен в многолепестковой зоне рассеянного объектом поля ($\Theta'_2 > 2\pi$), то

$$\overline{V_1^2 V_2^2} = \left(1 + \overline{v_1^2}\right) \left(1 + \overline{v_2^2}\right) + 2\overline{v_1 v_2} \quad .$$

Тогда для случая $v_1 = v_2 = 1$ имеем $\overline{V_1^2 V_2^2} = 6$. Это равносильно одинаковым условиям распространения на трассах R_1, R_2 . Эта величина совпадает с величиной среднего значения множителя распространения для совмещенного радиолокатора при таких же условиях ($\overline{V^4} = 6$) (Голев, 1962).

Если выполняется условие $\Theta'_2 > 2\pi$ и $\Theta'_1 \leq 2\pi$, то имеем

$$\overline{V_1^2 V_2^2} = \left(1 + \overline{v_1^2}\right) \left(1 + \overline{v_2^2}\right) - 2\overline{v_1} \left(1 + \overline{v_2^2}\right) \frac{\sin \Theta'_1}{\Theta'_1} \quad .$$

Следует отметить, что для объектов, распределенных по высоте, каковыми являются корабли, платформы и другие надводные сооружения, значения $\overline{V_1^2}$ и $\overline{V_2^2}$ отдельно не существуют, а ослабление на трассах R_1, R_2 определяется средним по высоте сооружения произведением $\overline{V_1^2 V_2^2}$.

При расчете $\overline{V_1^2 V_2^2}$ необходимо принимать во внимание условия, налагающие ограничения на расстояния R_1 и R_2 :

$$R_1 < \frac{2H_1 h_{\text{макс}}}{\lambda}, \text{ т.е. } \Theta'_1 > 2\pi \quad , \quad (9)$$

$$R_2 < \frac{2H_2 h_{\text{макс}}}{\lambda}, \text{ т.е. } \Theta'_2 > 2\pi \quad (10)$$

при возможных вариациях высотного распределения рассеянного поля (Койфман, Осис, 1967).

Если не выполняется условие (9), наблюдаемый объект освещается скатом интерференционного лепестка, а при нарушении (10) приемник расположен ниже максимума первого интерференционного лепестка рассеянного поля, и расчет множителей ослабления следует вести по иным правилам (Голев, 1962).

Расчет дальности действия бистатической РЛС

Для определения эффективности применения двухпозиционных РЛС на море проведем расчет дальности действия таких систем и сравним ее с дальностью действия совмещенных РЛС.

Достижимая (максимальная) дальность обнаружения объекта $R_{\text{макс}}$ с использованием совмещенной РЛС определяется как

$$R_{\text{макс}} = \sqrt[4]{\frac{P_{\text{п}}^c (G_{\text{п}}^c)^2 \lambda^2 \sigma_c \bar{V}_c^4}{64\pi^3 P_{\text{пр. мин}}^c}}, \quad (11)$$

где $P_{\text{пр. мин}}^c$ – мощность порогового сигнала, которая зависит от выбранного порога обнаружения;

$P_{\text{п}}^c$ – импульсная мощность излучения передатчика;

$G_{\text{п}}^c$ – коэффициент усиления антенны РЛС;

\bar{V}_c – средний множитель распространения на трассе $R_{\text{макс}}$ для совмещенной РЛС.

В этом случае произведение двух расстояний на трассе наблюдения объекта запишется следующим образом

$$(R_1 R_2)_{\text{макс}} = \sqrt{\frac{P_{\text{п}}^d G_{\text{п}}^d G_{\text{пр}}^d \lambda^2 \sigma_d V_1^2 V_2^2}{64\pi^3 P_{\text{пр. мин}}^c}}, \quad (12)$$

где $P_{\text{п}}^d$ – импульсная мощность излучения, $G_{\text{п}}^d$ – коэффициент усиления антенны передатчика, $G_{\text{пр}}^d$ – коэффициент усиления антенны приемника.

При равенстве эффективных площадей рассеяния $\sigma_d = \sigma_c$, что в среднем имеет место для надводных объектов, и $G_{\text{пр}}^c = G_{\text{пр}}^d$

$$\left(\frac{R_1 R_2}{R^2}\right)_{\text{макс}} = \sqrt{\frac{P_{\text{п}}^d G_{\text{п}}^d P_{\text{пр. мин}}^c \bar{V}_1^2 \bar{V}_2^2}{P_{\text{п}}^c G_{\text{п}}^c P_{\text{пр. мин}}^d \bar{V}_c^4}}. \quad (13)$$

Для расчетов по соотношению (13) необходимо определить среднюю величину совместного множителя ослабления $\bar{V}_1^2 \bar{V}_2^2$. Такой расчет не представляет затруднений при известных характеристиках сигнала, облучающего цель, и распределении эффективной площади рассеяния цели σ_d по высоте h .

Учитывая, что значение $\bar{V}_1^2 \bar{V}_2^2$ существенно зависит от $\Delta h = h_{\text{макс}} - h_{\text{мин}}$ ($h_{\text{макс}}$ и $h_{\text{мин}}$ – максимальная и минимальная высоты отражателей наблюдаемого объекта), то представляет интерес экспериментально определить местоположение основных отражателей по высоте h для случая разнесения в пространстве передатчика и приемника.

С этой целью был проведен эксперимент по измерению характеристик вторичного излучения корабля при его удалении от передатчиков разнесенной РЛС.

В этом случае по изменению величины принимаемой мощности рассеянного сигнала можно оценить высоту расположения его основных отражателей. В проведенных экспериментах были измерены диаграммы рассеяния в угломестной плоскости нефтеналивного танкера на различных дальностях R_1 (передатчик – корабль) и двух длинах волн $\lambda = 3,2$ см и $\lambda = 10$ см.

Эксперимент проводился следующим образом. Антенны передатчиков, работающих поочередно на длинах волн $\lambda = 3,2$ см и $\lambda = 10$ см, располагались на высоте $H_1 = 30$ м от поверхности воды и наводились на корабль. Он удалялся от передатчиков, находясь постоянно в максимуме их диаграмм направленности. Расстояние R_1 определялось корабельными навигационными приборами и контролировалось береговым локатором, совмещенным с передатчиками.

Приемники разнесенного измерительного комплекса были расположены на самолете, который совершал полеты на высоте $H_2 = 250$ м либо по линии передатчик – корабль, либо по ходу корабля, либо навстречу с максимальным удалением от корабля, равным 10 км в направлении передатчиков. Это обеспечивало изменение угла скольжения приемников ψ_2 от 1,5 до 90°.

Местоположение самолета определялось по текущему времени от момента пролета самолета над кораблем. При этом предполагалось, что во время записи рассеянного сигнала расстояние передатчик – корабль R_1 мало изменяется вследствие значительной разности в скоростях движения корабля и самолета. Скорость движения корабля учитывалась лишь при определении угла скольжения ψ_2 (угол скольжения в направлении приемников).

Для нахождения абсолютного значения ЭПР записывался уровень прямого сигнала передатчиков при пролете самолета на высоте $H_2 = 20$ м на расстояниях от передатчиков от 5 до 35 км. Записи велись непрерывно, что позволило определять среднюю величину $P_{\text{прям}}/\bar{V}_3^2$ на любой дальности от передатчиков в указанных пределах. Поскольку мощность прямого сигнала определялась непосредственно в месте расположения цели ($R_1 = R_3$), то выражение для σ_d в абсолютных единицах принимает вид

$$\sigma_d = 4\pi \frac{P_{\text{пр}}}{V_1^2 V_2^2 P_{\text{прям}}} \bar{V}_3^2 R_2^2 \frac{1}{\Phi_{\text{пр}}^2}, \quad (14)$$

где R_2 – расстояние корабль – самолет;

$\Phi_{\text{пр}}$ – множитель диаграммы направленности антенны приемника.

Измерения проводились при волнении моря около 4 баллов. Высота полета ($H_2 = 250$ м) обеспечивала прямую видимость цели со стороны приемников в указанных пределах изменения ψ_2 . В этих условиях коэффициент отражения морской поверхности $\gamma_2 \rightarrow 1$ и $\bar{V}_1^2 \bar{V}_2^2 \approx \bar{V}_1^2$.

Из записи сигнала, рассеянного кораблем с использованием (14) определялась величина $\bar{V}_1^2 \sigma_d$ в зависимости от угла места приемников ψ_2 при различных дальностях передатчик – корабль R_1 .

На рис. 7.2.2 приведены угломестные диаграммы рассеяния нефтеналивного танкера на длине волны $\lambda = 3,2$ см, полученные при трех значениях дальности R_1 : 10, 19 и 34 км. По вертикальной оси отложены значения $\bar{V}_1^2 \sigma_d$, усредненные в пределах от 3 до 10°.



Рис. 7.2.1. К определению высоты расположения основных отражателей исследуемых объектов

Сравнивая зависимости $\bar{V}_1^2 \sigma_d(\psi)$, полученные при различных дальностях R_1 , можно заметить, что величина $V_1^2 \sigma_d$ практически не отличается для $R_1 = 10$ км и $R_1 = 19$ км, а при $R_1 = 34$ км значения $\bar{V}_1^2 \sigma_d$ на 5–7 дБ ниже, чем при $R_1 = 10, 19$ км.

Для объяснения полученных результатов разделим условно корабль (по которому проводились измерения) по высоте h на две характерные части (рис. 7.2.1): от $h = 0$ на уровне поверхности моря до высоты палубы $h_1 = 3,6$ м и до высоты мачт, достигающей 30 м (h_2).

Расчетные значения $\bar{V}_1^2 \sigma_d(R_1)$ для стандартной рефракции и высоты антенн передатчика $H_1 = 30$ м представлены на рис. 7.2.3. Здесь же значками нанесены измерен-

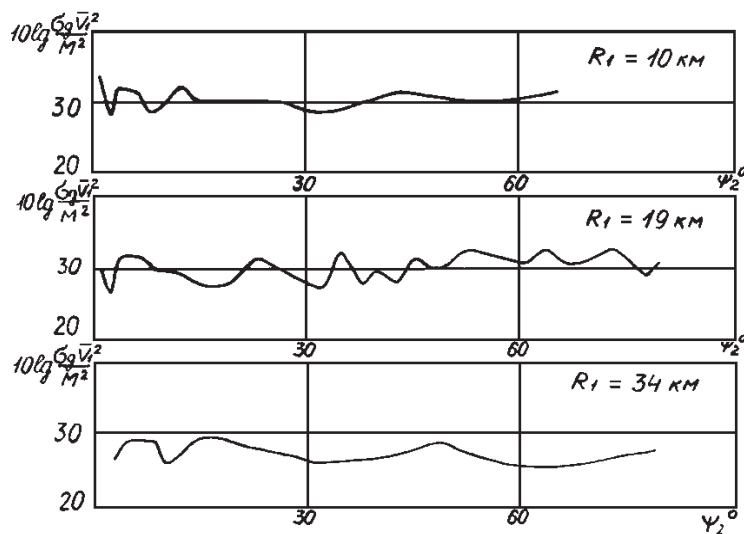


Рис. 7.2.2. Угловые диаграммы вторичного излучения большого ракетного корабля на волне 3,2 см при различных его удалениях от передатчика

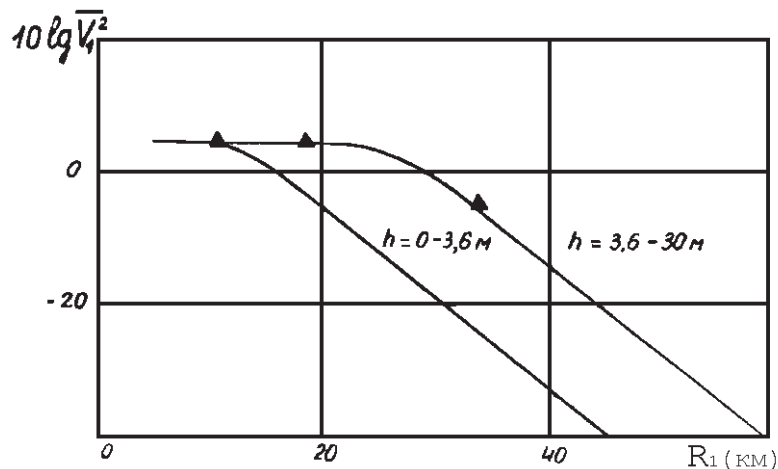


Рис. 7.2.3. Расчетные зависимости \bar{V}_1^2 от дальности передатчик – корабль. Значками показаны экспериментальные значения \bar{V}_1^2

ные величины $\bar{V}_1^2 \sigma_d$, усредненные по углу ψ . Взаимная привязка рассчитанных \bar{V}_1^2 и экспериментальных $\bar{V}_1^2 \sigma_d$ значений произведена при $R_1 = 10$ км.

Поскольку в среднем величина $\bar{V}_1^2 \sigma_d$ (рис. 7.2.2) на дальности $R_1 = 10$ км такая же, как и при $R_1 = 19$ км, можно предположить, что отражатели на корабле расположены

выше уровня палубы $h > 3,6$ м и находятся в области надстроек, так как \bar{V}_1^2 по высоте от $h = 3,6$ м до $h = 25$ м не изменяется с ростом R_1 от 10 км до 19 км. При $R_1 > 30$ км величина $\bar{V}_1^2 \sigma_d^2$ согласно расчетам должна уменьшаться (рис. 7.2.3).

Этот вывод подтверждается результатами экспериментальных исследований при $R_1 = 34$ км. На этой дальности $\bar{V}_1^2 \sigma_d^2$ снижается на 5–7 дБ, что является следствием уменьшения \bar{V}_1^2 на высотах $h > 3,6$ м. Полученные значения $\bar{V}_1^2 \sigma_d^2$ на длине волны $\lambda = 3,2$ см оказались выше, чем $\bar{V}_1^2 \sigma_d^2$ на длине волны $\lambda = 10$ см (6–8 дБ) при дальности $R_1 = 34$ км. Это обусловливается разными значениями множителей распространения на длинах волн $\lambda = 3,2$ см и $\lambda = 10$ см.

Согласно расчету при указанных выше условиях

$$10 \lg \frac{\overline{(V_{1\lambda=3,2}^2)}}{\overline{(V_{1\lambda=10}^2)}} \approx 7.$$

Таким образом, хорошее совпадение с расчетом экспериментальных данных говорит о незначительном вкладе в рассеянный сигнал отражений от элементов корабля (или других надводных объектов), расположенных ниже палубы корабля или основания платформы.

Полученные данные о месторасположении рассеивающих элементов и их физическом состоянии при разнесении в пространстве приемника и передатчика совпадают с данными, приведенными в статье (Хляп, 1967) для совмещенных РЛС.

При дальнейшей оценке отношения (13) необходимо определить значения мощности пороговых сигналов $P_{\text{пр.мин}}^d$ и $P_{\text{пр.мин}}^d$. Полагая, что мощность этих сигналов для надводных морских систем в большинстве случаев ограничена не внутренними шумами приемного устройства, а интенсивностью помех от морской поверхности, проведем учет влияния взволнованной поверхности моря на дальность действия совмещенной и двухпозиционной систем в различных ситуациях их применения.

В случае, когда

$$\frac{\overline{V_1^2 V_2^2}}{\overline{V^4}} \approx 1,$$

(что имеет место при расположении объекта в зоне прямой видимости разнесенной и совмещенной систем, и при одинаковых параметрах этих РЛС) отношение (13) будет зависеть от отношения совмещенной и двухпозиционной УЭПР (σ_c^0 / σ_d^0). Величина этого отношения может быть много больше единицы (Горобец и др., 1998).

В некоторых ситуациях интенсивность помех от морской поверхности сравнима с мощностью внутренних шумов приемных устройств. В этом случае на зависимость (13) оказывает влияние отношение множителей распространения

$$\frac{\overline{V_1^2 V_2^2}}{\overline{V^4}}.$$

Иногда, например, при вынесении приемника разнесенной РЛС в зону прямой видимости, это отношение может превышать значение 1.

Поскольку на летательном аппарате невозможно применить антенну больших размеров, а локатор корабля имеет значительный потенциал излучения, то можно принять

$$\frac{P_n^d G_n^d}{P_n^c G_n^c} \approx 10^2 \quad .$$

Полагая одинаковыми ширины диаграмм приемных антенн $\Theta_2 = \Theta$ сравниваемых систем и $\Theta_2 > \Theta_1$ в разнесенной системе, из (13) получим

$$\frac{R_1^2 R_2^2}{R^4} = \frac{1}{2} \frac{\sigma_c^0}{\sigma_1^0} \frac{\Theta}{\Theta_1} \frac{R_1 R_2^2}{R^3} \frac{\overline{V_1^2 V_2^2}}{V^4} \quad . \quad (15)$$

Из проведенного анализа следует, что при $\Theta / \Theta_1 \approx 4$ отношение $R_1 / R \approx 220$.

Как следует из (15), при любых расстояниях R_2 (приемник – объект), R_1 (передатчик – объект) дальность действия такой двухпозиционной системы намного больше, чем при работе совмещенной РЛС (даже для случая $\overline{V_1^2 V_2^2} \ll 1$). Результат $R_1 \gg R$ обусловлен низким уровнем помех от подстилающей поверхности для разнесенной системы ($\sigma_c^0 / \sigma_d^0 \gg 1$) (Blyakbman, Runova, 2001) и говорит о том, что ее дальность действия ограничивается не помехами от рассеяния подстилающей поверхностью, что имеет место для совмещенной системы, а лишь тепловыми шумами входного устройства приемного тракта РЛС.

Выводы

Анализ результатов проведенных исследований позволил выявить особенности расчета дальности действия систем бистатической радиолокации при мониторинге объектов нефтегазового комплекса на море, которые необходимо учитывать при проектировании таких РЛС.

Получены выражения для расчета множителей ослабления (распространения) в случае применения бистатической радиолокации на море по объектам, распределенным по высоте. Это может быть применимо для оценки физического состояния отдельных элементов надводных, а также и наземных сооружений нефтегазового комплекса, с использованием не только амплитудных, но и фазовых характеристик рассеянных сигналов, что повышает достоверность получаемой информации.

При расчете дальности действия бистатических РЛС необходимо учитывать тот факт, что основная доля энергии радиоволн, рассеянных объектами, создается элементами объектов нефтегазового комплекса (нефтеналивные суда, нефтегазодобывающие платформы и т.п.), расположенными выше уровня моря, над которым находятся исследуемые объекты.

Во многих случаях использование бистатической радиолокации на море и на суше может быть более эффективным, чем совмещенной, в частности, по дальности действия и детализации физического состояния отдельных элементов наблюдаемых объектов.

Литература

1. Анохин И.Г., Горшков А.А. Вариант реализации обзора Земли с двухпозиционным синтезированием // Фазотрон. Информационно–аналитический журнал. 2006. № 3–4 (7). С. 34–35.
2. Барсков В.В. Экспериментальное исследование эффективной площади рассеяния крейсера // Военная радиоэлектроника. 1962. № 21/22. С. 41–46.

3. *Бондур В.Г., Доброзраков А.Д., Курекин А.С., Курекин А.А., Пичугин А.П., Яцевич С.Е.* Рассеяние радиоволн морской поверхностью при бистатической локации // Исследования Земли из космоса. 2009. № 6. С. 3–15.
4. *Бычков Д.М., Гавриленко А.С., Гананольский Е.М.* и др. Комбинированная калибровка радиолокаторов бокового обзора с реальной и синтезированной апертурой // Успехи современной радиоэлектроники. 2005. № 6. С. 31–41.
5. *Голев К.В.* Расчет дальности действия радиолокационных станций. М.: Сов. Радио. 1962. 204 с.
6. *Горобец В.Н., Кортунов В.А., Кивва Ф.В.* О возможности определения дифракционного горизонта с использованием высотного профиля поля // Радиофизика и электроника. 1998. № 5. С. 65–68.
7. *Койфман И.Д., Осис И.Л.* Результаты исследований вторичного излучения радиоволн морскими целями // Военная радиоэлектроника. 1967. № 10. С. 13–17.
8. *Кондратьев В.С., Котов А.Ф., Марков Л.Н.* и др. Многопозиционные радиотехнические системы. М.: Радио и связь. 1986. 164 с.
9. Радиолокационные методы исследования Земли / Под ред. *Ю.А. Мельника*. М.: Сов. Радио. 1980. 220 с.
10. *Соколов А.В.* Вопросы перспективной радиолокации. М.: Радиотехника. 2003. 512 с.
11. *Хляп Б.Н.* Экспериментальное исследование дифференциальных отражающих характеристик кораблей на волне 3,2 см // Военная радиоэлектроника. 1967. № 10 (227). С. 25–29.
12. *Черняк В.С.* Многопозиционная радиолокация. М.: Радио и связь. 1993. 240 с.
13. *Bass F.G., Fuks I.M., Kalmykov A.I.* et. al. Very high frequency radiowave scattering by a disturbed sea surface // IEEE Trans. Antennas Propag. 1968. V. 16. № 5. P. 554–559.
14. *Blyakbman A.B., Runova I.A.* Bistatic radar cross section and the detection of objects from their forward scatter // J. Commun. Technol. Electron. 2001. № 46 (4). P. 393–401.
15. *Brahman H., James H.M., Yuhong Z.* Bistatic STAP Performance Analysis in Radar Applications // IEEE Radar Conference. 2001. P. 198–203.
16. *Hartnet M.P., Davis M.E.* Bistatic Surveillance of Operations // IEEE Radar Conference. 2001. P. 75–80.

О.И. Абрамов, В.Г. Бондур, П.М. Васильчиков, В.В. Пелевин

7.3. Авиационный флуоресцентный сканирующий лидар (флуоровизор) для мониторинга районов добычи и транспортировки углеводородов

Введение

Поиск, добыча и транспортировка углеводородов зачастую связаны с негативными воздействиями на окружающую среду (Бондур, 2004, 2010, 2012; Бондур, Гребенюк, 2001). Поэтому особую важность приобретает регулярный мониторинг объектов нефтегазового комплекса. Основными задачами такого мониторинга являются: регистрация утечек из трубопроводов и мест хранения углеводородов; обнаружение разливов нефтепродуктов на водной поверхности и на суше; выявление признаков нарушения экологической обстановки в районах добычи, транспортировки и переработки углеводородов. Утечки нефтепродуктов негативно воздействуют как на сушу, так и на водную поверхность. В первом случае происходит загрязнение почвенного покрова, приводя к глубокому изменению всех звеньев естественных биоценозов, а иногда их трансформации или полной деградации. При загрязнении водной поверхности образуется токсичная пленка, ограничивающая доступ света и кислорода, что приводит к негативному влиянию на экосистемы (Бондур, 2004, 2010, 2012; Бондур, Гребенюк 2001).

Важным свойством углеводородов является наличие флуоресценции – явления, обусловленного повторным свечением объектов после облучения его импульсами света в ультрафиолетовом диапазоне спектра электромагнитных волн (Бондур, Зубков, 2001; Бондур, 2004, 2010; Lakowicz, 2006). Анализ спектров флуоресценции дает важную информацию об исследуемых объектах. На регистрации явления флуоресценции основан принцип действия флуоресцентных лидаров, которые получили достаточно широкое распространение для мониторинга различных загрязнений (Бондур, 2004; Бондур, Зубков, 2001; Межерис, 1987; Фадеев и др., 2009; Пелевин и др., 2001). Однако такие приборы имеют ряд ограничений, связанных, в основном, с тем, что они осуществляют зондирование без сканирования. Это не позволяет получать оперативную информацию о пространственном распределении загрязнений, а также отслеживать их динамику. Кроме того, в таких лидарах использовались лазеры небольшой мощности, что ограничивает расстояние до зондируемых объектов.

Для решения задач экологического мониторинга объектов нефтегазового комплекса создан авиационный флуоресцентный сканирующий лидар (АФСЛ), в конструкции которого применена сканирующая система, а также использован мощный лазер, позволяющий существенно повысить производительность и дальность действия прибора при мониторинге объектов нефтегазового комплекса. Этот флуоресцентный сканирующий лидар (флуоровизор) описан в данном разделе книги.

Физические основы флуоресцентного метода обнаружения углеводородов

Явление флуоресценции связано с разрешенным по спину излучательным переходом между двумя состояниями одинаковой мультиплетности: синглетными ($S_1 \rightarrow S_0$) или

триплетными ($T_1 \rightarrow T_0$) уровнями. Типичное время жизни такого возбужденного состояния составляет $10^{-11} - 10^{-6}$ с (Lakowicz 2006). Флуоресцентный анализ широко используется в качестве аналитического средства для изучения состава вещества различных объектов. Он позволяет детектировать примеси в веществе с концентрацией до нескольких частиц на миллион. Создание мощных лазеров, работающих в ближнем ультрафиолетовом диапазоне, позволило распространить методы флуоресцентного анализа на область дистанционного зондирования (Межерис 1987; Бондур, Зубков, 2001)

С помощью этих приборов активного дистанционного зондирования, основанных на методе флуоресцентного анализа, можно решать широкий класс задач; некоторые из них ранее считались неразрешимыми (Межерис, 1987). Например, судовые флуорометры продемонстрировали высокую эффективность обнаружения загрязнения водной среды углеводородами (Пелевин и др., 2001). С появлением мощных ультрафиолетовых лазеров открылась возможность создания авиационных флуоресцентных лидаров. Такие приборы могут регистрировать флуоресценцию углеводородов как на суше, так и на водной поверхности.

Особенности разработанного авиационного флуоресцентного сканирующего лидара

Для проведения оперативного флуоресцентного анализа подстилающей поверхности в области расположения объектов нефтегазового комплекса разработан авиационный флуоресцентный сканирующий лидар (АФСЛ) – флуоровизор. В его конструкции реализована оригинальная сканирующая система, которая позволила существенно увеличить полосу захвата и, как следствие, повысить производительность прибора и его информативность. Сканирование производится плоским зеркалом с программным управлением, что дает возможность изменять режим сканирования системы в зависимости от специфики решаемых задач.

Регистрация спектров флуоресценции осуществляется в четырех отдельных спектральных каналах, один из которых является опорным. Это дает возможность с достаточной точностью определять характеристики спектра флуоресценции зондируемого объекта. Так как различные нефтепродукты обладают уникальными спектрами флуоресценции, то АФСЛ позволяет определить разновидность нефтепродукта, а также его концентрацию. Кроме того, АФСЛ позволяет производить флуоресцентный анализ растительности и выявлять угнетенные участки, которые могут свидетельствовать о загрязнении почвы углеводородами.

При выборе типа лазера для излучателя авиационного флуоресцентного сканирующего лидара учитывалось, что в процессе его работы должны генерироваться импульсы в ультрафиолетовой области спектра, поскольку в этой области наиболее эффективно вызывается флуоресценция растворенной органики и нефтепродуктов. Кроме того, лазер должен обладать большой энергией в импульсе и в то же время работать на высокой частоте.

В качестве источника излучения в АФСЛ используется твердотельный лазер на аллюмо-иттриевом гранате с неодимом АИГ ($Nd^{3+} : YAG$). Лазер имеет разнесенные блоки: непосредственно излучатель размером $200 \times 100 \times 500$ мм; блок питания; блок охлаждения размером $500 \times 500 \times 400$ мм. Вес излучателя – 12 кг, вес блока питания и блока охлаждения – 60 кг.

Лазер генерирует излучение на длинах волн 1064, 532, 355, 266, 213 нм. При длине волны 355 нм (третья гармоника) лазер при частоте 50 Гц генерируют импульсы с энергией 40 мДж, при частоте 100 Гц – 30 мДж (при водяном охлаждении квантрона), а при частоте 200 Гц обеспечивается генерация энергии 20 мДж. Стабильность (изменчивость энергии от импульса к импульсу) лучше, чем 2,5%.

Предусмотрена техническая возможность интеграции в систему комплекса блока полихроматорного приемника для получения спектров флуоресценции с высоким спектральным разрешением до 1 нм при работе с малых высот авианосителя и при остановленном сканере. Блок светофильтров обеспечивает возможность оперативной (в том числе в условиях полета) замены кассеты с набором фильтров на новую с другим набором, например, при изменении задачи проведения измерений.

Обеспечиваются программируемый и фиксированный режимы работы сканера.

При программируемом режиме изменяемыми оператором параметрами являются азимутальный угол раскрыва сканирования ($0 \div 120^\circ$ в проекции на горизонтальную плоскость) и скорость поворота зеркала (минимальное время одного скана при угле раскрыва 120° – 0,3 с). При всех режимах время разгона/торможения должно быть постоянно и минимизировано (≤ 50 мс).

Фиксированный режим обеспечивает 4 заранее запрограммированных условия работы сканера:

- угол раскрыва сканера 120° , время прохождения траектории одного скана 0,5 с (угловая скорость поворота зеркала составляет 1,33р [рад/с]) – для обеспечения сканирования подстилающей поверхности «без пропусков» при движении вертолета со скоростью 70 км/ч;
- угол раскрыва сканера 90° , время прохождения траектории одного скана 0,375 с (та же угловая скорость поворота зеркала) – для обеспечения сканирования подстилающей поверхности «без пропусков» при движении вертолета со скоростью 105 км/ч;
- угол раскрыва сканера 60° , время прохождения траектории одного скана 0,25 с (та же угловая скорость поворота зеркала) – для обеспечения сканирования подстилающей поверхности «без пропусков» при движении вертолета со скоростью 140 км/ч;
- режим работы сканера «снятие спектра» – сканер остановлен и зеркало находится в положении «0» – направление лазерного луча в проекции на зондируемую поверхность совпадает с курсом вертолета.

Сканирование проводится по конусу с вертикальной осью симметрии, с углом между образующей конуса и вертикалью 36° .

Программное обеспечение (ПО) нижнего уровня (DSP процессор) должно обеспечивать обработку данных, поступающих с аналогово-цифровых преобразователей (АЦП), с необходимой скоростью работы сканера (100 отсчетов амплитуды по 8 каналам в секунду) и передачу этих данных в ноутбук – программному обеспечению верхнего уровня (модулю отображения).

Технические характеристики авиационного флуоресцентного сканирующего лидара

Длина волны возбуждения		355 нм
Энергия в импульсе лазера, не менее		30 мДж
Частота импульсов		100 Гц
Длительность импульса лазера		10 нс
Расходимость пучка, не более		10 мрад
Апертура приемного объектива		250 мм
Кол-во спектральных каналов приемника		4
Диаметр пятна лазера на поверхности (при высоте полета 500 м), не более		1 м
Расстояние между точками зондирования		изменяемое
Высота полета авианосителя:	в дневное время	30–600 м
	в ночное время	30–1000 м
Вес общий, не более		150 кг
Максимальный продольный габарит, не более		1300 мм
Максимальная средняя потребляемая мощность (зависит от степени старения ламп накачки лазера)		5 кВт
Рабочее напряжение, частота		115±20 В, 400 Гц
Время непрерывной работы комплекса, не менее		4 часов

Конструкция АФСЛ

Блок-схема АФСЛ показана на рис. 7.3.1.

В состав АФСЛ входят: лазерный излучатель; сканирующая система; приемный объектив; приемная спектроанализирующая система; система цифровой обработки сигналов; блоки питания лазера; система охлаждения лазера; управляющий компьютер.

Лазерный излучатель зондирующих импульсов описан выше.

Сканирующее устройство представляет собой плоское зеркало размером 300×300 мм с программным управлением. Частота полного колебания зеркала 1 Гц. Наклон зеркала относительно оси вращения составляет 26°. В движение зеркало приводит двигатель с программным управлением MELSERVO MR-J2-SUPER. Для управления двигателем привода сканирующей системы разработана специальная программа, позволяющая изменить скорость движения зеркала, время торможения и разгона зеркала в его крайних положениях.

Приемный объектив АФСЛ коллимирует излучение, поступающее со сканирующего зеркала, на блок спектроанализирующей системы. Диаметр входной линзы составляет 300 мм. Приемная спектроанализирующая система состоит из блока полупрозрачных зеркал, блока светофильтров и блока фотоэлектронных умножителей (ФЭУ).

Система цифровой обработки сигналов состоит из двух блоков: аналого-цифрового преобразователя и блока питания. АЦП выполнен в металлическом корпусе, на котором

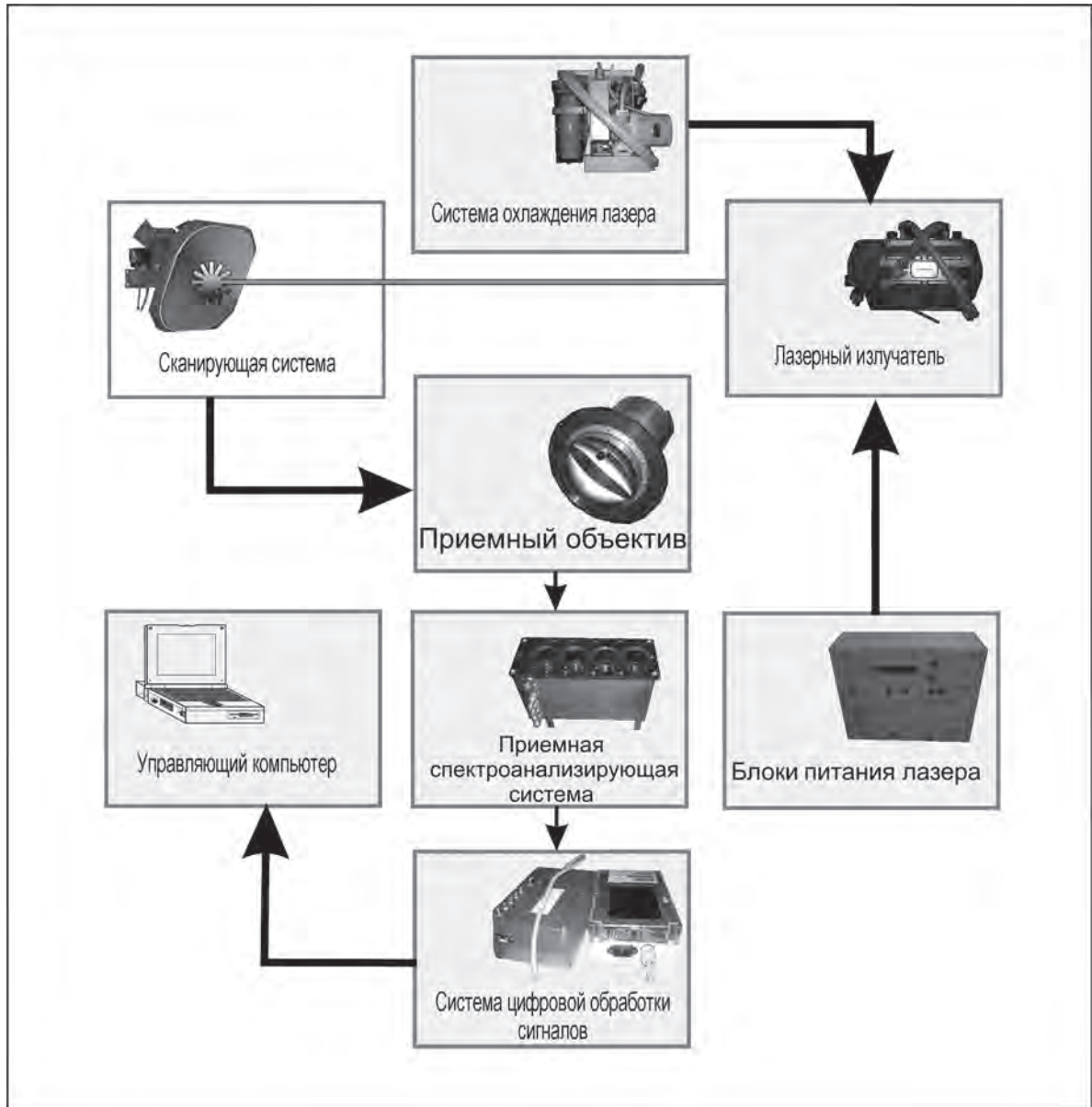


Рис 7.3.1. Блок-схема авиационного флуоресцентного сканирующего лидара

расположены разъемы для коммутации с приемной спектроанализирующей системой, управляющим компьютером и другими блоками АФСЛ, а блок питания системы цифровой обработки выполнен в пластиковом корпусе. На его крышке смонтирован цветной ЖК-дисплей, на который выводится информация о работе лидара, и клавиатура.

Блок питания лазера, состоящий из источников питания серии 700Т, предназначен для обеспечения работы импульсного лазера с ламповой накачкой.

Принцип работы источника питания основан на использовании высокочастотного преобразования выпрямленного сетевого напряжения инвертором на биполярных транзисторах с шоттированным затвором. Для обеспечения равномерного потребления энергии сети в однофазных источниках питания используется принцип «коррекции мощности». В источнике питания предусмотрена возможность подключения внешней цепи блокировки. Источник питания выполнен в стандартном блоке размерами 480×480×200 мм.

Система охлаждения лазера обеспечивает циркуляцию теплоносителя (дистиллированной воды) с производительностью 15 литров в минуту при температуре не выше 60°C.

Программное обеспечение

Программное обеспечение верхнего уровня функционирует в операционной системе WindowsXP и обеспечивает выполнение следующих функций:

- совместное отображение флуоресцентных данных, поступающих от процессора, и изображения подстилающей поверхности, поступающей с видеокамеры (при заданных параметрах: высоте, скорости и направлении движения), а также данных с бортовых приборов о курсе, скорости и высоте полета;
- геопривязку флуоресцентного изображения подстилающей поверхности с целью определения географических координат исследуемых объектов;
- архивацию в согласованном с заказчиком формате всех измерительных и сопутствующих данных для отложенного воспроизведения полета на экране монитора в лабораторных условиях;
- отдельно позволять делать моментальные снимки с результирующего изображения и сохранять их на жестком диске ноутбука;
- работу с сервисным меню контроля и индикации и управления параметрами работы основных блоков системы (лазер, сканер, ФЭУ и др.).

Рабочее окно программы управления АФСЛ имеет вид, представленный на рис. 7.3.2.

Программа управления авиационным флуоресцентным сканирующим лидаром используется оператором прибора непосредственно во время полета, а также для наземной обработки полученных результатов. Рабочее окно программы состоит из трех основных частей. Первое поле 1 – это рабочее окно. На нем одновременно выводятся флуорограмма и изображение подстилающей поверхности, поступающее с видеокамеры. Флуорограмма представляет собой ряды знаков (кругов), каждый из которых отображает условный цвет, полученный по результатам расчетов сигнала флуоресценции, пришедшего на приемник. Каждый круг является отображением одного импульса лазера. Одна дуга знаков (скан) состоит из пятидесяти знаков (кругов). То есть за время поворота сканера в одну сторону лидар посылает пятьдесят импульсов.

Во время полета на верхнюю строку флуорограммы накладывается новый скан, а последняя строка удаляется из поля видимости. Таким образом происходит движение флуоресцентной картины. Вместе с тем меняется и изображение, поступающее с видеокамеры. Поле сканирования лидара и поле зрения камеры совпадают.

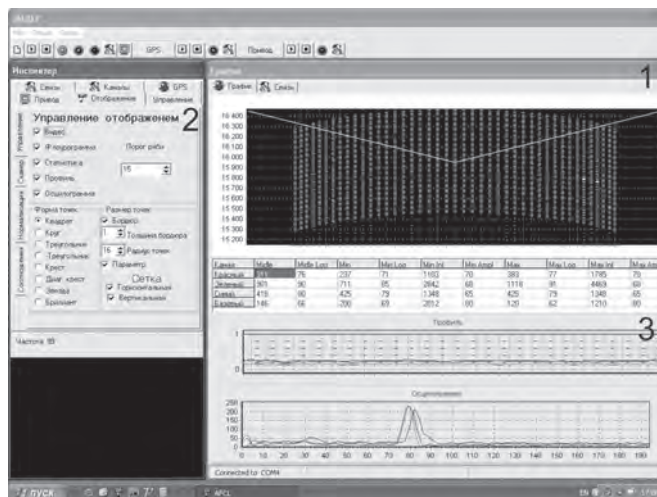


Рис 7.3.2. Рабочее окно программы управления АФСЛ

Второе поле 2 – это панель настроек. Оно состоит из пяти разделов: «Отображение», «Связь», «Установки», «Каналы», «Абсолютные».

В разделе «Отображение» предусмотрен выбор следующих отображаемых блоков: «Видео», «Флуорограмма», «Статистика», «Профиль». В этом разделе можно выбирать форму точки и ее размер. Здесь же предусмотрено включение/выключение координатной сетки. Предусмотрен также ряд настроек отображения флуорограммы в целом, для точной подстройки взаимного расположения картины сканирования и изображения подстилающей поверхности.

В разделе «Связь» приводится настройка связи непосредственно с программно-вычислительным блоком лидара.

В разделе «Установки» предусмотрена вариация способов вычисления принимаемых сигналов. С помощью этого раздела изменяется нормализация сигналов по каналам, а также соотношение амплитуд каналов.

Раздел «Каналы» обеспечивает возможность настройки пределов чувствительности каналов, а также выбор настроек цифровой обработки.

Раздел «Абсолютные» позволяет настраивать абсолютные калибровочные коэффициенты, абсолютные калибровочные минимумы и максимумы по каналам.

Поле под номером 3 содержит в себе таблицу оперативного вывода данных и профили значений регистрируемых сигналов по каждому каналу в последнем скане.

Экспериментальные исследования

Эксперименты проводились путем размещения различных образцов нефтепродуктов на траектории зондирующего луча лазера. На рис. 7.3.3 показана флуорограмма, полученная при отсутствии образца нефтепродуктов. На рисунках 7.3.4 и 7.3.5 представлены флуорограммы образцов Усть-Кутской нефти с различными концентрациями.

7.3. Авиационный флуоресцентный сканирующий лидар (флуоревизор) для мониторинга районов добычи...

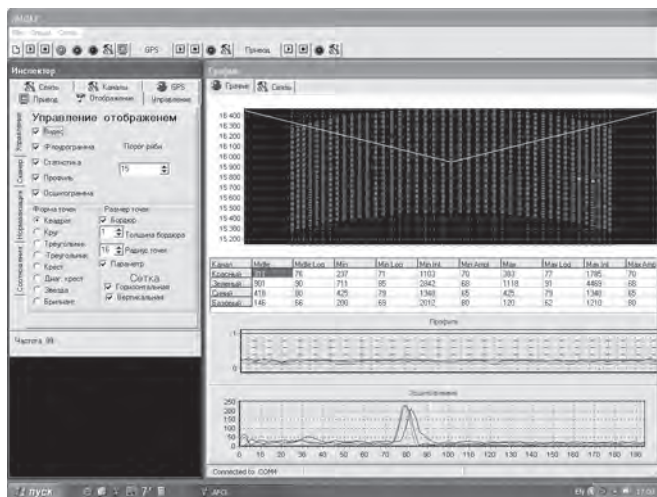


Рис. 7.3.3. Флуограмма при отсутствии нефтепродуктов

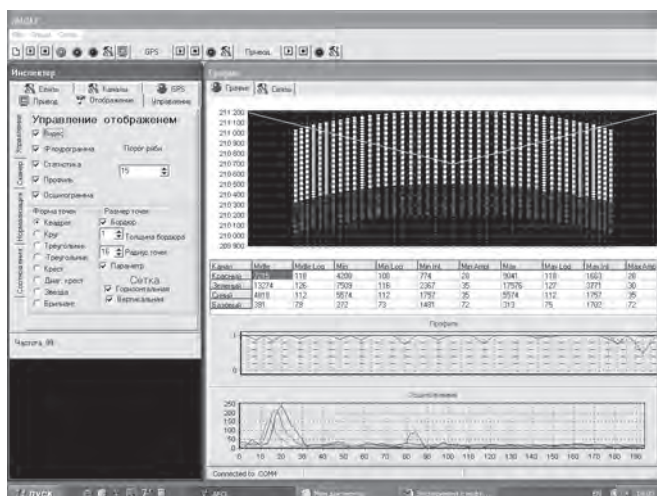


Рис. 7.3.4. Флуограмма тонкого слоя Усть-Кутской нефти

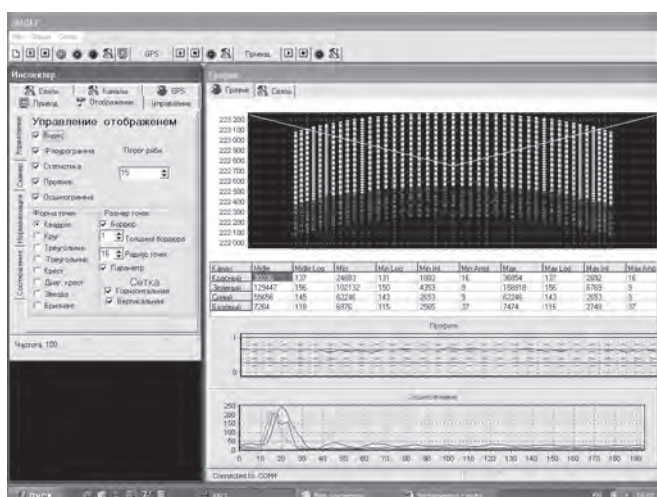


Рис. 7.3.5. Флуограмма толстого слоя Усть-Кутской нефти

Как видно из представленных примеров, флуорограммы нефтяной пленки различной толщины отличаются между собой и существенно отличаются от фона.

Заключение

Разработан и создан макет авиационного флуоресцентного сканирующего лидара (флуоровизора), являющегося уникальным инструментом флуоресцентного анализа для мониторинга районов добычи и транспортировки углеводородов. Сканирующая система, примененная в его конструкции, значительно повышает его производительность. Прибор позволяет оперативно и точно детектировать различные загрязнения в местах добычи, переработки и транспортировки нефти и нефтепродуктов, а также для обнаружения таких косвенных проявлений загрязнений, как угнетенная растительность.

Литература

1. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследование Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17+6 с. цв. вклеек.
2. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
3. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы в современной океанологии / Новые идеи в океанологии. Т. 1. Физика. Химия. Биология. М.: Наука. 2004. С. 55–117+8 стр. цв. вклеек.
4. *Бондур В.Г., Гребенюк Ю.В.* Дистанционная индикация антропогенных воздействий на морскую среду, вызванных заглубленными стоками: моделирование, эксперименты // Исследование Земли из космоса. 2001. № 6. С. 49–67.
5. *Бондур В.Г., Зубков Е.В.* Лидарные методы дистанционного зондирования загрязнений верхнего слоя океана // Оптика атмосферы и океана. 2001. Т. 14. № 2. С. 142–155.
6. *Межерис Р.* Лазерное дистанционное зондирование. Пер. с англ. М.: Мир. 1987. 550 с.
7. *Пелевин В.Н., Абрамов О.И., Карлсен Г.Г., Пелевин В.В., Стогов А.М., Хлебников Д.В.* Лазерное зондирование поверхностных вод Атлантики и морей, омывающих Европу // Оптика атмосферы и океана. 2001. Т. 14. № 8. С. 704–709.
8. *Фадеев В.В., Буриков С.А., Волков П.А., Лапшин В.Б., Сыроешкин А. В.* Спектры комбинационного рассеяния и флуоресценции воды из поверхностного микрослоя моря // Океанология. 2009. Т. 49. № 2. С. 222–228.
9. *Lakowicz R. Joseph.* Principles of Fluorescence Spectroscopy / R. J. Lakowicz. -N.Y.: Springer Science. 2006.
10. *Lutomirski R.F.* Lidar remote sensing of ocean waters // SPIE. V. 2222. P. 12–19.

В.Н. Моисеев, Р.Н. Пухтелев, В.Н. Розов, Н.Б. Пыстина, Э.Б. Бухгалтер

7.4. Вертолетный лазерный комплекс ТЛГ-01В для производственно-экологического мониторинга объектов нефтегазового комплекса

Введение

В настоящее время одной из основных задач человечества является реализация оперативных и долгосрочных мер по смягчению антропогенного воздействия на климат. В связи с этим должны быть предприняты дополнительные усилия для снижения выбросов в атмосферу, в частности, парниковых газов. Для ОАО «Газпром» актуальной проблемой является оперативное обнаружение и предотвращение утечек метана при магистральном транспорте газа. Для этих целей используются механизмы функционирующей системы производственного экологического мониторинга (ПЭМ), в соответствии со стандартом Общества – СТО Газпром 2-1.19-217-2008 «Методические указания по организации и проведению производственно-экологического мониторинга линейной части магистральных газопроводов», в котором большое внимание уделено комплексу дистанционных методов исследования.

Одному из таких методов – аэромобильному диагностическому обследованию с применением лазерных газоанализаторов, позволяющему оперативно обнаружить места утечки газа, и не только при магистральном транспорте – посвящен данный раздел книги.

При решении задач экологического мониторинга необходимо иметь возможность оценить степень техногенного воздействия на окружающую среду, а значит, производить количественные измерения как концентрации газов загрязнителей атмосферы, так и объемов их эмиссии из локальных и площадных источников. Для повышения доверия со стороны общества к результатам экологических экспертиз измерительная аппаратура, используемая для экологического мониторинга, должна быть сертифицирована на государственном метрологическом уровне, а измерения должны производиться, по возможности, организациями, не зависимиыми от собственника контролируемого промышленного предприятия.

Существующие лазерные диагностические системы

Существующие лазерные диагностические системы с точки зрения достигаемого конечного результата измерения можно подразделить на детекторы и газоанализаторы. Лазерные детекторы показывают превышение сигнала, пропорционального концентрации метана в атмосфере, по сравнению с некоторым априорно заданным порогом. Лазерные газоанализаторы, в свою очередь, позволяют измерить локальные или средние по трассе зондирования концентрации метана в атмосфере и оценить расход газа в утечке. Лазерные детекторы весьма эффективны для решения задач производственного мониторинга, поскольку позволяют обнаруживать места негерметичности на производственном оборудовании и линейной части газопроводов.

Для решения задач экологического мониторинга наиболее подходящими являются лазерные газоанализаторы.

Существующие лазерные газоанализаторы с точки зрения используемого метода измерения можно подразделить на кюветные и трассовые. Кюветные лазерные газоанализаторы производят измерения концентрации газа в замкнутом объеме при известном давлении и температуре газа. Поэтому точность таких измерений весьма высока. Но скорость проведения обследования невелика. Результатами измерений с помощью кюветных газоанализаторов являются локальные концентрации исследуемого вещества $N(x,y,z)$, усредненные по малому физическому объему ΔV в точке (x,y,z) .

При трассовых измерениях зондирующее лазерное излучение, пройдя участок атмосферной трассы, отражается от топографической мишени и принимается фотоприемным устройством лазерного газоанализатора. Результатом измерения является средняя по трассе зондирования концентрация исследуемого вещества $\langle N \rangle = D_{\Sigma} / 2\sigma L$, где D_{Σ} – оптическая толщина атмосферной трассы на выбранной длине волны излучения, L – длина трассы, σ – сечение поглощения на длине волны зондирования. Поскольку измерения концентрации для трассовых газоанализаторов происходят в открытой турбулентной атмосфере, то их точность не превышает 10 %, а точность оценки объемов эмиссии – 20%. Трассовые лазерные газоанализаторы позволяют обеспечивать большую оперативность и мобильность проведения измерений, особенно, в случае их размещения на подвижном носителе (автомобильном или авиационном).

И наземные, и авиационные методы дистанционной диагностики обладают как преимуществами, так и недостатками. Наземное обследование с помощью установленного на автомобиле лазерного газоанализатора имеет ряд преимуществ по сравнению с авиационным вариантом, в первую очередь, из-за высокой эффективности диагностики проблемных участков с большим количеством предполагаемых утечек на относительно небольшой по протяженности длине трассы магистрального газопровода (МГ), а так же из-за возможности обнаружения малых объемов утечек газа ($\sim 0,5 \text{ м}^3/\text{ч}$), недоступных для вертолетного варианта.

Применение автомобильных газоанализаторов имеет ряд особенностей:

- наземное обследование газопроводов проводится без пропусков участков трассы (за исключением мест, не доступных для проезда автотранспорта);
- каждое подозрительное место всесторонне обследуется с остановкой автомобиля, что практически сводит к нулю вероятность ложной тревоги;
- место выхода метана на поверхность на местности определяется с высокой точностью ($\pm 1 \text{ м}$), так что не требуется дополнительных процедур и дополнительного оборудования для идентификации места утечки;
- в наземных условиях при остановке автомобиля возможно детальное дистанционное обследование оборудования компрессорных станций, крановых площадок с большим числом объектов подземных хранилищ газа (ПХГ) и газораспределительных станций (ГРС) с указанием мест утечек метана (при их наличии) и оценкой их мощности.

Наземное лазерное обследование газопроводов уступает вертолетному, прежде всего, в скорости обследования (до 100 км/час), независимости от времени года и состояния дорог или их отсутствия (посевы сельскохозяйственных культур, непроходимые овраги, болота и т.п.).

Вертолетные трассовые лазерные газоанализаторы более приспособлены для выявления утечек на возвышенных над землей источниках эмиссии (свечи, газоперекачивающие агрегаты (ГПА) и пр.), позволяют оперативно оценивать общие объемы эмиссии газа на больших площадных объектах.

Дистанционные лазерные газоанализаторы

В ООО «Спецгаздиагностика» разработаны и созданы лазерные газоанализаторы ТЛГ-01, адаптированные к размещению на автомобиле (ЗИЛ-131А) и вертолете типа МИ-8.

В качестве лазерного излучателя в лазерных комплексах ТЛГ-01 используется перестраиваемый по длинам волн излучения в диапазоне 2,7–3,5 мкм параметрический генератор света (ПГС). В рабочий диапазон длин волн излучений ПГС попадают более 20 классов веществ, среди них: метан, этан, пропан, бутан, пары пентана, гексана, метанола, этанола, аммиака, воды и т.д. Результатом измерений является средняя по трассе зондирования концентрация контролируемого газа.

Наносекундные импульсы мощностью более 100 кВт позволяют производить измерение концентрации газа в каждом лазерном импульсе, следующем с частотой 25 Гц. Пространственное сканирование лазерного луча позволяет избежать влияния изменения направления ветра на эффективность контроля при обследовании линейных объектов.

Синхронизированный по времени с импульсами лазерного газоанализатора телевизионный канал позволяет получить видеоизображение места утечки для дальнейшего поиска ее на местности. Совместный анализ пространственного распределения лазерных импульсов в облаке утечки с видеоизображением этого места позволяет уточнить местоположение выхода газа в атмосферу.

GPS-система в составе вертолетного комплекса ТЛГ-01В позволяет привязать выявленные места утечек к местности и нанести на карту маршруты облета газовых объектов.

Лазерный газоанализатор ТЛГ-01В позволяет оценить расход газа в обнаруживаемых источниках эмиссии легких углеводородов на объектах нефтегазовой отрасли с точностью около 20%.

Управление и калибровка лазерного комплекса ТЛГ-01В ведется с помощью компьютера в полуавтоматическом диалоговом режиме. Запись данных на жесткий диск компьютера происходит в автоматическом режиме. Измеренная концентрация контролируемого газа выводится на монитор для принятия оперативных решений.

Конструктивно ТЛГ-01В выполнен в виде двух блоков: приборной стойки с рабочим креслом оператора, размещаемых на месте двух правых передних пассажирских кресел вертолета, и оптико-механического блока, размещаемого над люком внешней подвески вертолета.

В таблице 7.4.1 приведены основные технические характеристики лазерного газоанализатора ТЛГ-01В.

Таблица 7.4.1

**Технические характеристики лазерного газоанализатора ТЛГ-01В
(вертолетный вариант)**

№ п/п	Характеристика	Значение
1	Длина трассы зондирования	60...150 м
2	Точность измерения длины трассы	± 0,5 м
3	Скорость проведения обследования	100 км/час
4	Эффективная скорость проведения обследования	60...75 км/час
5	Минимально измеряемые концентрации некоторых газов: метан, пропан, бутан (без сканирования) метан, пропан, бутан (в режиме сканирования)	3 ppm 4 ppm
6	Диапазон перестройки длины волны излучения	2,7...3,5 мкм
7	Точность определения места утечки	±10 м
8	Точность оперативной оценки расхода газа из утечки	20 %
9	Минимальные обнаруживаемые утечки метана (в зависимости от условий)	5...7 м ³ /ч
10	Полоса обзора в режиме сканирования	40 м
11	Масса приборной стойки	70 кг
12	Масса оптико-механического блока	40 кг
13	Масса рам и монтажных плит	60 кг
14	Масса соединительных жгутов	8 кг
15	Электропитание	+ 27В
16	Энергопотребление	менее 2 кВт

Сертификация лазерного газоанализатора

Метрологические и эксплуатационные характеристики лазерного газоанализатора ТЛГ-01 подтверждены:

- сертификатом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (в 2004 г. зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 27459-04);
- сертификатом соответствия Госстандарта России № 6194831 от 15.07.2004 г.;
- систематической ежегодной поверкой (Свидетельство о поверке Госстандарта России № 242/1494-09 от 27.03.2009 г.);
- лазерный излучатель ТЛГ-01 защищен патентом РФ № 2264012 от 25.05.2004 г.

Технические условия на установку ТЛГ-01В на борт вертолета утверждены в установленном порядке компетентными инстанциями, а Дополнение к руководству по летной эксплуатации (РЛЭ) вертолетов МИ-8Т, МИ-8МТВ и МИ-8АМТ утверждено Минтрансом РФ в 2007 г.

В 2006 году Департаментом по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» утверждена «Методика измерения концентрации метана в приземном слое атмосферы и поиска утечек метана на магистральных газопроводах с помощью наземного трассового лазерного газоанализатора ТЛГ-01А», а в 2008 году утверждено «Дополнение к Методике измерения концентрации метана в приземном слое атмосферы и поиска утечек метана на магистральных газопроводах с помощью вертолетного трассового лазерного газоанализатора ТЛГ-01В».

Вертолетный лазерный газоанализатор ТЛГ-01В в 2007–2009 годах прошел апробацию на объектах добычи газа, транспортировки газа и газового конденсата ОАО «Газпром».

Заключение

Вертолетный лазерный газоанализатор ТЛГ-01В может быть использован при проведении производственного экологического мониторинга газовых объектов ОАО «Газпром» для решения следующих задач:

- поиск локальных и площадных источников эмиссии на подземных и наземных объектах добычи, транспортировки, подземного хранения и переработки природного газа и легких углеводородов, входящих в состав газового конденсата и широкой фракции легких углеводородов, и оценка их мощности;
- проведение фоновых замеров концентрации легких углеводородов на подземных и наземных объектах добычи, транспортировки, подземного хранения и переработки газа ОАО «Газпром» на этапе проектирования, ввода в эксплуатацию и в процессе эксплуатации;
- участие в создании ГИС и проведении экологической экспертизы крупных месторождений и газотранспортных объединений.

А.И. Архипов, Т.В. Осканьян, Е.И. Левчик

7.5. Использование положения «красного края» в спектрах отражения растений как информативного признака при поисках залежей углеводородов

Введение

Поиск и разведка залежей углеводородов относятся к числу наиболее актуальных задач для обеспечения жизнедеятельности человечества. Одним из методов повышения эффективности нефтегазопроисследовательских работ является дистанционная фитоиндикация. Это направление разрабатывается в Научном центре аэрокосмических исследований Земли Института геологических наук НАН Украины уже более 15 лет. Направление базируется на анализе оптических характеристик растительности в районах, перспективных на нефть и газ. Наряду с другими методами дистанционной фитоиндикации позволяет оперативно получить сравнительно дешевую информацию о производительности нефтегазопроисследовательских объектов (Перерва и др., 2002; Багатоспектральні методи ..., 2006; Мовчан и др., 1993).

Для оценки состояния растений и их сообществ служат разнообразные вегетационные индексы, среди которых и такая характеристика, как позиция «красного края» (в дальнейшем REP от английского “the Red Edge Position”) – длина волны, на которой скорость изменения спектра отражения растительного покрова достигает максимума. Этот высокоточный индекс (Belanger et al, 1995; Шадчина, 2001; Ferns et al, 1984) используется в качестве индикатора вегетационного стресса, вызванного разнообразными факторами, среди которых загрязнение грунта токсикантами и повреждение растений вредителями и болезнями. Следствием такого стресса являются сдвиги REP. В связи с этим в настоящей работе авторы проанализировали возможность использования положения «красного края» в качестве информационного параметра для решения ряда нефтепоисковых задач.

Методика исследований

Зона REP отвечает резкому росту отражения от красного минимума, обусловленного поглощением хлорофиллом растений, к плато отражения, обусловленного интенсивным рассеиванием света внутренними компонентами листовой ткани. Под «красным краем» понимают координату (длину волны) максимума первой производной спектра отражения между 660 нм и 800 нм. Многочисленными исследованиями, которые проводились на уровне отдельных органов растений (листья), а также посевов, установлено, что положение «красного края» сдвигается в сторону более коротких длин волн – это так называемый «голубой сдвиг» – до 30 нм в зависимости от содержания хлорофилла по некоторым другим причинам, например, при накоплении хлорофилла и других пигментов в процессе развития растения, при разрушении пигмента во время старения, при индуцируемом стрессом хлорозе и др.

REP – это комплексный параметр, изменения которого свидетельствуют об изменениях как в окружающей, так и внутренней среде растительного организма. Вы-

явление возможности применения данного параметра в геолого-поисковых работах нефти и газа было целью данного исследования.

В лабораторных условиях были исследованы спектры отражения (СО) листьев растений в диапазоне 400–750 нм, полученные с помощью спектрофотометра СФ-18. В июле 1995 года изучали листья клена, березы, дуба, копытняка, орешника, которые произрастают в пределах и за пределами эталонных Восточно-Рогинцевского и Западно-Рыбальского месторождений углеводородов (для обоих объектов – одноименные маршруты № 4). Кроме того, на Восточно-Рогинцевском месторождении были изучены характеристики отражения листьев березы вдоль маршрута № 1 в начале сентября 2004 года. Методика отбора образцов приведены в работе (Мовчан и др., 1993), а методика расчетов REP – в работах (Шпортьюк и др., 1993; Horler et al, 1983; Деклараційний патент на винахід UA № 63073A).

Результаты исследований и их анализ

Результаты лабораторных исследований REP приведены в таблице 7.5.1 и на рис. 7.5.1. Анализ данных, приведенных в таблице 7.5.1, показывает, что растения различаются по средним значениям REP в пределах 2–5 нм. Минимальные значения данного параметра обнаружены у листьев орешника (710,68 нм), который растет на территории Восточно-Рогинцевского, максимальные – у клена на этом месторождении (715,57 нм) и копытняка на Западно-Рыбальской площади (715,21 нм).

Обнаружены также внутривидовые разногласия по REP у растений, которые растут в пределах разных месторождений углеводородов и площадей, но они не такие значительные. Так, для орешника на Западно-Рыбальском и Восточно-Рогинцевском месторождениях это составляет соответственно 712, 94 нм и 710,68 нм, для клена – 714,08 нм и 715,57 нм соответственно.

На необычные условия роста, связанные с наличием залежи углеводородов, которая содействует развитию аномальных геофизических, геохимических, биохимических и других полей (Перерва и др., 2002; Багатоспектральні методи ..., 2006), растения реагируют на уровне биохимических и физиологических процессов. Это объективно может быть зарегистрировано адекватными физическими методами. REP не является исключением из этого. Так, у орешника на Западно-Рыбальской площади обнаружен сдвиг положения «красного края» на 2,1 нм в длинноволновую сторону и рост в 1,4 раза вариабельности данного показателя. У копытняка зарегистрировано значительное (почти в 10 раз) повышение вариабельности растений по спектральным параметрам REP при практически неизменном среднем. Для клена на данном месторождении не обнаружено вообще никаких разногласий между растениями, которые растут в пределах месторождения и над фоновыми участками.

В условиях Восточно-Рогинцевского месторождения REP изменяется у березы (сдвиг в длинноволновую сторону на 3,1 нм) и у клена (сдвиг на 1,25 нм в длинноволновую сторону). При этом изменчивость отражательных характеристик растений березы над залежью по данному показателю растет в 2,8 раза, клена, напротив, – уменьшается в 3 раза, а для дуба – в 1,5 раза. Орешник практически не реагирует на наличие залежи.

На рис. 7.5.1 представлен пример изменения REP для листьев березы (в 2004 г., Восточно-Рогинцевское месторождение, маршрут № 1). Здесь точки 1–15 маршрута

Таблица 7.5.1

Результаты расчетов REP

Западно-Рыбальское месторождение, маршрут № 4, 1995 год				
	Клен	Орешник	Копытняк	
фон	714,14±2,53	711,53±0,94	715,22±0,28	
залежь	714,05±2,45	713,64±1,20	715,21±2,34	
Восточно-Рогинцевское месторождение, маршрут № 4, 1995 год				
	Клен	Орешник	Береза	Дуб
фон	715,12±2,38	710,93±2,78	711,67±1,67	714,24±2,05
залежь	716,36±0,85	710,27±2,70	714,76±4,64	714,2±1,48

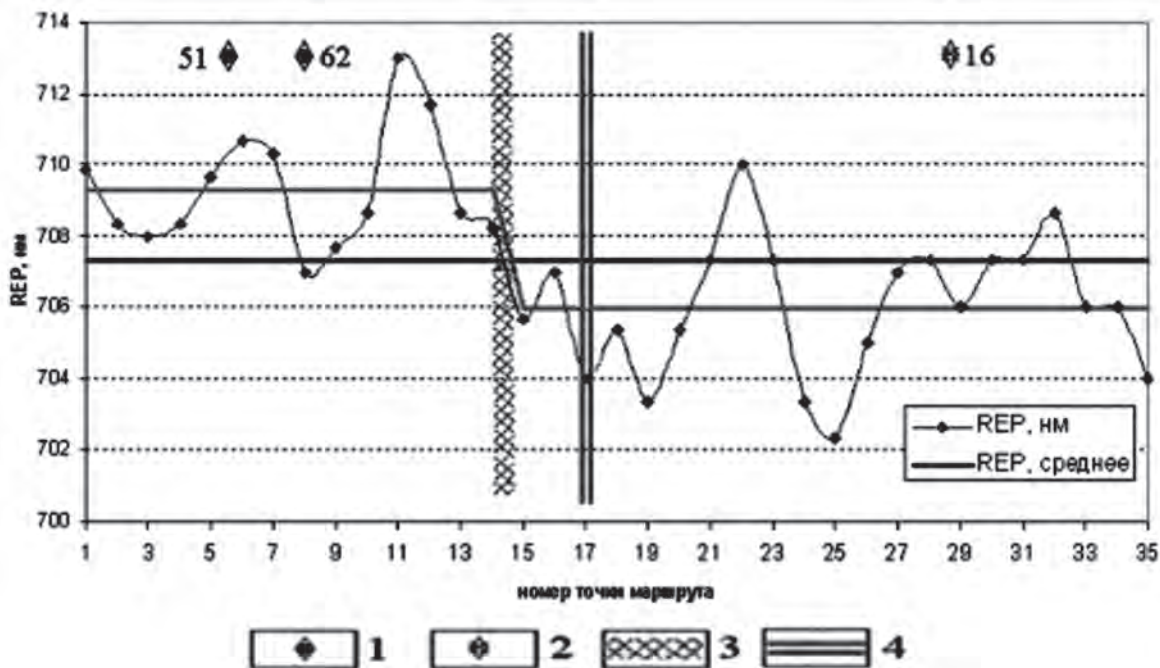


Рис. 7.5.1. Изменение REP в спектрах отражения листьев березы (Восточно-Рогинцевское нефтяное месторождение, эталонный маршрут №1, 2.09.2004 г.).

Скважины: 1 – продуктивные, 2 – непродуктивные;
Разломы: 3 – по геофизическим данным, 4 – по данным бурения

расположены в границах контура углеводов (подтверждено производительными скважинами № 51, 62), а точки 16–35 – на фоновом участке (подтверждено непродуктивной скважиной № 16). Имеет место сдвиг REP в длинноволновую сторону на 3,3 нм.

Изучение корреляционных связей между отдельными диапазонами спектров отражения (D3 – зеленый, D5 – красный, D8 – инфракрасный) вегетационными индексами P1–P9 (Обиралов, 1982), факторами F1–F3 (рассчитанными по программе Statistica) и REP позволило установить наличие между «красным краем» и некоторыми из отмеченных параметров высоких корреляционных связей у березы, дуба, орешника. Клен характеризовался низкими значениями корреляционных связей изученных параметров. У березы положение «красного края» негативно коррелирует с зеленой зоной, P5, F1 (-0,805...-0,804), положительно – с P1, P2, P4, P6, D8 (до 0,906 в случае P4). У дуба достоверная негативная корреляция обнаружена с зеленой зоной, P3, P5, P7, F1, позитивная – с P2, P6. У орешника негативная корреляция обнаружена с зеленой, красной зонами, F1, позитивная – с P1, P6, P8, P9. Для клена характерны низкие значения коэффициентов корреляции между изученными параметрами.

Заключение

В результате проведенных исследований установлено:

- над залежами углеводов в оптических характеристиках растений имеет место тенденция сдвига REP в длинноволновую сторону, что опосредствованно свидетельствует об отсутствии экологического стресса исследованных растений в условиях залежи углеводов;
- для разных видов растений значение REP разное, при этом изменчивость отражательных характеристик также неоднозначна;
- имеет место воспроизводимость результатов во времени (у березы сдвиг на 3,1 нм в июле 1995 года и на 3,3 нм в сентябре 2004 года).

Применение результатов изучения REP является перспективным для проведения наземных заверочных работ на участках, обнаруженных по данным дистанционных и других исследований, а также при использовании материалов гиперспектральной аэрокосмической съемки для решения нефтегазопроисловых задач.

Литература

1. Багатоспектральні методи дистанційного зондування Землі в задачах природокористування // За ред. Лялька В.І. та Попова М.О. К.: Наукова думка, 2006. 357 с.
2. Деклараційний патент на винахід UA №63073A. Мультиспектральний структурнопольовий спосіб прогнозування покладів нафти і газу / Перерва В.М., Тепляков М.О., Архіпов О.І. та ін. – опубліковано – 15.01.2004.
3. Мовчан Л.И., Каневский В.А., Семичаевский В.Д. и др. Фитоиндикация в дистанционных исследованиях. К.: Наукова думка. 1993. 305 с.
4. Обиралов А.И. Дешифрирование снимков для целей сельского хозяйства. М.: Недра. 1982. 145 с.

5. *Перерва В.М., Архипов А.И., Бусел Г.Ф., Левчик Е.И., Рыбак Е.А., Осканьян Т.В.* Состояние и пути совершенствования спутниковой технологии прогнозирования залежей нефти и газа // *Космічна наука і технологія*. 2002. Т. 8. № 2/3. С. 201–206.
6. *Шадчина Т.М.* Наукові основи дистанційного моніторингу стану посівів зернових. К.: НАН України, Інститут фізіології рослин та генетики, Укр. фітосоціологічний центр. 2001. 220 с.
7. *Шпортюк З.М., Лялько В.І., П'янило Я.Д., Сибірцева О.Н., П'янило Г.М.* Спектральні методи обробки та аналізу інформації в дистанційному зондуванні рослинності / *Препр. НАН України. ЦММ ІППММ ім. Я.С. Підстригача № 4*. 93. Л.: 1993. 53 с.
8. *Belanger M.J., Miller J.R., Boter M.G.* Comparative relationships between some red edge parameters and seasonal leaf chlorophyll concentrations // *Canadian Journal Remote Sensing*. 1995. 21. P. 16–21.
9. *Ferns D.C., Lara S.J., Barber J.* Application of high spectral resolution spectroradiometry to vegetation // *Photogramm. Eng. And Remote Sens.* 1984. 50, №12. P. 1725–1735.
10. *Horler D.N.H., Dockray M., Barber J., Barringer A.R.* Red edge measurements for remotely sensing plant chlorophyll content // *Adv. Space Res.* 1983. 3. P. 273–288.

Р. Д. Мухамедяров

7.6. Метод видеотепловизионной генерализации и его геолого-геофизическое значение

Суть метода

Многолетний опыт конструирования и использования радиометров-тепловизоров позволил разработать уникальный метод обработки тепловизионной информации космо- и аэросъемок в ИК-тепловом диапазоне, получивший название метод видеотепловизионной генерализации Мухамедярова (МВТГМ) (Мухамедяров, 2002 а, б).

Видеотепловизионная съемка входит в состав методов терморазведки, объединяющей физические методы исследования естественного теплового поля Земли. МВТГМ является геофизическим методом и по своей сути существенно отличается от традиционных аэрокосмических методов, очень широко применяющихся в геологоразведке в течение многих десятилетий. Суть технологии МВТГМ является прикладным следствием следующей леммы-гипотезы (Мухамедяров, Тимофеев, 1981; Мухамедяров, Харисов, 1994):

- тепловое излучение несет память о своем происхождении;
- в тепловой энергии, излучаемой любым объектом, заключена информация о глубинных процессах, происходящих внутри объекта.

Энергетическая система Земля-Космос неравновесна. У поверхности Земли доля солнечной энергии составляет 99,98%, глубинной – 0,02%. В традиционных моделях принимается, что ниже нейтрального слоя мощностью всего лишь в первые десятки метров температурный режим уже полностью определяется восходящим эндогенным потоком. Это, казалось бы, очевидное утверждение неверно в геологическом масштабе времени. Обмен энергией затрагивает гораздо более глубокие слои и определяется структурой геологической среды, ее динамикой и термическими свойствами горных пород.

Именно поэтому вычисленные путем послойной генерализации объемные модели поля теплового излучения в недрах получаются жестко согласованными с многозональным изображением поверхности Земли, они удовлетворяют представлениям о диссипативных структурах в неравновесных открытых энергетических системах и хорошо увязываются с моделями, полученными другими геофизическими и геологическими методами. К поверхности эндогенное тепло передается через горные породы посредством кондуктивной теплопроводности, конвекцией флюидами и излучением.

Существенная новизна МВТГМ состоит в следующем. Предшествующие карты теплового поля Земли получают контактными методами определения температур в скважинах с помощью датчиков, число которых ограничено. Поэтому распределение температур, получаемое этими методами, дискретное. МВТГМ позволяет получить континуальную картину распределения температур, и в этом его качественное отличие от контактных методов. Практически реализуется эффект непрерывного

зондирования и выявления аномалий плотности Земли по глубине по соответствующим аномалиям температурного поля, полученного с использованием весовой функции, на основе трехмерной пирамиды вклада теплового излучения элементов земной коры в результирующее излучение элемента поверхности. При этом имеет место фундаментальное соотношение:

$$\delta' \Delta T_p = const,$$

где δ – элемент пространственного разрешения;

ΔT_p – эквивалент шумовой радиационной температуры, характеризующий основные функциональные параметры аэрокосмической аппаратуры видеотепловизионной съемки;

$$l = 2,5 - 2,72.$$

Фактически производится размен пространственного и спектрального разрешения на температурную чувствительность, а степень генерализации МВТГМ определяется рядом целочисленных величин 1, 2, 3, 4, 5 и т.д., причем первый слой является исходным тепловым аэрокосмическим цифровым изображением.

В частном случае вид пространственной генерализации выглядит следующим образом:

$$\varphi(\sigma_{x,y}) = \left[\frac{\sum_{i=1}^{N_x} \sum_{j=1}^{N_y} (k_{ij} \cdot E_{ij})^\alpha}{\sum_{i=1}^{N_x} \sum_{j=1}^{N_y} (k_{ij} \cdot E_{ij})^\beta} \right]^{\frac{1}{\alpha-\beta}}, \quad (1)$$

при $\alpha=0, \beta=\alpha-1$

$$\varphi(\sigma_{x,y}) = \frac{N_x N_y}{\sum_{j=1}^{N_y} \sum_{i=1}^{N_x} (k_{ij} \cdot E_{ij})^{-1}} \text{ — среднее гармоническое,} \quad (2)$$

а при $\alpha=1, \beta=\alpha-1$

$$\varphi(\sigma_{x,y}) = \frac{\sum_{j=1}^{N_y} \sum_{i=1}^{N_x} (k_{ij} \cdot E_{ij})}{N_x N_y} \text{ — среднее арифметическое,} \quad (3)$$

Сигнал на i -м приемнике тепловизора-радиометра определяется выражением:

$$E_{ij} = A \cdot S_{\lambda_i}^{\max} \cdot \int_{\lambda_{\eta}}^{\lambda_{\zeta}} \epsilon_{\lambda_T} \cdot c_1 \cdot \lambda^{-5} \cdot (\exp(c_2 / (\lambda \cdot T)) - 1)^{-1} \cdot \alpha_{\lambda_i} d\lambda, \quad (4)$$

где A – коэффициент, характеризующий оптическую систему;

$S_{\lambda_i}^{\max}$ – максимальная спектральная чувствительность i -го приемника;

a_{λ} – относительная характеристика приемника;

b_{λ_T} – спектральное распределение плотности энергии излучения:

$$b_{\lambda_T} = \epsilon_{\lambda_T} \cdot c_1 \cdot \lambda^{-5} \cdot (\exp(c_2 / (\lambda \cdot T)) - 1)^{-1};$$

ϵ_{λ_T} – излучательная способность объекта;

$c_1 = 3,7413 \cdot 10^{-12}$ Вт·см²; $c_2 = 1,4388$ см·град;
 λ – длина волны излучения, мкм;
 T – температура.

Для определенных классов геолого-геофизической среды (Христафорова, 2002) и инженерных сооружений (Мухамедяров, 1997, 2000, 2002 а, б, 2006, 2007, 2008 а, б) α и β могут быть дробными. Они позволяют выбрать величину глубины проникновения h_i при каждой ступени генерализации N как по пространственному, так и спектральному разрешению (Мухамедяров, Харисов, 1994; Туманов и др., 2008), а также вид генерализации, например, среднее гармоническое при $\beta = \alpha - 1$, $\alpha = 0$ для суммирования различных слоев по теплопроводности.

Предлагаемый способ позволяет вести поиск аномалий температурного поля Земли на глубине, то есть определять области аномалий массо-энергетического обмена в различных геолого-геофизических слоях Земли. Это достигается тем, что аэрокосмические цифровые тепловизионные изображения обрабатываются по предложенному способу, в частности, на основе модели трехмерной пирамиды вклада теплового излучения элементов земной коры в результирующее излучение в области окружающего элемента поверхности $\delta_{x,y}$.

Для оценки глубины проникновения h_N на уровне слоя N используется следующее соотношение:

$$h_N = \frac{H^2}{h_T + H} \left(\frac{N\delta}{2} + \frac{N^2\delta^2}{4} \right), \quad (5)$$

где N – номер горизонтального слоя;

h_T – предполагаемое расстояние от объекта исследования до земной поверхности;

H – расстояние от датчика съемочной аппаратуры до земной поверхности;

δ – угловое пространственное разрешение съемочной аппаратуры, рад.

Нулевым слоем является панхроматическое изображение – изображение, полученное за счет отражательных характеристик объектов в видимом диапазоне электромагнитных волн, а первым слоем генерализации является тепловое изображение объектов земной поверхности, полученное при съемке в окне прозрачности атмосферы 7,5–13,5 мкм оптического диапазона волн, или, соответственно, из выражений (1) и (5) при $N = 1$.

Кондуктивная теплопроводность определяется в минералах, обладающих электронной проводимостью (золото, железная руда, полиметаллы и др.), посредством диффузии свободных электронов, а в минералах, не обладающих электронной проводимостью, – колебаниями атомов кристаллической решетки.

Конвективная теплопроводность определяется в переносе тепловой энергии упругими колебаниями. Колебания передаются смежным молекулам, и энергия теплового движения передается от одного слоя к другому постепенно, что характеризует малую величину коэффициента теплопроводности флюидов.

Тепловое излучение, пройдя внутренние части нашей планеты, запоминает информацию о блоково-разломной структуре горных пород. Посредством технологии МВТГМ можно будет расшифровать положение блоков через кондуктивно-контактную теплопроводность, а расположение зон разломов – зон проницаемости – через конвективно-молекулярную теплопроводность.

Теплопроводность возрастает с увеличением плотности горных пород и зависит от степени газо-, водо- и нефтенасыщения, и эту структуру изменения с глубиной проникновения h_N можно отследить и показать.

Уровни геотермического зондирования

В связи с тем, что видеотепловизоры, создаваемые в нашей стране и за рубежом, имеют различные пространственные, спектральные и радиометрические разрешения и устанавливаются на различные носители (спутники, самолеты, дирижабли), то при последовательном увеличении высот носителей происходит естественная генерализация.

Объединение свойств естественной генерализации и МВТГМ позволяет расширить сферу предлагаемых услуг на два порядка и охватить весь спектр геологоразведочных и геотехногенных задач во всех материках и регионах земного шара (таблица 7.6.1).

Выявляемые нефтегазопроисследовательские факторы

Алгоритмы МВТГМ нацелены на выявление и картографирование следующих новых нефтегазопроисследовательских факторов:

- генерализация ИК-теплого поля — на селективное отображение блоково-морфоструктурного строения (геодинамических блоков и граничных разрывов) по структурным этажам;
- эквипотенциальная термометрия — на выявление внутренних термодинамических неоднородностей блоковых морфоструктур;
- линеаризация (синтезирование трех-пяти ИК-зон, улучшение пространственного разрешения и последующая эквипотенциальная термометрия) — на выделение зон сжатия, растяжения, разупрочнения и разуплотнения горных пород с лучшими коллекторскими свойствами, в состав которых входят и зоны флюидоперетоков и флюидонакопления структурного и неструктурного типов (Мухамедяров, Харисов, 1994).

Опытными работами Института аэрокосмического приборостроения с применением методов МВТГМ доказано, что дальний ИК-диапазон (7,5–13,5 мкм) позволяет зондировать глубинную структуру термодинамического поля; в результате практически реализуется геофизический эффект дистанционного зондирования.

Конечными результатами обработки ИК-тепловых видеосцен являются:

- новые информационные показатели: прогнозные оценки, новые закономерности;
- геотермические аномалии: относительно «холодные» и «теплые» — оконтуренные как в плане, так и в разрезе;
- геодинамические аномалии: зоны сжатия и растяжения, влияющие на фильтрационные параметры — оконтуренные как в плане, так и в разрезе;
- аномалии водонасыщенности горных массивов;

Таблица 7.6.1

Уровни геотермического зондирования аэрокосмических видеотепловизионных съемок

Уровень генерализации	Пространственное разрешение	Глубина проникновения (км) и масштаб по глубине	Масштаб по горизонтам
1. Космический			
1.1. Глобальный	800–6400 м	9–710 М 1:100 000 М 1:500 000	М 1:50 0000 М 1:2 000 000
1.2. Континентальный	90–1000 км	9–110 М 1:50 000 М 1:250 000	М 1:100 000 М 1:1 000 000
1.3. Региональный	15–90 м	1–9 М 1:20 000 М 1:100 000	М 1:50 000 М 1:200 000
1.4. Локальный	15–60 м	0,4–6 М 1:10 000 М 1:50 000	М 1:20 000 М 1:100 000
1.5. Сверхлокальный	2–60 м	0,4–3 М 1:5 000 М 1:40 000	М 1:8 000 М 1:60 000
2. Авиационный (дирижабли, самолеты, вертолеты)			
2.1. Обзорный	2–20 м	0,2–2 М 1:1 000 М 1:10 000	М 1:4 000 М 1:40 000
2.2. Детальный	0,2–2 м	0,02–0,2 М 1:100 М 1:1 000	М 1:400 М 1:400
2.3. Сверхдетальный	0,02–0,5 м	0,002–0,1 М 1:10 М 1:50	М 1:20 М 1:100

- флюидопроницаемые зоны, флюидизированные разломы, «трубы», зоны водообмена, места нагрузки подземных вод, зоны дезинтеграции пород и малоамплитудных разрывов;
- направленность конвективных теплотоков — нисходящая, восходящая;
- структуры не только открытые, но и глубинные, — это в основном блоковые и линейные морфоструктуры, картирование микроамплитудных блоково-разрывных структур, новейших деформаций большого радиуса кривизны, местных деформаций, разрывов, флексур, определяющих условия миграции и аккумуляции флюидов в продуктивных осадочных комплексах; детализация

морфологии поднятий по перспективным горизонтам осадочного чехла; неотектоническая активность структур;

- гидродинамические связи блоков;
- горные массивы, различающиеся по теплопроводности, теплоемкости и тепловой инерции;
- изменчивость фильтрационно-коллекторских свойств горизонтов;
- нефтегазоперспективные термодинамические ситуации на поисковых площадях; составление многоуровневых срезов термодинамического поля плитного комплекса в помощь построению трехмерных геомиграционных моделей флюидных бассейнов и месторождений (флюидогеодинамическая 3D модель); проектирование сейсморазведки, опорно-параметрического и поискового бурения на базе предварительных флюидогеодинамических моделей; обоснование заложения скважин на месторождениях;
- инженерно-геологические неоднородности;
- тепловой режим нефтепромыслового и промышленного оборудования; обнаружение утечек в нефте- и газопроводах, теплотрассах, водоводах; контроль за недоиспользованием.

Примеры результатов применения метода МВТГМ

На рис. 7.6.1 представлено исходное тепловое космическое изображение в районе г. Пермь и его окрестностей, Камской гидростанции, реки Кама с притоками р. Чусовая и р. Сытва, полученное с помощью аппаратуры ЕТМ+ спутника Landsat-7 (США).

На рис. 7.6.2 представлено то же тепловое изображение, обработанное по технологии МВТГМ: алгоритм *GS*, что соответствует слою $N = 53$ и глубине проникновения $h = 1,6$ км. Обнаруженная разломная зона – зона проницаемости – повторяет русло р. Камы, но находится восточнее и южнее (на расстоянии 12–16 км) от русла и далее на расстоянии 22–26 км южнее р. Камы образует новую зону проницаемости – зону подземной «реки». Эта зона имеет множество ответвлений, в частности, в районе Пермского нефтеперерабатывающего завода, где на расстоянии 2 км семь подземных потоков на глубинах от 11 до 14 метров вытекают с территории завода в реку Пыж (Мухамедяров, Харисов, 1994). Три из них загрязнены нефтепродуктами.

Знание точного расположения подземных потоков в районах больших городских конгломераций дает две возможности:

- не строить крупные промышленные объекты в зоне расположения подземной реки или в зоне разгрузки;
- получить качественно хорошую «живую» воду, близкую родниковой, если строить артезианские колодцы в зоне разгрузки этих подземных рек.

На рис. 7.6.3 представлено видеотепловизионное изображение центральной части г. Перми на глубине 50 м, обработанное по технологии МВТГМ (алгоритм *GS*), с наложенным на него панхроматическим снимком, полученным со спутника QuickBird (нулевой слой), что позволяет сразу увидеть разломные зоны – темные жирные линии, которые проходят через административные и жилые дома, через шоссе и железные дороги, через всю инженерную инфраструктуру города.

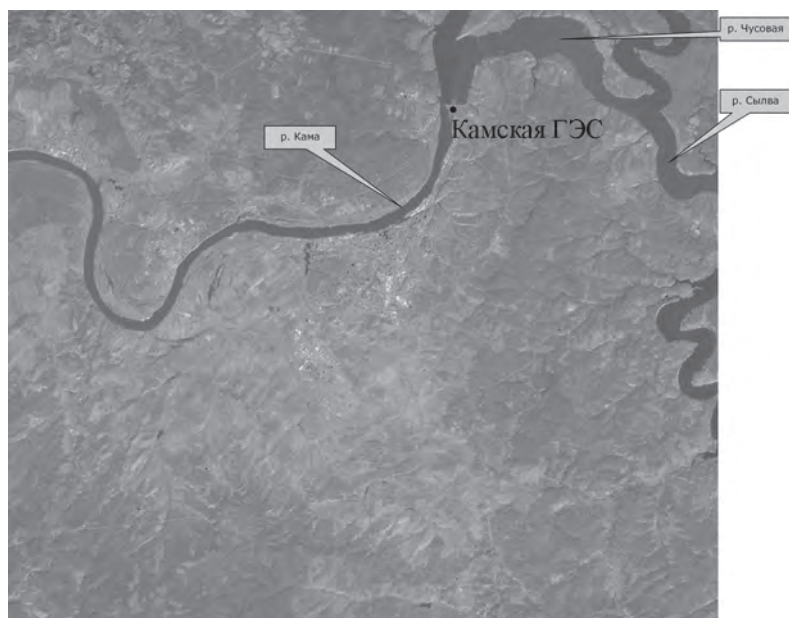


Рис. 7.6.1. Исходное тепловое космическое изображение в районе г. Пермь

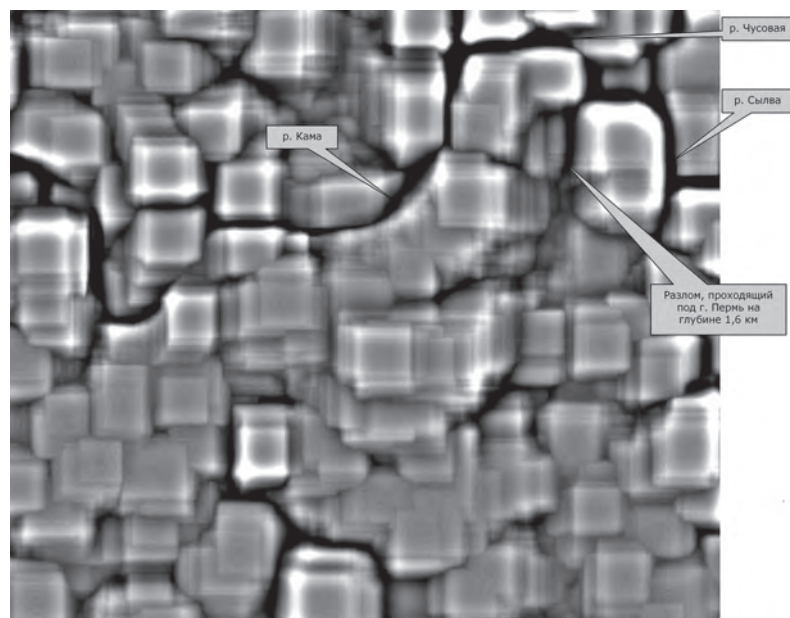


Рис. 7.6.2. Видеотепловизионное изображение г. Пермь, обработанное по технологиям МВТГМ. Эффективная глубина проникновения – 1,6 км

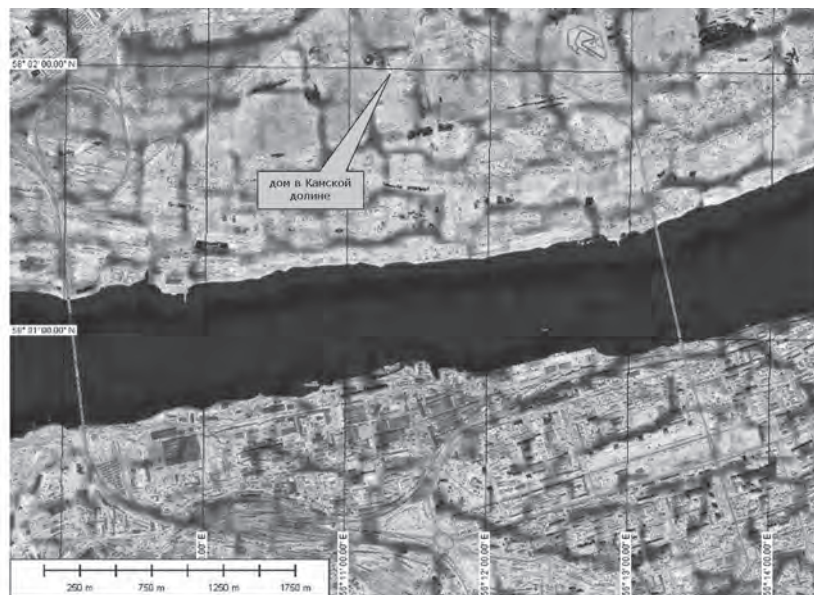


Рис. 7.6.3. Видеотепловизионное изображение центральной части г. Пермь, обработанное методом МВТГМ. Эффективная глубина проникновения – 50 м

Выделение перспективных на углеводородное сырье зон и участков на локальном и региональном уровнях продемонстрировано нами в публикациях 2007–2008 гг. (Туманов, Мухамедяров, 2007, 2008; Мухамедяров, 2008 б).

На рис. 7.6.4, 7.6.5 (см. цветную вклейку) и 7.6.6 представлены модели регионального теплового поля Земли (рис. 7.7.4), дифференциальной характеристики с ее первой производной (рис. 7.6.5) и модели 2,5D блоково-разрывных структур (рис. 7.6.6) в теневом отображении вдоль профиля, протяженностью 113 км с юга на север.

Блоково-разделяющий прогиб двух вершин отображается в тепловом поле вполне отчетливо и однозначно, его борта сформированы разрывными нарушениями, а прослеживаемость отражающих площадок выявляется отчетливо.

Поднятие выделяется с 73 км и отображается на геотермическом профиле в виде обширной плосковершинной структуры (рис. 7.6.4в). Находящийся здесь разлом имеет северное направление погружения от осадочного чехла до глубины 20 км (рис. 7.6.5в).

В осадочном чехле наиболее интересный геологический результат состоит в выделении мощных низкотемпературных аномалий и их градиентных зон. Эти отложения перспективны с точки зрения нефтегазопоисковых работ, так как залегают относительно не глубоко. Локализация углеводородов наиболее вероятно связана со структурным типом ловушек. Геотермические седловины и низкотемпературные карнизы являются перспективными объектами поисковых геофизических работ.

Как пример выделения участков с благоприятными для накопления углеводородов условиями на рис. 7.6.7 (см. цветную вклейку) приводится вертикальный разрез второй производной поля теплового излучения через Куюмбинское месторождение нефти в Восточной Сибири. Залежи в пересечениях скважинами 212 и 211 дали суточный дебит нефти от 100 до 300 м³/сут.

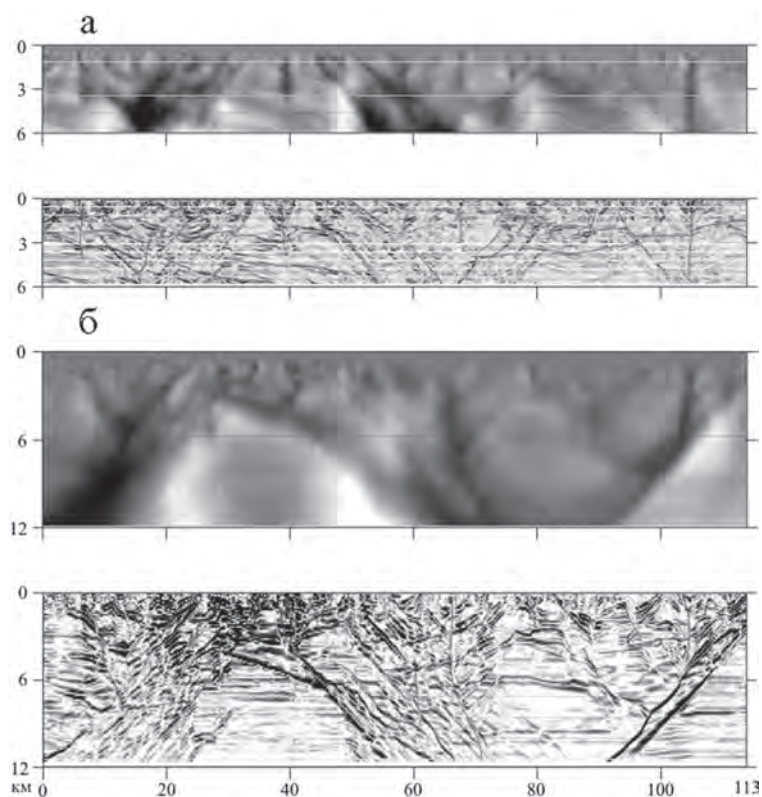


Рис. 7.6.6. Модели 2,5D блоково-разрывных структур в теневом отображении вдоль профиля 2 по данным спутников:
 а –Landsat-7, б – Landsat-5
 ——— — геометрические границы

Заключение

Не заменяя традиционные геофизические методы и контактную геотермию, видеотепловизионная генерализация показывает геологическую среду в новом ракурсе и выявляет некоторые ранее неизвестные ее особенности. По соотношению цены и пригодных для геологического осмысления данных метод не имеет себе равных.

На стадии региональных тектонических и минерагенических исследований он должен предварять или сопровождать геофизические исследования по геотраверсам и входить в комплекс интерпретационных работ при переосмыслении старых геолого-геофизических данных.

На стадии средне- и крупномасштабных работ он должен предварять дорогостоящие полевые работы. Объектами изучения и поисков могут быть углеводородное сырье, пресные и минеральные воды, инфильтрационные месторождения урана, структуры, контролирующие месторождения алмазов, каменных солей, руд и других полезных ископаемых, места для создания поземных хранилищ газа в Российской Федерации, странах СНГ и дальнем зарубежье.

На стадии локальных инженерно-геологических исследований метод необходим как одна из составляющих научной основы для планирования и мониторинга мероприятий по использованию геологической среды для производственных нужд.

Литература

1. *Мухамедяров Р.Д.* «Око Земли» – аэрокосмическая система мониторинга. Аэрокосмический курьер. 2006. № 3 (45). С. 44–45. 2007. № 2 (50). С. 74–75.
2. *Мухамедяров Р.Д.* Аэрокосмический мониторинг состояния нефтегазопроводов и экологии окружающей среды. Волга-бизнес, спец. выпуск, Самара. 1997. С.17–23.
3. *Мухамедяров Р.Д.* Аэрокосмический мониторинг, методология и инструментальное обеспечение // Наука и техника в газовой промышленности. 2000. № 2. С. 89–93.
4. *Мухамедяров Р.Д.* Метод видеотепловизионной генерализации аэрокосмических съемок для решения фундаментальной геофизической задачи построения геоструктуры Земли в глубины от десятков метров до 120 км. Перспективные направления и механизмы региональной интеграции стран ЕврАзЭС // Сборник докладов. Москва 15–16 мая 2008 а. С. 27–33.
5. *Мухамедяров Р.Д.* Метод видеотепловизионной генерализации аэрокосмических съемок для решения геотехногенных задач. Сборник докладов V Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы урановой промышленности», Алматы, 18-20 сентября 2008 б. С. 319–334.
6. *Мухамедяров Р.Д.* Метод видеотепловизионной генерализации и его аэрокосмическое аппаратурное оснащение // Интервал. № 9 (44). Самара. 2002а. С. 59–62.
7. *Мухамедяров Р.Д.* Практические возможности видеотепловизионной генерализации и ее аэрокосмическое аппаратурное оснащение. Российский форум «Авиакосмические технологии и оборудование» // Сборник докладов. Казань. 2002 б. С. 165–170.
8. *Мухамедяров Р.Д., Тимофеев В.Н.* О поляризационных характеристиках собственного излучения морской поверхности // Изв. АН СССР. Сер. Физика атмосферы и океана. 1981. Т. 17. № 11. С. 1178–1183.
9. *Мухамедяров Р.Д., Харисов Р.И.* Способ измерения температуры // Патент РФ № 2086935 от 10.01.1994 г.
10. *Туманов В.Р., Мухамедяров Р.Д.* Метод видеотепловизионной генерализации – одно из перспективных направлений исследований геологии углеводородов // Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов. Казань: изд-во «Фэн». 2007. С. 580–585.
11. *Туманов В.Р., Мухамедяров Р.Д., Дабаев А.И.* Поиски месторождений урана типа несогласия методом видеотепловизионной генерализации. Сборник докладов V Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы урановой промышленности». Алматы. 18–20 сентября 2008. С. 315–318.
12. *Туманов В.Р., Мухамедяров Р.Р.* Метод видеотепловизионной генерализации в геологоразведке // Тепловое поле Земли и методы его изучения. М.: РИО РГГРУ. 2008. С. 250–256.
13. *Христафорова Н.Н.* Зависимость между тепловыми и упругими свойствами горных пород // Георесурсы. 2002. № 4 (12). С. 9–10.

В.Г. Аковецкий

7.7. Аэрокосмические технологии и технические средства в системе инженерных изысканий трасс магистральных трубопроводов

Введение

Развитие аэрокосмических систем дистанционного зондирования существенно расширило круг задач, решаемых в ходе проведения инженерных изысканий для проектирования, строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов (Бондур, 2010, 2012). Магистральные трубопроводы (МТ) предназначены для транспортировки на большие расстояния газа, сырой нефти и нефтепродуктов от мест добычи до мест переработки и потребления. Они прокладываются подземно, по поверхности земли в насыпи или на опорах. Магистральные трубопроводы состоят из газопроводов, нефтепроводов и продуктопроводов.

Инженерные изыскания для строительства МТ являются видом строительной деятельности, обеспечивающей комплексное изучение природных и техногенных условий территории объектов строительства, составление прогнозов взаимодействия этих объектов с окружающей средой, обоснование их инженерной защиты и безопасных условий жизни населения. Ключевое место при их проведении занимают технологии получения первичной измерительной информации о характеристиках земной поверхности. Именно на эти работы приходятся самые трудоемкие и затратные статьи расходов. Снижение объема полевых работ возможно за счет увеличения доли на основе комплексного использования наземных и аэрокосмических комплексов дистанционного зондирования. К сожалению, последние достижения технологий дистанционного зондирования, а также средств моделирования и отображения земной поверхности на основе аэрокосмических изображений при проведении инженерных изысканий не нашли должного отражения в существующих публикациях и нормативных документах (СНиП 11-02-96, 1996; СНиП 2.05.06-85*, 1986).

Целью данного раздела и является рассмотрение технологии проведения инженерных изысканий трасс магистральных трубопроводов, основанной на использовании широкого спектра современных средств аэрокосмических систем дистанционного зондирования.

Рекомендуемая технологическая схема инженерных изысканий

Рекомендуемая технологическая схема предполагает объединение однотипных работ в рамках единых технологических процессов при разработке предпроектной, проектной и эксплуатационной документации (см. рис. 7.7.1). Она включает перечень технологических процессов, обеспечивающих (Аковецкий, Слепцов, 2008):

- сбор и хранение архивной и текущей информации в единой Геоинформационной базе данных в унифицированном цифровом виде в единых форматах;
- сбор и хранение информации о технологических объектах проектируемого трубопровода в технологической Базе знаний проекта;



Рис. 7.7.1. Рекомендуемая технологическая схема инженерных изысканий

- получение измерительной информации о характеристиках земной поверхности посредством воздушных и космических носителей;
- создание метрической основы в виде цифровых фотопланов и ортофотопланов, трехмерных моделей трассы трубопровода;
- дешифрирование аэрокосмических изображений;
- создание комплекса предварительных цифровых тематических топографических, геологических, гидрометеорологических, экологических и геотектонических карт;
- разработку проекта полевых работ на локальных участках земной поверхности;
- проведение инженерных изысканий;
- камеральную обработку и создание результирующих картографических продуктов в цифровом виде и в виде их жестких копий, отражающих текущее положение исследуемой территории;
- разработку предпроектной, проектной и эксплуатационной документации.

Реализация предложенного подхода позволяет устранить дублирование при создании однотипных продуктов в разных видах инженерных изысканий, повысить эффективность проведения камеральных работ за счет возможности доступа к единой Геоинформационной базе данных, содержащей унифицированную информацию в виде цифровых продуктов (цифровые карты и планы, цифровые ортофотокарты и ортофотопланы, трехмерные модели объектов земной поверхности).

Основу предложенной технологии составляет переход от аналоговых к цифровым методам сбора и обработки исходной информации. Именно использование цифровых технологий обеспечивает реализацию автоматических и автоматизированных режимов операций.

Основные фазы и технологии работ при реализации инвестиционных проектов

В общем случае, комплекс работ, выполняемый в течение реализации инвестиционного проекта, проходит прединвестиционную, инвестиционную и эксплуатационную фазы.

Фаза прединвестиционных работ включает: изучение прогнозов и направлений развития региона, предприятия; формирование инвестиционного замысла; подготовку ходатайства о намерениях; согласование инвестиционного замысла; составление и регистрацию оферт; разработку обоснования инвестиций; выбор места расположения объекта; экологическое обоснование; разработку предварительного плана проекта.

Инвестиционная фаза включает: разработку плана проектно-изыскательских работ; разработку ТЭО строительства; разработку проекта; разработку рабочей документации; отвод земли под строительство; получение разрешения на строительство, проведение строительно-монтажных и пуско-наладочных работ.

Фаза реализации проекта включает контроль и мониторинг состояния объекта, ремонт и техническое обслуживание оборудования. Следует отметить, что именно стадия реализации инвестиционного проекта определяет требования к уровню детализации используемой информации и полноте охвата исследуемой территории.

На стадии прединвестиционных (предпроектных) работ основное внимание уделяется созданию геоинформационного обеспечения на основе использования архивных карт, атласов и аэрокосмических изображений. На этой стадии выполняется предварительный выбор вариантов трассы, а также камеральное трассирование и профилирование (см. рис. 7.7.2 на цветной вклейке). Для выбора направления трассы используются существующие топографические карты, фотосхемы и фотокарты масштабов 1:500 000 или 1:100 000. Полученные бумажные карты и аналоговые фотоснимки, а также текстовые данные цифруют и в виде файлов растровых цифровых карт местности (РЦКМ) или цифровых фотоизображений (ЦФИ) вводят в ГБД. Туда же поступают цифровые снимки и файлы текстовых данных об интересующих объектах. Файлы РЦКМ и ЦФИ в дальнейшем используются как для создания цифровых векторных и растровых геоинформационных продуктов, так и для решения задач выбора трассы или камерального трассирования. Для этих целей могут также быть использованы цифровые стереоскопические модели местности.

В качестве исходных материалов на стадии предпроектных работ целесообразно использовать материалы космических съемок с разрешением 5–30 м, обеспечиваемых комплексами Landsat-7, TERRA (США), SPOT-5 (Франция), Монитор-Э (Россия), RapidEye (Германия) и аналогичными им.

По картам и фотокартам масштаба не менее 1:100 000 прорабатываются возможные варианты трассы. По конкурирующим вариантам трассы, которые подлежат

дальнейшему обследованию, или по отдельным участкам проводится аэросъемка или космическая съемка узкой полосы трассы.

В ходе обследования намечают возможные (вероятные) варианты трассы и в результате определяют:

- протяженность каждого из вариантов;
- обеспеченность намеченных вариантов путями сообщения;
- количество пересекаемых крупных рек;
- длину прямой линии;
- основные ориентиры (населенные пункты, развилки дорог, геодезические знаки и объекты, по которым на картах более крупного масштаба прокладывают варианты трассы).

Для проведения камерального трассирования трубопровода целесообразно использовать цифровые архивные карты и фотокарты масштабов 1:50 000–1:10 000, последовательно переходя к картам более крупных масштабов. После нанесения на карту основных пунктов, через которые должен проходить трубопровод, проводится ознакомление с районом, наличием транспортных сетей, залесенностью, гидрографической сетью.

Технологическая схема, обеспечивающая создание геоинформационного обеспечения на стадии предпроектных работ, представлена на рис. 7.7.3. В основе данной схемы лежит создание векторных карт и 3D-моделей на территорию трассы магистрального трубопровода. Эти материалы выступают исходными данными для создания топографических и тематических геологических, гидрометеорологических, экологических карт, а также карт опасных геологических процессов и явлений.

На стадии проекта камеральное трассирование вариантов линейных сооружений разрешается вести, наряду с использованием топографических карт, по фотокартам в масштабах 1:25 000 или ортофотопланам в масштабе 1:10 000. На основу переносят начальную и конечную точки трубопровода, а также промежуточные пункты, через которые он должен проходить.

В ходе полевого трассирования и профилирования осуществляется привязка материалов съемки всей трассы. Для привязки трассы разбивают теодолитно-нивелирный магистральный ход. От магистрального хода в обе стороны на всю ширину маршрута съемки через определенные интервалы разбивают поперечные теодолитно-нивелирные ходы с привязкой их к магистральному ходу.

Для решения задач профилирования и создания ЦМР, по согласованию с заказчиком, может быть выполнено лазерное сканирование вдоль трассы трубопровода.

В ходе проведения инженерных изысканий для целей проектирования выполняются топографические съемки в масштабах 1:10 000, 1:5 000, 1:2 000, 1:1 000, 1:500, 1:200 (таблица 7.7.1).

На этапе строительства и эксплуатации геоинформационное обеспечение дополняется материалами наблюдений, выполняемых в ходе проведения локального мониторинга компонентов окружающей среды. Эти наблюдения обеспечивают получение комплексной информации о текущем состоянии природных и технологических объектов, находящихся в зоне ответственности эксплуатируемого сооружения.

Таблица 7.7.1

**Масштабы топографических съемок, выполняемых при инженерных изысканиях
для строительства зданий и сооружений**

Характеристика участка съемки, наименование сооружений	Масштаб съемки
Незастроенная и малозастроенная территория с небольшим количеством подземных и надземных сооружений	1:5 000; 1:2 000; 1:1 000
Трасса линейных сооружений на незастроенной территории	1:5 000; 1:2 000; 1:1 000
Трасса линейных сооружений на застроенной территории городов, поселков, промышленных и агропромышленных предприятий; железнодорожные станции; пересечение и сближение трасс с транспортными и другими коммуникациями и сооружениями	1:1 000; 1:500
Переходы через водные преграды	1:5 000–1:500
Прибрежная территория русел рек, водотоков и водоемов	1:10 000–1:500
Русла рек при подробных и облегченных русловых съемках	1:10 000–1:2 000
Шельфовая зона морей, морские проливы и бухты	1:50 000–1:2 000

**Аэрокосмические средства для инженерных изысканий
трасс трубопроводов**

В настоящее время наряду с традиционными фотосъемочными комплексами широкое распространение получили цифровые аэро- и космические комплексы, которые по своим геометрическим и фотометрическим (радиометрическим) характеристикам близки к параметрам традиционных аэрофотоаппаратов (АФА). В связи с этим, при решении многих задач практически стирается грань между материалами аэросъемки и космической съемки, а на первый план выступают стоимость и сроки выполнения работ. При этом важную роль также играет площадь снимаемой территории и требования к оперативности получения изображений, что зависит от используемого носителя и типа съемочной аппаратуры. На рис. 7.7.4 приведена структурная схема получения аэрокосмических изображений.

Образцы воздушных и космических носителей, которые обеспечивают решение задач на стадии проектирования трубопроводных систем, представлены на рис. 7.7.5. Из всего множества носителей съемочной аппаратуры в качестве новых следует выделить появившиеся в последние пять лет промышленные образцы беспилотных летательных аппаратов.

Беспилотный авиационный комплекс (БАК) или дистанционно пилотируемый летательный аппарат (ДПЛА) состоит из беспилотного летательного аппарата (БПЛА) и наземного пункта управления. БПЛА — это автоматизированный интерактивный беспилотный летательный аппарат, способный выполнять полет по заданному маршруту и поддерживать свою ориентацию в пространстве без вмешательства человека, но в то же время готовый реагировать на управляющие воздействия человека-оператора.

БПЛА, как правило, выполняет полет по заложенной в бортовой комплекс управления программе с получением и/или передачей целевой информации по радиоканалу

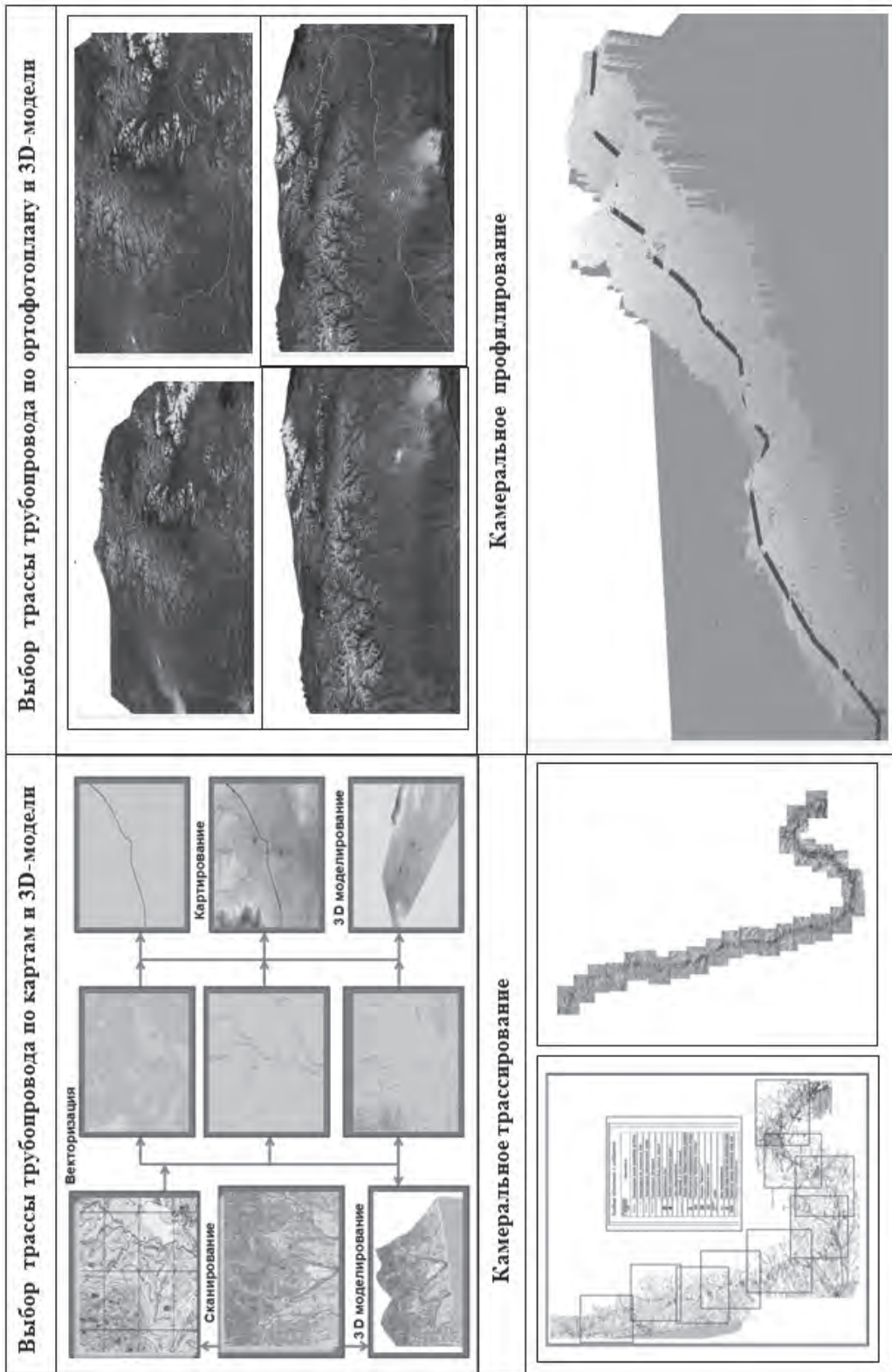


Рис. 7.7.3. Камеральные инженерные изыскания на стадии предпроектных работ



Рис. 7.7.4. Структурная схема получения аэрокосмических изображений

потребителям, однако многофункциональный и интеллектуальный характер подобных технических комплексов предусматривает изменение программ полета в реальном масштабе времени. Наличие автопилота на БПЛА, наряду со средствами дистанционного управления вне зоны видимости, отличает его от простой спортивной авиамодели.

Характеристики некоторых БПЛА, доступных на территории Российской Федерации, приведены в таблице 7.7.2.

Для получения видеoinформации на БПЛА устанавливается съемочная аппаратура, функционирующая в диапазоне длин волн 0,4–0,8 мкм и имеющая высокие измерительные свойства. В современных съемочных комплексах в состав бортовой аппаратуры включаются инфракрасные камеры, цифровые аэрофотоаппараты (ЦАФА), а также радиолокаторы бокового обзора.

Имеющиеся возможности БПЛА для проведения аэросъемочных работ позволяют использовать их в ходе проведения инженерных изысканий и локального мониторинга месторождений нефти и газа, а также трасс трубопроводов. Использование БПЛА в инженерных изысканиях связано с возможностью проведения съемок на территориях, закрытых облаками, высоким разрешением получаемых изображений, а также оперативной обработкой и анализом информации.

Примеры съемок с БПЛА приведены на рис. 7.7.6.

В существующих технологиях можно выделить съемочные комплексы, обеспечивающие получение цифровых фотоизображений и непосредственно цифровых

Таблица 7.7.2

Технические характеристики БПЛА

Название БПЛА, разработчик, производитель	Дальность (км)	Тип камеры	Разрешение	Время полета (мин.)	Высота (м)	Стартовая масса (кг)
ЛОКАН СКБ «Толаз»	25	ТВ	580 тв. лин	до 60	до 600	3,5
«Брат»/«Мошкарец» ОАО «Кыштымский радиозавод»	50	2 ТВ, ЦАФА	40–90 см	30–60	400–3000	3,0
«Грант» НПКЦ «Новик - XXI век» ОАО «Кыштымский радиозавод»	200-240	ТВ, ИК, ЦАФА	70 см	180–240	до 3000	16–20
«Пчела-1» НИИ «Кулон»	200	ТВ, ИК	50 см	120	до 3000	140
Иркут-2 М «Irkut Corporation»	20	ТВ, ЦАФА		90	100–3000	3,0
Иркут-3 «Irkut Corporation»	15	ТВ, ИК, ЦАФА		85	100–3000	3,0
Иркут-10 «Irkut Corporation»	70	ТВ, ИК, ЦАФА		120	100–3000	8,5
Иркут-850 «Irkut Corporation»	200	ТВ, ЦАФА, ИК, радар		720	3000–9000	860
СторСам (Канада)	25	ЦАФА, ИК	3–25 см	55	600	3,0



Рис. 7.7.5. Летательные аппараты для аэрокосмических съемок при проведении инженерных изысканий

изображений. Цифровые фотоизображения получают посредством аналого-цифрового преобразования исходных фотоснимков в цифровые сигналы посредством фотограмметрических сканеров.

Для решения картографических задач предназначены, в первую очередь, топографические аэрофотоаппараты. В настоящее время для этих целей создана серия топографических камер с компенсацией сдвига изображений: ТК-10/18, ТК-14/18, ТК-25/18, которая пришла на смену используемым ранее АФА, с фокусным расстоянием от 70 до 300 мм. Здесь первое число обозначает индекс фокусного расстояния: 10 – 100 мм, 14 – 140 мм, 25 – 250 мм, а второе число – формат кадра 18×18 см. Характеристики топографических АФА, используемых для получения аналоговых фотоснимков, представлены в таблице 7.7.3, а характеристики фотограмметрических сканеров – в таблице 7.7.4.

Таблица 7.7.3

Технические характеристики топографических аэрофотоаппаратов

Тип камеры	Формат кадра (см)	Фокус (мм)	Выравнивание фотопленки	Поле зрения (градус)	Разрешение (лин/мм)	Компенсатор сдвига
Топогр.АФА:						
ТК-10/18	18×18	100	вакуум	103	40	есть
ТК-14/18	18×18	140	вакуум	85	40	есть
ТК-25/18	18×18	250	стекло	54	47	нет
АФА-41/20	18×18	200	стекло	–	30	нет
АФА-ТЭС	23×23	–	вакуум	–	120	есть

Таблица 7.7.4

Технические характеристики фотограмметрических сканеров

Сканер, фирма-изготовитель	Конструкция, перемещаемый элемент	Формат снимка (мм)	Геометр. разреш. (мкм)	Фотометрическое разреш. (бит)	Геометрическая точность (мкм)	Скорость сканиров. (мб/с)
PS-1, Zeiss	ПЗС-линейка	260×260	7,5–120	10	2,0	0,5
DSW600, Leica	2ПЗС-матрицы	260×260	4–20	10	2	1,0
Phodis, SC SCAI	ПЗС-линейка	275×250	7–224	8	2	1,0
ProfScan, КСИ	ПЗС-линейка	404×404	5–20	10	3	–
DiSC, ISM	ПЗС-линейка	320×320	10–40	10	5	0,25–2,5
ФС-30, ЦНИИГАиК	ПЗС	300×300	11	8	4	–
Дельта, НПП «ГеоСистема»	ПЗС-линейка	320×320	8,12,16, 24	12/8	3	–

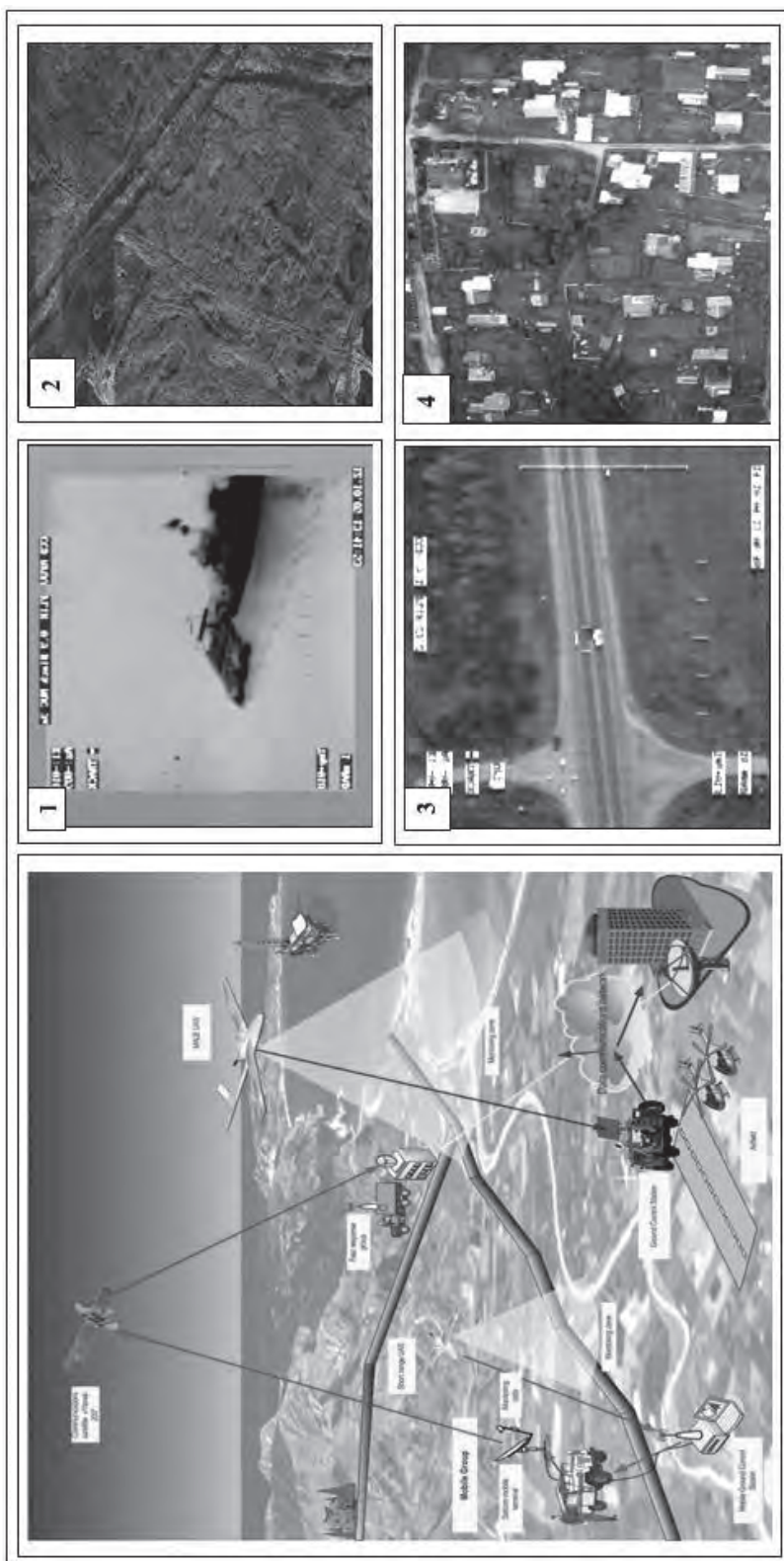


Рис. 7.7.6. Технологические схемы использования БПЛА в проектах нефтегазового комплекса (Unmanned aircraft systems..., 2009).
 Примеры изображений, получаемых БПЛА Иркут-850: 1 — ИК-изображение; 2 — радарное изображение газопровода;
 3 — ТВ-изображение; 4 — цифровое изображение

Цифровые изображения непосредственно регистрируются на борту носителя в виде совокупности цифровых сигналов. Для их получения в настоящее время используются:

- цифровые аэросъемочные системы сканирующего типа высокого разрешения;
- цифровые матричные аэрокамеры (системы) высокого разрешения;
- цифровые матричные малоформатные аэрокамеры (системы).

Аэросъемочные системы сканирующего типа. Развитие цифровых технологий привело к появлению на рынке цифровых аэросъемочных систем, удовлетворяющих требованиям топографической съемки. Первой такой системой, распространяемой как коммерческий продукт, стала аэросъемочная система сканирующего типа (pushbroom – движущаяся метла) ADS 40, созданная компанией LH Systems и выпускаемая в настоящее время фирмой Leica Geosystems. В качестве светочувствительного датчика в ней используются ПЗС-линейки с числом пикселей, равным 12000. В основе технического решения системы лежит концепция трехлинейчатого сканера, впервые предложенная в 1970 г. и активно использовавшаяся компанией DLR (Германский аэрокосмический центр) в системах дистанционного зондирования. Исходя из этой концепции, в фокальной плоскости объектива системы параллельно расположены три панхроматические ПЗС-линейки, отстоящие друг от друга таким образом, что одна из них обеспечивает панхроматическую съемку в направлении «вперед», другая – в направлении точки надира, а третья – в направлении «назад».

Цифровая аэрофотосъемочная система JAS150 – Jena Airborne Scanner – является аналогом ADS 40 и выпускается компанией JENOPTIK. Она имеет 9 ПЗС-линеек по 12000 пикселей. Большинство технических характеристик этой системы (размер пикселя, время считывания информации с линейки, радиометрическое разрешение) сходны с ADS 40; комплектуется системой определения положения и ориентации IGI AEROcontrol или Applanix POS AV 510. Камера позволяет получать изображения высокого разрешения с больших высот фотографирования. Размер пикселя на местности составляет 13 см при высоте фотографирования 3000 м.

Системой подобного типа является также аэросъемочная система 3-DAS-1, которая разработана совместно компаниями Wehrli & Associates Inc. и Geosystem. Принципиальным отличием является то, что в системе 3-DAS-1 использованы 3 объектива, каждый из которых «обслуживает» свой ПЗС-датчик, то есть один объектив направлен под углом вперед, другой – в точку надира, третий – назад. Каждый датчик состоит из трех ПЗС-линеек по 8032 элемента.

Из отечественных можно отметить камеры ЦТК-140 и ЦМК-70, разработанные фирмой «Космос-НТ». Технические характеристики рассмотренных цифровых АФА приведены в таблице 7.7.5.

Достоинства цифровых систем по сравнению топографическими фотокамерами:

- реализация полностью цифровой технологии создания картографической продукции;
- исключение процессов фотохимической обработки и сканирования снимков;

Таблица 7.7.5

Технические характеристики цифровых камер с ПЗС-линейками

Характеристика	ADS 40	JAS150	3-DAS-1	ЦТК-140	ЦМК-70
Угол поля зрения (поперек направления полета) (град.)	64	29	36	–	–
Фокусное расстояние (мм)	62,8	150	110	140	70
Ширина полосы захвата при высоте полета 3000 м (м)	2586	1600	1950	–	–
Число ПЗС-линеек	SH51-8,SH52-12	9	9	–	–
Размер элемента ПЗС (μм)	6,5	6,5	9,0	7,0	7,0
Число пикселей для панхроматической линейки	24000	–	–	22 000	–
Число пикселей для цветной линейки	12000	12000	8000	–	10 200
Радиометрическое разрешение (bit)	8	12	16/8	–	–
Углы стереонаблюдений (град.)	16, 26, 42	12, 20, 32	16, 26, 42	–	–
Масса комплекта (кг)	220	107	150	–	–

- одновременное получение панхроматического, цветного, спектрального и ИК-изображений с высоты 1450 м с полосой захвата 1250 м с разрешением на местности 15 см;
- высокое разрешение панхроматических изображений (не хуже сканированных аналоговых снимков 23×23 с пикселем 10 μм).

К недостаткам аэросъемочных систем такого типа следует отнести то, что геометрические свойства получаемого изображения отличаются от геометрии обычного аэрофотоснимка, представляющего собой центральную проекцию точек местности на плоскость снимка. Это приводит к тому, что для фотограмметрической обработки требуется специальное программное обеспечение, а программные средства, предназначенные для обработки обычных снимков в центральной проекции, не применимы в данном случае.

Полноформатные топографические кадровые цифровые аэрокамеры. К цифровым полноформатным кадровым камерам относятся цифровые съемочные системы, формирующие цифровое изображение в центральной проекции в виде кадра с числом элементов не менее 60 млн. Представителями этого класса средств аэросъемки являются цифровая топографическая камера DMC (Digital Mapping Camera), выпускаемая компанией Z/I Imaging, цифровые аэрокамеры Ultra Cam_D и Ultra Cam-X фирмы VEXEL.

В камере ДМС использован модульный принцип. Каждый модуль представляет собой отдельную ПЗС-матричную камеру. Всего может быть установлено до 8 модулей, жестко смонтированных в одном корпусе. Из них 4 панхроматических модуля с размером матрицы 7000×4000 элементов и 4 мультиспектральных (красная, зеленая, синяя и инфракрасная зоны спектра) модуля с матрицами 3000×2000 элементов. В этих модулях используются объективы с фокусным расстоянием 120 мм. Изображения регистрируются одновременно всеми модулями. Мультиспектральные модули снабжены объективами с фокусным расстоянием 25 мм. Из исходных четырех цифровых панхроматических снимков синтезируется одно общее панхроматическое, которое имеет геометрические свойства центральной проекции.

Цветное и спектрзональное изображения размером 7680×13824 элемента синтезируются по панхроматическим изображениям и изображениям цветных модулей. Компенсация сдвига изображения реализована полностью электронными средствами. Наличие компенсации и минимальный интервал фотографирования, равный 2 сек, позволяют получить изображение с высоты 400 м при скорости самолета 245 км/ч с продольным перекрытием 60% с разрешением на местности 4 см. Камера комплектуется гиросtabilизированной платформой T-AS, а также средствами управления, устройством для записи и хранения информации, позволяющем хранить более чем 2000 комплектов снимков (экспозиций).

Камера Ultra Cam_D (производитель – компания VEXCEL) также построена по модульному принципу, имея в одном корпусе 8 самостоятельных камер-модулей, 4 из которых предназначены для съемки панхроматического изображения, а 4 других – для мультиспектрального. Объективы панхроматических модулей имеют значение фокусного расстояния, равное 100 мм, физический размер пикселя – 9 мкм. Выходное синтезированное изображение обладает высокой геометрической точностью и соответствует центральной проекции, так как все изображения приводятся к единой системе координат изображения и общему центру проекции. В камере реализован подход параллельной регистрации, передачи и обработки цифровых изображений.

Бортовое устройство хранения и вычислительной обработки SCU представляет собой 15-типроцессорный компьютер. Информация с каждой ПЗС-матрицы обрабатывается отдельным процессором, прямо на борту обеспечивая формирование выходного изображения. Оно хранит до 2775 снимков с продольным перекрытием 70% и разрешением на местности 25 см. Изображения, получаемые с помощью этой камеры, обладают низким шумом и высокими радиометрическими свойствами, что позволяет эффективно использовать их для стереоскопических измерений и стереоскопической съемки контуров объектов.

Модель камеры Ultra Cam-X отличается уменьшением физического размера пикселя до 7,2 мкм и, как результат, увеличением разрешения и формата результирующего изображения до 14300×9420 пикселей (216 Mpix). Камера имеет новую оптику, соответствующую физическому размеру пикселя с существенно уменьшенным падением освещенности к краям снимка. Наличие сменных накопителей данных (DX) емкостью на ~3500 снимков снимает практически всякие ограничения на продолжительность аэросъемки. Она совместима с гирустановками PAV, T-AS, GSM. Достижимый минимальный размер пикселя на местности при высоте полета 300 м составляет 2,2 см.

Технические характеристики рассмотренных полноформатных цифровых камер приведены в таблице 7.7.6.

Таблица 7.7.6

Технические характеристики полноформатных цифровых камер

Характеристика		Значение		
		DMC	UltraCamD	UltraCam-X
Угол поля зрения (град.)	в направлении полета	42,0	37,0	37,0
	в поперечном направлении	69,3	55,0	55,0
Разрешение панхроматического модуля		7000×4000	—	—
Фокусное расстояние объектива панхроматического модуля (мм)		120	100	100
Разрешение мультиспектральных модулей		3000×2000	4008×2672	4992×3328
Фокусное расстояние объектива мультиспектрального модуля (мм)		25	28	33
Диапазон выдержек (с)		1/50–1/300	1/60–1/500	1/60–1/500
Объем запоминающего устройства (для записи цифровых изображений) (Gb)		840	1500	1700
Интервал между экспозициями (с)		2	1	1,35
Радиометрическое разрешение (bit)		12	Более 12	Более 12
Компенсация смаза изображения		полностью электронная	TDI controlled	TDI controlled
Размер элемента ПЗС-линейки/матрицы (μм)		12	9	7,2

Цифровые малоформатные кадровые камеры. В настоящее время, наряду с полноформатными цифровыми кадровыми камерами высокого разрешения имеется значительное количество камер малого формата. Первоначально, благодаря их относительно низкой стоимости, они использовались для визуального сопровождения лазерных съемок, а также фиксации аэровизуальных наблюдений трасс магистральных трубопроводов. Однако совершенствование технологий цифровой фотограмметрической обработки позволило использовать полученные цифровые изображения для создания ортофотопланов и других измерительных фотодокументов.

Для указанных целей первоначально стали использоваться цифровые съемочные камеры Kodak DCS P14, DSS (Digital Sensor System). Ограничения камер такого класса связаны со значительной дисторсией объективов и использованием шторно-щелевого затвора. Они являются источниками дополнительных геометрических искажений и ухудшения фотометрических характеристик формируемого изображения, что требует в ходе предварительной обработки осуществлять геометрическую и радиометрическую калибровку камер.

Стандартная съемочная система включает в себя: камеру, компьютерную систему управления камерой и хранения данных, систему управления полетом, включая

удаленный дисплей пилота, и необходимое программное обеспечение. Камера также может комплектоваться системой определения местоположения и ориентации POS/AV, а также двумя объективами с углом поля зрения 37 и 55,4°, что позволяет выполнять съемку в видимом диапазоне и в ближнем ИК-диапазоне.

Модель цифровой аэросъемочной системы DSS 439 включает более совершенную оптику и светоприемник с размером матрицы 39 Mpix (5412×7216), что позволяет получать цветные и спектрально-анализируемые изображения. Однако сохранение в камере шторно-щелевого затвора оставляет значительные геометрические искажения изображения.

Этот недостаток устранен в цифровых АФА, основанных на использовании матричных камер с центральным затвором семейства Rollei компании Rollei: IGI DigiCAM 14K, IGI DigiCAM 16R, IGI DigiCAM 22R, IGI DigiCAM 16R1, IGI DigiCAM 22R1, DIMAC. Эти камеры с матрицей размером 4080×4076 пикселей и с матрицей 4080×5440 пикселей (22,2 Mpix) могут быть использованы для решения метрических задач.

Наряду со спектрально-анализирующими камерами для решения задач дешифрирования могут использоваться изображения, получаемые гиперспектральными аэросъемочными системами. Примером такой системы является камера CASI 1500 (Compact Airborne Spectrographic Imager), выпускаемая компанией Itres. По геометрическому принципу формирования изображения она аналогична цифровым АФА с ПЗС-линейкой (принцип Pushbroom). Отличие заключается в использовании не 3–4 широких спектральных зон спектра, а в большом количестве узких зон, охватывающих в результате всю видимую часть и ближнюю инфракрасную зону спектра. При этом пространственное разрешение, выраженное числом пикселей в строке, существенно меньше, чем у обычных цифровых камер.

Основные характеристики гиперспектральной камеры приведены в таблице 7.7.7, а рассмотренных цифровых малоформатных камер – в таблице 7.7.8.

Таблица 7.7.7

Основные характеристики камеры CASI 1500

Характеристика	Значение
Спектральный диапазон (нм)	380–1050
Число спектральных каналов	288
Пространственное разрешение (число пикселей в строке)	1500
Угол поля зрения поперек направления движения носителя (град.)	40
Мгновенный угол поля зрения (рад)	0,00049
Спектральное разрешение (нм)	2,4
Размер пикселя (μм)	20×20
Динамический диапазон (бит)	14
Отношение сигнал/шум	800
Максимальная высота полета (м)	3000

Таблица 7.7.8

Характеристики цифровых малоформатных камер

Параметр	Emerge DSS/ DACS 301	DigiCam R22	DigiCAM-H/39	Rollei AIC Modular	Rollei AIC Modular LS P45	DIMAC
Производитель	Emerge и Aplanix	IGI GmbH	IGI GmbH	Rollei GmbH	Rollei GmbH	DIMAC SYSTEMS
Тип ПЗС-матрицы	High Grade	PhaseOne H-25	-	PhaseOne H-25	-	Kodak full frame CCD
Размер матрицы (пикс.)	4092×4077	5440×4080	7216×5412	5440×4080	7228×5428	5440×4080
Размер пиксела (мкм)	9×9	9×9	6,8×6,8	9×9	6,8×6,8	9×9
Время считывания изображения (с)	2,5	3,0	1,9	3,0	3,0	2,1
Радиометрическое разрешение	12 bit на цвет	до 16 bit на цвет	16 bit на цвет	16 bit на цвет	16 bit на цвет	до 48 bit (до 16 bit на цвет)
Спектральные диапазоны	RGB или ИК	RGB, ИК	RGB, ИК	RGB, ИК	RGB, ИК	RGB, ИК
Фокусное расстояние (мм)	55/35	35, 50, 80 до 500	35, 50, 80, 100, 150, 300	35–500	35–500	60, 80, 100, 120, 150
Затвор	шторно-щелевой	центральный	центральный	центральный	центральный	центральный Rollei
Диапазон выдержек (с)	1/125–1/4000	до 1/500	до 1/800	до 1/1000	до 1/1000	1/125–1/500
Компенсация сдвига	нет	нет	нет	нет	нет	есть (до 60 мкм)
Модули (кол-во камер)	1	до 2	1	1	1	до 4
Система управления полетом	встроена в систему	CCNS 4	CCNS 4	программное средство	программное средство	CCNS 4
Система определения местоположения и ориентации	POS AV	AeroControl IGI	AeroControl IGI	совместима с AeroControl IGI и POS AV	совместима с AeroControl IGI и POS AV	Aerocontrol AC, IGI, Aplanix POS AV 410/510
Емкость дисков	2*80 Гбит	нет сведений	3700 снимков	9000 снимков	9000 снимков	120 Гбит
Формат изображения	TIFF, JPEG, IMG	внутренний формат	TIFF, JPEG, DNG	внутренний формат	внутренний формат	нет сведений

Наряду с цифровыми съемочными камерами для проведения инженерных изысканий, начиная с конца 90-х годов прошлого столетия, распространение получили лазерные сканирующие системы воздушного базирования. Их основным достоинством является возможность оперативного получения цифровых моделей рельефа на значительные территории с точностью десятков сантиметров. В их состав наряду с самой сканирующей системой входит комплекс средств, обеспечивающий определение местоположения и ориентацию сканера, управление, запись информации и ее постобработку. В комплекте с цифровой камерой и навигационным устройством данные системы являются по своей сути автоматизированными комплексами топографического картирования.

Лазерное сканирование местности осуществляется путем периодического колебания зеркала, отклоняющего излучаемые лазером импульсы в плоскости, перпендикулярной направлению полета воздушного носителя. В результате приемное устройство лазерного сканера регистрирует отражения импульса от всех объектов в полосе съемки. При этом для каждого излученного импульса регистрируются отражения и измеряется дальность до ближайшего (провода, листья деревьев) и самого дальнего (земная поверхность) объекта местности. Это дает возможность построить ЦМР местности с учетом высоты растительного покрова, а также определить высоты инженерных объектов.

Результирующая погрешность определения пространственных координат объектов земной поверхности по данным лазерного сканирования при благоприятной GPS-обстановке для большинства объектов находится в пределах 35 см по осям X и Y и в пределах 12 см по оси Z. При таком подходе отпадает необходимость в создании плано-высотной основы, функции которой заменяются определением параметров внешнего ориентирования съемочных камер в момент съемки. В комплексе лидар выполняет измерительную и картографическую функции, а цифровая камера используется для получения полутоновых цветных (черно-белых) изображений местности. Получаемые с помощью ее изображения позволяют выполнять дешифрирование практически всего спектра инженерных объектов, создавать цифровые ортофотопланы, выполнять привязку и идентификацию данных лазерного сканирования.

В таблице 7.7.9 приведены характеристики наиболее распространенных в России лазерных сканеров воздушного базирования.

Отличительной особенностью развития космических систем начала XXI столетия явилось создание цифровых съемочных камер высокого разрешения, составляющего 0,5–10 м. Это практически позволило, в большинстве случаев, достигнуть разрешающей способности аэросъемочной аппаратуры средних масштабов.

В настоящее время изображения, получаемые космическими съемочными комплексами, помимо выбора трассы используются в ходе проведения изысканий для создания топографических карт и планов масштабов 1:5 000–1:50 000, для проведения геологических и экологических изысканий, а также для мониторинговых наблюдений аварийных ситуаций. В цифровых космических съемочных системах применяются способы получения изображений посредством их физической регистрации на борту носителя твердотельными оптико-электронными приемниками, состоящими из ПЗС-матриц. Они позволяют одномоментно формировать строку изображения, конфигурация которой определяется геометрической формой приемника. В результате съемки формируется цифровое двумерное изображение земной поверхности. Оно

Таблица 7.7.9

Характеристики лазерных сканеров воздушного базирования

Фирма	Тип	Год выпуска/ модификации	Тип сканера	Частота сканирования, (min-max), КГц	Точность		Высота съемки, (min-max), Н (м)
					$\sigma_{x,y}$ (см)	σ_h (см)	
Leica Geosystems	ALS-50	2003/ 2004	осциллирующее зеркало	83	1/6000 от Н(м)	15	200–4000
Leica Geosystems	ALS50-II	2006	осциллирующее зеркало	90	0.13–0.61	0,11–0,24	200–6000
Mosaic Mapping Systems	ALMIS 350	2000/ 2004	вращающееся зеркало	30	20	4	350
Optech	ALTM 3100	2002/ 2004	осциллирующее зеркало	33–100	1/6000 от Н(м)	15, Н до 1000 м, 35, Н до 3500 м	80–3500
Reight LMS GmbH	LMS-Q140i	2002	вращающееся зеркало	30	–	–	300–400
Reight LMS GmbH	LMS-Q280i	2002/ 2004	вращающееся зеркало	24	–	–	800–1000
Terra Point USA	ALTIMS 4036	1998/ 2004	вращающееся зеркало	0–40	30	15	500, 1000, 3000
TopEye	TopEye	1996	двойная система зеркал	7	10	10	60, 200, 960
TopEye	TopEye	2004	вращающееся зеркало	100	10	10	60, 200, 960
TopoSys GmbH	Falcon II	1996/ 2003	волоконно-оптический	65	10	25	300, 1200, 1600

состоит из последовательности элементарных изображений, полученных при поступательном перемещении центра проекции съёмочной камеры. Цифровые видеосигналы элементарных изображений по радиопередающей линии передаются на приемные станции, где регистрируются на магнитные ленты с высокой плотностью записи и поступают в подсистему первичной обработки, а затем в системы тематической обработки.

Лидером в разработке съёмочных комплексов высокого разрешения на данный момент являются корпорации США. В последние 5–7 лет ими были разработаны и выведены на орбиту четыре коммерческих космических комплекса высокого разрешения: Ikonos, QuickBird-2, OrbView3, WorldView-1, 2, 3. Наряду с американскими космическими аппаратами в настоящее время разработаны и находятся на орбите следующие космические комплексы высокого разрешения: CARTOSAT-1 (IRS-P5); CARTOSAT-2 (Индия); KOMPOSAT-2 (Южная Корея); ALOS (Япония); EROS-A, EROS-B (Израиль).

В России разработан и находится в эксплуатации космический комплекс высокого разрешения «Ресурс-ДК». Он был запущен 15 июня 2006 года с помощью ракеты-носителя «Союз-У» с космодрома Байконур. Спутник входит в состав оперативного космического комплекса детального оптико-электронного наблюдения земной поверхности, создаваемого РКЦ «ЦСКБ-Прогресс». Рабочая орбита спутника – эллиптическая и составляет 360–604 км. Спутник позволяет получать цифровые изображения земной поверхности с пространственным разрешением 1 м в панхроматическом режиме (один канал) и трех узких спектральных диапазонах с разрешением 2–3 м.

Характеристики космических съёмочных систем высокого разрешения приведены в таблице 7.7.10.

Следует отметить, представленная структура получения аэрокосмических изображений обеспечивает проведение инженерных изысканий на всех стадиях реализации проекта. Ключевое место среди данных работ занимают изыскания в ходе разработки проекта трассы, при проведении строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов.

На стадии проектных работ наряду с построением топографических карт и планов создаются картосхемы экологического риска территорий, а также оцениваются зоны потенциального ущерба. На рис. 7.7.7 представлены примеры создания картографических и фотограмметрических продуктов, входящих в состав графической части проектов.

На стадии строительства в ходе инженерных изысканий выполняется аэрокосмическая съёмка с целью контроля уровня техногенного воздействия на территорию трассы.

На рис. 7.7.8 приведены изображения Ikonos-2, показывающие примеры учета деревьев на трассе трубопровода, подлежащих вырубке. На этом же рисунке представлены примеры изображений, полученных камерой Rollei AIC modular, с матрицей 5440×4080 элементов, отражающие разные этапы строительства трубопровода: подготовка трассы, подготовка траншеи, развозка и укладка труб.

На стадии эксплуатации магистральных трубопроводных систем инженерные изыскания выполняются в ходе проведения локального мониторинга. Его цель – выявление зон экологического риска и контроль состояния природных компонентов при возникновении аварийных ситуаций. Примеры использования для этих целей материалов аэро- и космических съёмок представлены на рис. 7.7.9.

Таблица 7.7.10

Характеристики космических съемочных систем высокого разрешения

Съемочная система, спутник	Страна, год запуска	Разрешение (м)		Высота съемки (км)	Ширина обзора (км)	Стереозасечка
		панхроматический	многозональный			
IRS-P5, Cartosat-1	Индия, 5.05.2005	2,5		618	30×30	
CARTOSAT-2	Индия, 10.01.2007	1,0		630	9,6	
Ikonos-2, Space Imaging	США, 24.09.99	0,82	4,0	678,0/682,0	11×11	вперед, назад и поперек ±45°
EROS-A EROS-B	Израиль, 5.12.2000 2006	1,9 0,7			12,5×12,5 7×7	на одном витке, ±45°
QuickBird-2	США, 18.10.2001	0,61	2,44	450	16×16	на одном витке, ±45°
OrbView3	США, 26.06.2003	1,0	4,0	470	8×8	вдоль и поперек орбиты
Ресурс ДК-1	Россия, 15.06.2006	1,0	2–3	361–604	4,7×4,7 28,3×28,3	с соседних витков
World View-1	США, 18.09.2007	0,50		496	17,8×17,8	стереомаршруты
FORMOSAT-2	Тайвань, 21.05.2004	2	8	891	24	–
КОМПОСАТ-2	Южная Корея, 28.07.2006	1,0	4,0	685	15	вперед, назад
ALOS PRISM AVNIR-2	Япония, 24.01.2006	2,5	10	692	35 70	вперед, вниз, назад

Представленная в настоящем разделе книги технология использования материалов аэрокосмических съемок и аэрокосмических средств обеспечивает существенное расширение видов и объемов получаемой информации при сокращении сроков выполнения инженерных изысканий на всех стадиях инвестиционного проекта. Одновременно с этим существенно снижаются объемы полевых работ по сравнению с традиционными геодезическими видами съемок и, соответственно, их стоимость.

Следует отметить, что успешное использование рассмотренных в статье технологий и оборудования при проведении инженерных изысканий требует их законодательной регламентации посредством разработки соответствующих нормативных документов.

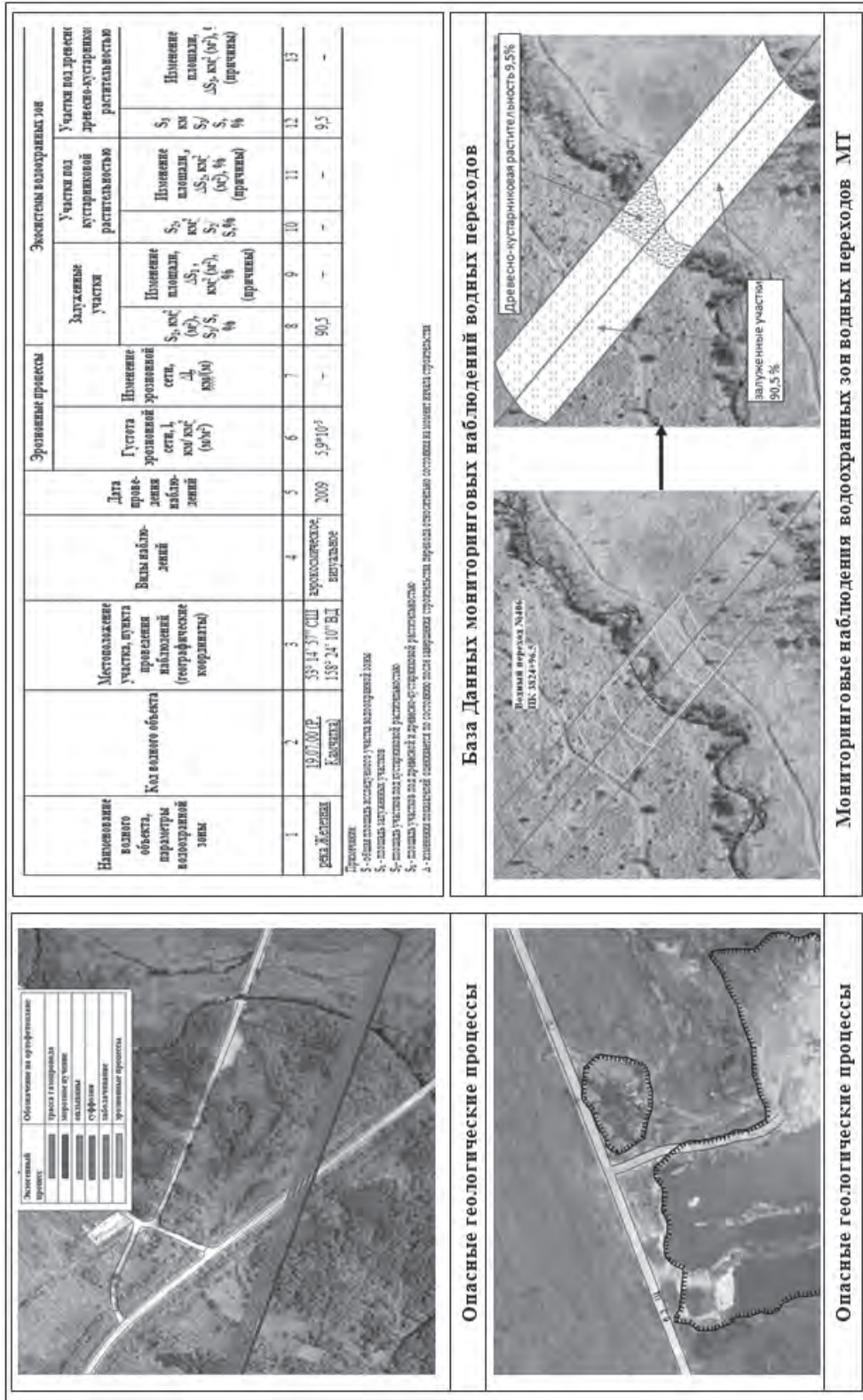


Рис. 7.7.7. Аэрокосмические изображения при наблюдениях опасных геологических процессов. Инженерные изыскания на стадии проектных работ

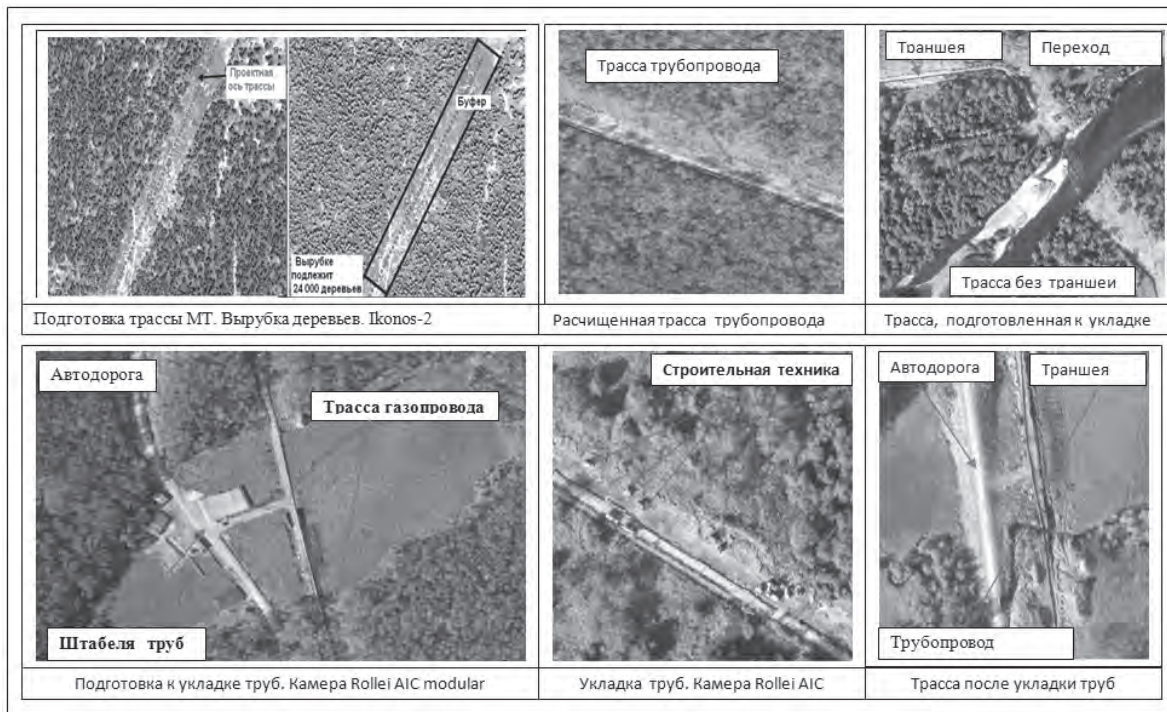


Рис. 7.7.8. Аэрокосмические изображения при контроле строительных работ. Инженерные изыскания на стадии строительства



Рис. 7.7.9. Аэрокосмические изображения при контроле эксплуатации трубопровода. Локальный мониторинг на стадии эксплуатации

Литература

1. *Аковецкий В.Г., Слепцов Р.О.* Система геоинформационного обеспечения магистральных трубопроводов // Трубопроводный транспорт. 2008. № 2. С. 69–74.
2. *Бондур В.Г.* Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса // Исследование Земли из космоса. 2010. № 6. С. 3–17+6 с. цв. вклеек.
3. *Бондур В.Г.* Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В настоящей книге. 2012. С. 15–37.
4. СНиП 11-02-96 «Инженерные изыскания для строительства» (дата введения 1996-11-01).
5. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» (дата введения 1986-01-01).
6. Unmanned aircraft systems as a component of the future global monitoring system. International Symposium “Space & Global Security of Humanity” 2 – 4 November 2009. Limassol Cyprus © Copyright Irkut Corporation.

А.Г. Топчиев

7.8. Методы и технические средства локального аэромониторинга магистральных газотранспортных систем

Введение

Одной из главных причин, обуславливающих угрозу безопасности газотранспортной отрасли России, является несовершенство информационных технологий, обеспечивающих техническую диагностику и оперативный контроль состояния комплекса газотранспортных геотехнических систем (ГТС). Нарушения технологии эксплуатации, активизация комплекса деструктивных экзогенных геологических процессов, крайняя изношенность оборудования, невыполнение установленных нормативных сроков замены оборудования вызывают техногенные аварии в промышленных зонах и на трубопроводах. В последние годы, в связи с активизацией криминогенных несанкционированных подключений к газораспределительным сетям низкого давления зафиксированы многочисленные аварийные ситуации. Установлены факты терактов на газопроводах, приведших к серьезным авариям и отключениям газотранспортных магистралей стратегического значения.

Отсутствие актуальной ситуационной документации и согласования на строительные работы, выполняемые зачастую без лицензионного обеспечения, неоднократно приводили к техногенным авариям. В связи с этим возникла необходимость решения задачи не только оперативной индикации и реагирования в таких чрезвычайных ситуациях, но, в первую очередь, выявления причин и факторов нарушения безопасности геоинформационных систем, а также разработка превентивных мероприятий по предотвращению таких угроз на ранней фазе их развития.

Эти причины выдвигают задачу создания высокоэффективной системы, основанной на применении малой авиации (МИ-8Т, К-26 и др.) и сверхлегких летательных аппаратов (Авиатика U840, Поиск-06 ТМ и др.), оборудованных стандартными портативными бортовыми комплексами ДЗ, именуемыми далее по тексту системами локального мониторинга (СЛМ). Обработка данных, получаемых такой системой, осуществляется на основе современных геоинформационных технологий, для которых базовый информационный слой создается по данным актуальной спутниковой информации высокого разрешения. Таким образом, речь идет о комплексировании космической информации и данных локального мониторинга, взаимно дополняющих друг друга.

Особенности функционирования системы локального мониторинга газотранспортных систем

В качестве концептуальной основы функционирования системы локального мониторинга принят впервые примененный в практике дистанционного зондирования подход от частного к общему. Суть нового подхода состоит в получении достоверной и предельно точной информации о газотранспортных геотехнических системах на основе суммирования данных о ее принципиально важных технических узлах и

деталей, исследуемых в ходе аэромониторинга на локальном уровне и последующего создания специализированных баз данных атрибутивной и картографической информации о пространственно распределенных объектах с использованием геоинформационных технологий. В этой связи усматривается аналогия с существующими параллельно системами спутниковой связи и системами сотовой связи, в ряде случаев взаимно дополняющих друг друга. В перспективе возможно создание гибридных сверхинформативных систем аэромониторинга газотранспортной отрасли нового поколения с огромной степенью быстродействия и охвата огромных регионов на основе слияния последней и СЛМ, дополняемой спутниковой информацией.

Создание высокоэффективной системы локального аэромониторинга магистральных трубопроводов в труднодоступных районах особенно актуально для обеспечения оперативного реагирования на аварийные ситуации, вызванные природными и техногенными катастрофами (Топчиев, Девичев, 2000). Кроме того, актуальна задача прогнозирования аварийных ситуаций на инженерных объектах высокого техногенного риска. Важнейшей задачей нефтегазовой отрасли является также диагностика линейной части нефте- и газопроводного транспорта. Решение этих задач может быть достигнуто с помощью системы со сверхвысоким пространственным и спектральным разрешением, размещенной на борту летательных аппаратов класса «Ультра лайт», обеспечивающих условия для локального аэромониторинга на предельно малых высотах (до 500 м) с оптимальными скоростями пилотирования.

В результате комплекса научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, выполненных в лаборатории геоэкологии Севера Географического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова и на кафедре автоматизированного проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности (АПС) РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, разработана концепция и методология локального мониторинга объектов нефтяной и газовой промышленности. Определен круг решаемых функциональных задач и объектов локального аэромониторинга, сформулированы требования к тактико-техническим данным бортового программно-аппаратурного комплекса, проведен комплекс экспериментальных летно-съемочных и синхронных наземных работ по определению их оптимальных параметров (Топчиев и др., 2006).

Бортовой программно-аппаратурный комплекс локального мониторинга (БПАК)

На основе выполненных исследований в бортовую систему включены блок управления полетом, функционирующий на базе ГИС-технологий, связанный с блоком навигационных данных на базе GPS-приемника и бортового компьютера, а также оптический блок на базе курсовой и съемочной камер, установленных на платформе с приводом вращения в горизонтальной плоскости. Новый оптический блок снабжен цифровыми камерами высокого разрешения. Платформа выполнена в виде ступенчатой двухкоординатной консоли с дополнительной возможностью поворота в вертикальной плоскости. Система дополнительно снабжена связанным со всеми блоками дистанционным командным прибором, а также синхронизатором таймеров камер оптического блока и GPS, откалиброванного по атомным часам сервера точного времени.

Дальнейшее усовершенствование данной системы было выполнено Московским физико-техническим институтом (МФТИ) на основе инсталлирования в состав БПАК современного тепловизора Thermacam P 25 (США – Швеция) и усовершенствования управления разворотом съемочных систем с помощью двухкоординатной консоли и командного прибора для отработки углов по азимуту и месту (Топчиев, 2001).

Данная конфигурация бортовой системы локального мониторинга объектов нефтегазового комплекса успешно прошла летно-эксплуатационные испытания и защищена патентами РФ на изобретение (Топчиев и др., 2008).

На основе созданного и введенного в опытно-производственную эксплуатацию БПАК, авторской группой специалистов кафедры АПС РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина совместно с Московским физико-техническим институтом и Московским государственным техническим университетом гражданской авиации, разработана технология локального мониторинга геотехнических нефтегазовых систем. Получен сертификат летной годности и сертификат Минтранса РФ на новую модель дельталета «Поиск-06 НТ» (рис. 7.8.1). Таким образом, обеспечена нормативно-правовая база эксплуатации изделия в производственном режиме.

В ходе работ была поставлена и успешно реализована задача синхронного получения высококачественных цветных цифровых кадров с разрешением не менее 24 мегапикселей на дюймовую ПЗС-матрицу, телевизионных кадров с помощью цифровой телевизионной камеры формата DVСAM с тремя ПЗС-матрицами и тепловизионных кадров с применением тепловизора Thermacam P25. При этом тепловизионная аппаратура размещена на двухкоординатной платформе, независимо управляемой от командного прибора. Оптическая ось первой из названных камер находится в надирном положении, а вторая – с расчетным угловым смещением.

Кроме того, в данной конфигурации бортового программно-аппаратурного комплекса обеспечена возможность автоматического приведения съемочных систем по углу места и азимуту с помощью командного прибора в оптимальное положение по отношению к индикатриссе рассеяния объекта съемки. Поворотная платформа бортового комплекса обеспечивает также режим отработки углов ветрового скольжения (компенсацию угла разворота продольной оси летательного аппарата относительно съемочного галса при боковом ветре).

В целях увеличения производительности при выполнении аэросъемочных работ линейных инженерных сооружений решена задача сканирования подсамолетной полосы съемки методом ритмичного качания платформы, при котором оптические оси съемочных систем отклоняются на заданный угол с требуемой для обеспечения покрытия периодичностью в плоскости, перпендикулярной съемочному галсу.

После взлета и выхода на стационарную траекторию полета проводится корректировка горизонтального положения платформы. Монитор переключается в режим «цифровой аэросъемочный аппарат» при его надирном положении. По монитору отслеживается траектория перемещения подсамолетных ландшафтных опознаков относительно штриховых осей координат, нанесенных на экран монитора. В случае отклонения трассы от параллельного перемещения проводится корректировка положения камер оптического блока с дистанционного командного прибора. ТВ-камера включается с дистанционного командного прибора и непрерывно передает данные в бортовой компьютер.



Рис. 7.8.1. Бортовой программно-аппаратурный комплекс локального аэромониторинга в базовой комплектации, размещенный на борту дельталета «Поиск-06 НТ»

Цифровая информация от GPSmap 76CS поступает с заданной частотой в бортовой компьютер по USB входу. Цифровая информация от фотокамеры накапливается в Memory Stick PRO Duo 4 Gb. Бортовой персональный компьютер (БПК) содержит электронную карту местности с проложенными аэросъемочными маршрутами в программной ГИС-среде на платформе MapInfo 9.5, с отображением точек наземных геодезических измерений и объектов локального мониторинга.

Поступление данных в БПК осуществляется синхронно выполнению дистанционного зондирования. В процессе полета путевая точка выводится в центр экрана (начало прямоугольных координат, отштрихованных на экране монитора GPSmap 76CS) и совмещается программным путем с перемещающейся электронной картой местности согласно параметрам полета летательного аппарата.

Съемка подсамолетной трассы, превышающей ширину отдельного кадра, осуществляется путем поворота платформы в вертикальной плоскости. При необходимости расширения полосы захвата, обе платформы приводятся в режим маятникового качания на заданные угол и частоту в плоскости, перпендикулярной направлению полета. С дистанционного командного прибора подается команда на привод с изменяемой полярностью. Вместе с платформой, движущейся в вертикальной плоскости в режиме качания на заданный угол, отклоняется установленный на ее консоли оптический блок, обеспечивая съемку подсамолетной трассы с требуемым покрытием.

В процессе летных испытаний с использованием дельталета «Поиск 06 НТ» определены преимущества и ограничения разработанных методов и аппаратурных средств локального аэромониторинга.

Эффективность применения БПАК на борту самолетов класса «Ультра-лайт» при решении задач информационного обеспечения программ локального аэромониторинга магистральных трубопроводов обусловлена следующими факторами:

- дельталеты легко доставляются и базируются непосредственно вблизи объектов аэросъемки, что позволяет обеспечить существенную экономию летного времени, непроизводительно расходуемого на подлет к съемочному объекту от аэродромов постоянного базирования;
- возможность взлета и посадки вертолетов и дельталетов не только на любую твердую поверхность, но также на воду и снег позволяет осуществить подбор места базирования в пределах съемочной площади, а, следовательно, воспользоваться оптимальными метеоусловиями на локальном участке выполнения летно-съемочных работ (ЛСР), устанавливающимися даже на незначительный период времени;
- крейсерская скорость (до 120–140 км/ч) и широкий диапазон высот (от 100 м до 3–4 км) позволяют оперативно выбирать оптимальные съемочные условия с учетом индикатрис рассеяния, пространственного и спектрального разрешения исследуемых объектов ДЗ. При этом исключается смаз изображения при выполнении ЛСР на предельно малых высотах (до 300–100 м), что особенно важно при сборе дистанционной информации для решения задач крупномасштабного тематического картографирования в масштабах от 1:500 до 1:10 000 методом цифровой аэросъемки;
- базирование СЛМ в непосредственной близости к объекту съемки позволяет организовывать синхронные инструментальные наземные работы по

дефектоскопии в соответствии с принятыми в системе ОАО «Газпром» нормативными документами и методиками. При этом выбор участков наземной дефектоскопии определяется по данным дистанционной информации, оперативный просмотр которой выполняется на месте в ходе проведения полевых работ;

- недоступные для традиционно применяемых летных средств (ТУ-134 СХ, АН-30, МИ-8 МТ, К-26) сверхмалые высоты (150–300 м) и минимальные скорости выполнения ЛСР (50–60 км/ч) позволят получить сверхинформативную по спектральным, калориметрическим и частотно-пространственным характеристикам исходную информацию на локальном уровне не только в оптическом, но также в ближнем ИК- и тепловом диапазонах. Следует отметить, что значительная экономия летного времени достигается при разворотах дельталета с предельно малым радиусом, что особенно важно при выполнении маршрутной съемки вдоль коридоров коммуникаций магистральных газопроводов;
- важнейшим преимуществом применения СЛМ является возможность участия местных специалистов (заказчиков) в планировании летно-съемочных работ непосредственно на объекте мониторинга. Оперативное управление летно-съемочным процессом осуществляется исходя из функциональных задач мониторинга. Корректирование параметров летных работ проводится в зависимости от изменяющихся метеоусловий, особенностей динамики спектральных и калориметрических характеристик объектов ДЗ, освещенности и оптико-физических свойств исследуемых объектов.

Названные выше факторы обеспечивают повышение эффективности всей программы аэрокосмического мониторинга в целом (Топчиев, 2001; Топчиев и др., 2008).

Летные испытания и их результаты

Создание БПАК новой конфигурации позволило выполнить на ряде газотранспортных объектов программу летных испытаний новой информационной системы, предназначенной для рационального природопользования и экологически устойчивого развития газотранспортных предприятий РФ (Топчиев, 2008). Реализация проекта создания корпоративной ГИС на зону технической ответственности ООО «Мострансгаз» осуществлена с применением описанной выше системы локального мониторинга.

Целью выполнения работ по локальному аэромониторингу линейной части Уренгойского коридора магистральных газопроводов явилось создание действующей в производственном режиме корпоративной геоинформационной системы, предназначенной для решения задач контроля состояния и технической дефектоскопии магистральных газопроводов, находящихся в зоне технической ответственности четырех управлений магистральных газопроводов (УМГ).

Базовым положением, определяющим информационно-аналитические и управляющие функции ГИС, созданной для территории технической ответственности ООО «Мострансгаз» на основе данных локального аэромониторинга, является логически обоснованная структура выходных данных, включающих в свой состав: об-

новленную топографическую (ландшафтную) основу; инвентаризационную карту природно-техногенной геосистемы Уренгойского коридора газопроводов и объектов инфраструктуры; карту динамики объектов аэромониторинга на инженерно-геологической основе, полученную по данным повторных залетов; карту прогноза развития геотехнических систем и геодинамических процессов; карту мероприятий по инженерно-геологической защите и устойчивому развитию геотехнической системы Уренгойского коридора газопроводов.

Интерпретация полученных данных позволила решить следующие задачи:

- создание в доступной для пользователя электронной форме интегрированной информационно-картографической базы данных на геотехнические системы, находящиеся в ведении газотранспортных предприятий в заданном регионе;
- создание интегрированной картографической базы данных в формате MapInfo, обеспечивающей учет наличия, размещения и технических характеристик газовой сети (в т.ч. и проектируемых ее участков), корректировку и уточнение планового положения магистральных газопроводов и объектов газотранспортной инфраструктуры;
- приведение картографической и планово-проектной документации, находящейся в ведении УМГ, к единому масштабу, проекции и системе координат, совмещение с атрибутивной базой проектной документации и данных по дефектоскопии, перевод в машинно-совместимую форму, организация рабочего места ГИС-оператора;
- привязка данных дефектоскопии и технической диагностики, создание атрибутивной базы данных и обновление по результатам поршневой дефектоскопии;
- выявление опасных экзогенных геологических процессов, картографирование и ландшафтная индикация в зоне влияния коридора коммуникаций по данным локального мониторинга;
- выявление и ранняя диагностика напряженного состояния трубопроводов и инженерно-технических сооружений (деформация оснований и фундаментов) по данным локального мониторинга;
- мониторинг зоны землеотвода, выявление нарушений землепользования в зоне ограничений хозяйственной деятельности вдоль трассы трубопровода по данным локального мониторинга;
- информационное обеспечение работ по шурфовке и замене участков газопровода, выявленных по данным дефектоскопии, определение оптимального маршрута выезда на место ремонтных бригад, подвоза и складирования оборудования;
- информационное обеспечение инженерно-геологических изысканий на стадии технико-экономического обоснования и проектирования строящихся и реконструкции действующих участков трассы газопроводов;
- оперативный локальный мониторинг аварийных участков трассы газопровода (предоставление информации осуществляется в течение 2-3 часов после согласования технического задания на выполнение летно-съёмочных работ);
- анализ и отображение технических характеристик сети, контроль качества рекультивации ландшафта при проведении регламентных, ремонтных и аварийно-восстановительных работ;

- анализ состояния защищенности газопроводов от коррозии, информационное обеспечение и отображение исходных данных и поддержка их в актуальном состоянии, а также выдача справочной информации, организация работы с базой данных и запросов по функциональным задачам корпоративной геотехнической информационной системы «Мострансгаз-Д»;
- формирование базы информационно-аналитических данных для создания в перспективе тематической картографической информации в электронной форме и на твердом носителе по запросам пользователей по следующим направлениям: карта экологического состояния ландшафта в зоне техногенного влияния трассы трубопровода; карта прогноза развития экзогенных геологических процессов в зоне техногенного влияния трассы трубопровода; карта устойчивого развития ландшафта в зоне влияния трассы трубопровода с рекомендациями по экологической защите территории и рациональному природопользованию.

В ходе выполнения описанных работ были определены основные параметры экономической эффективности технологии локального мониторинга. Производительность предлагаемой системы локального мониторинга 25 кв. км/ч. Стоимость 1 кв. км – 90 рублей. Достигается снижение затрат на выполнение дистанционного зондирования в сравнении с существующими космическими системами (QuickBird, IKONOS, IRS, SPOT-5 и др.) в 7 раз; с данными, получаемыми с помощью авиационных платформ, – в 12 раз. Прибыль от выполнения производственных летно-съёмочных работ при оперативном контроле магистральных газотранспортных систем составит не менее 80–100 млн. руб./год в расчете на одно УМГ.

Таким образом, сохраняя преемственность в части общей методологии научно-прикладных исследований аэрокосмического мониторинга, структуры базы данных атрибутивной информации и функций информационно-справочных ГИС, предлагаемые технологии СЛМ позволяют перейти на качественно новый уровень информационного обеспечения региональных органов управления и контроля функционирования магистральных трубопроводов в труднодоступных районах. Обобщение данных локального мониторинга и ввод в производственную эксплуатацию отраслевых наземных центров оперативного контроля магистральных газотранспортных систем в перспективе будет способствовать оптимизации управления, рациональному природопользованию и устойчивому развитию регионов РФ.

Заключение

Определены актуальные задачи информационного обеспечения газотранспортной отрасли в чрезвычайных ситуациях. Обоснована необходимость создания системы локального мониторинга, функционирующей во взаимодействии со съёмочными системами, размещенными на орбитальных космических платформах. Рассмотрена конфигурация и принципы функционирования интерактивной бортовой системы локального мониторинга, защищенной патентами РФ. Определены конфигурация информационно-аналитической ГИС, область применения и перечень функциональных задач, решаемых в интересах газотранспортной отрасли РФ.

Литература

1. *Топчиев А.Г.* Методика и результаты применения информационно-аналитической системы локального геоэкологического мониторинга на нефтяных месторождениях Среднего Приобья. Экологические системы и приборы. М.: ООО «Научтехлитиздат». 2001. № 4. С. 7–15.
2. *Топчиев А.Г.* Методы и технические средства локального геоэкологического мониторинга объектов нефтегазового комплекса // Системы и средства информатики. Геоинформационные технологии. М.: изд-во ИПИ РАН. 2008. С. 282–304.
3. *Топчиев А.Г., Девичев А.А.* Новый подход к организации мониторинга объектов нефтегазового комплекса Среднего Приобья // Криосфера Земли. Новосибирск: изд-во СО РАН. 2000. № 1. С. 123–130.
4. *Топчиев А.Г., Кондранин Т.В., Козодеров В.В.* Системы локального мониторинга природно-техногенной сферы // Экология и промышленность России. 2006. № 11. С. 24–31.
5. *Топчиев А.Г., Кондранин Т.В., Козодеров В.В.* Патент на изобретение № 58696 «Бортовая система локального мониторинга объектов природно-техногенной сферы». Бюллетень ФАПСИ. М.: Изд-во ФАПСИ. 2008. № 3. С. 1–8.

*А.Н. Дмитриевский, Н.Н. Севастьянов, В.И. Гридин,
П.В. Корвяков, В.А. Лазутин, Д.С. Сергеев*

7.9. Система сопряженного (подземно-наземно-аэрокосмического) мониторинга территорий и объектов ОАО «ГАЗПРОМ»

Введение

Теоретическими основами сопряженного подземно-наземно-аэрокосмического мониторинга служат представления о преобладающем воздействии системы физических полей Земли и околоземного пространства на природные и техногенно-природные объекты (Гридин, Гак, 1994; Гридин, 2012). Регионы с развитой газовой инфраструктурой или с наличием промышленных запасов углеводородного сырья отличаются характерной пространственно-временной неоднородностью физических полей. Эта особенность носит фундаментальный характер для прогнозирования, обнаружения, картографирования и минимизации последствий горно-экологических нарушений, чрезвычайных ситуаций и глобальных изменений окружающей среды.

Градиентные зоны и тангенциальные составляющие физических полей являются главными движущими силами развития современных (голоценовых) геодинамических процессов. Представительный учет физико-геологических и системно-геодинамических особенностей территорий обязателен при всех работах, направленных на безопасное и экологически сбалансированное природопользование.

Методологические основы сопряженного мониторинга

В качестве методологической основы сопряженного мониторинга предложен системный анализ. Комплексирование аэрокосмических, наземных и подземных методов исследований (рис. 7.9.1) раскрывает целостность изучаемых систем физических полей Земли, устанавливает взаимосвязи их компонентов, выявляет новые закономерности распределения изучаемых объектов. Системно организованные работы по сопряженному мониторингу представляют собой технологически единую совокупность взаимосвязанных и взаимозависимых, строго соподчиненных и проводимых в определенной последовательности видов, этапов, стадий работ и отдельных операций. Это сложный, но закономерно организованный процесс, являющийся составным элементом более сложной системы – процесса изучения и освоения природных ресурсов (Гридин, Гак, 1994; Гридин, 2012).

Представительное изучение объектов мониторинга требует организации многоуровневых и многодиапазонных наблюдений. Скоординированные по времени и пространству подземно-наземно-аэрокосмические исследования обеспечивают получение корреляционно устойчивых, эмерджентных, качественно новых сведений об объектах мониторинга, повышая информативность и оперативность при снижении общей стоимости работ.

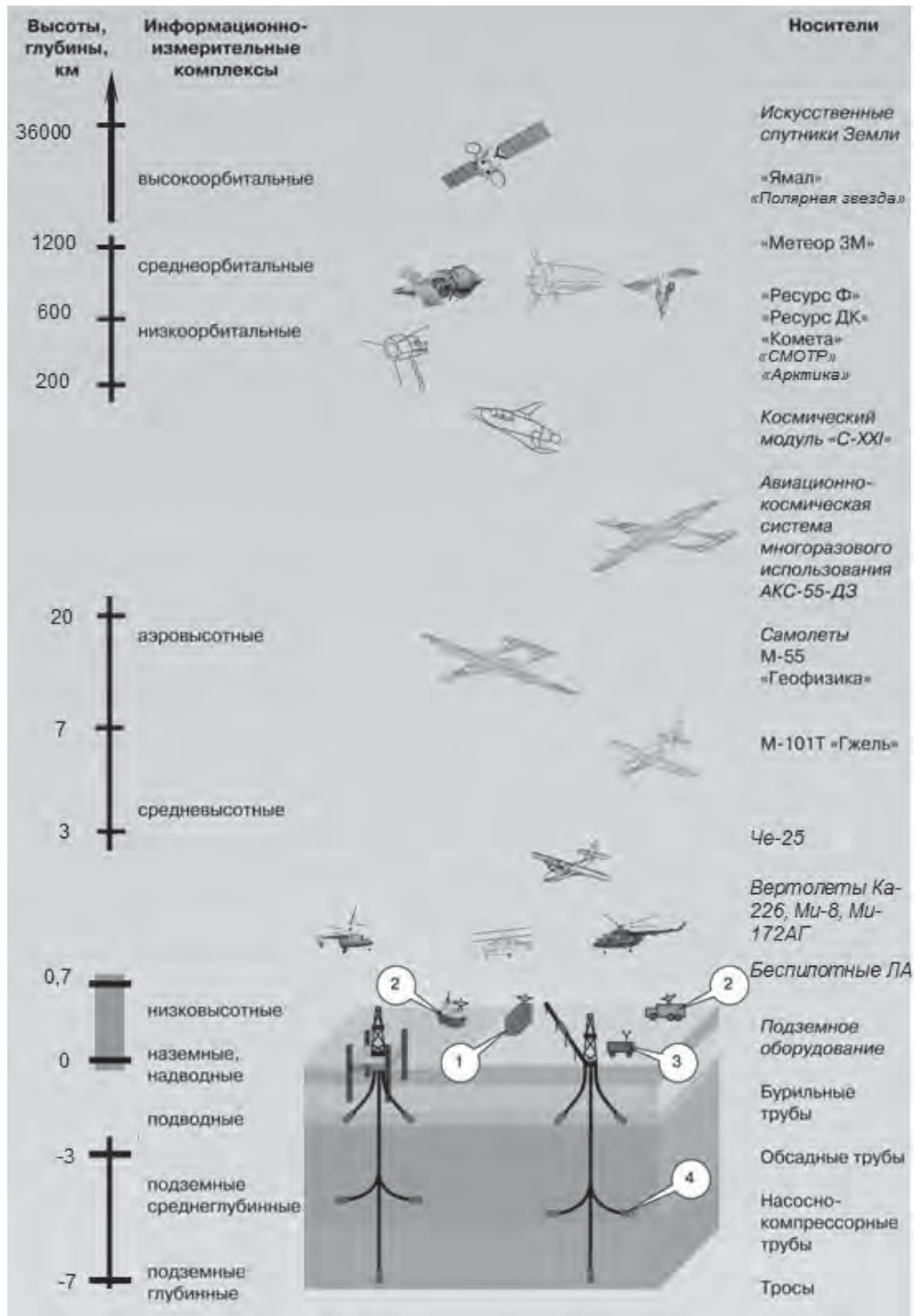


Рис. 7.9.1. Эшелонированная система сопряженного (подземно-наземно-аэрокосмического) мониторинга глобальных изменений окружающей среды: 1 – наземные станции приема; 2 – морские и автомобильные станции приема; 3 – приемники спутниковых навигационных систем; 4 – глубинные датчики (подземные, подводные)

Системный подход к организации сопряженного мониторинга предусматривает:

- полное освещение изучаемых территорий минимально необходимым объемом представительной информации;
- изучение территорий по принципу «от общего к частному»;
- комплексный характер проведения исследований (как среди дистанционных методов, так и совместно с наземными и подземными исследованиями);
- использование наиболее эффективных методов и технических средств получения и обработки информации;
- максимально полную реализацию принципа множественности при обработке информации; разработку, опробование и реализацию бортовых информационно-измерительных комплексов в модульном исполнении, едином для всех эшелонов сопряженного мониторинга;
- разработку сопряженной базы данных в качестве единой и постоянно пополняемой информационной основы.

Для получения представительной информации об объектах мониторинга необходимо использование системы различных сенсоров на разноуровневых носителях. Создание тематических 3D- и 4D-моделей объектов мониторинга предопределяет необходимость организации совместного функционирования бортовых информационно-аналитических комплексов на малых спутниках, самолетах, вертолетах, беспилотных носителях, а также их квазисинхронной работы с подсистемами наземных, надводных, подводных и подземных комплексов. Широкое применение принципа множественности предопределяет поэтапное развитие сети региональных центров обработки информации и соответствующей системы распределения получаемых результатов.

Методология и системная организация работ по сопряженному мониторингу предопределяют необходимость создания единой системы технических средств – бортовых информационно-измерительных (информационно-аналитических) комплексов и их носителей.

Создание космической информационной системы «Ямал»

Система мониторинга предназначена для использования при поисках, разведке, разработке, добыче, транспортировке и хранении углеводородного сырья, а также при изучении и прогнозировании глобальных изменений окружающей среды. Концепция построения такой эшелонированной многоуровневой системы мониторинга включает в себя физические основы, методологию, предложения по системной организации работ, минимально необходимому комплексу технических средств получения информации и технологиям ее сопряженной обработки.

ОАО «Газпром космические системы» приступило к поэтапному созданию полномасштабной космической информационной системы «Ямал», состоящей из следующих элементов:

- подсистемы геостационарных телекоммуникационных спутников – уже работающих «Ямал-100», «Ямал-201», «Ямал-202» и строящегося «Ямал-300»; до

2015 г. будут созданы еще 6 новых спутников, что увеличит спутниковую емкость в 4 раза;

- подсистемы космического зондирования Земли «Смотр», состоящей на первом этапе из 4-х проектируемых низкоорбитальных спутников, работающих в оптическом и радиолокационном диапазонах;
- подсистемы проектируемых высокоэллиптических спутников непосредственного цифрового радиовещания и мобильной связи «Полярная звезда»;
- подсистемы беспилотных авиационных носителей датчиков дистанционного зондирования в качестве низковысотного сегмента системы сопряженного мониторинга;
- подсистемы космополигонов с центрами приема и обработки комплексной информации.

Данные элементы являются инфраструктурной основой системы комплексного мониторинга.

Созданы, совершенствуются и постоянно расширяются сети территориально распределенных станций спутниковой связи на предприятиях ОАО «Газпром» и других пользователей и центр приема информации с действующих спутников дистанционного зондирования, что обеспечивает оперативный доступ к информации мониторинга.

Новое теоретическое, методологическое, техническое и организационное обеспечение работ по сопряженному мониторингу гарантирует оперативное получение потребителями ОАО «Газпром» и других нефтегазовых компаний достоверной представительной информации об изучаемых объектах при значительном снижении затрат времени и средств на весь комплекс работ с использованием низкоорбитальных спутников, работающих в оптическом и радиолокационном диапазонах.

Заключение

Описана концепция и основные этапы реализации эшелонированной многоуровневой системы комплексного (сопряженного подземно-наземно-аэрокосмического) мониторинга территорий и объектов ОАО «Газпром». Система мониторинга предназначена для использования при поиске, разведке, разработке, добыче, транспортировке и хранении углеводородного сырья, а также при изучении и прогнозировании глобальных изменений окружающей среды. Концепция построения такой эшелонированной многоуровневой системы мониторинга базируется на физических основах, методологии, системной организации работ, использовании минимально необходимого комплекса технических средств получения информации и технологий ее сопряженной обработки. Данные элементы являются инфраструктурной основой системы комплексного мониторинга.

Предложенная концепция обеспечивает проведение сопряженного мониторинга для оперативного получения потребителями ОАО «Газпром» и других нефтегазовых компаний достоверной представительной информации о контролируемых объектах нефтегазового комплекса при высокой экономической эффективности.

Литература

1. *Гридин В.И., Гак Е.З.* Физико-геологическое моделирование природных явлений. М.: Наука, 1994. 204 с.
2. *Гридин В.И.* Системный подход к изучению и мониторингу глобальных изменений окружающей среды на основе совместной интерпретации аэрокосмической и геолого-геофизической информации. В настоящей книге. 2012. С. 448–453.

Е.А. Мальцев

7.10. Распределенная система сбора и хранения спутниковых данных для мониторинга нефтегазовых месторождений Сибирского региона

Введение

Интенсивное развитие нефтедобывающей отрасли на севере Восточной Сибири делает актуальным вопрос о всесторонней информационной поддержке данного вида производственной деятельности. В связи с этим необходимо обеспечить полную информационную поддержку сквозного цикла разработки нефтегазового месторождения, начиная с планирования и обеспечения данными анализа и прогноза геологоразведочных работ, бурения и разработки месторождения, и заканчивая ликвидацией нефтегазовых объектов. Наряду с этим необходимо осуществить экологический мониторинг этих объектов, который включает в себя сбор актуальных данных о влиянии данного вида антропогенного вмешательства на окружающую природную среду, его негативных воздействиях и возможных последствиях в будущем.

В настоящее время на территории Красноярского края активно осуществляются геологоразведочные работы, направленные на изыскание новых нефтяных месторождений. Динамично развивается Ванкорское месторождение, которое находится на севере края, на территории Таймырского Долгано-Ненецкого автономного округа. Существует большое количество уже разведанных нефтегазоносных месторождений, таких как Мессояхское, Пеляткинское, Северо-Соленинское, Южно-Соленинское, Юрубченское и другие, которые находятся на разных этапах развития.

С учетом удаленности нефтегазовых месторождений от краевого центра и от крупных населенных пунктов, труднодоступности территорий в связи с отсутствием соответствующих объектов инфраструктуры, таких как дороги и линии электропередач, актуальными являются задачи дистанционного мониторинга таких территорий для получения оперативной, независимой информации о состоянии того или иного объекта нефте- и газоразрабатывающей и добывающей деятельности. Такими аспектами могут быть и состояние окружающей природной среды, и наблюдение за созданием и развитием объектов инфраструктуры, а также поиск новых месторождений посредством тематического анализа спутниковых изображений.

Всесторонний дистанционный мониторинг объектов нефтегазовой промышленности и разрабатываемых территорий позволяет оптимизировать временные и финансовые ресурсы, а также прогнозировать те или иные ситуации, своевременно принимать взвешенные решения и сокращать риски аварийных ситуаций и утечки загрязняющих веществ.

Актуальность удаленного мониторинга нефтегазодобывающих объектов Сибирского региона

По фактам загрязнения окружающей природной среды можно сказать, что в период эксплуатации нефтегазовых объектов значительную опасность, к примеру для

почвы, представляет химическое загрязнение. Его основными причинами могут быть (Аксенов, 2007; Дваладзе, 2000):

- утечки различных химических реагентов и технологических жидкостей из емкостей, трубопроводов, запорной арматуры, емкостей хранения горюче-смазочных материалов (ГСМ), нефтяных терминалов и др.;
- стоки хозяйственно-бытовых и ливневых вод с территорий промплощадок, временных жилых комплексов, хранилищ материалов, полигонов промышленных и бытовых отходов и др.;
- проливы нефти и нефтепродуктов, в том числе аварийные разливы нефти, а также горюче-смазочных материалов и технологических жидкостей при бурении скважин и ремонте оборудования, участков трубопроводов, запорной арматуры.

Основными путями поступления загрязняющих веществ в окружающую среду в зонах действия предприятий нефтегазовой отрасли являются организованные и неорганизованные выбросы в атмосферный воздух, сбросы в поверхностные воды и утечки (просачивание) в подземные (Аксенов, 2007).

Опыт эксплуатации предприятий нефтегазового комплекса показывает, что ни в одной стране мира не удалось полностью исключить аварии при добыче и транспортировке нефти. Особенно велики риски аварий при добыче нефти в сложных климатических условиях Севера. В связи с этим развитие системы мониторинга объектов окружающей природной среды в Красноярском крае, в частности, в районах действия предприятий нефтегазовой отрасли должно иметь исключительную важность и опережать реализацию инвестиционных проектов.

Всесторонняя информационная поддержка нефтегазовой отрасли необходима для того, чтобы: иметь возможность своевременно выявлять негативное влияние предприятий нефтегазовых разработок; производить сравнительный анализ изменений экологических показателей в зоне их действия; выявлять динамику этих изменений, оценивать потенциальные экологические риски в районах их деятельности и безопасность используемых технологий поиска, разведки и добычи углеводородного сырья. Информационная поддержка необходима также для того, чтобы вести непрерывный мониторинг за различными промышленными объектами добычи нефти и газа, такими как действующие нефте- и газопроводы, дороги, линии электропередач, промысловая и бытовая инфраструктуры, проекты ликвидации нефтегазовых объектов после завершения эксплуатации, прилегающие социальные объекты, сопутствующие разработке.

Принимая во внимание труднодоступность и удаленность месторождений, обеспечить такую информационную поддержку возможно только при помощи удаленного мониторинга посредством спутникового зондирования территорий.

Для решения этих задач и удаленного контроля за данными территориями необходимо иметь набор разнотипных данных и разнообразных ГИС-инструментов для оперирования ими. В состав таких данных входят: спутниковые данные дистанционного зондирования Земли, цифровые модели местности, цифровые карты природных комплексов и объектов, подлежащих наблюдению, карты современной ландшафтной структуры, антропогенной трансформации ландшафтов, таблицы, отчеты предыдущих исследований и др.

Региональная спутниковая система ДЗЗ ИКИТ СФУ

К настоящему времени разработана и внедрена в промышленную эксплуатацию региональная система ДЗЗ Института космических и информационных технологий Сибирского федерального университета (ИКИТ СФУ), представляющая собой высокопроизводительный комплекс программно-аппаратных средств получения, хранения, обработки и поставки конечному потребителю оперативных космических данных ДЗЗ на территорию, покрывающую большую часть Восточной и Западной Сибири. Основная цель комплекса – создание единого хранилища разнотипных спутниковых данных и создание единого интерфейса доступа к наиболее полным и актуальным данным ДЗЗ всего Сибирского региона, а также создание звена в распределенной системе оперативного поиска и доступа к данным ДЗЗ, основой которой является база информационных серверов, расположенных на территории РФ (Новосибирск, Красноярск, Иркутск, Хабаровск).

Региональная система ДЗЗ, включающая в себя наземный комплекс приема и центр хранения данных ДЗЗ, рассматривается в данной работе как компонента при решении задач экологического мониторинга и выступает в роли информационной платформы при исследовании и анализе территории Сибири. К участкам, вызывающим наибольший интерес в проведении экологического мониторинга, следует отнести следующие районы нефтегазовых предприятий: Большехетский, Юрубчено-Тохомский, Нижне-Ангарский и др. районы, Таймырское Заполярье и др.

Региональная система ДЗЗ является источником информации, позволяющим не только регистрировать сам факт изменения экологического состояния, но и информации, позволяющей прогнозировать и выявлять участки повышенного риска нефтегазовых объектов с точки зрения экологической опасности.

Архив спутниковых данных региональной системы ДЗЗ содержит данные нескольких спутников, число которых пополняется. С учетом развития методов ДЗЗ и разнообразия поступающих данных появляются новые возможности в сфере экологического мониторинга и открываются новые направления деятельности, к которым можно отнести мониторинг состояния атмосферы, анализ сейсмоустойчивости территорий, прогнозирование погодных условий, а также анализ состояния недр для последующей геологоразведки.

Исходя из указанных направлений мониторинга объектов нефтегазового комплекса, система ДЗЗ должна удовлетворять ряду требований. К таким требованиям относятся:

- расширение архива геопространственных данных новыми типами данных, принимаемых от различных спутников;
- периодическое пополнение и обновление архива данных для обеспечения актуальности их использования;
- интеграция разнородных информационных ресурсов в единой БД;
- предоставление многопользовательского интерфейса доступа к пространственной БД;
- предоставление пользователю актуальной и консолидированной информации по участкам нефтегазового мониторинга. К такой информации следует отнести не только спутниковые изображения, но и различные векторные слои,

- описывающие положение природных объектов наблюдения, инфраструктурных объектов и предоставление справочной и отчетной информации по ним;
- создание и актуализация базы данных технических и технологических характеристик объектов нефтегазовой отрасли;
- реализация инструментов для анализа, прогноза и моделирования в области экологического мониторинга;
- многоцелевая платформа, интегрирующая в себе функции настольной ГИС и Web-портала;
- оценка динамики развития месторождений и динамики изменения состояния окружающей среды;
- оценка степени покрытия облачностью, предоставляемых данных ДЗЗ.

Разработанный комплекс, помимо решения задач оперативного приема, хранения космических снимков и их визуального представления, является также основным поставщиком информации при решении следующих задач нефтегазовой отрасли:

- мониторинг природных ресурсов и экологических проблем;
- отслеживание чрезвычайных ситуаций;
- визуальное представление данных для всех управленческих и контрольных органов;
- различные исследовательские и геологоразведочные работы;
- контроль и управление процессом разработки месторождений нефти и газа;
- выделение зон эффективного нефтенасыщения с целью рациональной разработки залежей;
- измерения текущей нефтегазонасыщенности исследуемого или разрабатываемого объекта;
- определение пористости и проницаемости пластов коллекторов;
- определение величины текущей нефтенасыщенности в газонасыщенных частях пластов;
- поиск пропущенных нефтенасыщенных зон в пределах разрабатываемого месторождения;
- повышение достоверности оценки подсчетных параметров;
- площадной анализ и дифференциация участков по степени выработанности пластов;
- картирование с целью планирования геолого-технических мероприятий.

Основные компоненты региональной системы ДЗЗ

Основу региональной системы ДЗЗ составляют следующие компоненты (см. рис. 7.10.1):

- подсистема приема информации, которая представляет собой программно-аппаратный комплекс, состоящий из станций приема Унискан-36, Алиса-СК, а также программного обеспечения AliceReceiver и ScanReceiver, позволяющего производить прием данных со спутников и размещать их во временные хранилища для последующей обработки;

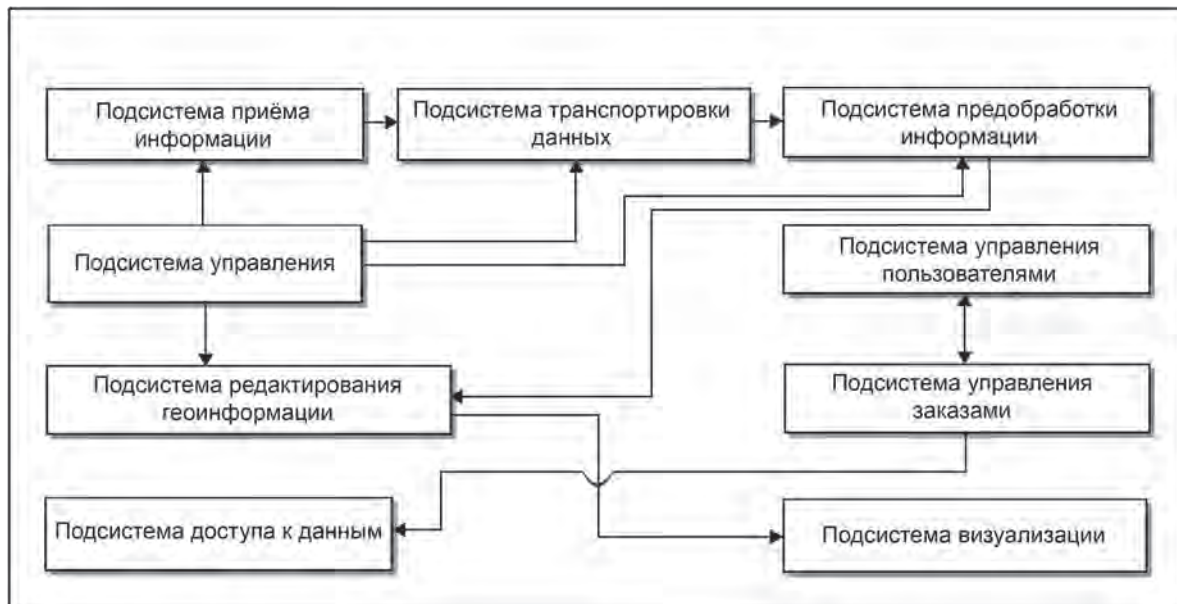


Рис. 7.10.1. Основные компоненты региональной системы ДЗЗ ИКИТ СФУ

- подсистема передачи (транспортировки) данных, предназначенная для их перемещения в локальной сети между серверами обработки и транспортировки спутниковых данных из внешних источников в хранилище;
- подсистема предобработки информации, осуществляющая преобразование спутниковых данных до уровня А0, а также включает обработку метаданных изображений, принимаемых спутниками, оценку облачности и географическую привязку;
- подсистема управления, обеспечивающая включение системы ДЗЗ в целом, управление нормативно-справочной информацией, а также управление подсистемой распределения различных заданий для компонентов системы в целом;
- подсистема редактирования геопространственной информации, предназначенная для работы с векторными и растровыми информационными слоями, обеспечивающая возможность создания новых слоев и редактирование имеющихся;
- подсистема доступа к данным, включающая FTP-сервер, посредством которого осуществляется получение спутниковых данных пользователями;
- подсистема управления пользователями, представляющая собой LDAP сервер, содержащий учетные записи зарегистрированных в системе пользователей; посредством LDAP сервера осуществляется авторизация пользователей;
- подсистема управления заказами пользователей, осуществляющая автоматическое предоставление заказанных спутниковых данных;
- подсистема визуализации, включающая web-сервер, картографический MapServer и web-интерфейс для поиска данных и навигации между искомыми объектами.

Вся система разрабатывалась по модульному принципу с возможностью расширения спектра принимаемых данных и решения на их базе новых задач. В настоящее время реализован оперативный прием и хранение данных со спутника SPOT-4 и прибора MODIS (спутники Terra, Aqua), реализована возможность хранения данных со спутников Landsat 5,7 и поставлена система транспортировки данных со спутников Landsat из открытых источников. Система является масштабируемой и возможно как увеличение мощности архива данных, так и добавление новых модулей для решения новых задач. Для обеспечения взаимодействия и интероперабельности с другими системами внедрена поддержка стандарта Web Map Service (WMS) (OGC Web Map...), рекомендованная комиссией по производству технических стандартов ГИС OpenGIS® Open Geospatial Consortium (<http://www.opengeospatial.org/>).

Для обеспечения независимого от внешних факторов мониторинга нефтегазовых месторождений в условиях неравномерных погодных условий северных территорий является актуальным применение данных радиолокационных спутников, таких как Radarsat.

Спутниковая радиолокация обладает большими возможностями и с большой вероятностью вне зависимости от времени суток и погодных условий позволяет обнаружить нефтяные загрязнения во всей области захвата. Для снимков высокого разрешения (25 м) область захвата составляет 100×100 км; для снимков среднего разрешения (150 м) область захвата составляет 400×430 км.

Принимая во внимание указанные факторы, в базе данных спутниковых изображений реализована функция поддержки хранения радиолокационных изображений, поступающих со спутника Radarsat.

Заключение

Описана структура и функциональные возможности региональной системы дистанционного зондирования Института космических и информационных технологий Сибирского федерального университета (г. Красноярск).

В настоящее время региональная система ДЗЗ функционирует и активно развивается. Доступ к системе возможен через адрес в сети интернет: gisweb.ikit.sfu-kras.ru и для всех пользователей разрешен гостевой вход. Информация, формируемая этой системой, может использоваться для мониторинга объектов нефтегазового комплекса Сибири.

Литература

1. *Аксенов Д.Е.* Оценка накопленного воздействия добычи нефти на окружающую среду с использованием материалов космической съемки. НП «Прозрачный мир». (<http://www.scanex.com/ru/publications/pdf/publication15.pdf>). 2007. 9 с.
2. *Дваладзе Т.Ш.* К методике регионального экологического прогноза при эксплуатации нефтегазовых месторождений / Т.Ш. Дваладзе, А.В. Поздняков, М.Ю. Самуйленков // Исследования эколого-географических проблем природопользования для обеспечения территориальной организации и устойчивости развития нефтегазовых регионов России: Теория, методы и практика. Нижневартовск: НГПИ, ХМРО РАЕН, ИОА СО РАН. 2000. С. 23 – 29.

3. OGC Web Map Service, Version 1.3.0, OGC 04-024, 2004-08-02.
4. <http://www.opengeospatial.org/> : сайт Open Geospatial Consortium – Электронные данные – 2010. – Режим доступа : <http://www.opengeospatial.org/>.

СОДЕРЖАНИЕ

Список сокращений.....	5
Предисловие научного редактора.....	9
Глава 1. ВОЗМОЖНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА. РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ.....	15
1.1. Аэрокосмический мониторинг нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса. Реальности и перспективы. В.Г. Бондур (Россия).....	15
1.2. Космический мониторинг современных процессов образования углеводородов. В.П. Гаврилов (Россия).....	38
1.3. К определению новых задач для аэрокосмического мониторинга объектов нефтегазового комплекса. П.Г. Терещенко (Россия).....	50
Глава 2. ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ НА ОСНОВЕ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ.....	59
2.1. Выявление структурно-геологических особенностей строения складчатых и складчато-надвиговых поясов на основе дешифрирования и интерпретации космических снимков. Б.В. Георгиевский, А.В. Тевелев (Россия).....	59
2.2. Космические технологии при решении фундаментальных задач геологии нефти и газа. В.П. Гаврилов (Россия).....	70
2.3. Использование аэрокосмических материалов при исследовании геодинамики нефтегазоносных районов (на примере Тимано-Печорской и Западно-Сибирской плит). Л.А. Сим, Г.В. Брянцева (Россия).....	83
2.4. Многоуровневый линеаментный анализ космических изображений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В.Г. Бондур, А.Т. Зверев, Е.В. Гапонова (Россия).....	92
2.5. Использование дистанционных методов для изучения глубинного строения Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. В.А. Зайцев, Л.В. Панина (Россия).....	103
2.6. Исследование из космоса линеаментной сети, кольцевых структур и глубинной тектоники нефтегазоносных районов. В.И. Попков (Россия).....	108

2.7. Исследование разломно-блокового строения нефтеносных бассейнов Южного Судана на основе космических данных. <i>К.А. Боярчук, Л.В. Милосердова, Н.И. Малушина, М.В. Туманов</i> (Россия).....	116
2.8. Прогнозирование тектонической трещиноватости карбонатных отложений комплексом аэрокосмогеологических и геолого-промысловых исследований (на примере месторождений Республики Татарстан). <i>А.А. Стриженок, М.Н. Мингазов</i> (Россия).....	124
2.9. Геодинамические критерии прогнозирования нефтегазоносности в зоне Оманских гор на основе спутниковой информации. <i>В.Е. Филиппович, А.Г. Мычак, А.И. Архипов</i> (Украина).....	129
2.10. Возможности аэрокосмогеологических исследований при моделировании процессов нефтегазообразования. <i>А.А. Драгунов, Р.С. Мухамадиев</i> (Россия).....	136
2.11. Глубинное строение, состав, эволюция и генезис органических и неорганических углеводородов в земной коре Малого Кавказа. <i>А.В. Арутюнян</i> (Армения).....	146
2.12. Особенности радиоактивного поля Куринской впадины по данным аэро- и наземных гамма-съемок и их геологическая природа. <i>Ч.С. Алиев</i> (Азербайджан).....	157
Глава 3. ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА СУШЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ	165
3.1. Прогрессивная технология для решения нефтегазопроисковых задач на суше аэрокосмическими методами. <i>А.И. Архипов, В.И. Лялько, З.М. Товстюк, В.П. Клочко</i> (Украина).....	165
3.2. Исследование нефтегазоносных территорий радиолокационным методом (на примере Шебелинского месторождения). <i>А.А. Алексеева, В.Г. Бондур, А.Д. Доброзраков, Н.Е. Журавель, А.С. Курекин, А.П. Пичугин</i> (Россия).....	175
3.3. Комплексирование аэрокосмических, гравимагнитометрических и геоморфологических методов при поисках и разведке залежей углеводородов в пределах Западной Сибири. <i>А.И. Тимурзиев, А.С. Шумейкин</i> (Россия).....	188
3.4. Перспективы и направления геологоразведочных работ с использованием современных технологий дистанционного зондирования Земли. <i>С.Б. Уразаева, В.Ф. Подколзин, Р.З. Актанова, М.Г. Разакова</i> (Казахстан).....	196
3.5. Решение нефтегазопроисковых задач аэрокосмогеологическими методами ООО «ТНГ-КАЗАНЬГЕОФИЗИКА». <i>Л.А. Воронцова, А.А. Драгунов, Д.З. Салимова</i> (Россия).....	210
3.6. Использование дистанционных методов для целей прогнозирования и поисков месторождений углеводородного сырья в Устюртском регионе Республики Узбекистан. <i>В.Л. Гулев, СМ. Карнаухов, В.И. Соколов, И.В. Огородников</i> (Узбекистан).....	220
3.7. Учет специфики аномалий углеводородных газов в приземном слое атмосферы в пределах криолитозоны при организации аэрокосмических газогеохимических съемок нефтегазоносных территорий. <i>В.Е. Глотов, Л.П. Глотова</i> (Россия).....	227
3.8. Экономические аспекты использования космических методов в комплексе геологоразведочных работ на нефть и газ. <i>Д.М. Трофимов, М.К. Шуваева</i> (Россия).....	236

Глава 4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ МОНИТОРИНГА ПРИ ПОИСКЕ, ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В МОРСКИХ АКВАТОРИЯХ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОНАХ	239
4.1. Комплексная методика прогнозирования нефтегазоперспективных объектов в прибрежной зоне Южного нефтегазоносного региона Украины с использованием данных дистанционного зондирования Земли. <i>В.П. Клочко, Б.М. Полухтович, П.Я. Максимчук, О.В. Седлерова</i> (Украина)	239
4.2. Поиск структур, перспективных на нефть и газ на северо-западном шельфе Черного моря с использованием материалов ДЗЗ. <i>З.М. Товстюк, Т.А. Ефименко</i> (Украина)	249
4.3. Космический радиолокационный мониторинг морских акваторий в районах добычи и транспортировки углеводородов. <i>В.Г. Бондур, В.В. Замшин</i> (Россия)	255
4.4. Исследование естественных нефте- и газопроявлений на морской поверхности по космическим изображениям. <i>В.Г. Бондур, Т.В. Кузнецова</i> (Россия)	272
4.5. Космос и морская нефть. <i>Н.П. Запывалов</i> (Россия)	288
4.6. Космический мониторинг впадин Байкала в связи с изучением процессов дегазации недр. <i>В.П. Исаев, А.Г. Кичигин, Н.Г. Коновалова, В.Ф. Лузин</i> (Россия)	296
4.7. Аэрокосмический экологический мониторинг Казахстанского сектора Каспийского моря для решения задач нефтегазовой отрасли. <i>Б.М. Миркаримова, Э.А. Закарин, Л.А. Балакай, Т.В. Дедова, Н.Б. Тусеева</i> (Казахстан)	301
4.8. Мониторинг экологического состояния прибрежных акваторий при поиске, освоении и транспортировке углеводородов с использованием многоспектральных оптических космических изображений. <i>В.Е. Воробьев</i> (Россия)	318
Глава 5. АЭРОКОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ	329
5.1. Экологические проблемы арктических регионов, связанные с добычей и транспортировкой углеводородов, и возможности их решения на основе результатов космического мониторинга. <i>В.Г. Бондур, В.Е. Воробьев, М.А. Жуков, В.В. Замшин, И.П. Карачевцева, Е.В. Черепанова</i> (Россия)	329
5.2. Изучение трансформации ландшафтов нефтегазоносных районов криолитозоны по данным космической съемки. <i>С.Г. Корниенко, К.И. Якубсон</i> (Россия)	343
5.3. Аэрокосмическая паспортизация территорий в задачах обеспечения экологической безопасности объектов нефтегазового комплекса. <i>В.Г. Аковецкий</i> (Россия)	351
5.4. Космический мониторинг сейсмоопасности нефтегазоносных районов (на примере Калининградского землетрясения 21 сентября 2004 года). <i>В.Г. Бондур, А.Т. Зверев, А.Л. Зима</i> (Россия)	362
5.5. Системно-аэрокосмические методы изучения и мониторинга опасных природно-техногенных процессов при освоении газовых и угольных залежей Кузнецкого бассейна. <i>В.И. Гридин</i> (Россия)	372

5.6. Использование аэрокосмической информации при эколого-экономической оценке последствий загрязнений окружающей среды в процессе функционирования объектов нефтегазового комплекса. <i>Ю.М.Грузина, Р.Г. Мамин</i> (Россия).....	379
Глава 6. МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ МОНИТОРИНГЕ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА.....	395
6.1. Методы обработки аэрокосмических изображений, полученных при мониторинге объектов нефтегазовой отрасли. <i>В.Г. Бондур, В.Е. Воробьев</i> (Россия).....	395
6.2. Технологии создания интегрированного геоинформационного обеспечения месторождений нефти и газа на основе результатов обработки аэрокосмических изображений. <i>В.Г. Аковецкий</i> (Россия).....	410
6.3. Методика картирования границ залежей углеводородов с использованием данных дистанционного зондирования. <i>С.А. Станкевич, О.В. Титаренко</i> (Украина).....	425
6.4. Результаты обработки дистанционных тепловизионных снимков при поисках залежей углеводородов. <i>К.М. Каримов, В.Л. Онегов, С.Н. Кокутин, Л.К. Каримова</i> (Россия)	431
6.5. Использование и обработка данных дистанционного зондирования при изучении нефте- и газоносных районов Западной Сибири. <i>В.Д. Скарятин, О.М. Тихомирова</i> (Россия).....	435
6.6. Использование ГИС-технологий и данных дистанционного зондирования при экологическом мониторинге нефтегазового комплекса Якутии. <i>В.А. Данилов, А.Н. Горохов</i> (Россия).....	441
6.7. Системный подход к изучению и мониторингу глобальных изменений окружающей среды на основе совместной интерпретации аэрокосмической и геолого-геофизической информации. <i>В.И. Гридин</i> (Россия)	448
Глава 7. НОВЫЕ МЕТОДЫ, АППАРАТУРА И СИСТЕМЫ АЭРОКОСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА	455
7.1. Новый активный метод дистанционного зондирования геологической среды с использованием потоков элементарных частиц. <i>В.Г. Бондур, В.А. Макаров</i> (Россия).....	455
7.2. Метод бистатической радиолокации для контроля состояния морской поверхности и объектов нефтегазового комплекса в районах добычи и транспортировки углеводородов. <i>В.Г. Бондур, А.Д. Доброзраков, А.С. Курекин, А.П. Пичугин</i> (Россия, Украина).....	466
7.3. Авиационный флуоресцентный сканирующий лидар (флуоровизор) для мониторинга районов добычи и транспортировки углеводородов. <i>О.И. Абрамов, В.Г. Бондур, П.М. Васильчиков, В.В. Пелевин</i> (Россия).....	478
7.4. Вертолетный лазерный комплекс ТЛГ-01В для производственно-экологического мониторинга объектов нефтегазового комплекса. <i>В.Н. Муссеев, Р.Н. Пихтелев, В.Н. Розов, Н.Б. Пыстина, Э.Б. Бухгалтер</i> (Россия)	487
7.5. Использование положения «красного края» в спектрах отражения растений как информативного признака при поисках залежей углеводородов. <i>А.И. Архипов, Т.В. Осканьян, Е.И. Левчик</i> (Украина)	492

7.6. Метод видеотепловизионной генерализации и его геолого-геофизическое значение. <i>Р.Д. Мухамедяров</i> (Россия)	497
7.7. Аэрокосмические технологии и технические средства в системе инженерных изысканий трасс магистральных трубопроводов. <i>В.Г. Аковецкий</i> (Россия)	507
7.8. Методы и технические средства локального аэромониторинга магистральных газотранспортных систем. <i>А.Г. Топчиев</i> (Россия)	531
7.9. Система сопряженного (подземно-наземно-аэрокосмического) мониторинга территорий и объектов ОАО «ГАЗПРОМ». <i>А.Н. Дмитриевский, Н.Н. Севастьянов, В.И. Гридин, П.В. Корвяков, В.А. Лазутин, Д.С. Сергеев</i> (Россия).....	540
7.10. Распределенная система сбора и хранения спутниковых данных для мониторинга нефтегазовых месторождений Сибирского региона. <i>Е.А. Мальцев</i> (Россия)	545
Содержание	553

Научное издание

АЭРОКОСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ
ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Под редакцией академика В. Г. Бондура

Издательский редактор

Н.И. Валюкова

Верстка

Т.А. Дурнова

Обложка

Ю.В. Зайцевская

ООО «Издательство «Научный мир»
127055, Москва, Тихвинский переулок, 10/12, корп. 4
Тел.: (+7) (499) 973-2513; (+7) (499) 973-2670
E-mail: naumir@naumir.ru
Internet: <http://www.naumir.ru>

Подписано к печати 16.10.2012
Формат 60×84/8. Гарнитура Newton
Печать офсетная. Печ. л. 76,3
Тираж 500 экз. Заказ 450

Отпечатано в типографии ООО «Галлея-Принт»
111024, Москва, ул. 5-я Кабельная, 2-б

