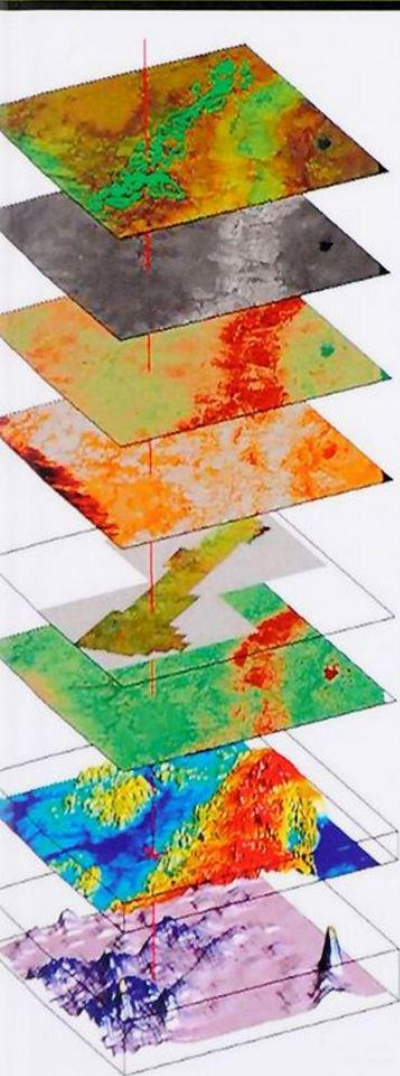


Д.М. Трофимов, В.Н. Евдокименков,
А.И. Захаров, М.К. Шуваева,
В.Б. Серебряков, И.А. Нагорная

Решение современных проблем нефтегазовой геологии дистанционными методами



**Д.М. Трофимов, В.Н. Евдокименков, А.И. Захаров,
М.К. Шуваева, В.Б. Серебряков, И.А. Нагорная**

**Решение современных проблем
нефтегазовой геологии
дистанционными методами**

(под редакцией Г.Г. Райкунова)

**Инфра-Инженерия
Москва–Вологда
2018**

УДК 622.27
ББК 33.36
Т76

ФЗ № 436-ФЗ	Издание не подлежит маркировке в соответствии с п. 1 ч. 4 ст. 11
----------------	---

**Трофимов Д.М., Евдокименков В.Н., Захаров А.И.,
Шуваева М.К., Серебряков В.Б., Нагорная И.А.**

Т76 Решение современных проблем нефтегазовой геологии
дистанционными методами. – М.:Инфра-Инженерия, 2018. – 124 с.

ISBN 978-5-9729-0203-3

В работе рассматриваются вопросы, возникающие при внедрении новых, почти не используемых российскими нефтегазовыми компаниями инновационных дистанционных методов. Накопленный за три десятилетия опыт практических работ и опытно-методических исследований показывает, что они способны решать и решают задачи прогноза ловушек углеводородов, их локальный прогноз и определение ресурсов на допоисковом этапе. То есть, дистанционные методы являются единственным, малозатратным и оперативным средством прогнозной оценки труднодоступных, мало- и неизученных участков недр. Для разведочного и эксплуатационного этапов они способны в комплексе с данными сейсморазведки и бурения осуществлять детализацию структуры резервуаров. Реализация этой задачи производится путем выявления микро- и малоамплитудных разрывных нарушений, играющих роль сквозных каналов и разнопроницаемых барьеров. Они оказывают существенное влияние на систему проницаемости резервуаров и, следовательно, предопределяют размещение эксплуатационных скважин. Таким образом, дистанционные методы обеспечивают получение априорной геологической информации в условиях высокой неопределенности принятия решений и более достоверный прогноз.

Книга предназначена для специалистов в области разведки и разработки месторождений нефти и газа, руководителей высшего и среднего звена нефтяных и газовых компаний, а также студентов и аспирантов высших учебных заведений нефтегазового профиля.

© Трофимов Д.М., Евдокименков В.Н., Захаров А.И., Шуваева М.К.,
Серебряков В.Б., Нагорная И.А., авторы, 2018
© Издательство «Инфра-Инженерия», 2018

ISBN 978-5-9729-0203-3

Введение

Представляемая читателям работа является обзором результатов тридцатилетнего опыта по разработке методологии и практическому применению аэро- и космических съемок в нефтегазовой геологии коллективом высококвалифицированных специалистов. Итоги работ опубликованы в многочисленных публикациях, часть из них целесообразно упомянуть, так как они отражают эволюцию и совершенствование дистанционных методов.

В 1987 году была опубликована монография «Аэрокосмические съемки на региональном этапе геолого-разведочных работ на нефть и газ», которая подвела итоги структурного картирования основных нефтегазоносных бассейнов СССР [1]. Тремя годами позже вышла книга «Прогнозирование структур осадочного чехла на основе комплексной интерпретации и обработки на ЭВМ аэрокосмических и геолого-геофизических данных [2]. В ней были подведены итоги комплексной оценки более 500 поисковых объектов в различных нефтегазоносных бассейнах, их обоснованию, первым опытам использования компьютерных технологий при прогнозе нефтегазоносности и выделении разрывных нарушений. В 2010 году была опубликована монография по методике применения дистанционных данных при прогнозировании структурных ловушек углеводородов, в том числе с помощью специальных программ. [3].

Следующей задачей перед авторами на основе многоспектральных радиолокационных и тепловых инфракрасных съемок являлась разработка методов и программ для локального прогноза нефтегазоносности ловушек углеводородов и их локализованных ресурсов с определением геологических рисков,

рентабельности их освоения, особенно в условиях трудно доступных и слабо изученных регионов на досейсмическом этапе поисковых работ [4].

Решение этих задач стало возможным в результате установления возможностей регистрации и измерения микрогеологических эндогенных процессов дистанционными методами на земной поверхности, ранее слабо изученными на качественном уровне. Разработанные методы изучения этих процессов обеспечивают выявление указателей наличия скоплений нефти и газа в осадочном чехле до проведения поисковых работ. Они способствуют их оптимизации с сокращением сроков и объемов работ, а также повышению вероятности открытия месторождений углеводородов, результаты чего показаны в данной работе на примерах Волго-Уральского, Тимано-Печорского, Западно-Сибирского и других нефтегазоносных бассейнов [4].

Наработанный многолетний опыт и апробация применения дистанционных методов и технологий при решении разнообразных задач нефтегазовой геологии в различных геолого-ландшафтных условиях послужили основой для оценки возможности их использования при разведке, разработке и эксплуатации подземных хранилищ газа [5]. Большой вклад в решении этих вопросов принадлежит Л.Б. Берману и М.Д. Каргеру [6,7]. Публикация по данной тематике вышла в 2016 г., завершив полный цикл исследований по обоснованию целесообразности практического использования комплекса дистанционных методов при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа, в том числе на морских акваториях [8]. Прделанная работа, объединившая коллектив авторов из разных организаций, докторов и кандидатов геолого-минералогических, технических и физико-математических наук при активном содействии и участии Г.Г. Райкунова, построена по монографическому типу и ставила цель внедрения новых инновационных технологий в нефтегазовую отрасль.

Опыт работ по основным нефтегазоносным бассейнам России и ряду зарубежных стран позволил внести вклад по трем основным направлениям:

- совершенствованию методики и методов специальной тематической обработки материалов аэро- и космических съемок;
- реализации практического использования дистанционного зондирования в нефтегазовой геологии;
- разработке теоретических вопросов оценки геологической информации, получаемой аэро- и космическими съемками и их специализированной интерпретации.

Данная публикация подготовлена коллективом специалистов, объединенных компанией «Ресенойл». Оформление работы выполнено И.Н. Поташовой и А.В. Емельяновой.

Авторы благодарны за плодотворное сотрудничество коллегам по совместной многолетней работе: Э.А. Абле, В.Н. Башилову, Н.П. Ковалевскому, В.Е. Тавризову, О.В. Крылову, В.Ф. Куприну, С.В. Фролову и В.Б. Константинову.

ГЛАВА 1.

Современные геологические проблемы нефтегазовой отрасли России

В нефтегазовой отрасли России, несмотря на ведущие показатели по добыче нефти и газа, остаются нерешенными ряд серьезных задач. Специфика нефтегазопоисковых работ изначально определяется дефицитом или недостаточной плотностью геологической информации вследствие ее сбора по профильно-точечной системе сейсмопрофилей и скважин с дальнейшей не лишенной субъективности интер- и экстраполяции. При этом необходимо подчеркнуть, что компьютеризация построения геологических моделей переходит от геологов к геофизикам, не всегда владеющим необходимым объемом знаний для объективной интерпретации исходных данных. Эта ситуация развивается на фоне недостатка опытных специалистов и общей деградации подготовки студентов, часто лишенных практических навыков работы в связи с отсутствием практики.

Важнейшей задачей нефтегазовой отрасли является своевременное обеспечение необходимого уровня добычи доказанными запасами, так как по данным Минприроды их может хватить на 20 лет. Эта ситуация связана с отсутствием серьезной государственной политики в области развития нефтегазовой отрасли, постепенным сокращением объемов геолого-разведочных работ по подготовке перспективных ресурсов и перекладывание этой задачи на частные компании, имеющих собственные интересы. Основным результатом подобного положения является невысокая извлекаемость нефти, иногда зависящая не только от рентабельности разработки месторождений, неограниченной интенсификации добычи, но и

других факторов. Дальнейшее использование таким образом отработанных месторождений в дальнейшем является технически сложным и высоко затратным.

В настоящее время реализуемыми для добычи запасы являются трудно извлекаемыми, величина которых от общей суммы составляет около 70%, а часть из них приходится на старые, давно эксплуатируемые месторождения. Для более полного извлечения нефти необходимо привлекать новые технологии, что требует повышенных затрат в условиях кризиса, или альтернативой является снижение КИН (коэффициент извлекаемости нефти). Последний вариант является более предпочтительным для частных компаний, что приводит к существенному нарушению режима разработки и ускоренной добыче.

Парадокс нынешней ситуации заключается в том, что Россия обладает колоссальными потенциальными ресурсами на геологически слабо изученной территории Восточной Сибири, Дальнего Востока и шельфа. Только величина последнего составляет 20-25% от общемировых начальных извлекаемых ресурсов. Их освоение по всем слабо изученным регионам России площадью миллионы квадратных километров возможно и при вложении минимума необходимых средств, модернизации устаревшей методики и технологии поисковых работ и внедрении современных малозатратных, оперативных, геологически и экономически эффективных дистанционных методов, широко используемых зарубежными компаниями. Именно с их помощью начаты и повсеместно проводятся поиски сланцевой нефти и газа, огромными ресурсами которых обладает Россия. Значительным резервом в повышении геолого-экономической эффективности геолого-разведочных работ и надежности подготовки запасов нефти и газа, а также сокращении количества пустых дорогостоящих скважин, является переход от внедрения дистанционных методов к комплексной интерпретации при построении геологических моделей месторождений.

Таким образом, особую остроту и актуальность приобретает необходимость совершенствования, модернизации

методов и технологий нефтегазопроисковых исследований, особенно по морским акваториям, где используются только дорогостоящие сейсморазведка и бурение. Естественно при таком подходе геолого-разведочные работы на шельфе России в настоящее время приостановлены.

Необходимо подчеркнуть, что технически и технологически дистанционные методы являются доступными для крупных и небольших нефтегазовых компаний вследствие наличия широкого выбора снимков на все регионы и отечественных методических разработок. Кроме того, использование снимков не ограничено существующими положениями.

ГЛАВА 2.

Пути решения задач нефтегазовой геологии современными дистанционными технологиями XXI века

2.1. Основные виды аэро- и космических съемок, используемых при поисках нефти и газа

В начальный период развития нефтегазовой промышленности СССР для поисков структурных ловушек углеводородов преимущественно в южных районах широко использовалась одноканальная, черно-белая аэрофотосъемка. По мере совершенствования геофизических методов и в первую очередь сейсморазведки потребность в ней отпала. С появлением многоканальных фотосъемок из космоса в начале 1970-х гг. они привлекли к себе внимание геологов, но в связи с низким пространственным разрешением, мелким масштабом и слабо отличающимися изображениями по четырем каналам практической пользы от них не было. Эти снимки больше использовались для оценки их возможностей при разных видах геологосъемочных работ, чем для решения поисковых задач.

Новый этап развития дистанционных исследований начался в 1980-1990 гг. с переходом от фото- к цифровым видам съемок, что определило необходимость использования компьютерной техники для обработки и интерпретации получаемой информации.

В нефтегазовой отрасли используются следующие виды съемок: ультрафиолетовая (в аэроварианте), много- и гиперспектральная с тепловыми каналами в дальнем инфракрасном диапазоне спектра, радиолокационная (в активном и пассивном вариантах) и лазерная [9]. Они проводятся с аэро- и космических носителей, а последняя и в наземном варианте.

Ультрафиолетовая съемка предназначена для обнаружения следов нефти на поверхности Земли в почвах, растительности и на водных поверхностях. Она особенно эффективна на морских акваториях, так как способна регистрировать нефтяные пленки на воде. Этот вид съемки ограничен по высоте применения в несколько сот метров над земной поверхностью, так как на больших высотах наблюдается рассеяние и поглощение атмосферой излучения данного диапазона. Выделенные аэросъемкой аномалии для большей надежности могут быть проверены лазерными или геохимическими исследованиями с точечным отбором ограниченного количества проб. Ультрафиолетовая съемка с самолетов со специальной аппаратурой лазерного сканирования в данном диапазоне повсеместно используется для поисков нефти на шельфе зарубежными компаниями: Бритиш Петролеум, Статойл и др.

Много- и гиперспектральные съемки проводятся в широком диапазоне спектра от видимого до инфракрасного. Различие между ними заключается в количестве используемых каналов, для первых – это 8-14 со спектральным разрешением в микрометрах, а для вторых – сотни с чувствительностью до нанометров. Соответственно гиперспектральные съемки являются более эффективным инструментом, но более сложны при обработке результатов. Целесообразность их использования в нефтегазопроисловых работах основана на ряде фактов регистрации просачивания нефти и газа к земной поверхности, установленных при экспериментальных и опытно-методических исследованиях, как применительно к работам на суше, так и особенно в пределах морских акваторий. Аномальные проявления фиксируются в определенных диапазонах спектра и картируются в необходимом масштабе, то есть отражают углеводородную геохимическую составляющую. Это обусловлено тем, что нефть и газ действуют угнетающе на растительный покров, изменяя его спектральные характеристики, а также на почвенный слой – преобразуя минеральный состав с увеличением железистых минералов под воздействием мигрирующего к земной поверхности широкого спектра выносимых

с водой химических элементов. Для повышения надежности локализации углеводородных спектральных аномалий и их проверки могут быть использованы и применяются зарубежными компаниями магнитные наземные и аэросъемки с аппаратурой высокого разрешения.

С целью более точного распознавания по снимкам природных образований, слагающих земную поверхность, в США были составлены спектральные библиотеки применительно к информации, получаемой со спутников “Landsat” и “Terra (Aster)”. Они также дают возможность регистрировать и локализовать избирательные виды растительности, более чутко реагирующие на углеводородное загрязнение.

Отмеченные свойства много- и гиперспектральных съемок позволяют их использовать для более широкого круга задач, в том числе экологических и природоохранных. Надежность установления участков различных загрязнений может проверяться с помощью наземного спектрометрирования, лазерного зондирования и точечного геохимического опробования. Использование разновысотных съемок и оценка коррелируемости получаемых показателей существенно повышает достоверность результатов работ этого вида съемок.

Инфракрасный диапазон входит в состав многоспектральной съемки и подразделяется на три составляющих: ближнюю, среднюю и дальнюю. Второй является информативным для регистрации просачивания углеводородов, третий – для определения эндогенного теплового излучения Земли, независимого от температуры земной поверхности. Ближний инфракрасный диапазон характеризуется максимумом отраженного излучения и соответственно лучшим визуальным качеством снимков. Обработка информации может проводиться в комплексе по всем каналам, но дальняя область спектра представляет особый интерес для регистрации теплового излучения от различных геологических объектов. Его использование при геолого-разведочных работах на нефть и газ объясняется тремя статистически установленными аномалийными проявлениями повышенной температуры

над месторождениями углеводородов: улавливанием теплового потока недр ловушками углеводородов с превышением над вмещающими породами на 3-10°C, экзотермическими реакциями между нефтью и водой в залежи и повышенной активностью биоареола над месторождением. Он определяется деятельностью микроорганизмов, употребляющих углеводороды с выделением тепла. По данным американских источников повышение температуры при данном процессе превосходит ранее отмеченные. Таким образом, пустые ловушки по сравнению с нефтегазоносными лишены этого источника, что позволяет различать их с помощью инфракрасной съемки дальнего диапазона. Тепловое излучение регистрируется на земной поверхности, приземном воздухе и на поверхности воды с высокой точностью до десятых долей градуса и даже в условиях вечной мерзлоты, где агентом его переноса является пар.

Во избежание случайных флуктуаций съемки проводятся в разное время суток и в разные сезоны для получения устойчивых показателей, которые свидетельствуют о постоянстве источника и его локализации. Необходимо подчеркнуть, что величина теплового потока изменяется во времени, сохраняя свое пространственное положение. Это явление было зафиксировано по результатам температурных измерений на поверхности Земли и в скважинах.

Радиолокационная съемка проводится со специализированных спутников в активном и пассивном вариантах. Первая имеет широкое распространение, в том числе в нефтегазовой геологии, вторая используется в космическом, аэро- и наземном вариантах в качестве влагомеров. Активная съемка обеспечивается с помощью собственных излучателей и проводится в нескольких радиодиапазонах, различающихся длиной волны и соответственно спецификой изображения, определяемой пространственным разрешением. Основным преимуществом радиолокационной съемки является возможность ее применения при любой погоде днем и ночью, чем она выгодно отличается от других видов дистанционного зондирования. На суше она наиболее эффективна для решения структурных

задач, так как характеризуется лучшей скульптурностью отображения и геометризации рельефа.

Уникальностью радиолокационной съемки при специальной интерферометрической обработке является возможность регистрировать современные вертикальные и горизонтальные подвижки земной поверхности с амплитудой до первых сантиметров за определенный период времени (месяцы и годы). Это позволяет проводить мониторинг подвижности изучаемых геологических структур для определения их современной активности, косвенно свидетельствующей о потенциальной нефтегазоносности. Вторая уникальная способность данного вида съемки применительно к морским акваториям – возможность фиксировать очень тонкие пленки нефти на поверхности воды, длительно сохраняющиеся и возникающие из подводных залежей.

Современная техника позволяет различать пленки нефти естественного происхождения и утечки, связанные с деятельностью человека. Кроме того, радиолокационная аппаратура способна фиксировать пузырьки газа на поверхности воды, связанные с извержениями грязевых вулканов или мигрирующие из залежей. Это обеспечивает получение данных о локализации следов углеводородов на шельфе и в более глубоководных участках морей.

Разновидностью данного вида съемки для морских условий является эхолотирование дна в профильном или площадном вариантах. Оно обеспечивает картирование его структуры с большей точностью, чем батиметрические карты, а в некоторых случаях регистрацию активных газопроявлений, то есть возможность прогноза структурных ловушек и их газоносности. В связи с проникающей способностью направленного излучения (излучатель находится на корабле), достигающей первых сотен метров, эхограммы отражают разрез слабо сцементированных осадков и консолидированной поверхности пород подобно сейсмическим разрезам. На них фиксируются элементы залегания верхней части осадочного чехла и его структурные формы. В условиях крайне слабой изучен-

ности морских акваторий эта информация при поисках нефти и газа представляет большой интерес. С целью детализации и уточнения следов углеводородов эхолотирование в профильном варианте сопровождается отбором геохимических проб на поверхности воды или ультрафиолетовым профилированием [8].

Лазерные или лидарные съемки представляют собой приборы активного зондирования в диапазоне от ультрафиолетового до инфракрасного диапазона. Они применяются в безоблачных условиях, так как в атмосфере происходит поглощение некоторой части излучения. Используются два вида этого зондирования: высотометры и спектрометры. Первые в самолетном и космическом вариантах предназначены для высокоточного картирования рельефа земной поверхности, обеспечивая построение карт с очень высоким пространственным разрешением. Они могут быть использованы для решения структурных задач, а при многократных съемках для оценки движений земной поверхности.

Спектрометры используются с целью анализа спектра элементов в воздухе в аэро- и наземном вариантах. Так, например, точность определения метана в воздухе позволяет фиксировать присутствие его миллионных долей. Эксперименты показали, что над газоконденсатными месторождениями регистрируется четко выраженная аномалия, по форме близкая к очертаниям ловушки [9]. Практически эта техника, обладая высочайшей точностью, является инструментом для проведения дистанционной геохимической съемки.

Показанные возможности каждого вида зондирования для решения нефтегазописковых задач существенно возрастают при их комплексном применении. Например, при изучении морских акваторий комбинация из гиперспектральной, тепловой и радиолокационной съемок совместно с эхолотированием способна решать задачи прогнозирования ловушек углеводородов и их перспектив нефтегазоносности. Этот вариант является менее затратным, чем дорогостоящая сейсморазведка, вслепую покрывающая площади лицензионных

участков. Для суши оптимальным является комплекс радиолокационной, много- или гиперспектральной и тепловой съемок, доказавший в различных ландшафтно-геологических условиях свою геологическую эффективность [10].

Еще более эффективным является совместная интерпретация результатов геофизических и дистанционных работ, дающих максимально высокую достоверность прогноза нефтегазоносности каждой ловушки и построение их геологических моделей.

Подобный прогноз обеспечивается за счет высочайшего разрешения съемочной аппаратуры, несравнимой с традиционно используемой техникой при проведении геофизических, геохимических, термометрических и геодинамических исследований. Необходимо подчеркнуть, что комплекс дистанционных методов решает широкий спектр задач: от создания высокоточных картографических основ для оперативного планирования геолого-разведочных работ, до прогноза ловушек и их нефтегазоносности, мониторинга техногенных подвижек на разрабатываемых месторождениях экологического состояния лицензионных участков.

2.2. Основные направления обработки материалов аэро- и космических съемок, используемых при поисках нефти и газа

Специалисты, не имевшие дела с использованием материалов аэро- и космических съемок, соответственно не имеют представления об их подготовке к работе, специализированной обработке полученных данных и построении карт, необходимых для оценки нефтегазоносности лицензионных участков и отдельных ловушек углеводородов.

В 70-х годах на начальном этапе работ с космическими снимками, характеризовавшимися небольшим пространственным разрешением и не высоким качеством изображения, вся работа по их изучению и геологическому анализу проводилась визуально. Естественно, что получаемый результат был субъективным и зависел от опыта специалистов, их знаний о

геологии региона, его ландшафта и индивидуальности зрительного восприятия снимков. Проводимые эксперименты по экспертному дешифрованию или распознаванию геологических объектов и их структурных взаимоотношений показали, что при работе многих специалистов результаты совпадали в среднем на 30%.

Не высокое качество снимков позволяло выделять две морфологические группы объектов разной размерности: прямолинейные, называемые линеаментами, и округлые, именуемые кольцевыми структурами, связанными с мелкомасштабным уровнем генерализации (рис.1). Как правило, их геологическое истолкование с применением геофизических материалов не производилось. С другой стороны, использование результатов дешифрования нефтяниками было невозможным, так как эти структуры не имели отражения на существующих геологических и структурных картах, а также было неизвестно их происхождение и формы выражения в чехле. Оценка перспектив нефтегазоносности некоторыми дешифровщиками производилась по вариациям фототона на черно-белых снимках или окраске спектрзональных изображений. Такой подход естественно привёл к многочисленным ошибкам, так как он в большинстве случаев зависел от качества фотографической обработки, вызвав негативное отношение к дистанционным методам.



Кольцевые структуры и их фрагменты: 1 — первого порядка, отвечающие новейшим мегасводам; 2 — второго порядка, отвечающие сложным поднятиям и имеющие прямое выражение в рельефе; 3 — второго порядка, отвечающие поднятиям и имеющие обратное выражение в рельефе; 4 — осевые части новейших долин-грабенов, индицирующие зоны растяжения; 5 — линейменты, интерпретируемые как разломы; 6 — нефтяные месторождения; 7 — газовые месторождения; 8 — структуры Красноленинского свода и Шаймского мегавала; 9 — Ханты-Мансийский мегасвод; 10 — Сосвинско-Белгородский мегасвод. Кольцевые структуры второго порядка: 1 — Шаймская, 2 — Кондинская, 3 — Лыхминская, 4 — Пунгинская, 5 — Малососёвнская, 6 — Сергинская

Рис. 1. Линеamentно-кольцевая структура района работ по данным дешифрирования космических снимков (Комсогеология СССР под редакцией В.Н. Брюханова и Н.В. Межеловского, Москва «Недра» 1987)

В заключение можно констатировать, что этот начальный этап был скорее опытно-обучающим, чем аналитическим, так как подготовка специалистов подобного профиля отсутствовала. Необходимо иметь ввиду, что большая часть перспективных регионов относилась к закрытым территориям, покрытым растительным (маскирующим) покровом. Исходя из этого, большинство геологических объектов не распознавались, подменяясь геоморфологическими формами рельефа, как правило без необходимой интерпретации с использованием геофизических материалов.

В подобной ситуации возникла необходимость создания методики работ со снимками и их обработке, ориентированной на реальную и объективную оценку перспектив нефтегазоносности. Такая возможность появилась после перехода от фото к цифровой съёмке, когда стала ясна необходимость использования компьютерной техники. Этот переход в США произошёл в 80-х годах после запуска серии спутников «Landsat», а в СССР с запозданием на несколько лет, что объяснялось его техническим отставанием. По мере прогресса в развитии съёмочной аппаратуры выросло и качество снимков. Стало очевидным, что их можно в первую очередь использовать для обновления и оперативного построения топографических карт без проведения затратных полевых работ.

Исходя из этого, началась разработка программ по предварительной подготовке снимков для решения данной задачи. Этап предварительной обработки данных дистанционного зондирования является неотъемлемой частью технологического цикла проведения работ и предназначен для повышения информативности изображений с целью их последующего тематического анализа. Основной особенностью данного этапа является его интерактивность, т.е. результаты предварительной обработки могут уточняться и дополняться по рекомендациям и запросам экспертов.

При закупке отобранных сцен, основное требование к качеству первичной обработки поставляемых снимков определяется функциональным набором, соответствующим опреде-

лённому уровню по классификационным требованиям. Этот уровень включает в себя геометрическую коррекцию и предварительное геопозиционирование без какой-либо улучшающей обработки. Такие требования продиктованы тем, что для последующей тематической обработки необходимо оставить неизменным относительное распределение уровня сигналов, соответствующее реальной картине на момент съёмки. После приобретения выбранного набора космических снимков на изучаемую территорию производится предварительная обработка полученных материалов. Целью предварительных преобразований является:

- ортотрансформирование и геопозиционирование снимков в рабочей географической проекции по эталонной топооснове с точностью, соответствующей отчетному масштабу;
- анализ информативности одной сцены по статистическим характеристикам и степени межканальной корреляции;
- улучшение восприятия изучаемых объектов и собственных им признаков для качественной визуальной обработки;
- получение цифровых характеристик изучаемых объектов и их признаков для дальнейшего комплексного анализа;
- усиление контраста изображений или отдельных элементов, проработка мелких дискретных деталей изучаемых объектов;
- уменьшение влияния аппаратных и атмосферных помех.

Для решения всех этих задач используется набор технологических операций, предназначенный для предварительной цифровой обработки изображений.

В первую очередь это операции ортотрансформирования и геопозиционирования, направленные на минимизацию искажений изображения, возникающих в процессе съёмки, и уточнение или проведение географической привязки снимка

к топооснове. Такая операция необходима для того, чтобы привести весь набор пространственных данных к единой системе географических координат в выбранной рабочей проекции.

Для сканеров оптического диапазона с цилиндрической развёрткой основной причиной геометрических искажений спутниковых изображений является кривизна поверхности Земли. Специфические искажения, связанные с тем, что наблюдение ведётся под углом к надиру, возникают при использовании сканеров с линейной развёрткой и радиолокационных станций бокового обзора. Но существуют и другие источники искажений. Солнечно-синхронные орбиты природоведческих спутников не проходят через ось вращения Земли, а наклонены относительно неё. Поэтому, если спутник движется с севера на юг (нисходящий виток орбиты), то вверху изображения будет не север, как на карте, а, например, север-северо-восток. К тому же во время сеанса приёма спутниковой информации Земля поворачивается на некоторый угол (за 1 мин. на $0,25^\circ$). В принципе такие искажения можно скомпенсировать, если известны проекция орбиты спутника на земную поверхность и механизм искажений. Методика для решения данной задачи разработана В.Б. Серебряковым. Она эффективна даже тогда, когда необходимо обрабатывать архивные изображения, для которых орбитальные данные и угол отклонения оси сканирования от надира неизвестны. Суть методики заключается в привязке объектов на спутниковых изображениях к географической карте или эталонной векторной топооснове. При этом географическая привязка и геометрическая коррекция объединяется в одну операцию совмещения деталей спутникового изображения и карты или топоосновы.

Как показывает опыт, поставляемые космосники со спутника «Landsat» имеют только предварительную привязку. Точность изначального геопозиционирования может составлять десятки метров от реального положения объекта. Она является крайне низкой и достигает 100 метров, что недопустимо при проведении работ в масштабе менее 1:200000. При геокоррек-

ции в системе координат Гаусса-Крюгера 11 зона (Пулково), точность привязки возрастает до 7м.

Аналитические операции определения информативности набора пространственных данных, в том числе космических снимков, предназначены для оценки уровня межканальной и межкадровой корреляции набора обрабатываемой информации. Чем ниже величина межканальной и межкадровой корреляции, тем выше информативность всей сцены и всего набора данных в целом.

Арифметические и побитовые межканальные операции (синтезирование, отношение, разность, выделение главных компонент и т.д.) помогают проследить изменение спектральных характеристик изображения. С их помощью могут быть выделены объекты, образы которых имеют сильные различия или слабо выражены в отдельных спектральных диапазонах. Как правило, эти операции дают максимальный эффект в задачах ландшафтного и геоморфологического районирования. Наиболее простым преобразованием является синтез спектральных каналов изображения. Он обеспечивает упрощение исходного изображения, перевод его в условные цвета, которые затем можно будет идентифицировать с природными объектами на земной поверхности. Синтез позволяет получить портрет территории в условных цветах. Изображения, полученные в результате межканальной обработки, упрощают визуальное восприятие информации и позволяют значительно облегчить процесс экспертного дешифрования с целью распознавания и выделения искомых объектов (рис. 2).

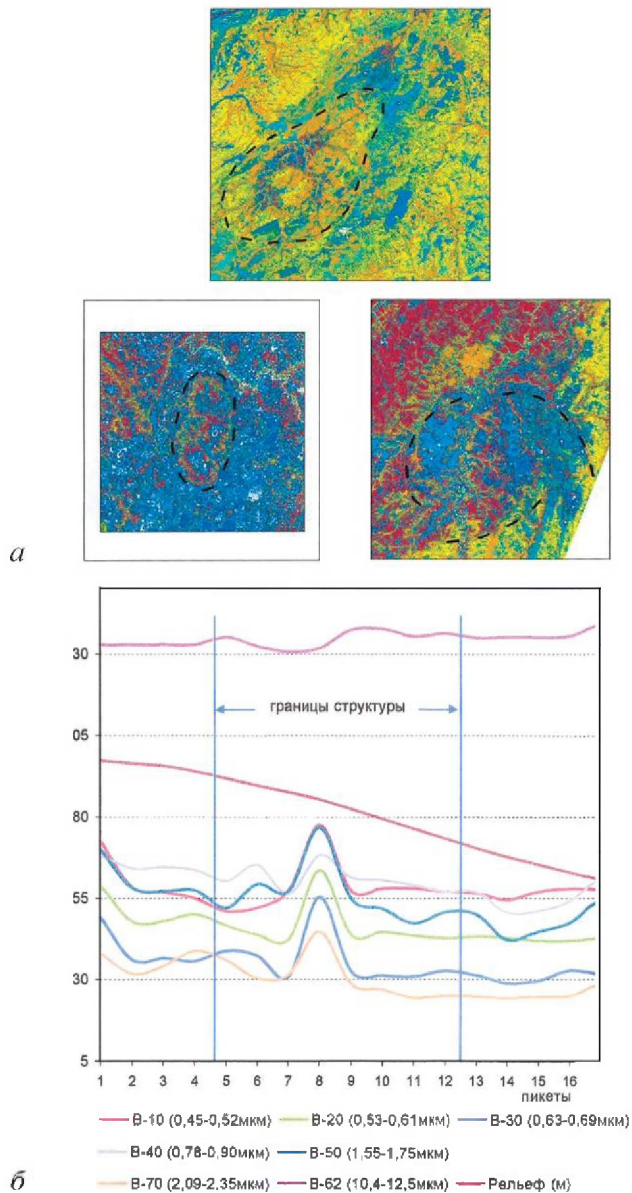


Рис. 2. Спектральные дистанционные образы локальных поднятий:
 а) их плановая выраженность по степени перспективности,
 б) спектральный образ в разрезе

Комплекс преобразований для улучшения и повышения информативности исходных изображений включает фотометрическую коррекцию и фильтрацию. Операции фотометрической коррекции проводятся для повышения контрастности изображения, для чего используются различные гистограммные методы обработки. Эти методы работают не с самим изображением, а с массивом статистических данных снимка. Он представляет собой последовательность значений суммарного количества пикселей снимка, имеющих одинаковую интенсивность.

Слабый контраст – наиболее распространенный дефект изображений, обусловленный ограниченностью динамического диапазона аппаратуры наблюдения и регистрации сигналов. Под контрастом обычно понимают разность максимального и минимального значений яркости. Путём цифровой обработки контраст можно повысить, изменяя яркость каждого элемента изображения и увеличивая диапазон яркостей, для чего разработано несколько методов, предназначенных для предварительного анализа и тематической обработки аэро-космической информации с учётом характеристик аппаратуры регистрации (рис. 3а, 3б).

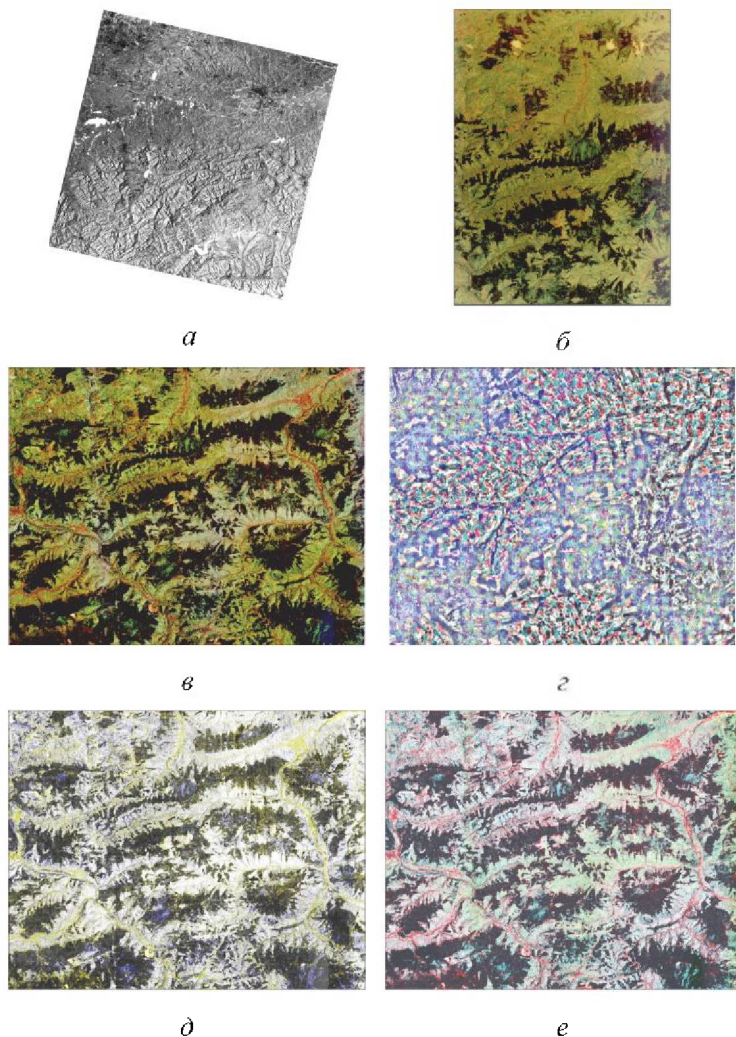


Рис. 3а. Электронные преобразования и тематическая обработка изображений:
а – комплексная обработка с использованием алгоритмов радиометрической коррекции, геометрических преобразований и улучшения изображения,
б – синтезированный снимок,
в – фотоплан, созданный с использованием алгоритмов трансформирования, геопозиционирования и балансировки,
г – тематическая фильтрация снимка для структурного анализа,
д, е – примеры межканальной обработки цветного снимка.

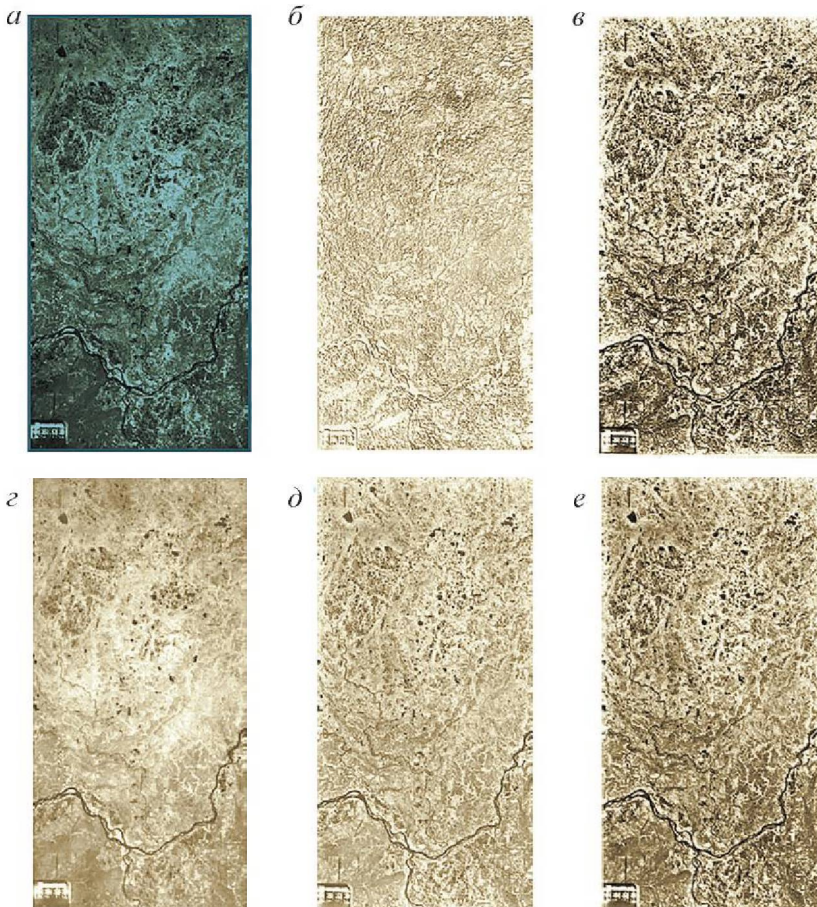


Рис. 36. Предварительные преобразования космических снимков. Исходный мелкомасштабный космический снимок Хорейверской впадины (а) и варианты его фотографических преобразований (по Ю.В. Углеву), б) высокочастотная фильтрация, в) фильтрация средних частот, г) фильтрация низких частот, д) градиентное преобразование, е) амплитудное выравнивание

Один из основных видов обработки, направленной на повышение информативности исходного изображения – это операции фильтрации (рис. 3). Основное назначение этих операций – выделение тех или иных деталей изображения. Так, низкочастотная фильтрация подчеркивает крупные структурные элементы и может быть использована при уточнении блоковой структуры территории. Высокочастотная фильтрация, наоборот, подчеркивает наиболее мелкие структурно-вещественные комплексы и контрастирует линейные геологические элементы. Направленная высокочастотная фильтрация проводится, как правило, при подготовке изображения к линеаментному анализу. Кроме того, существуют специальные фильтры Собела, Лапласа, Превитта и др., используемые в основном при подготовке изображений для подчёркивания контуров объектов. В разработанном технологическом цикле эти операции применяются для уточнения или подтверждения результатов визуального экспертного дешифрования и носят, как правило, промежуточный характер.

В процессе работы на основании экспертной оценки промежуточных результатов выбирается определённая последовательность операции обработки (технологический цикл), дающая возможность не только максимально повысить информативность изображения, но и в ряде случаев выявить на нём новые объекты. Повышение объективности распознавания природных объектов достигается методом формализованного компьютерного анализа изображений. Для этого используется один из наиболее распространённых подходов в этой области – распознавание линейных и площадных аномалий с помощью статистического анализа спектрального поля.

Линеаментный анализ позволяет выделять линейные аномалии в распределении тональности изображений. Результатом такой операции является всё множество найденных «штрихов», дающее, как правило, лишь общее представление о распределении линеаментов (рис. 4). При построении тематических карт плотности распределения линеаментов можно определить их преобладающее направление и ширину зон трещиноватости. Окончательное дешифрование, выделение

конкретных линейных структур и их интерпретация по-прежнему остаётся за экспертом.

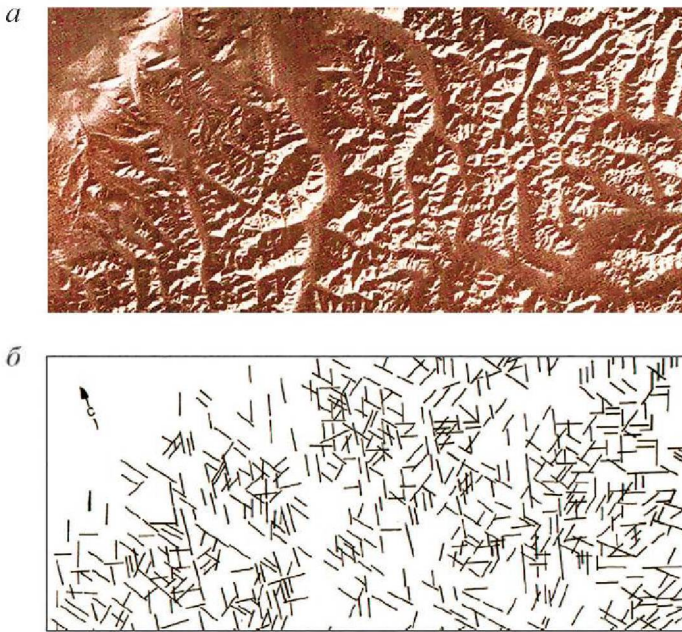


Рис. 4. Космический снимок со спутника Landsat (а) и схема линейментов или дренажа (б) по П. Кромбергу

Автоматизированное выделение площадных объектов предполагает проведение анализа характеристик пространственного распределения пикселей изображения (тона, структуры, текстуры, формы и т. д.). Для этого используются различные методы классификации изображений при проведении структурного анализа. Эти методы применяются на этапе районирования территории и основываются на выборе зон, удовлетворяющих определённому правилу. Классификация без эталонов (кластеризация) позволяет выделить участки изображений, характеризующихся одинаковым поведением тона. Результат в этом случае зависит от количества искомых областей (кластеров) и их разделимости в выбранном пространстве. Зная характеристики тона конкретного природного объ-

екта, можно использовать классификацию по эталонам. Это более настраиваемый метод, его результаты более корректны и легче интерпретируемы.

Наиболее сложным моментом при проведении классификации является выбор признакового пространства, т. е. тех характеристик, поведение которых и будет идентифицировать искомые площадные аномалии. Формально тон изображения может быть описан следующими математическими характеристиками: интенсивностью (уровень почернения каждого пиксела) и степенью изменчивости (его градиент). Уровень интенсивности тона в нетепловых каналах показывает отражательную способность объекта и соответственно зависит от многих внешних факторов: метеорологической обстановки, состояния растительного покрова, периода вегетации, уровня солнечной освещённости и т. п. Это может стать серьёзным препятствием, например, в случае обработки мозаики разносезонных изображений. Степень изменчивости тона, напротив, более устойчива к изменению сезона и времени съёмки и проявляет общие изменения в топологии снимка.

Разработанная В.Б. Серебряковым программа “Prointim”, помимо предварительной обработки, позволяет проводить и специализированную тематическую позволяет.

В настоящее время зарубежными фирмами разработаны многочисленные программы для предварительной обработки различных снимков (Mapinfo, Et mapper, Arkview, Envi и др.) разного предназначения.

Создание новых программных продуктов шло параллельно с проведением опытно-методических и полигонных работ с целью более детальной идентификации и распознавание природных объектов. Происходила адаптация перехода от широко и повсеместно используемых снимков со спутника «Landsat» к более крупномасштабным снимкам с другими уровнями генерализации изображений.

Разработка методов и программ для тематической обработки в первую очередь коснулась растительного покрова, ат-

мосферы и водных поверхностей. Методики и программных продуктов для нефтегазопоисковых работ не существовало, лишь делались отдельные попытки приспособить для решения этих задач опыт работы с аэрофотоснимками.

2.3. Тематическая обработка материалов аэро- и космических съемок: методы и специализированные программы для поисков нефти и газа

Современное понятие дистанционного зондирования включает единый комплекс мероприятий от получения информации о поверхности Земли, её полной обработки до построения тематических карт, решающих практические задачи. Это отличает его от начального этапа визуального дешифрования аэро- и космических снимков. На начальном этапе все задачи решались с помощью субъективного экспертного анализа. Его возможности объяснялись тем, что глаз человека по сравнению с компьютером не способен считывать и обрабатывать весь объём информации, содержащейся в получаемых изображениях. Значительным импульсом к переходу на создание новой методики и технологии являлись полигонные и опытно-методические исследования, проводимые частными фирмами и специалистами без помощи государства. Большой интерес к возникшей области получения знаний о Земле и их практической реализации способствовал активному развитию данной отрасли. Исходя из этого, методы и технологии дистанционного зондирования сформировались с развитием тематической обработки.

В целом она состоит из ряда этапов:

- составления априорной модели исследуемых природных объектов и процессов;
- формирования массива данных;
- предварительной обработки данных;
- тематической обработки эталонных объектов;
- тематической обработки исследуемых участков;
- разработки многослойной модели данных;

- проведения расчётов для определения статистических характеристик площадных объектов (прогнозируемых структур);
- анализа результатов комплексной обработки многослойной информации;
- обработки и анализа применительно к нефтегазовой геологии комплекса дистанционных, геолого-геофизических и геохимических данных.

То есть тематическая обработка включает в себя набор операций, реализующих совокупность алгоритмов, дающих новое информационное качество в изучении природных физических процессов на исследуемых территориях. Одним из основных видов тематической обработки является расчёт физических полей энергетической яркости, солнечного излучения и радиационных температур, переотражённых от поверхности Земли и слоёв атмосферы. Исходными данными для расчёта таких полей, являются цифровые космические и авиационные изображения, калибровочные параметры съёмочной аппаратуры, функциональные зависимости пересчёта относительных значений в физические величины, условия съёмки при использовании авиационных и космических средств дистанционного зондирования.

Первичным материалом является регистрируемая на спутниках интенсивность светового потока в оптическом, инфракрасном и микроволновом диапазонах электромагнитного излучения. При нефтегазопроисловых работах используются следующие физические поля: спектральное в видимом и инфракрасном диапазонах, тепловое в дальнем и деформационное в радиодиапазоне.

Завершающим и важнейшим результатом тематической обработки является массив тематических слоев, характеризующих распределение по изучаемой площади исследуемых физических и геологических параметров, таких как яркость, альbedo, температура, увлажненность и т.д. Количество слоёв зависит от набора исходных данных, определяемого на этапе сбора пространственной информации, необходимой для про-

ведения работ. Создание многослойной модели данных подразумевает приведение всех тематических слоёв к единому пространственному разрешению и единой географической системе координат (рис. 5). Это позволяет проводить сквозную статистическую обработку по всем слоям и для всех областей интересов за один проход. В процессе проведения статистических расчётов формируется единый текстовый файл статистических характеристик исследуемых объектов, предназначенный для последующего статистического анализа. Наличие такого комплексного файла значительно облегчает проведение автоматизированного анализа изображений с помощью разработанных программных средств.

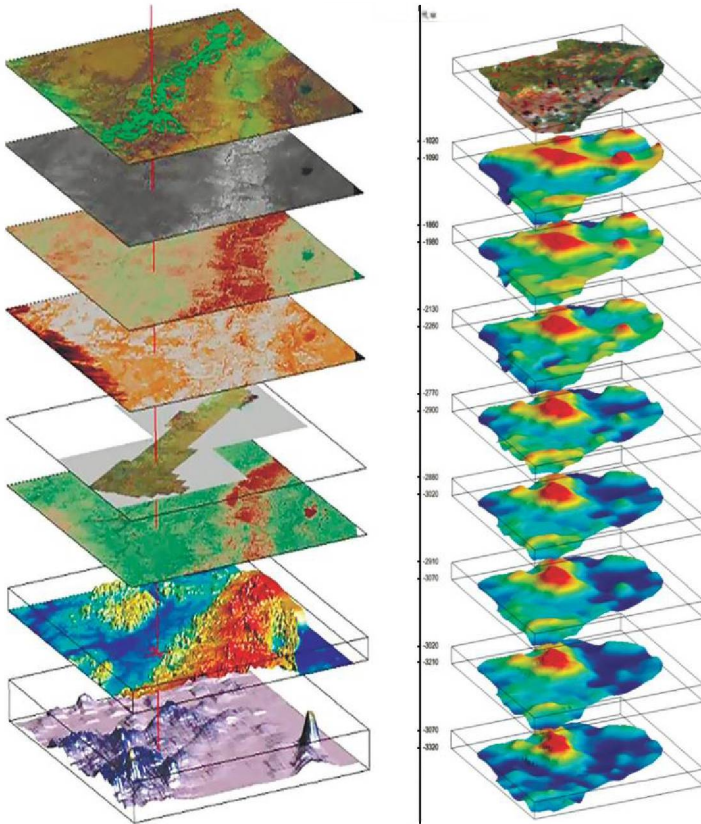


Рис. 5. Многослойная модель данных

Одним из методов анализа результатов комплексной обработки пространственных данных является статистический анализ. Его преимуществом является то, что при сопоставлении результатов исследований, набор анализируемых данных сводится к совокупности статистических расчётных параметров, однозначно определяющих весь массив исходных данных. Это особенно актуально при обработке пространственно-протяжённой информации, т.к. анализ совокупности статистических данных, характеризующих исследуемые объекты, требует меньше ресурсов по сравнению с обработкой множества объектов векторной карты или гигантского массива пикселей, полученного при проведении аэро- и космических съёмок. Статистическая обработка и анализ позволяют достичь нужного результата без потери качества проводимых исследований, а в ряде случаев являются единственным способом, дающим возможность проанализировать большие объёмы пространственной информации, что особенно актуально при решении нефтегазопроисловых задач. При этом наращивается многослойная модель данных за счёт геолого-геофизических и геохимических материалов.

2.3.1. Методы и программы для тематической обработки космической информации при решении нефтегазопроисловых задач

С целью решения комплекса задач при геолого-разведочных работах на нефть и газ авторами разработаны методы и специализированные пакеты программ геологического прогнозирования. Их новизна заключается в том, что в качестве основы прогнозирования используются выявляемые дистанционными методами детальные структурные закономерности организации геологического пространства, знания которых обеспечивает:

- прогноз ловушек углеводородов;
- их комплексную интерпретацию на основе геолого-геофизической информации;
- оценку нефтегазоносности прогнозируемых ловушек;

- оценку прогнозных локализованных ресурсов углеводородов и рентабельности их освоения.

2.3.1.1. Прогнозирование структурных ловушек углеводородов

Это первая задача поискового этапа. Эффективность выявления структурных ловушек зависит от многих причин, из которых основными являются:

- качество и пространственное разрешение снимков;
- маскирующие свойства ландшафта;
- степень активности на современном этапе развития;
- наличие априорной геолого-геофизической информации.

Актуальность разработанных программ определяется местом методов дистанционного зондирования в поисковом процессе перед постановкой сейсморазведки, их информативности при прогнозировании локальных поднятий и их структурной организации для оптимального планирования сейсмопрофилей, что соответственно обеспечивает более полную изученность лицензионных участков.

Для прогноза структурных ловушек разработана программа “Stanvid-2”, базирующаяся на основных пространственно-морфологических показателях локальных поднятий: простирании, форме, размерах и интерактивном подходе, обеспечивающая оценку геологической индивидуальности каждого лицензионного участка независимо от геолого-ландшафтных условий. Доказательства отражения большинства структурных ловушек на земной поверхности получено с помощью статистического анализа [11, 12].

Подход авторов заключался в использовании структурно-индицирующих показателей, не зависящих от ландшафтных особенностей изучаемых территорий и непосредственно связанных с прогнозируемыми ловушками. С использованием методов фильтрации проводится обработка видеоизображений, линеаментный анализ применяется для выделения аномалий плотности линейных элементов, а картирование

замкнутых контуров, соответствующих изогипсам рельефа на топокартах отвечает гипсометрической проработке. Совпадение аномалий по двум или трем данным давало основание для выделения дистанционного образа ловушки, который затем пропускается через фильтр геолого-геофизических и геохимических данных с целью оценки его достоверности и перспектив нефтегазоносности с помощью программы КАМПР.

Пакет программ «Stanvid-2» разработан с целью оперативного, объективного и экономически целесообразного прогноза локальных объектов при поисках нефти и газа на основе анализа аэро- и космических снимков в комплексе с геолого-геофизическими данными. Его особенностью является использование геологических моделей отражения структурных форм осадочного чехла в ландшафте и на видеоизображениях, тогда как в большинстве случаев используются математические методы обработки цифровой информации со снимков.

Отличительная особенность пакета программ «Stanvid-2» заключается в том, что он ориентирован на структурный анализ видеоизображений (вне зависимости от диапазона спектра). Этот подход обеспечивает учет и настраивание на конкретные геологические условия и особенности геоморфологического отражения локальных объектов в ландшафте с учетом структурного плана изучаемой территории, конфигурации и размерности ловушек нефти и газа [13]. Результатом является дистанционный образ прогнозируемой структуры (рис. 6).

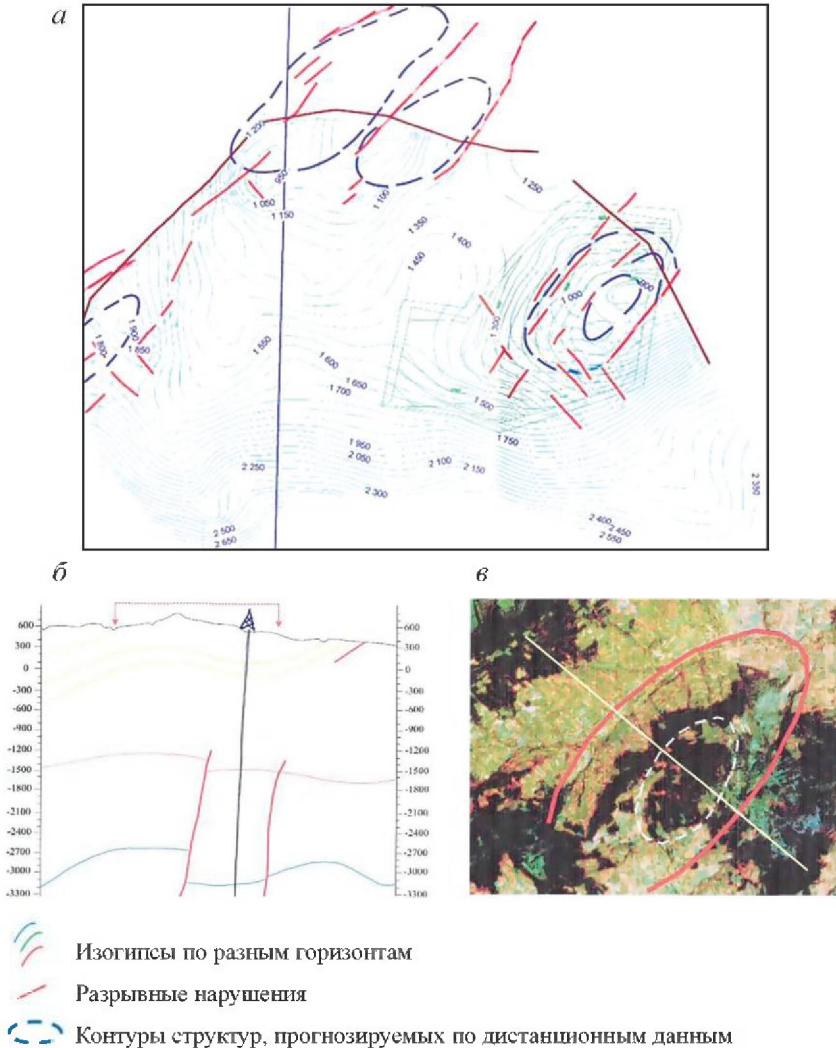


Рис. 6. а) фрагмент карты локальных структур, спрогнозированных по дистанционным данным и выделенных сейсморазведкой; б) Схема соотношений морфологии локальной структуры, дешифрируемой по космическим снимкам, и отражающих горизонтов по данным сейсморазведки; в) Космический снимок и контур локальной структуры, выделенной программой «Stanvid»

Создание пакета программ основано на следующих положениях:

- теории развития локальных структур и механизме их формирования в течение геологической истории;
- теории геоморфологического отражения структур в ландшафте и на дистанционных материалах;
- статистических результатах апробирования методики, положенной в основу программного продукта, в различных геологических условиях нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ;
- результатах прогнозирования локальных структур в различных геологических условиях с помощью дистанционных методов.

Важнейшей из составляющих является теория геоморфологического отражения структур в ландшафте. Она основана на четырех структурно-индицирующих показателях прогнозируемых объектов: морфометрических, морфографических, гипсометрических и спектрометрических, обеспечивающих выделение морфоаномалий.

Основными компонентами ландшафтов гумидных закрытых областей являются растительность и почвы, частично или полностью маскирующие геологический субстрат, структурно-геоморфологические черты рельефа и гидрографической сети. Поэтому, основной задачей структурного анализа является оценка возможностей и выявление полезной информации на фоне ландшафтного шума. Этот принцип, апробированный в процессе отработки и оценки методики, был положен в основу пакета программ «Stanvid-2». Он предназначен для:

- оконтуривания и сравнительной оценки прогнозируемых структур;
- оценки индивидуальности прогнозируемых объектов на уровне фона;
- сопоставления объектов со структурными, геологическими и геохимическими данными;
- оценки дислоцированности и тектонической трещиноватости объектов;

- построения масштабированных результативных карт на структурной основе с оценкой вероятности прогнозируемых объектов.

«Stanvid-2» предназначен для обработки в диалоговом режиме полутоновых изображений. С помощью скроллинга можно обрабатывать практически неограниченную площадь снимков. В пакете программ предусмотрены следующие функции, обеспечивающие решение структурных задач:

- подавление шумов, контрастирование, выделение границ, фильтрация видеоизображений;
- преобразование шкалы яркости;
- выделение фрагмента в исходном видеоизображении, его увеличение и перемещение в поле экрана;
- геометрическое преобразование видеоизображений (сдвиг, поворот, изменение масштаба);
- совмещение двух видеоизображений и их совместная обработка;
- картирование линейных элементов различной протяженности и конфигурации (отрезков прямых линий, линеаментов, дуг, колец и овалов);
- цветокодирование с помощью набора палитр;
- программные средства стыковки с форматами TIFF и PCX, которые позволяют вводить в систему видеоизображения, полученные со сканера, выводить их на принтер и использовать средства графического пакета;
- режим подсказки («Help»).

Работы по апробированию методики и разработке пакета программ проводились в пределах различных по ландшафту, геологическому строению и изученности нефтегазоносных бассейнов: платформенных регионов, краевых прогибов и межгорных впадин. Вероятность прогноза оценивалась на примере многих объектов, установленных сейсморазведкой и бурением. Она колебалась в интервале от 0,5 до 0,8 и определялась многими положениями: степенью изменения ландшафта под воздействием человеческой деятельности, геологической изученностью, спецификой тектонических движений вплоть

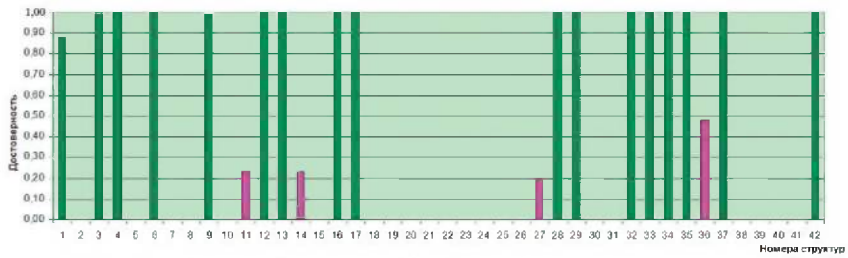
до неотектонического этапа, отражением структурно-индицирующих показателей в рельефе и ландшафте, качеством дистанционных материалов.

Сравнительная достоверность прогноза оценивалась на основании сопоставления данных по структурно-индицирующим показателям и признакам, определяемым в автоматическом режиме для каждой прогнозируемой структуры. Они отражают контрастность проявления выделяемых объектов в пределах их контуров на уровне фона и могут проверяться по разноканальным изображениям и с помощью метода радиолокационной интерферометрии.

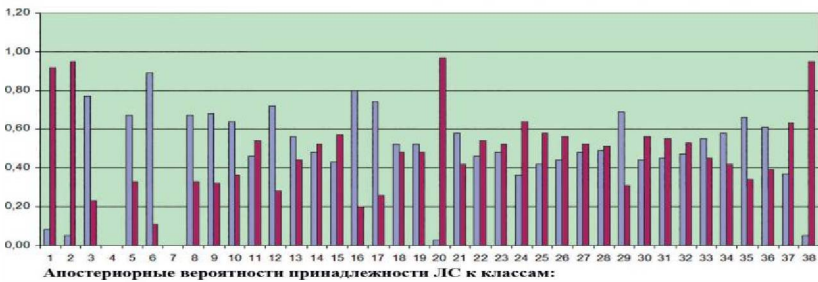
2.3.1.2. Комплексная интерпретация прогнозируемых локальных структур

Второй задачей при поисках углеводородов является оценка надежности выявления структур на основе имеющихся на время работ геолого-геофизических данных. Для решения этой задачи В.Б. Константиновым была создана и апробирована авторами программа КАМПР. Она основана на математических методах комплексной обработки информации для многопараметрического и многокритериального распознавания прогнозируемых локальных поднятий. Они классифицируются по степени достоверности в условиях неопределенности ошибок измерения применительно к классу локальных структур для принятия решения их принадлежности к ловушкам антиклинального типа по следующим вопросам (рис. 7):

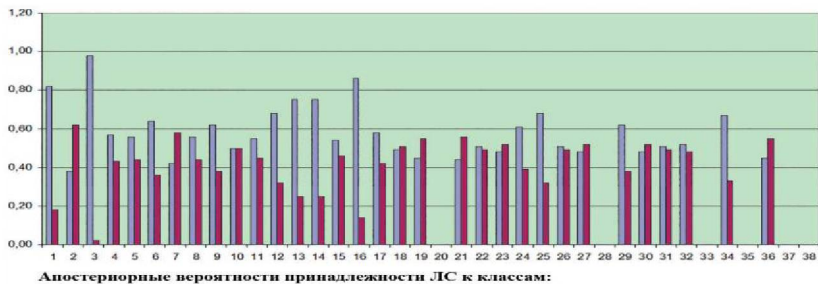
- оценки степени площадного соответствия контурам эталонных структур, установленных по данным сейсмо- и гравиразведки;
- формирования априорных распределений признаков распознавания, параметрами которых являются средние значения признаков достоверности и ковариационная матрица;
- оценки апостериорной вероятности принадлежности структур к ловушкам антиклинального типа;
- принятие заключительного решения о принадлежности спрогнозированных объектов к выше отмеченному типу.



- █ - ловушки антиклинального типа (локальные поднятия)
- █ - фоновые объекты (внеструктурные пространства)



- █ - нефтегазоносных структур (класс 1)
- █ - неидентифицированных структур (класс 2)



- █ - нефтегазоносных структур (класс 1)
- █ - неидентифицированных структур (класс 2)

Рис. 7. Классификация локальных структур по степени перспективности с помощью программы КАМПР;

- а) оценка достоверности локальных структур по комплексу аэрокосмических и геофизических данных;**
- б) апостериорные вероятности принадлежности локальных структур к классам эталонных нефтегазоносных и неидентифицированных структур (по результатам дневных аэросъемок);**
- в) апостериорные вероятности принадлежности локальных структур к классам эталонных нефтегазоносных и неидентифицированных структур (по результатам ночных аэросъемок)**

Исходными материалами являлись данные по сейсморазведке, дистанционному зондированию и гравиразведке (с радиусами осреднения 2 и 5 км и преобразования DJlok). В качестве полигона использовались участки по северной части Предуральского прогиба, характеризующиеся сложностью строения и наличием надвигов.

В качестве признаков достоверности прогнозируемых структур использовались следующие параметры:

- контрастность выявленных сейсморазведкой структур (отношение квадрата амплитуды к ее площади);
- степень горизонтальной и вертикальной расчлененности рельефа, как показатель положительного поднятия;
- степень площадного соответствия контуров структур по данным сейсмо- и гравиразведки (по трем видам преобразований).

По ведущему признаку площадного соответствия получен результат, что 85% прогнозируемых структур в той или иной степени находят отражение на аэро- и космических снимках.

Оценка достоверности прогнозируемых объектов осуществлялась с целью определения их принадлежности к одному из 2-х классов (рис. 7):

- класс 1 – локальные поднятия (ловушки антиклинального типа);
- класс 2 – фоновые объекты (бесструктурное пространство).

Распознавание прогнозируемых структур производилось по двум вариантам: с использованием программы КАМПР и комбинированного принятия решения. Итогом первого варианта являлось подтверждение правильности методических и математических основ, заложенных в программу и возможность их применения в различных геологических условиях. Для решения этой задачи использовались результаты космических съемок, дневных и ночных аэросъемок. Итоги проведенной работы по 36 прогнозируемым структурам свелись к следующим показателям: 44 % отнесены к первому классу, 36%

ко второму классу и 20% попали в группу неопределенных. По сравнению с платформенными регионами относительно низкая результативность объясняется сложным геологическим строением и поисками поднадвиговых локальных поднятий. Проверка полученных результатов осуществлялась только несколькими сейсмопрофилями, подтвердивших объективность прогноза.

Второй составляющей программы КАМПР является оценка достоверности отнесения спрогнозированных и проинтерпретированных поисковых объектов к 2 классам: нефтегазоносных и пустых структур. Для решения этой задачи подключается большой объем информации по спектральным и тепловым полям. Принципиально возможной и целесообразной является оценка перспектив нефтегазоносности на досейсмической стадии работ, как это делается в зарубежных компаниях с целью оптимального выбора первоочередных объектов для постановки геолого-разведочных работ.

2.3.1.3. Прогноз нефтегазоносности локальных поднятий

В целях вариантности решения задачи оценки перспектив нефтегазоносности прогнозируемых или выявленных сейсмо-разведкой структур были разработаны три программы: вышеупомянутая «КАМПР», «Prointim» и «Спектр». Они имеют немного различающиеся возможности, используют общий объем исходной информации, но отличаются применяемыми методами математико-статистической обработки. Первая и третья программы предназначены для индивидуальной оценки локальных структур, а вторая – для определения перспектив нефтегазоносности лицензионных участков на основе составления специализированных карт тепловых и спектральных полей. Она содержит подпрограммы предварительной обработки аэро- и космических снимков и характеризуется многоцелевой направленностью. Ее можно использовать в диапазоне от прогноза нефтегазоносности, изучения аномальности различных структурных форм осадочного чехла до определения динамики экологического состояния лицензионного участка до- и по окончании геолого-разведочных работ.

2.3.1.4. Комплексная программа прогноза нефтегазоносности

Комплексная программа прогноза нефтегазоносности (Prointim), разработанная В.Б. Серебряковым, предназначена для выполнения операций от предварительной обработки аэро- и космических снимков до анализа теплового и спектрального полей, их картирования с учетом данных по эталонным месторождениям углеводородов и пустым разбуренным структурам, изученным в районе работ. В случае отсутствия таковых в слабо изученных регионах делается среднестатистическая выборка в целом по нефтегазоносному бассейну.

Программа предусматривает обработку всей тепловой и спектральной информации от космической до аэровысотной и наземной, независимо от съемочной аппаратуры. Другой ее положительной особенностью является построение разномасштабных карт от региональных до детальных для оценки регионального, зонального и локального прогноза.

Тематическая обработка двух полей предусматривает трехэтапную процедуру:

- фильтрацию получаемых данных с целью выделения информативных объектов;
- построение карт для получения площадного распределения параметра совокупности значащих объектов;
- сопряженную обработку растрово-векторной информации для построения трехмерных моделей различных поверхностей, полученных по дистанционным, геолого-геофизическим и другим данным (рис. 5).

В основе построения карт кладется принцип интегрирования снимка с заданным шагом и одновременным нормированием сигнала. Шаг интегрирования выбирается с учетом размера аномалий и в результате получается дискретная систематическая сетка, в узлах которой приведены интегральные значения параметра, соответствующие среднему показателю площадки, размеры которой определяются шагом интегрирования.

Построение тепловых карт, в отличие от спектральных сложнее, так как тепловой поток, получаемый от земной поверхности является интегральным. Он формируется совокупностью эндогенных и экзогенных процессов, протекающих на момент съемки. В связи с этим, основная задача заключается в выделении эндогенного сигнала, регистрируемого в диапазоне 8-12 мкм и не зависящего от экзогенного воздействия. При этом учитывается комплекс метеопараметров и проводится корректировка показателей атмосферы и температуры. Последняя необходима для оценки неравномерности состояния растительности, для чего используется вегетационный индекс.

Построенные тематические карты совмещаются с картами геологического содержания (структурными, геофизическими и др.) для истолкования природы аномалий и оценки с точки зрения нефтегазоносности (рис. 8).

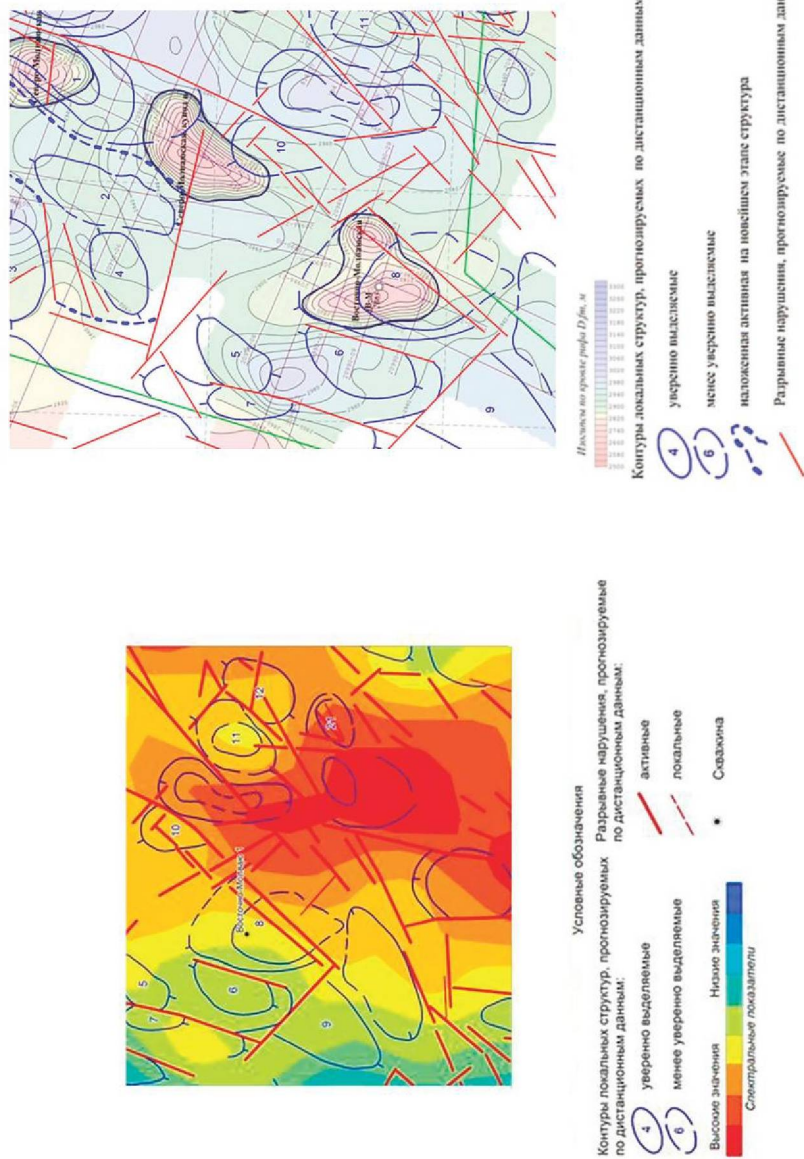


Рис. 8. Сопоставление карты тепловых аномалий (а) и данных сейсмозаписки (б)

2.3.1.5. Локальный прогноз нефтегазоносности

Для решения этой задачи В.Н. Евдокименковым разработан программа «Спектр», базирующаяся на попиксельной обработке спектральных показателей по всему диапазону от видимого до инфракрасного. В данном варианте прогноз нефтегазоносности базируется на спектральном анализе.

Программа основана на изучении распределения физических параметров земной поверхности в пределах прогнозируемых объектов на уровне фона. К числу рассматриваемых параметров относятся:

- значения яркости собственного излучения поверхности во всех диапазонах спектра;
- значения альбедо (коэффициент диффузного отражения) в пределах изучаемых структур либо разность между показателями и фоном во всех диапазонах спектра;
- значения температуры, оцениваемые по результатам съемок в дальнем инфракрасном диапазоне спектра.

Учитывая зависимость результатов съемок от их условий и характеристик измерительной аппаратуры, с целью повышения достоверности прогноза используется дистанционная информация, получаемая в различные временные периоды и по разным каналам.

В качестве математической основы оценки перспектив нефтегазоносности применяется многочисленная группа методов классификации «обучением». Оптимальными являются:

1. Статистические методы, используемые в тех случаях, когда объем обучающей выборки достаточен, то есть в относительно изученных регионах.
2. Методы распознавания, основанные на правиле решающих функций.

Статистика наблюдений в этом варианте используется для оценок параметров критериев принятия решения. Используются следующие методы:

- линейной классификации (метод дискриминантного анализа);
- потенциальных функций;
- нейросетевые классификаторы.

3. Экстенсиональные методы распознавания.

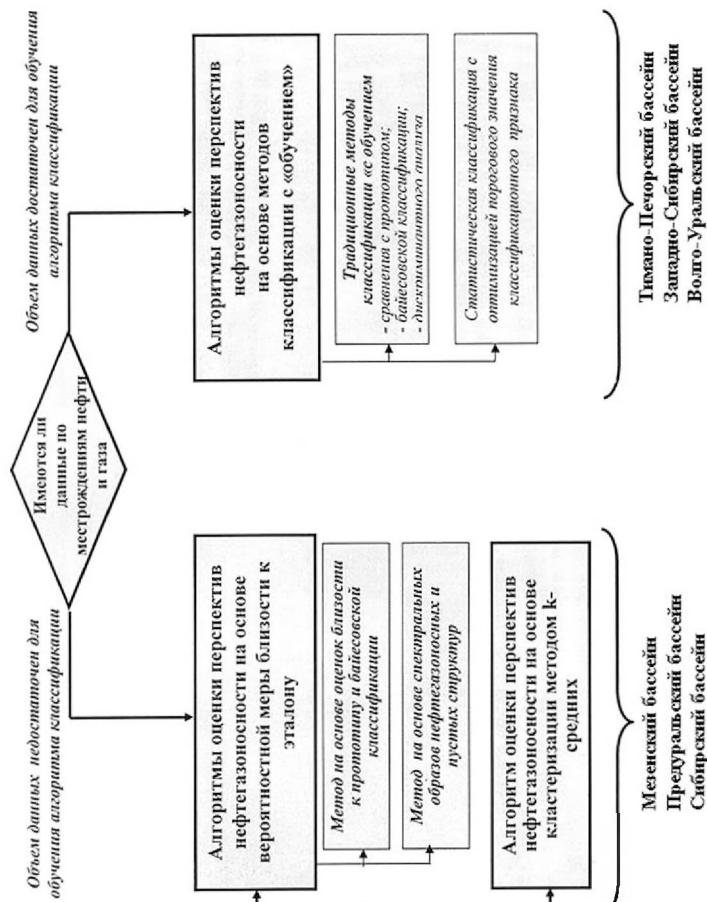
В качестве мер сходства применяются различные оценки близости (расстояния) объектов в пространстве признаков. Предварительный анализ показывает, что при оценке перспектив нефтегазоносности могут быть использованы следующие методы данной группы:

- сравнения с прототипом;
- ближайших соседей;
- голосования.

Рассмотренные методы использовались в 2-х случаях: для изученных регионов (Волго-Уральский бассейн) и слабо изученной Мезенской синеклизы, где не было открыто месторождений углеводородов и соответственно эталонные объекты отсутствовали (табл.1).

Таблица 1

Структура алгоритма, реализующего изолированную оценку перспектив нефтегазоносности прогнозируемых объектов



Таким образом, применяемые методы обладают определенным универсализмом, независимо от геолого-геофизических данных по району работ. Они базируются на статистически значащих спектральных показателях для выделения дистанционных образов структур перспективных и бесперспективных ловушек. Для их получения рассчитывались средние значения яркостей по группам нефтегазоносных и пустых скважин в радиусе дренажа по нескольким месторождениям в районе работ, а также доверительные интервалы (для вероятности 0,95). Сопоставление средних значений яркостей, исходя из варибельности, позволило выделить три непересекающихся спектральных области, характеризующиеся:

- положительными яркостными аномалиями, свойственными пустым скважинам;
- нулевыми значениями, как зоны неопределенности;
- отрицательными аномалиями, присущими месторождениям.

Эти области устойчиво проявляются во всех спектральных каналах (рис. 9).

Приведенный график дает возможность проводить оценку перспективности, как прогнозируемых дистанционными методами структур, так и выделенных сейсморазведкой.

2.3.1.6. Комбинированные методы локального прогноза

Предлагаемые методы дают возможность комплексно решать задачу оценки достоверности прогноза или выделения ловушек и их нефтегазоносности с помощью ранее описанной программы КАМПР и использования специальной технологии радиолокационной интерферометрии для определения современной активности локальных структур.

Приведем пример результативности использования программы для разделения 38 спрогнозированных структур в приполярной части Предуральяского прогиба. В итоге 48% отнесены к классу эталонных нефтегазоносных и 52% – к бесперспективным. Это заключение получено на основании анализа 16 показателей амплитудно-радиального и радиального распределения радиационной аппаратуры альбеда.

По результатам обобщенного многопараметрического распознавания прогнозируемых структур по степени достоверности получены следующие показатели. Из 16 структур, достоверно относимых к структурным ловушкам, 12 по совокупности всех методов распознавания отнесены к классу эталонных нефтегазоносных структур, что составляет почти 80%. Это высокий показатель геологической эффективности методов дистанционного зондирования при проведении поисков нефти и газа.

Ретроспективный анализ и проведенные работы показали, что большинство месторождений нефти и газа являются активизированными на рельефообразующем и современном этапах развития [3]. Это объясняется тем, что воздымающиеся структуры вызывают повышенный приток углеводородов к активным ловушкам, особенно если они осложнены сквозными нарушениями, в связи с проходящими в них термодинамическими изменениями и, в первую очередь, давления.

Проведенные работы в Сибирском, Западно-Сибирском нефтегазоносных бассейнах и Апшеронском районе и расчеты, выполненные А.И. Захаровым по данным спутника Alos (Palsar) с помощью программы “Envi”, показали, что суммар-

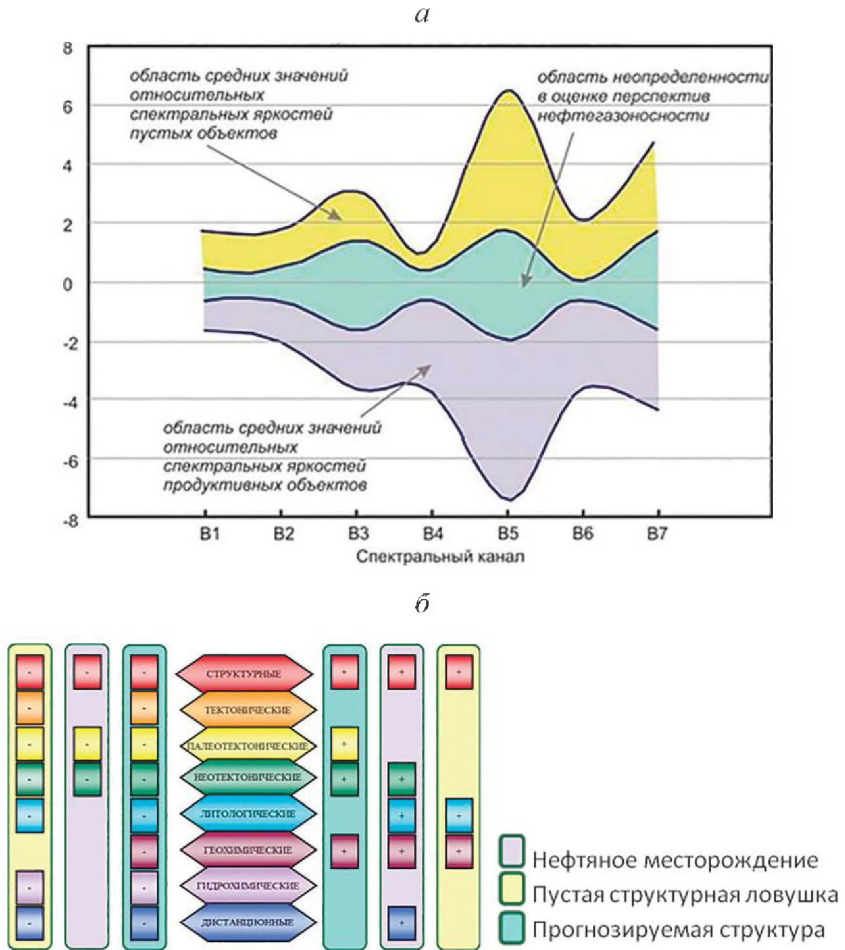


Рис. 9. Оценка перспектив нефтегазоносности:
а) количественная на основе обработки снимков программой «Spekt»;
б) качественная на основе экспертного анализа критериев нефтегазоносности

ный вертикальный прирост современных амплитуд достигает первых сантиметров [6]. Необходимо подчеркнуть, что фиксируются два режима движений локальных структур: стабильный и активный с положительным и отрицательным трендом, зависящие от ряда региональных геологических факторов. Необходимо подчеркнуть, что полученная информация в некоторой степени определяется положением спутника на восходящем или нисходящем витке, а также разной поляризации. В целом определение вертикальных или горизонтальных смещений, фиксируемых на земной поверхности, в основном зависит от длины волны и используемой аппаратуры спутника.

ГЛАВА 3.

Вероятностная оценка ресурсов углеводородов

Независимость проведения дистанционного изучения перспектив нефтегазоносности лицензионных участков на досейсмической стадии поисковых работ определяет необходимость самостоятельной оценки ресурсного потенциала выявленных объектов. Для решения этой задачи М.К. Шуваевой разработана авторская программа «Ресурс – С», базирующаяся на плановой морфологии выявляемых структур с одной стороны, и статистических данных по их строению в районе работ с другой. Предпосылками для подобного подхода являлись ретроспективный анализ плановой морфологии выявляемых структур и месторождений в ряде нефтегазоносных бассейнов, а также сравнение прогнозных ресурсов, подсчитанных разными методами и перспективных (ранее категория СЗ). Различия между ними не превышают 15-20%. Получаемые показатели позволяют при планировании сети сейсмопрофилей выбирать для проверки потенциально более перспективные структуры. Существенным преимуществом использования дистанционного зондирования при оценке нефтегазоносности является ее более полная характеристика, основанная на нескольких методах (табл. 2).

Сущность программы заключается в том, что оценка перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов всегда является вероятностной величиной и наиболее целесообразно проводить ее вероятностным методом. Нельзя точно определить величину ресурсов, можно лишь пытаться установить вероятный интервал изменения оценки, учитывая неопределенность параметров, участвующих в расчетах, и природных характеристик объектов прогноза.

Необходимость применения вероятностного подхода определяется двумя обстоятельствами: во-первых, он дает исчерпывающее представление о степени неопределенности прогноза, его точности и надежности; во-вторых, вероятностные оценки служат основой для определения рисков и проведения многовариантных экономических расчетов перспектив нефтегазоносности.

Таблица 2

Факторы риска	Традиционные способы оценки	Оценки с использованием дистанционных методов
<p>Вероятность наличия достаточного количества нефтегазоматеринских пород, необходимого для наполнения ловушки, вероятность преобразования УВ</p>	<p>Экспертный анализ по аналогии с сопредельными изученными площадями на основе региональной информации</p>	<p>Спектральное и тепловое картирование площади на наличие углеводородного заражения на основании использования спектральных образов близ расположенных месторождений УВ, находящихся в близких ландшафтно-геологических условиях. Оценка выявленных ловушек на уровне фона, степени углеводородного присутствия с возможной дополнительной проверкой зон трещиноватости на поток гелия и легких газов. Приведенные данные в основном характеризуют возможность наполнения ловушки.</p>
<p>Вероятность существования миграции, уверенность в том, что ловушка находится на путях миграции УВ</p>	<p>Экспертный региональный структурный анализ</p>	<p>Оценка выявленных ловушек на уровне фона и степени углеводородного присутствия с возможной дополнительной проверкой зон трещиноватости на поток гелия и легких газов, с учетом благоприятного структурного положения ловушки и установления разрывных нарушений унаследованного типа, которые могли являться каналами для вертикальной миграции углеводородов.</p>

Продолжение таблицы 2

Вероятность существования резервуара (существование фации с минимальными эффективной толщиной и коэффициентом песчаности, минимальные пористость и проницаемость)	Экспертный региональный анализ, корреляция близ расположенных скважин и данных сейсморазведки с целью выявления тренда распространения благоприятных резервуаров	Выявление активных зон трещиноватости, осложняющих структуру резервуаров и характеризующихся миграционным потоком углеводородов, свидетельствующих об их аккумуляции.
Вероятность существования ловушки (наличие геометрической формы, способной улавливать УВ)	Оценка достоверности и надежности интерпретации и структурных построений по данным сейсморазведки.	Получение дополнительной информации о структуре ловушки, характере и интенсивности ее активизации на рельефообразующем этапе, что позволяет квалифицировать ловушки на погребенные и унаследованно развивающиеся, которые согласно статистике имеют различную перспективность с большей значимостью последних
Вероятность сохранения и удержания УВ (наличие покрывки)	Анализ распространения региональных покрывок	Наличие качественной покрывки, обеспечивающей сохранность залежи, оценивается по плотности активных разрывных нарушений, осложняющих ловушку (за исключением галогенного флюидоупора) и степени заражения углеводородами ее ареала

Значимость вероятностной методики заключается в использовании функции распределения для каждого исходного параметра и получения полного диапазона значений возможных величин извлекаемых ресурсов. В соответствии с этим для ресурсов выделяются категории: наименьшая, оптимальная (наиболее надежная или наиболее достоверная) и наибольшая оценка.

Наименьшая оценка ресурсов P90 определяется наличием не менее чем 90%-ной вероятности того, что фактические ресурсы будут равны или превысят величину наименьшей оценки. Оптимально-медианная оценка ресурсов или P50 определяется наличием не менее чем 50%-ной вероятности того, что фактические ресурсы будут равны или превысят величину наиболее надежной оценки. Наибольшая оценка P10 – наличием не менее чем 10%-ной вероятности того, что фактические ресурсы будут равны или превысят величину наибольшей оценки. Чаще всего в практике оценки ресурсов вместо P50 используется величина Pmean, являющейся наиболее достоверной математически обоснованной величиной. Как правило, она чуть меньше P50.

При использовании вероятностного метода определяется статистическое распределение в диапазоне возможных значений для каждого исходного параметра. Затем из полученных распределений делается случайная выборка (при помощи моделирования по методу Монте-Карло) с целью расчета полного диапазона возможных величин объемов извлекаемых ресурсов. Таким образом, величина ресурсов представляет собой не точечное значение, а распределение в заданном диапазоне.

В основе вероятностной оценки ресурсов участков недр лежит объемный метод, при котором величина ресурсов определяется по совокупности подсчетных параметров.

Величина начального объема ресурсов нефти и газа рассчитывается по стандартным формулам [14].

Оценка ресурсов вероятностным методом проводится в три этапа:

1. Обоснование и выбор исходных параметров для подсчета ресурсов: прогнозируемые диапазоны изменения площадей нефтегазоносности, нефте-газонасыщенных толщин, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, усадки, плотности нефти, сжимаемости газа, нефте-, газоизвлечения.
2. Определение основных геологических и экономических рисков, оценка вероятности геологического успе-

ха и величин минимально рентабельных объемов новых ресурсов.

3. Вероятностный расчет извлекаемых объемов с учетом геологического и экономического рисков, получение итогового распределения.

На первом этапе для определения диапазонов изменения подсчетных параметров, используемых в формуле объемного метода, производится выборка необходимой информации из базы месторождений-аналогов, которая содержит статистические данные о морфологических и подсчетных параметрах месторождений, рассматриваемых в качестве возможных эталонов для оцениваемых объектов. При выборе аналогов учитываются: установленная промышленная нефтегазоносность соответствующего комплекса, расположение в той же зоне нефтегазогеологического районирования, что и оцениваемая структура, сходные структурные и палеофациальные условия, литолого-стратиграфические особенности разреза, сопоставимость размеров структур [15].

Основным исходным параметром, определяющим диапазон величины ресурсов, является площадь структуры. При определении диапазона изменения площадей оцениваемых прогнозных объектов в качестве максимального значения площади каждой прогнозируемой структуры была взята площадь, определенная по результатам структурного анализа космических снимков по оси сопредельных отрицательных структур (или по зонам максимального перегиба). Определенная таким образом площадь вполне сопоставима с выбором максимальной площади по данным сейсморазведки.

При определении диапазона изменения площадей рассматриваемых поисковых объектов в качестве их максимального значения для выявленных или подготовленных к бурению поднятий берется определенная по результатам сейсморазведки площадь. Она рассчитывается по последней замкнутой изогипсе, либо - по результатам структурного анализа космических снимков. В качестве минимальной, как правило, берется площадь, определяющая минимальный рентабельный размер

возможной залежи (чаще всего в радиусе дренажа первой поисковой скважины).

На втором этапе определяется вероятность геологического успеха, то есть вероятность того, что на прогнозируемом объекте будет получен установившийся приток углеводородов при опробовании пласта. Этот показатель является многокомпонентной величиной, зависящей от целого ряда факторов.

Вероятность геологического успеха каждого продуктивного горизонта или комплекса оценивается по пяти основным независимым факторам, приведенным в таблице 2.

Необходимо отметить, что между четвертым и пятым факторами имеется некоторая близость понятий. В самой формулировке «ловушка» заложено представление о наличии покрышки.

Для представления об алгоритме значимости каждого фактора используется матрица адекватности шансов, которая в зависимости от степени уверенности эксперта в отсутствии риска и обнаружении целевого геологического свойства, позволяет отобразить вероятность успеха конкретным числом и автоматически учесть мнение эксперта.

Возможность определения положения ареалов просачивания углеводородов с помощью спектрального анализа космической информации, или оценки прогноза нефтегазоносности, позволяет вводить дополнительный фактор в вероятность геологического успеха. Он определяет «вероятность наличия углеводородов в ловушке», объединяя два последних фактора (наличие геометрической формы, способной улавливать УВ и покрышки) и – «вероятность наличия ловушки». Таким образом, количество факторов осталось неизменным, но резко дифференцировалась оценка вероятности геологического успеха, и, соответственно, оценка ресурсов.

Вероятность геологического успеха по каждому продуктивному горизонту или комплексу определяется перемножением независимых вероятностей по каждому фактору. Для структуры в целом в случае, когда открытие возможных зале-

жей является зависимым событием, определяется как максимальная вероятность открытия одной из залежей:

$$PgCTP = \max(PgN1; PgN2; \dots; PgNn),$$

где: $PgCTP$ – вероятность геологического успеха структуры в целом;

$PgN1$ – вероятность геологического успеха первой залежи;

$PgNn$ – вероятность геологического успеха n-ой залежи.

В случае, когда открытие возможных залежей является независимым событием, вероятность геологического успеха определяется по формуле сложения вероятностей открытия каждой залежи:

$$PgCTP = 1 - (1 - PgN1) * (1 - PgN2) * \dots * (1 - PgNn)$$

Возможен расчет вариантов зависимых и независимых событий, что не всегда можно обосновать с позиций геологического развития региона и конкретной структуры. То есть принятие решения по данному вопросу является чисто экспертной оценкой и зависит от компетенции геологов.

Наиболее достоверным, на взгляд авторов, представляется использовать вероятность в целом по структурам как комбинированную, что приближено к среднеарифметической величине. Такой расчет вероятности является математически обоснованным. Если считать события открытия каждой залежи на данной структуре независимыми факторами, то вероятность открытия месторождения будет близка к единице. Это автоматически приводит к завышению возможных открываемых запасов нефти. Арифметическое суммирование наиболее достоверных ожидаемых запасов *P mean* совпадает с вероятностным суммированием, поэтому для определения вероятности геологического успеха в целом по структуре предлагается использовать комбинированную вероятность.

Геологический успех открытия залежи углеводородов означает, что все необходимые элементы для образования и сохранности залежи имеются в наличии на поисковой площа-

ди, а их количественные и качественные характеристики достаточны для получения притока нефти или газа. Но это не означает, что разработка такой залежи будет экономически целесообразной.

Получившая развитие в последние годы оценка геологических рисков при расчете локализованных ресурсов слабо- и неизученных регионов является основой для определения экономических рисков и рентабельности освоения лицензионных участков.

Вероятность экономического успеха рассчитывается перемножением вероятности геологического успеха на вероятность открытия минимально рентабельных запасов, достаточных для дальнейшего разбуривания. Минимально рентабельные запасы рассчитываются с использованием предполагаемых затрат на поиски, разведку, разработку, ожидаемых цен на продукцию, налогов и т.п.

Окончательное распределение ресурсов производится с учетом геологического и экономического успехов, что позволяет определить наиболее достоверную оценку ресурсов того или иного участка недр.

Для наиболее перспективных структур с наибольшими рентабельными ресурсами и наибольшей вероятностью геологического успеха выполняется построение трехмерной модели ловушки.

ГЛАВА 4.

Построение трехмерной модели ловушек углеводородов по дистанционным и сейсморазведочным данным

Целью построения трехмерной геологической модели на поисковом этапе перед бурением поисковых скважин является получение итогового распределения промысловых параметров резервуара для выбора оптимального места заложения скважин, дальнейшего мониторинга модели и, в конечном итоге, для выбора оптимального способа разработки выявляемого месторождения углеводородов.

В процессе выявления перспективных ловушек на исследуемой территории, учитывая геологию, стратиграфию и тектонику региона, формируется представление о строении выявляемого резервуара путем закладывания свойств через расстановку «типичных» скважин и насыщения данными свойствами трехмерной модели. В итоге, получается не только геологическая модель, которую можно в дальнейшем использовать в качестве модели для мониторинга, но и так называемая модель ожидания. Оценив итоговое распределение свойств, можно выделить перспективные участки на исследуемой площади для заложения дополнительного набора поисково-разведочных скважин.

Основу геологической модели ловушки (резервуара) составляет структурный каркас. Он контролирует не только современный облик поисковых объектов, но и их палеотектоническое развитие. На поисковом этапе есть два источника структурных данных: сейсморазведка и дистанционное зондирование. Первая изучает нижнюю и среднюю часть осадочного чехла, в первую очередь, продуктивный комплекс с

амплитудным разрешением 15 м по дискретной сети сейсмопрофилей. Вследствие этого остаются неизученными мало- и микроамплитудные нарушения. Дистанционное зондирование способно их выделять за счет высокого пространственного разрешения (непрерывного поля данных) и высочайшего амплитудного разрешения по поверхности Земли. То есть этот метод в отличие от сейсморазведки позволяет изучать разрез осадочного чехла сверху-вниз, что существенно дополняет сейсмическую информацию.

Исходя из этого, при построении геологической модели необходимо анализировать эти два вида данных (рис. 10).



Рис. 10. Структурная карта месторождения, составленная по сейсморазведочным, буровым и дистанционным данным

Второй вид информации, получаемой дистанционным зондированием, - это оценка вертикальной проницаемости разрывных нарушений, осложняющих строение резервуара в виде сквозных каналов и барьеров. Эти данные обеспечивают переход от геологической модели к гидродинамической.

Базируясь на получаемой информации, рассматриваются и сопоставляются два варианта делимости резервуаров и, согласованный вариант кладется в основу трехмерной модели. Кроме того, сопоставляются контура ловушек по двум методам, так как они являются отражением двух видов физических явлений. По дистанционным данным контур ловушки – это проявление на земной поверхности геомеханической малоамплитудной подвижности ловушки, как структурной неоднородности, а по сейсморазведке – рассчитанный условный контур, выбранный для оконтуривания палеотектонического поднятия в виде изогипс.

Опыт работ на ряде месторождений Западной Сибири (Покачевское, Покамасовское, Ловинское и др.) показал, что при пространственной близости выделяемых контуров локальных поднятий, разрывные нарушения не фиксируемые сейсморазведкой (так называемые внесейсмические) играют значительную роль в строении резервуаров. Они разделяют небольшие своды и блоки с разным положением ВНК на уровне первых метров, зоны с разными толщинами тюменской свиты и эффективными мощностями терригенных отложений, что свидетельствует об их конседиментационном происхождении. Влияние на эффективные мощности выделяемых малоамплитудных разрывных нарушений обусловлено их палеотектонической унаследовано-пульсационной активностью, влиявшей на распределение песчаности или глинистости слоев [16, 17].

Трехмерная геологическая модель представляет собой объемное поле в координатах X , Y , Z , каждая ячейка которого характеризуется признаком породы (коллектор - неколлектор) и значениями фильтрационно-емкостных свойств пород (начальная нефтенасыщенность, пористость, проницаемость

и т. п.). Шаг сетки по латерали выбирается, исходя из расстояния между существующими или проектными скважинами, наиболее распространенное значение шага: 50×50 м. Ориентация сетки зависит от регионального направления разрывных нарушений, литологических замещений и планируемой системы разработки месторождения.

Метод разбиения сетки на слои выполняется на основе известных на момент моделирования условий осадконакопления продуктивных отложений и их покрывающих, а также подстилающих пород. Чаще всего используется – пропорциональный способ, что соответствует конформному залеганию пластов. При наличии регионального выклинивания пластов, размыва и других видов несогласия, нарезка происходит индивидуально по каждому из горизонтов для более точного воспроизведения истинных геологических условий распределения свойств, а также дальнейшего воспроизведения фильтрации флюидов при гидродинамическом моделировании.

После расчета сетки производится построение основных структурных горизонтов. Основой для этого на поисковом этапе являются структурные поверхности, полученные при комплексной интерпретации сейсмических данных 2D или 3D и дистанционных данных. При отсутствии сейсмо-разведочных данных - границы прогнозируемых дистанционными методами перспективных ловушек и разрывных нарушений (рис. 11) переносятся на типичный структурный план потенциально продуктивных отложений данного региона. То есть, для задания вертикальных границ модели оценивается литолого-стратиграфический разрез региона, выбирается наиболее вероятный интервал залегания продуктивных пластов и воспроизводится структурный план с учетом результатов структурного анализа.

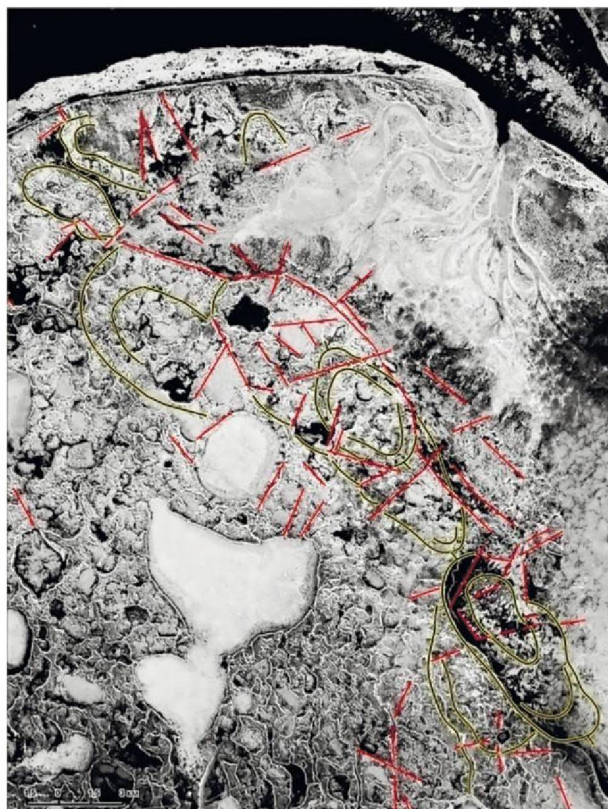


Рис. 11. Пример выделения разрывных нарушений и околтурнивания ловушек по методу дистанционного зондирования

При создании литологической модели, как правило, происходит разделение породы на два класса: коллектор и неколлектор. Указанным классам соответствуют коды куба литологии «1» и «0» соответственно.

Для построения литологической модели на поисковом этапе оценивается региональный характер изменения эффективных толщин: выдержанность продуктивной части пласта, расчлененность, средняя мощность. Для этого проводится статистический анализ вышеуказанных параметров по соседним месторождениям, либо месторождениям аналогам. Дис-

танционная информация позволяет учитывать зональность контроля литолого-фациальной обстановки, обусловленной палеотектонически активными разрывными нарушениями и определяющей качество коллектора, то есть вариаций содержания песчаных и глинисто-алевритовых компонентов в терригенных отложениях или вторичных изменений в карбонатных породах.

При наличии сейсморазведочных работ на исследуемой территории, в модель может быть заложен прогнозный куб распределения эффективных толщин, полученный при атрибутом анализе. Для внесения полученных при статистическом анализе данных в 3D модель используется принцип выбора расположения наиболее представительных точек по площади исследуемой территории, так называемая расстановка «типичных» скважин. Местоположение «типичных» скважин определяется по результатам интерферометрической обработки радиолокационных снимков, позволяющей прогнозировать внутреннюю структуру резервуара. План данной расстановки можно считать системой будущих поисково-разведочных скважин. Также для большего контроля производится сопоставление эффективных толщин по «типичным» скважинам с осредненными на сеточную область данными в виде кросс-плота.

Критерием корректности литологической модели исследуемой площади, является сопоставление геостатистических разрезов по «типичным» скважинам и по результирующему кубу (рис. 12), а также непротиворечивости структурной модели.

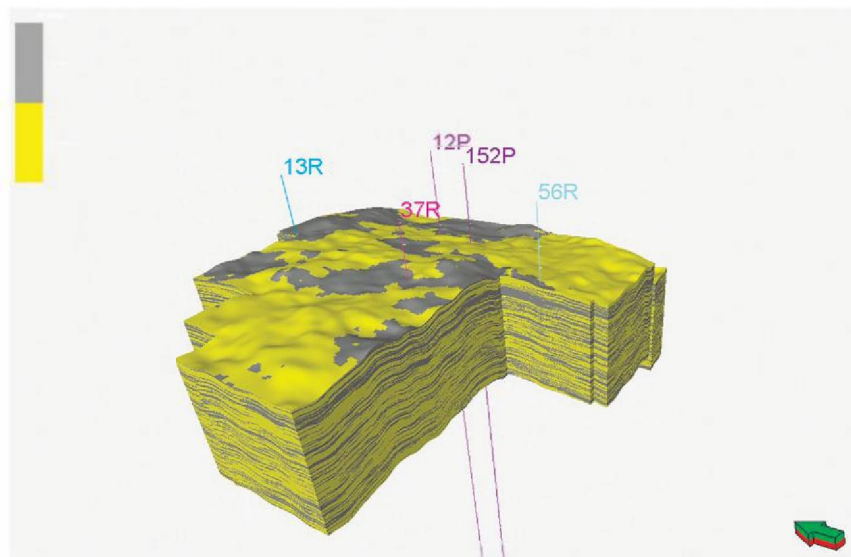


Рис. 12. Пример итогового куба литологии

На следующем этапе построения геологической модели воспроизводится распределение коэффициентов открытой пористости и проницаемости.

При анализе пространственного распределения пористости и проницаемости разрывные нарушения по дистанционным данным разделяются на каналы и барьеры, определяющие распределение связности разных частей резервуара и зональность трещиноватости в плане, включая их кинематическую оценку, влияющую на положение зон растяжения и сжатия.

Построение петрофизической модели, также как и литологической, начинается с процедуры определения коэффициентов на основании анализа месторождений-аналогов и последующего осреднения «типичных» скважинных данных на сетку (scale up well logs). Для параметра пористости осреднение осуществляется арифметическим методом (рис. 13).

С прогнозной пористостью по сейсморазведке, если такие данные имеются, оценка производится путем сравнения ре-

зультирующих осредненных карт и осредненных карт с прогнозного куба через построение кросс-плотов.

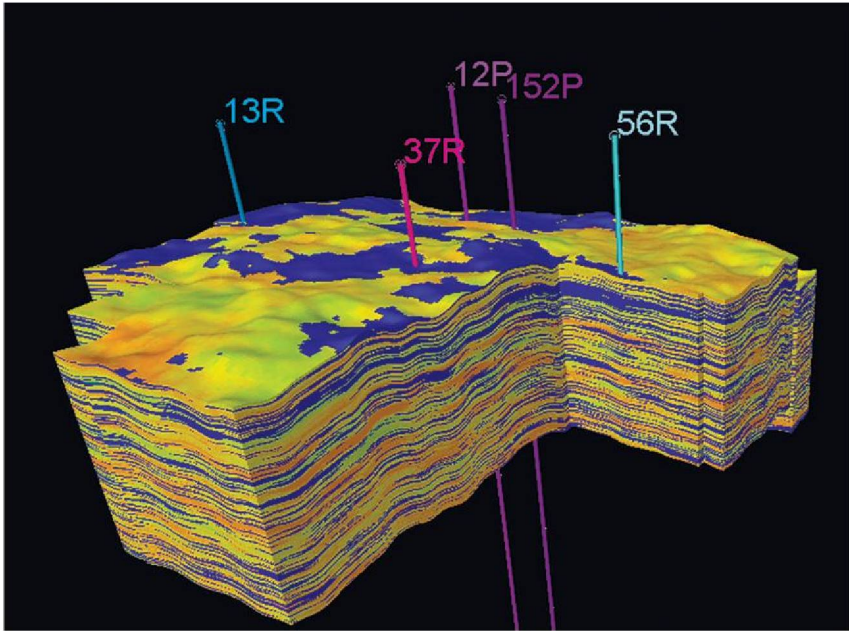


Рис. 13. Итоговый куб пористости с учетом данных по «типичным» скважинам

Построение куба проницаемости проводится пересчетом через петрофизическую зависимость $K_{np}=f(Kn)$, наиболее применимую для данного региона исследований, то есть коэффициент проницаемости (K_{np}) есть функция от коэффициента пористости (Kn) (рис. 14).

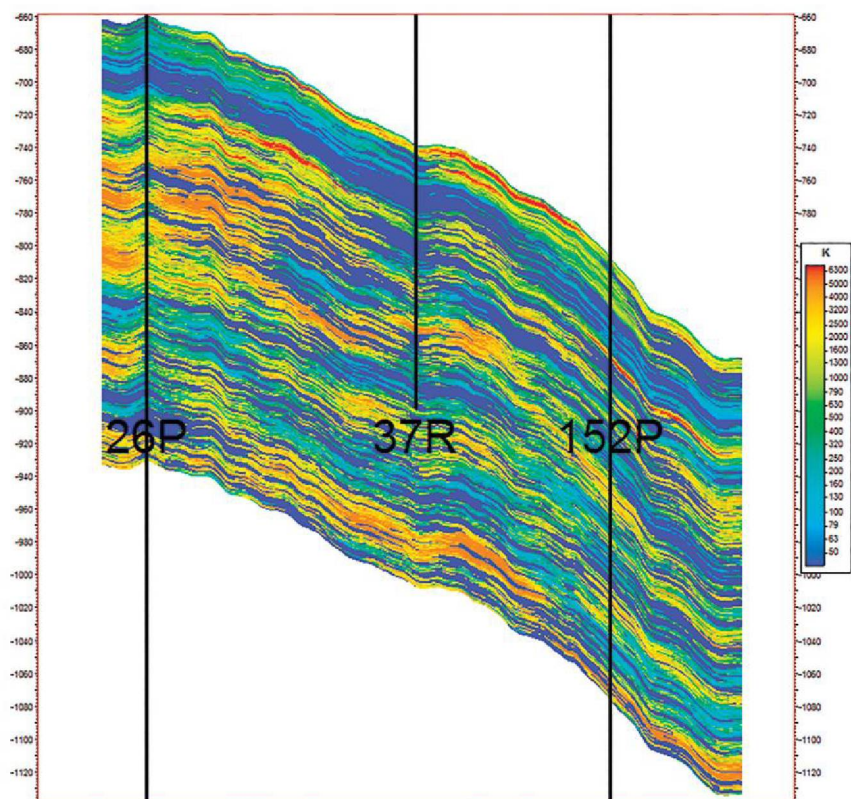


Рис. 14. Разрез куба проницаемости

Для построения параметра насыщенности в качественном варианте используются описанные ранее ареалы просачивания углеводородов по данным спектрометрического картирования, а в количественном - региональные значения коэффициента нефтегазонасыщения ($K_{нг}$). Геометризация залежи проводится по замкнутой изолинии – выбирается т. н. условный подсчетный уровень (УПУ).

Нефтенасыщенность продуктивных пластов зависит в основном от двух факторов: расстояния от Зеркала Свободной Воды (ЗСВ) и коэффициента пористости ($Kп$).

На рисунке 15 показан пример результирующего куба нефтенасыщенности, отчетливо виден тренд изменения насыщенности от высоты над ЗСВ.

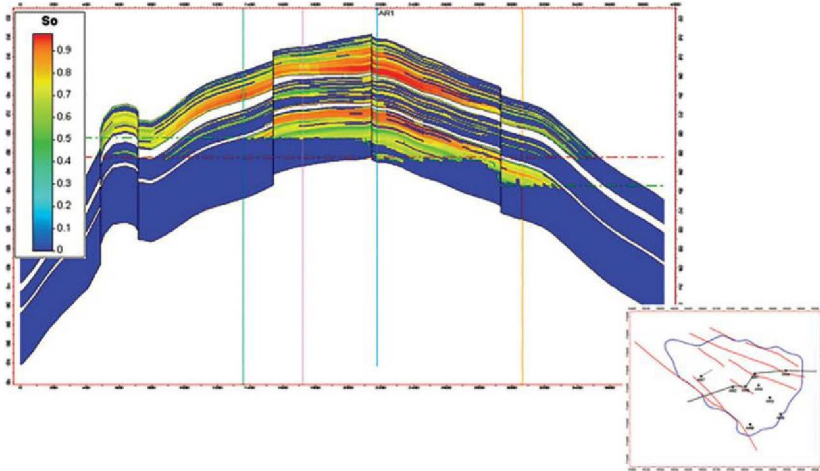


Рис. 15. Разрез результирующего куба насыщенности

Итогом построения трехмерной геологической модели на поисковом этапе перспективных ловушек углеводородов служат (рис. 16):

- Система поисково-разведочных скважин (набор закладываемых в модель «типичных» скважин);
- Трехмерная модель распределения свойств для оперативной ее корректировки и пополнения новыми данными;
- Прогнозные карты распределения начальных запасов для заложения дополнительных поисково-разведочных скважин.

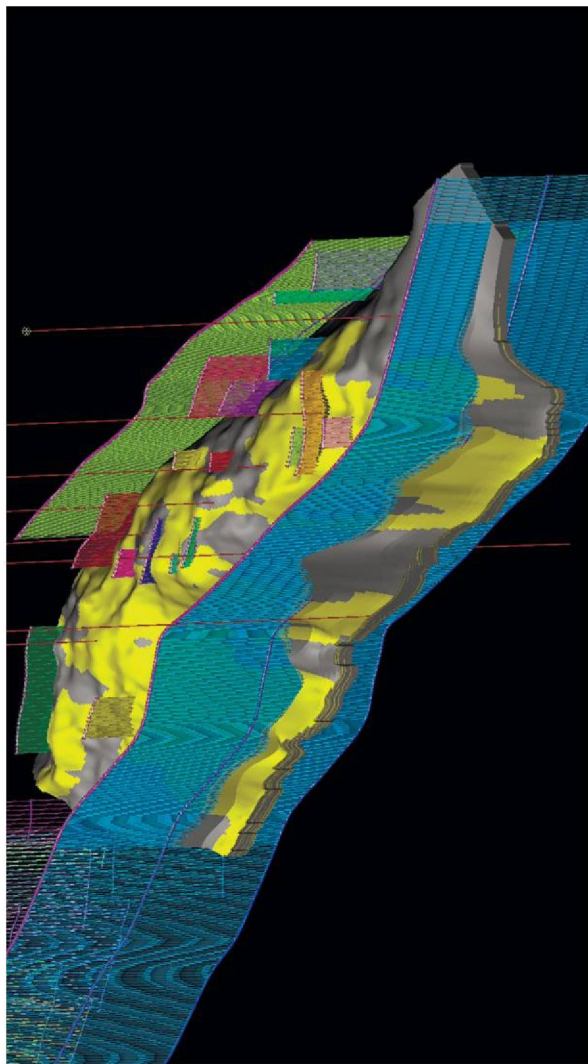


Рис. 16. Геологическая модель, построённая с использованием данных дистанционного зондирования

Подводя итог применения данных сейсморазведки и дистанционного зондирования при построении объемных моделей ловушек углеводородов, необходимо подчеркнуть вклад последнего в решение следующих задач:

1. При построении структурного каркаса ловушки (резервуара) дается его более детальная делимость с оценкой динамики разрывных нарушений и разделяемых ими блоков.
2. Выделяемая система мало- и микроамплитудных нарушений представляет интерес при построении литологической модели. Она отражает их унаследовано-пульсационную палеотектоническую активность и влияние на распределение зональности литолого-фациальных свойств резервуара, как в плане вариации эффективных толщин продуктивных слоев, так и литологического состава.
3. Та же система разрывных нарушений является необходимой при построении модели пористости и проницаемости, так как она определяет их вертикальную проницаемость в виде сквозных каналов и барьеров, а также распределении трещиноватости, зон сжатия и растяжения, определяемых на основе кинематики выделяемых дислокаций.

ГЛАВА 5.

Научные, научно-методические и практические достижения и разработки в области нефтегазовой геологии

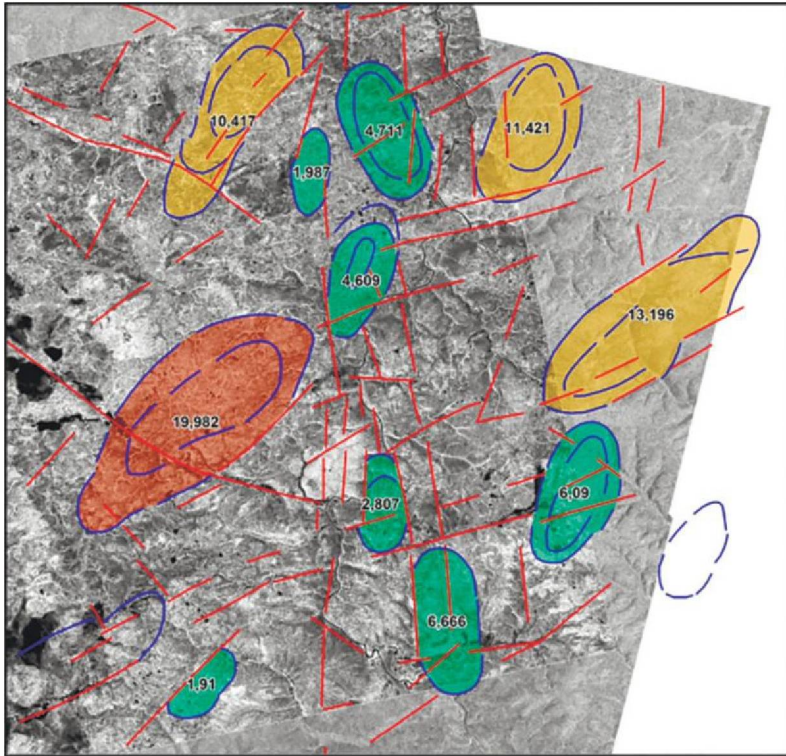
Данный раздел, подводящий итоги многолетних опытно-методических и производственных работ на лицензионных участках в разнообразных геологических условиях нефтегазоносных бассейнов России и ряда зарубежных стран, предназначен для ознакомления специалистов с результатами экспериментальных и опытно-методических исследований и практического применения дистанционных методов [18, 19]. Необходимо подчеркнуть, что в общей массе нефтяники и газовики не готовы к их использованию: психологически по полученному образованию, а также практически не знакомы с опытом отечественных и зарубежных работ.

Специализированные методические разработки, выполненные авторами, были направлены на решение четырех главных вопросов:

- прогноз ловушек углеводородов;
- прогноз нефтегазоносности ловушек;
- обоснование достоверности прогнозирования;
- оценки возможностей практического использования дистанционных методов при разведке и эксплуатации месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа.

Наиболее востребованным и эффективным является структурное картирование в слабо изученных и труднодоступных районах Восточной Сибири и Дальнего Востока. Опыт работ показывает, что на фоне этих белых пятен, построенные

по дистанционным данным карты обеспечивают получение необходимой информации для оптимального планирования региональных и поисковых геофизических работ, а также нефтегеологическое районирование (рис. 17).








-  Разрывные нарушения по дистанционным данным
-  Контур структуры, прогнозируемой по дистанционным данным
-  Наиболее перспективные в нефтегазоносном отношении структуры
-  Перспективные в нефтегазоносном отношении структуры
-  Не перспективные в нефтегазоносном отношении структуры

Рис. 17. Схема расположения перспективных объектов на рассматриваемой территории

Не менее эффективным представляется использование съемок из космоса для доизучения площадей, покрытых редкой сетью сейсмопрофилей 2Д, особенно десятки лет назад. Во-первых, в тот период по объективным и субъективным причинам на структурных картах разрывные нарушения, за исключением крупных региональных разломов, выносились в ограниченном объеме. С одной стороны такие карты были схематичны, а с другой – не отражали реальную действительность по соотношениям структур и разрывных дислокаций в чехле. Это привело к неадекватной оценке динамики развития структурных форм чехла и существенно ограниченным представлениям о кинематике региональных и локальных разрывных нарушений. Недооценка последних, в конечном счете, сказывается на распределении фильтрационно-емкостных свойств резервуаров по латерали и вертикали, отражаясь на добычных возможностях при разработке месторождений нефти и газа. Кроме того, необходимость детального изучения разрывных нарушений представляет интерес при поиске неструктурных ловушек, генетически связанных с ними. Последний аспект заключается в необходимости обновления геологических карт, особенно закрытых регионов, составленных в прошлом веке, так как на них, как правило, отсутствуют или изображаются в ограниченном объеме нарушения сплошности осадочного чехла. То есть, для детальных поисковых работ, которые в основном и проводятся в настоящее время, имеют место субъективные региональные структурные модели, которые не способствуют целенаправленным поискам полезных ископаемых. Вместе с тем, использование высокоинформативных методов геологических исследований, не применяемых раньше, меняет и обогащает наше представление о структурной организации изучаемых территорий, открывая новые направления для поисковых работ.

Традиционный подход к выбору места заложения поисковых скважин в наиболее гипсометрически высокой части свода поднятия не всегда оправдан, особенно в случаях осложненности разрывными нарушениями. Они могут разделять ловушку на ряд блоков с разнонаправленными вертикальными тектоническими движениями и попадание скважины в мало-

амплитудное грабенообразное понижение может привести к негативному результату. Опыт подобной ситуации по Польским Карпатам приведен в данной работе.

Наука, как живой механизм, постоянно развивается, модернизируя и углубляя используемые методы и технологии исследований с целью внедрения их в производство и повышения эффективности работ. Однако на определенном этапе они исчерпывают свои возможности на фоне необходимости развития. Новые идеи, как правило, оформляются в концептуальные методологические положения и далее реализуются через создание новых методик исследований для доказательства своей действенности и практичности. Это происходит с появлением новых, более совершенных, инструментов, открывающих неизвестные ранее явления и процессы или высказанные специалистами на интуитивном уровне без необходимой системы доказательств.

В нефтегазовой геологии можно выделить три крупных этапа научного развития. В позапрошлом и первой половине прошлого столетия – это изучение региональной геологии с помощью геологических и геофизических съемок. Они обеспечили развитие тектоники, стратиграфии и структурного анализа, то есть фундаментальных основ данной отрасли науки. При относительно небольшом количестве месторождений нефти и газа в немногочисленных регионах стали выясняться закономерности их регионального распределения, объединяемые в нефтегазоносные бассейны или провинции. В процессе развития нефтегазовой науки начали возникать новые методы исследований, уже вызванные расширяющимися потребностями в углеводородах.

Следующий этап изучения проблем нефтегазовой геологии приходился на вторую половину прошлого столетия и определялся появлением новых инструментальных средств (геофизических, геохимических и промысловых), сформировавших стандартный комплекс методов для поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. На их основе возникли теории происхождения углеводородов, коллекто-

ров, покрышек, формирования и развития ловушек, залежей нефти и газа, их миграции и геодинамики разрабатываемых месторождений. Можно констатировать, что этот период времени характеризовался бурной научной активностью, вызванной большим вложением средств в научные исследования. Необходимо подчеркнуть, что теоретические представления определялись разрешающими возможностями методов исследований, их точностью и детальностью. Однако изучение осадочного чехла в основном концентрировалось на его продуктивной части. Вторая половина рассматриваемого этапа знаменуется активным внедрением компьютерной техники, существенно упростившей и облегчившей труд специалистов.

В начале двухтысячных годов наступил период стабилизации и замедления развития нефтегазовой науки в России в связи с политико-экономическими причинами. Стало невыгодным, с одной стороны, вкладывать деньги в фундаментальные и методические исследования, не дающие быстрой прибыли, а с другой – появилась возможность оперативно реализовывать затраченные средства и продавать углеводороды за счет активной и не всегда оправданной технологии разработки.

Третий этап в развитии нефтегазовой науки во времени развивался частично параллельно второму этапу, но происходил независимо от него. С появлением новых инструментов аэро- и космических съемок вырос объем геологической информации. Представилось возможным обзреть Землю в целом, так и небольшие участки в статике и динамике, оперативно и с небольшими затратами средств. Кроме того, за счет комплексирования дистанционных и геолого-геофизических методов происходит увеличение объема получаемой информации и ее новое качество при более высокой детальности и точности. В зарубежных нефтяных компаниях, обладающих высокотехнологичным оборудованием для аэро- и космических съемок давно перешли к практической реализации достижений дистанционных методов. В России развитие данного направления осуществлялось лишь несколькими частными компаниями и заинтересованными специалистами, не находя широкого применения в практике работ.

В итоге по результатам исследований авторов и параллельно зарубежных специалистов были выполнены новые разработки по трем основным направлениям: научному, научно-методическому и решениям практических задач нефтегазовой геологии.

5.1. Научные разработки

Раскрыты возможности аэро- и космических съемок по выявлению, картированию и измерению микрогеологических процессов, отражающих термогидродинамические явления в осадочном чехле и являющиеся указателями пространственного распределения скоплений углеводородов.

Дистанционные методы обеспечивают изучение трех видов физических полей на земной поверхности: спектрального, теплового и дислокационно-деформационного. Первое отражает геохимическое проявление и положение зон и ареолов мигрировавших углеводородов через преобразования в почвенном и растительном покрове Земли. Второе является следствием активизации термогидродинамических процессов в осадочном чехле и локальных структурах. Третье отражает современные микроамплитудные подвижки земной коры высочайшей точности, вызванные геомеханическими движениями фундамента и чехла. Дислокационно-деформационное поле характеризует напряженное состояние верхней части земной коры. Дизъюнктивные дислокации, проникающие в осадочную толщу и являющиеся сквозными вертикальными каналами связи продуктивных горизонтов с земной поверхностью, обеспечивают разгрузку углеводородов из их скоплений. Их изучение обеспечивает высокую вероятность открытия месторождений нефти и газа. Кроме того, деформации и разрывные дислокации вызывают структурные изменения в ловушках и резервуарах, активизируя локальные термогидродинамические и миграционные процессы. Их доказательством являются повышенный тепловой поток над месторождениями и его отсутствие над пустыми структурами. Наиболее отчетливо совпадение положения аномалий, выявленных ультра-

фиолетовыми, многоспектральными и тепловыми съемками наблюдается на поверхности акваторий, не маскируемых в отличие от земной поверхности растительным покровом.

Устанавливаются, классифицируются и количественно оцениваются вертикальные и горизонтальные современные микроамплитудные смещения земной поверхности различного происхождения: техногенные и тектогенные. Последние разделяются на региональные, отражающие подвижность глубинных структур земной коры, и локальные, свидетельствующие о движениях структур чехла III-IV порядков и разрывных нарушениях.

Установлено на большой выборке по нефтегазоносным бассейнам России, что подавляющее большинство месторождений нефти и газа приурочены к активным локальным поднятиям, унаследовано росшим на рельефообразующем этапе развития. Таким образом, активность локальных структур является косвенным признаком их потенциальной нефтегазоносности.

Сейсморазведка не всегда может фиксировать воздействие этих движений. На нефтяных и газовых месторождениях по результатам трехмерного картирования разрывных нарушений их разделяют на устанавливаемые сейсморазведкой и не выявляемые ею. Последние именуется внесейсмическими. Это объясняется тем, что их параметры (толщина сместителя, амплитуда смещения, кинематическая характеристика и др.) меньше разрешающей способности сейсморазведки. Необходимость их изучения часто определяет выбор системы разработки. Исходя из этого, структурные карты отражают средне- и крупноамплитудные деформации в осадочном чехле, сформировавшиеся в периоды основных тектонических перестроек. Установлено, что после образования ловушек и залежей углеводородов продолжают малоамплитудные рельефообразующие и современные микроамплитудные движения, влиявшие на переформирование, деградацию и разрушение скоплений углеводородов. Из этого можно сделать вывод, что в чехле идут постоянные процессы доформирования и уничтожения

скоплений углеводородов вплоть до настоящего времени, находящиеся вне чувствительности традиционных методов, но представляющие большой научный и практический интерес. В первую очередь это относится к необходимости изменения постулатов и классификации структур по типу развития, сформулированных В.Е. Хаиным во второй половине прошлого столетия, также как и пересмотру этапности и возраста формирования залежей углеводородов.

Показано на ряде примеров, что мало- и микроамплитудные движения в чехле и резервуарах приводят преимущественно к разрыву сплошности в них, образуя наложенные на пликвативные структуры разномасштабные и разноамплитудные блоки, которые необходимо учитывать при построении структурных моделей и планировании системы разработки. Разрывные нарушения в осадочном чехле и резервуарах представлены сквозными вертикальными каналами и барьерами, изменяющими свою проницаемость в процессе разработки. Исходя из этого, они должны учитываться при построении геодинамических моделей, так как их современное активное воздействие может существенно влиять на эффективность разработки [5].

Главное достоинство полученных научных результатов в том, что они могут внедряться в практику оперативно в цифровом варианте на более высоком уровне детальности и уже реализованы в компьютерном варианте, адаптированном к решению практических задач.

5.2. Научно-методические разработки для прогноза нефтегазоносности ловушек углеводородов

Научно-методические разработки являются следствием реализации научных идей и промежуточным этапом к практической реализации при проведении геолого-разведочных работ на нефть и газ. Они относятся к двум направлениям: методике работы с материалами аэро- и космических съемок и методике применения получаемых дистанционными методами данных для решения практических задач.

Первое направление работ – решение научно-методических вопросов для качественной обработки материалов аэро- и космических съемок. Для решения этих задач проводились исследования и специализированный анализ исходной информации и факторов, влияющих на регистрируемые сигналы в виде различного ряда помех: аппаратурных, атмосферных, метеорологических и ландшафтных.

Коррекция аппаратурных и атмосферных помех проводится при предварительной обработке снимков, в частности, в программе “Prointim”. Решению этих задач предшествовали калибровочные работы с различных спутников и самолетов, включая наземные наблюдения. Изучение атмосферы с помощью различного вида зондирований производилось с целью оценки ее прозрачности для разных длин волн, содержания паров воды и различных газов. Были определены окна прозрачности для оптического и инфракрасного диапазонов волн. В частности, были установлены предельные высоты для ультрафиолетовой съемки и независимость дальнего инфракрасного диапазона от атмосферного воздействия. Эти работы были необходимы, так как от них зависела возможность увеличения такого важного для геологов параметра, как разрешающая способность снимков.

Огромный объем работ был проведен американскими специалистами для автоматизированного распознавания наземных объектов со спутников “Landsat” и “Terra (Aster)”. Они включали космические и аэровысотные съемки совместно с полевыми работами и проводились для составления спектральных библиотек природных образований. Работы, проведенные в области использования съемок в радиодиапазоне, позволили создать аппаратуру для спутников под разные длины волн, что существенно расширило объемы и качество получаемой информации. Эти работы позволили существенно расширить диапазон использования съемок из космоса [21].

Приведенные здесь данные полезны для получения представлений о специфике выполненных исследований и раз-

работок для геологов и нефтяников, не знакомых с ними. В настоящее время весь огромный комплекс проведенных работ послужил основой для современных методов дистанционного зондирования.

Второе направление научно-методических исследований предназначено непосредственно для решения методических вопросов при решении нефтегазопроисловых задач. В первую очередь это воздействие элементов ландшафта на отраженное и собственное тепловое излучение, а в конечном счете на качество и величину регистрируемого сигнала.

Так как значительная часть нефтегазовых регионов расположена в условиях вечной мерзлоты, то в районе Ямала изучалась информативность регистрации внутреннего излучения Земли. С целью решения этого вопроса проводились исследования в условиях мерзлоты и ее отсутствия. Было установлено, что агентом тепломассопереноса в первом варианте является пар, а не вода, как во втором. При сравнении тепловых карт по двум сопредельным участкам, построенных по данным спутника "Landsat", значительных различий между ними не отмечено. Но наблюдается пространственная связь с крупными тектоническими подразделениями, в первую очередь, крупными поперечными разломами их разделяемыми. Это свидетельствует о структурном контроле за глубинным тепловым потоком (рис. 18). То есть, выявляемые дистанционными методами разрывные нарушения являются эффективным средством исследований современных эндогенных геологических процессов.

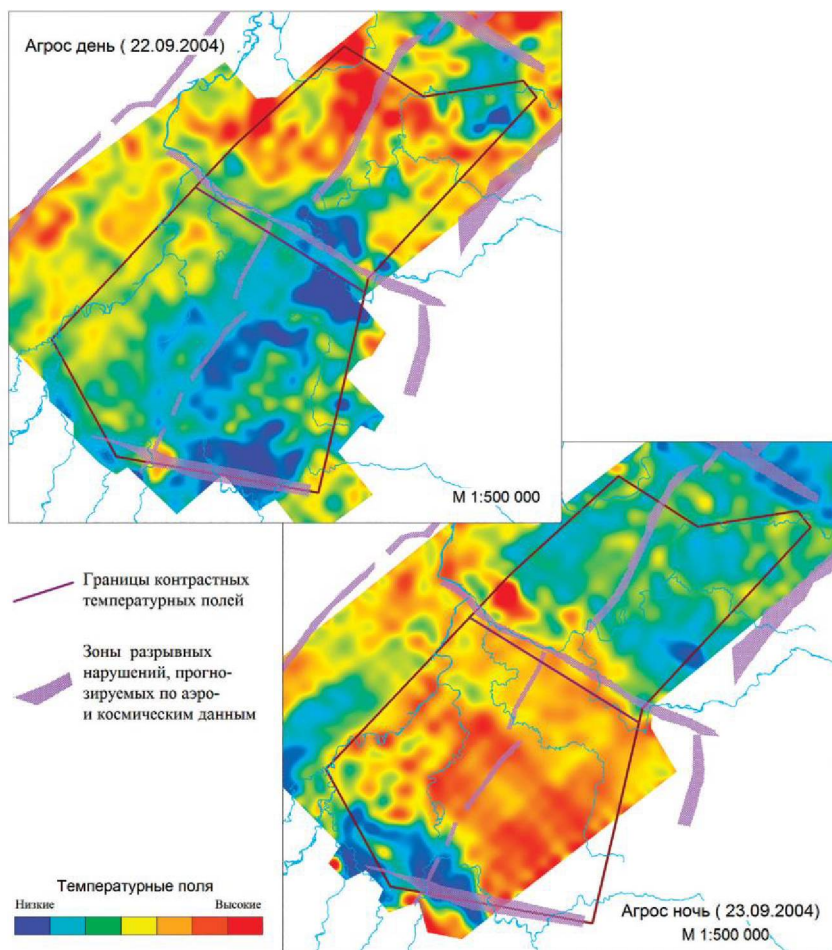


Рис. 18. Проявление поперечных разломов в тепловом поле в Предуральском прогибе

Установлено, что растительный покров при дистанционных работах имеет двойное значение. При изучении всеми видами съемок (за исключением радиолокации в определенном диапазоне длин волн) структурных задач он играет негативную роль, маскируя часть форм рельефа. При решении задач прогноза нефтегазоносности растительный покров является показателем зон миграции углеводородов к земной поверхности. Учитывая, что нефть и газ разносятся грунтовыми водами и могут при спектрометрическом картировании отражаться в виде относительно крупных ореолов, необходим метод локализации основных источников. Для решения этой задачи разработаны два методических подхода. Один – выделение градаций спектральных показателей в виде изогипс или цветной отмывки, позволяющих выявлять максимальные или аномальные ареолы (рис. 19). Другой – анализировать их пространственное положение относительно выявляемых геологических объектов (локальных поднятий и разрывных нарушений), что исключает возможность случайности при интерпретации получаемых данных. Причем, аномалии конкретных структур исследуются с целью оценки их подобия сопредельным месторождениям нефти и газа с помощью методов математической статистики, предусмотренных при создании программных продуктов. Эти два подхода определяют отнесение локальных поднятий к перспективным объектам в случае пространственного совпадения и сходства тепловых и спектральных характеристик (рис. 19).

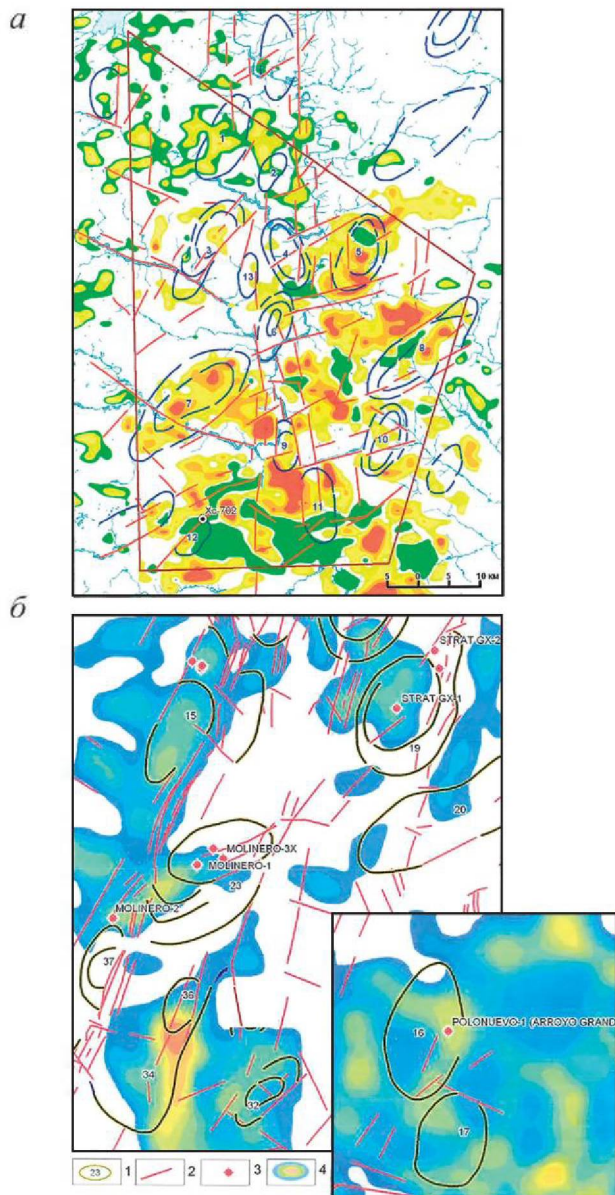


Рис. 19. Схемы соотношений контуров локальных прогнозируемых структур и спектральных аномалий:
 а) – Восточная Сибирь; б) – Колумбия

Кроме того, для исключения случайных ошибок и получения более устойчивых результатов проводился анализ тепловых и спектральных показателей по разновременным снимкам. Независимо от изменения величин этих показателей, их аномальность относительно фона для структурных ловушек сохранялась годами.

При изучении геологических закономерностей распределения теплового излучения на лицензионном участке и воздействия растительности было установлено, что ведущую роль играет структурный контроль в сравнении с вторичными ландшафтными факторами. Они имеют влияние на ее спектральные показатели: внутренние – дыхание листвы, содержание воды, хлорофилла и других элементов, а также внешние – типы почв, наличие в них питательных веществ, влажности, колебаний температуры, морфологии рельефа и солнечной радиации.

Значение этих факторов особенно существенно, при сезонных изменениях, что иногда приводит к инверсионным явлениям. Наиболее значимым из внешних факторов является рельеф, прямо пропорционально влияющий на изменения температуры, а из внутренних – видовой состав растительности.

Среди компонентов ландшафта значительное влияние на температурное поле оказывают почвы и геологический субстрат с учетом степени увлажнения. На большой площади в Тимано-Печорском бассейне анализировалась связь радиационных температур в дальнем инфракрасном диапазоне и почв на региональном и локальном уровнях. Видимой связи между этими показателями не было установлено, так как влияние литологических типов пород мало изменяется в течение суток (до 2°C). Она проявляется только через степень увлажнения. Соответственно глинистые разности, лучше удерживающие воду, холоднее, чем песчаные. Но это явление наблюдается до нейтрального слоя, подвергающегося воздействию солнечного излучения. Однако четкой связи состава почв с радиационными температурами, измеряемыми с самолетов и спутников, не отмечено при общей близости получаемых с них температур.

Подводя итог воздействия компонентов ландшафта на тепловые поля, можно сделать вывод, что не выявлено наличие между ними определенных связей. Макро- и микроанализы показали, что здесь имеет место их комбинированное влияние на величину теплового поля, по своей величине уступающего эндогенному тепловому потоку.

Методическим следствием этого результата является проведение сглаживания ландшафтного воздействия и приведение его к фоновому уровню, а получение конкретных данных о радиационных температурах локальных структур производить путем анализа их приращения на уровне фона. Этот основной вывод положен в основу методики оценки индивидуальности проявления изучаемых поднятий чехла в тепловых полях.

Анализ влияния метеопараметров проводился с помощью специальной аппаратуры. Рассматривалась температура воздуха, его влажность и воздействие ветра на радиационные температуры. Оно было менее существенно, чем рельеф местности. Региональный анализ температур играет роль в весенние, летние и осенние месяцы. В период протаивания в течение мая отмечается преобладание пониженных температур с дифференциацией на более высоких гипсометрических отметках. К июлю месяцу они почти не заметны. Сентябрьские съемки свидетельствуют об охлаждении температурных показателей, однако тенденция распределения геотемпературных полей близка к летней. Дневные и ночные температуры характеризуются почти полной инверсией. Их измерения на трех уровнях (травяного, кустарникового и лесного) показали отсутствие индивидуальных различий, не выходящих за пределы средних значений. Температуры земной поверхности и приземного воздуха мало отличаются, проявляясь лишь большей сглаженностью в пределах последнего.

Подводя итоги температурным исследованиям, можно констатировать, что наибольшее влияние на температуру земной поверхности оказывает эндогенный тепловой поток в пределах локальных структур и зон разрывных нарушений. Далее по значимости следуют экзогенные факторы: гипсометриче-

ское положение, увлажненность почв и литология поверхностных (четвертичных) отложений.

Анализ распределения теплового потока и температур проводился с целью оценки их связей с геологическими структурами. Было установлено, что ведущую роль среди них на региональном уровне играют глубинные разломы и разделяемые ими геоблоки. Они не всегда отражаются в геофизических полях, так как возникли в малоамплитудном выражении на поздних этапах формирования чехла, и не определяются экзогенными факторами, в том числе отраженным излучением. В первом приближении отмечается, что блоки с пониженными температурами тяготеют к площадям с преобладанием отрицательных значений силы тяжести, а с повышенными – к положительным.

С точки зрения нефтегазоносности эти сегменты земной коры могли быть более прогретыми, что могло привести к более интенсивной реализации нефтегазоматеринского потенциала, относительно ранней миграции углеводородов и формирования залежей. В пределах Печоро-Кожвинского мегавала установлен поперечный к этой структуре блок, характеризовавшийся повышенными температурами в течение всего периода наблюдений (несколько лет) для весеннего, летнего и осеннего сезонов. Этот блок выделяется наибольшей плотностью запасов нефти и газа и наличием в его пределах четырех месторождений (Кыртаельского, Печорогородского, Западно-Печорогородского и Печоро-Кожвинского). Приведенные данные показывают, что помимо локального анализа необходимо проводить исследования в региональном масштабе для выявления закономерностей распределения тепловых полей и связанных с ними особенностей нефтегазогеологического районирования. В результате проведенной работы было установлено, что в тепловых полях по степени выраженности выделяются в следующей последовательности: разрывные нарушения различных уровней, структуры блокового типа и локальные поднятия.

Однако основным достижением дистанционных методов является разработка отечественными и зарубежными специа-

листами методологии поисковых работ на морских акваториях [24, 25]. Она позволяет вместо в слепую проводимых сейсморазведочных работ на больших площадях Мирового океана выбирать и планировать расположение сейсмопрофилей над объектами, содержащими скопления нефти и газа [8].

Приведенные методические исследования были использованы при разработке программных продуктов и обеспечивают коррекцию получаемых данных для более точных результатов измерений.

5.3. Научно-методические разработки для прогноза структурных ловушек углеводородов

Исторически сложилось, что прогнозирование структуры осадочного чехла является самым старым дистанционного типа направлением, возникшим с появлением аэрофотоснимков. Они использовались в основном при проведении геологической съемки. За истекшие годы было предложено несколько методик дешифрирования снимков: геоморфологическое, ландшафтное, индикационное, ландшафтно-индикационное, контрастно-аналоговое и геодинамическое. Их суть заключалась в том, что компоненты ландшафта в целом и их иерархия отражают структуры осадочного чехла. Выявлялись индикаторы, контрастность, структура и текстура изображений этих объектов. Сущность данных подходов основывалась на том, что можно визуально увидеть на снимках. При этом не учитывалась сезонность изменений ландшафта и, соответственно, значительная вариабельность изображений, также зависящих от условий съемки и режима обработки.

Длительное время продержался контрастно-аналоговый метод, в результате применения которого по снимкам выделялись две группы объектов разной размерности: кольцевые и линейные (линеаменты). Под кольцевыми структурами подразумевались поднятия чехла, а под линеаментами – разрывные нарушения. Структурные карты были настолько переполнены ими, что они скорее представлялись абстрактными картинками непонятного содержания (рис. 1). До настоящего времени

сохранился линеаментный подход, в который американские специалисты вкладывают понимание системы дренажа земной поверхности. Негативной стороной этих методик являлось неиспользование геофизических материалов для интерпретации выявляемых объектов и их истолкования. То есть, сверху рисовались непонятные по происхождению кольцевые структуры и линеаменты, а снизу они не проверялись геофизическими методами, что лишало их геологического содержания, также как и методику их выделения.

Приведенные данные отражают эволюцию использования аэро- и космических снимков при геологических исследованиях и структурном анализе. Так как территория России относится к гумидным областям и покрыта растительным покровом, то распознавание типов пород, обнажающихся на земной поверхности, является нереальным. Поэтому аэро- и космические снимки в нефтегазовой геологии начали преимущественно использовать для прогнозирования структур осадочного чехла на основе структурного анализа. Впервые этот подход был предложен Л.Н. Покановой [20], в дальнейшем получил развитие и был назван структурно-индикационным [16], исходя из основных параметров локальных поднятий: формы, размеров, простирание и специфика их дислоцированности. Индикаторами служили: плановые контуры, гипсометрия, степень и система раздробленности, а также геохимическая специализация, выражаемая через спектральные яркости. Они получили соответственно название морфологических и спектрометрических, что позволило их анализировать в цифровом виде и формализовать для компьютерной обработки. Сущность этой методики заключалась в распознавании структурных форм чехла в рамках структурной ситуации изучаемого участка с дальнейшей геологической интерпретацией на основе комплекса геофизических материалов.

Следующим этапом становления данного методического подхода было структурное картирование нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ со статистической оценкой подтверждаемости выделяемых объектов, показавшей относительно высокие результаты в диапазоне 60-90% [11].

Полученные результаты определили целесообразность практического использования структурно-индикационной методики при изучении и предварительном выборе лицензионных участков. Степень достоверности прогнозируемых структур проверялась переинтерпретацией геофизических материалов и сейсморазведкой. По результатам этих работ была установлена закономерность, что степень их подтверждаемости уменьшается сверху вниз от 75 до 25%. В частности, на примере Волго-Уральского бассейна по локальным поднятиям в перми – 75%, в карбоне – 44% и в девоне – 25%.

На сопредельном участке результаты несколько отличались, соответственно 55,50 и 53% [22].

Близкий результат был получен по прогнозируемым разрывным нарушениям при проведении специальных сейсморазведочных опытно-методических работ в Печоро-Кожвинском районе Республики Коми.

Проверка методики осуществлялась в Тимано-Печорском, Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Сибирском нефтегазоносных бассейнах, Предуральском прогибе, складчатой области Карпат и зарубежных странах: США и Колумбии. Это позволило провести дополнительную проверку методики в разных геолого-ландшафтных условиях с различной степенью антропогенной освоенности. На ее основе были созданы программы по прогнозированию локальных структур «Stanvid-1» и «Stanvid-2».

Однако основным результатом является предложение кардинально изменить методику поисковых работ на суше и морских акваториях. На первой стадии рекомендуется использовать дистанционные методы для выявления структурных ловушек, определяя их достоверность с помощью комплексной интерпретации геофизических данных, для оценки перспектив нефтегазоносности и локализованных ресурсов. Этот вариант обеспечивает геологическую успешность и большую оперативность поисков. На второй стадии – проводить сейсморазведочные работы с их оптимальным планированием и расширенным выбором потенциально перспективных объектов.

В общем, получаемая новая информация определяет необходимость пересмотра методологической основы и этапности геолого-разведочных работ на нефть и газ.

5.4. Результаты решения практических задач дистанционными методами при поисковых работах на нефть и газ

Как известно, основным результатом поискового этапа считается открытие месторождений нефти или газа. Он обеспечивается проведенными геолого-разведочными работами, которые преимущественно сводятся к выявлению и подготовке ловушек к поисковому бурению, а дальше – как повезет. Вероятностная оценка ожидаемых ресурсов и геологических рисков только дает эффект возможности открытия, но фактически не определяет наличие углеводородов, а лишь возможный порядок ожидаемых запасов. Для сейсморазведки и электроразведки разработаны методы прогноза нефтегазонасности, но они не дают гарантий открытия залежей с одной стороны, а с другой – не всегда применяются. Исходя из этого, основной задачей нефтегазописковых работ является оценка вероятности наличия углеводородов в ловушке. Для ее решения используется геохимия, но она не дает однозначного результата. Таким образом, можно констатировать, что попытки выявления углеводородов геофизическими методами «снизу» в потенциально продуктивных отложениях еще не до конца реализованы, а «сверху» много десятилетий используется только геохимическая и гелиевая съемки.

Развитие методики работ «сверху» началось с появлением и совершенствованием дистанционного зондирования. Она базируется на трех составляющих: спектрометрии растительно-почвенного покрова, геотермическом анализе, мало- и микроамплитудной активизации движений ловушек. Спектрометрия используется в трех вариантах: космическом, аэровысотном и наземном. Практически она является разновидностью геохимической съемки, фиксирующей интегрированные аномалийные проявления в почвах и растительности, существенно отличающиеся от фоновых показателей. Кроме того,

в используемом спектре электромагнитного излучения три его зоны информативны и применяются для локализации мигрирующих к земной поверхности углеводородов: ультрафиолетовая, красная и средняя инфракрасная. Они регистрируются в соответствующих каналах при много- и гиперспектральных съемках с разным спектральным разрешением.

Попытки использования геотермического анализа предпринимались в процессе опытно-методических работ в основном в наземном варианте, но точность аппаратуры в начальный период была недостаточной, измерения температур по сетке не эффективными и этот метод исчез из практического применения. Однако приведенные работы создали основу для понимания механизма и причин проявления локальных тепловых потоков, связанных со структурами осадочного чехла. Фактически был установлен эффект накопления в ловушках тепла, переносимого водой из более глубоких горизонтов и экранируемого флюидоупорами, его прирост за счет экзотермической реакции взаимодействия нефти и воды, а также жизнедеятельности микроорганизмов, потребляющих мигрирующие к земной поверхности углеводороды, что сопровождается значительным повышением температур на уровне первых градусов. Таким образом, над месторождениями отмечается обобщенный и повышенный тепловой поток в отличие от непродуктивных структур (рис. 20). Стравливание тепла из ловушек начинается при тектонической активизации (в данном случае современной), связанной с вертикальными движениями, сопровождаемыми раскрытием локальных разрывов и трещин в наиболее деформационно напряженных зонах: на сводах и крыльях структур.

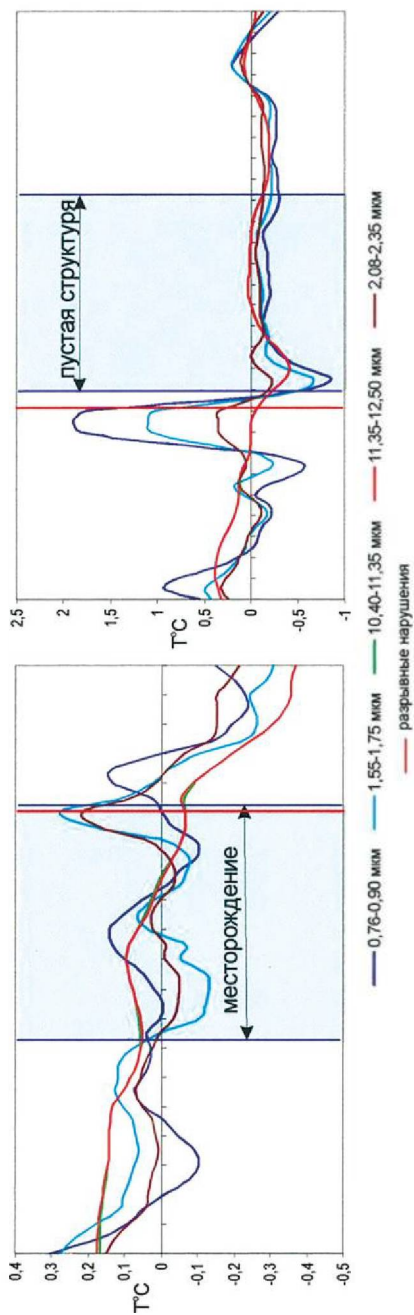


Рис. 20. Прогнозирование нефтегазоносности структур по данным ИК – съемок

Активизация подвижности структурных форм осадочного чехла, наиболее надежно фиксируемая радиолокационной съемкой, вызывает дестабилизацию местных термо- и гидродинамических процессов, наиболее четко проявляющихся вдоль разрывных нарушений в виде повышенного теплового потока, выноса глубинными водами углеводородов и широкого спектра химических элементов. То есть они, являясь каналами связи с продуктивными горизонтами, должны являться объектами повышенного внимания. Проведенные исследования на многих месторождениях статистически доказали факт данного явления.

Таким образом, арсенал дистанционных средств для изучения нефтегазоносности локальных структур является представительным, обоснованным и разнообразным, что позволяет осуществлять взаимопроверку и контроль результатов, в том числе геохимическими методами.

Опыт работ по прогнозу нефтегазоносности, увенчавшихся открытием месторождений нефти и газа, не получил широкого развития, что связано с отсутствием обратной связи с заказчиками, длительным периодом поисковых работ и абсолютным неприятием руководством нефтяных компаний России дистанционных методов. В сумме заказчикам по разным регионам было передано несколько десятков потенциально перспективных поисковых объектов.

В заключительном разделе целесообразно упомянуть, известные авторам случаи положительных решений (особенно с учетом отсутствия ошибочных решений), расположив их во временной последовательности, показывающей эволюцию методики работ.

5.5. Научно-методические и практические разработки в области применения дистанционных методов при эксплуатации месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа

Основным результатом научно-методических и практических работ в области эксплуатации месторождений углеводо-

родов и подземных хранилищ газа является разработка методики детализации структур резервуаров и их фильтрационных свойств с помощью выявления мало- и микроамплитудных разрывных нарушений, как правило, остающихся вне возможностей сейсморазведки и играющих роль сквозных каналов и разнопроницаемых барьеров в условиях современной тектонической активности и напряженного состояния структурных ловушек углеводородов [5, 7, 16, 23, 24].

Данный раздел основан на опыте работ по практическому использованию методов дистанционного зондирования при разработке месторождений нефти и газа: Ямбургского, Уренгойского, Медвежьего, Ловинского, Тобой-Мядсейского и др. Однако, приводимые результаты экспертных исследований, многократно опубликованные, не нашли широкого распространения в связи с консервативностью взглядов многих специалистов, их неосведомленностью о новых технологиях и предвзятым отношением к дистанционным методам.

Целесообразность их применения обусловлена необходимостью повышения достоверности оценки залежей углеводородов, так как обычно при точечно-профильных схемах получения геологической информации существенно ограничены данные о фильтрационных неоднородностях резервуаров. Исходя из этого, дистанционные методы могут способствовать получению дополнительных данных для построения или представления альтернативной фильтрационной модели резервуаров, так как их основой является детальная структурная карта положения фильтрационно-емкостных неоднородностей. Эта информация может быть полезной при прогнозе показателей разработки при конкретной схеме и регулировании процесса эксплуатации.

На основе полученного опыта работ можно констатировать, что основной вклад в разработку вносят выявляемые дистанционными методами мало- и микроамплитудные нарушения, остающиеся вне достижимости сейсморазведки. Ранее их значение было недостаточно изучено или не могло быть изучено либо эти данные не принимались во внимание. Ре-

зультаты проведенных работ позволили разделять большинство разрывных нарушений на каналы и барьеры. Амплитуда их смещений по земной поверхности по данным радиолокационной интерферометрии колеблется от нескольких до десятка сантиметров. Подвижки по ним на примере сеноманского резервуара Ямбурга, определенные по скважинам в пределах кустов варьируют от 5 до 10 метров, что проверено и по уровню ГВК в этих скважинах (табл. 3, 4, 5). Фиксируемые толщины для терригенного резервуара не превышают первых метров и сопровождаются зонами трещиноватости.

Таблица 3

Изменение положения ГВК в районе тектонических нарушений

№	№ скважин	Δl , км	ΔH , м	-Нw1, м	-Нw2, м	Ориентировка нарушений
1	4044-3020	9	4	1176	175	широтное
2	4044-4064	10	6	1176	1178	меридиональное
3	7051-7040	3,5	8	1177,7	1173,4	меридиональное
4	7051-7034	6	5,5	1177,7	1176	меридиональное

Таблица 4

Положение ГВК ниже абсолютной отметки

№ скважины	Абсолютная отметка кровли	Вероятное положение ГВК	Примечание
64	1114,1	1168,1-71,3	1181,5 - вода
3020	1062,5	1167,3-70	1175,3 - вода
3120	1054,8	1163,2-67,4	1167,6 - вода
4124	1093,8	1166,5	1170,9 - вода
7014	1096,4	1168	1183,6 - вода
7051	1080,3	1172,3-73,5	1177,7 - вода
7120	1087,7	1168	1176,0 - вода

Таблица 5

**Установленные барьеры по изменению ГВК
по площади между скважинами**

№ скважин	
4044	3020,406
7051	7040,7034
1050	5070
1090	5080
61	3150,3170
4160	4124,4281
4134	7014,7024
65	7051,7120
64	4064,7040
3150	61,3120

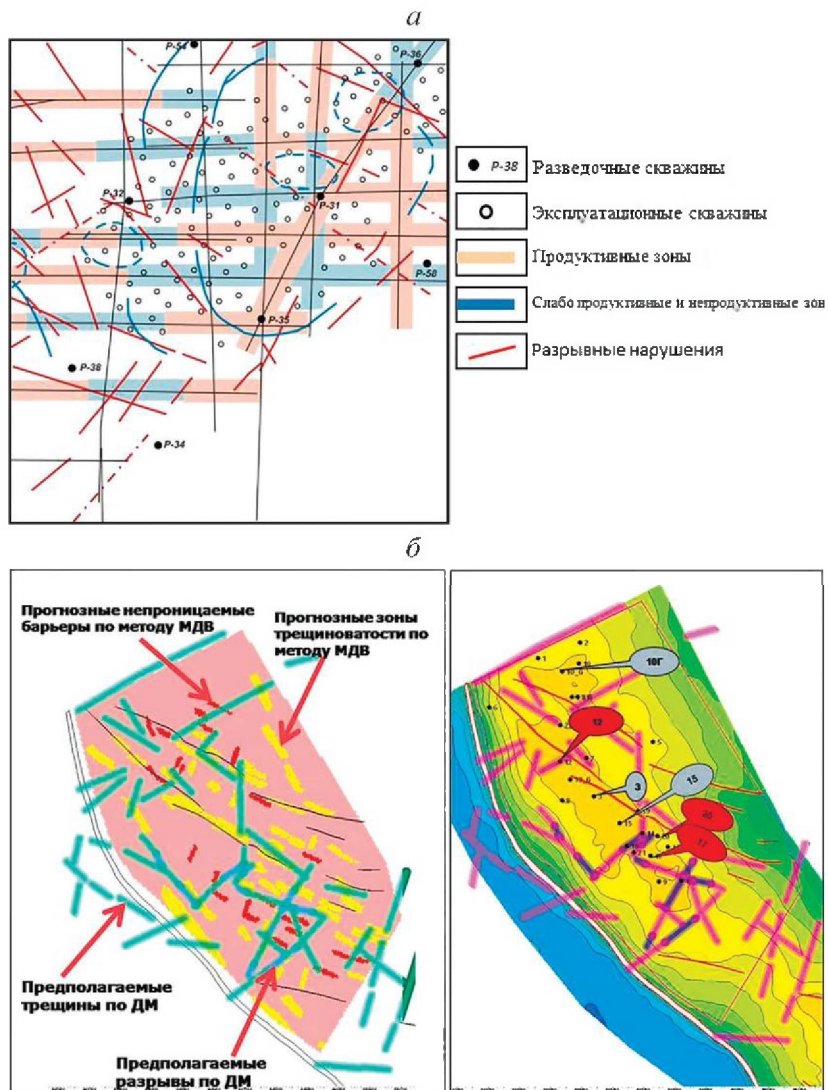


Рис. 21. Выявление дистанционными методами мало- и микроамплитудных нарушений:

а) схема прогноза продуктивности эксплуатационных скважин Ловинского месторождения;

б) сопоставление разрывных нарушений и сопровождающих их зон трещиноватости по сейсморазведке методом дуплексных вод (МДВ) и дистанционным методам (ДМ) Тобой – Мядсейского месторождения

Интерпретация всего комплекса геофизических и дистанционных данных показала, что около четверти нарушений, установленных радиолокационной съемкой, являются унаследованными и активизированными, а остальные не нашли отражения в физических полях. Можно считать достаточно логически обоснованно, что эти нарушения возникли после формирования сеноманской залежи, функционировали периодически со сменой знака движения в соответствии с изменениями состояния сжатия и растяжения массива пород. Их активизация прошла в конце неогена в связи с общим подъемом данного региона, она продолжалась в течение рельефообразующего этапа вплоть до настоящего времени, о чем свидетельствует жизнедеятельность каналов.

В процессе проведенных работ анализировалось влияние различно ориентированных разрывных нарушений на промысловые параметры. Оно обусловлено их различными кинематическими характеристиками. Была отмечена определенная тенденция. Продольные по отношению к простиранию структур нарушения более древние, связаны с зонами растяжения и в основном представлены сбросами и раздвигами. С ними чаще связаны сквозные каналы. Поперечные, реже диагональные, разрывные дислокации характеризуются преобладающей сдвиговой составляющей, связанной с областью сжатия. Они являются более молодыми и активными, но реже выявляются сейсморазведкой. С ними чаще ассоциируются лучше выраженная делимость резервуаров на крупные сегменты и барьеры, характеризующиеся изменчивостью проницаемости в процессе разработки.

Эти закономерности отмечены на многих месторождениях, в частности на Ямбургском, Тобой-Мядсейском, Ловинском, Среднеботуобинском и др. То есть, кинематические особенности разрывных нарушений определяют расположение структурных неоднородностей резервуаров, которые соответственно влияют на их фильтрационные свойства и промысловые параметры в период разработки (положение ГВК и ВНК, распределение пластового давления, продуктивность скважин и др.).

На основании полученных данных можно констатировать, что гидродинамическая связь разных частей резервуаров про-

исходит через разнопроницаемые барьеры, изменяющие свои свойства в процессе работ. Активная фильтрация через барьеры осуществляется только при градиентах давления выше начального. Этим же обусловлено различие физико-химических свойств пластовых флюидов в пределах отдельных блоков, так же как и неравномерное снижение давления.

В субвертикальном направлении движения флюидов по каналам происходит при относительно небольших градиентах давления, что обуславливает разновременное обводнение. Прорывы законтурных вод в частности отмечались на Ямбургском месторождении, проявлялись в скачкообразном режиме и начались на первом этапе разработки. Подавляющее большинство скважин расположены в зонах разрывных нарушений и в непосредственной близости от них, также как и депрессионные воронки в разрабатываемых резервуарах.

Подобная закономерность отмечается и в отношении продуктивных скважин. Их начальные показатели выше, чем в скважинах отдаленных от разрывных дислокаций. По мере снижения пластового давления наблюдалось падение продуктивности, отмеченное на Ямбургском месторождении в 50% кустов добывающих скважин. Там же наблюдались прорывы законтурных вод, в том числе подошвенных. Эти данные позволяют сделать вывод, что каналы являются сквозными, пронизывающими под- и надпродуктивные отложения.

Приведенные данные и опыт работ показывают, что информация, получаемая дистанционными методами, представляет интерес для специалистов по разработке месторождений нефти и газа. В целом эта информация может быть использована:

- для детализации и уточнения структуры резервуара, являющейся основой геологической модели, и картирования положения каналов и барьеров;
- оценки их гидродинамических свойств;
- мониторинга отработки залежей и заводнения;
- оценки текущих запасов и корректирование системы разработки, а в итоге для повышения величины извлекаемых углеводородов.

Заключение

Основным результатом поисковых работ является открытие месторождений нефти и газа. Естественно первостепенный интерес у специалистов нефтегазовой отрасли вызывает вопрос оценки вклада дистанционных методов в комплексном решении этой дорогостоящей и не всегда успешной задачи. Главное, где искать или закладывать поисковые скважины. Именно на этот вопрос с высокой степенью вероятности отвечают дистанционные методы до начала затратных геофизических работ, как при выявлении ловушек углеводородов, так и при определении перспектив нефтегазоносности. При открытии месторождений осуществляется их детализация и уточнение в процессе разведочных работ и их эксплуатации. Дистанционное зондирование решает эти основные задачи в плановом виде, а совместно с сейсморазведкой в трехмерной форме, что определяет оптимальный вариант комплексирования до начала поискового бурения.

Практические результаты использования аэро- и космических съемок, проведенных авторами, приходятся на период с 2000 по 2011 годы, в течение которых совершенствовались методы и методика исследований, а исполнители дождались завершения поисковых работ.

В 2000 году дистанционные работы с целью космоструктурного картирования проводились в юго-западной части Шаимского района Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. По результатам комплексной интерпретации данных сейсморазведки с материалами аэро- и космических съемок было открыто Западно-Славинское нефтяное месторождение. На период работ в этом районе было открыто только Андре-

евское месторождение и в нескольких скважинах были получены нефтепроявления, но изученность сейсморазведкой лицензионного участка была неравномерной. С целью его дальнейшего доизучения заказчиком была поставлена задача составления космоструктурной карты и оценки перспектив нефтегазоносности.

Методика работ, примененная для решения этой задачи, была разработана в объединении «Аэрология», так как эта организация отвечала за практическое использование аэро- и космических съемок при геологическом картировании и поисках полезных ископаемых. Специалисты нефтегазовой отрасли в основном подключились к данному направлению работ позднее. Методика работ включала:

- структурно-геоморфологическое картирование с выделением линеаментов на основе дешифрирования отечественных аэро- и космических снимков и полей напряжений, сформировавшихся за рельефообразующий этап;
- анализ структурных планов по всем горизонтам осадочного чехла, их мощностей, литолого-фациальных и флюидодинамических характеристик.

Тепловые и спектрометрические исследования не проводились в связи со слабой локальной дифференциацией, отсутствием цифровой информации и средств ее обработки. Учитывалась только тональность черно-белых и цветность спектральных снимков.

По результатам дистанционных и сейсморазведочных работ было выявлено несколько высокоперспективных объектов, а на Западно-Славинском локальном поднятии было открыто нефтяное месторождение по итогам комплексной интерпретации (рис. 22).

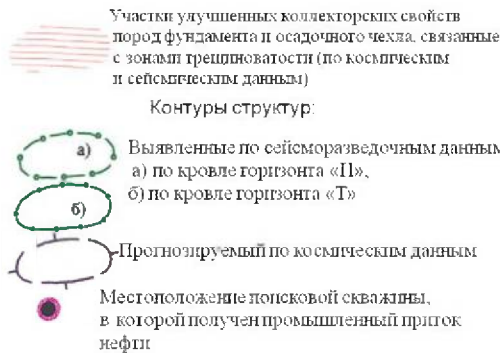
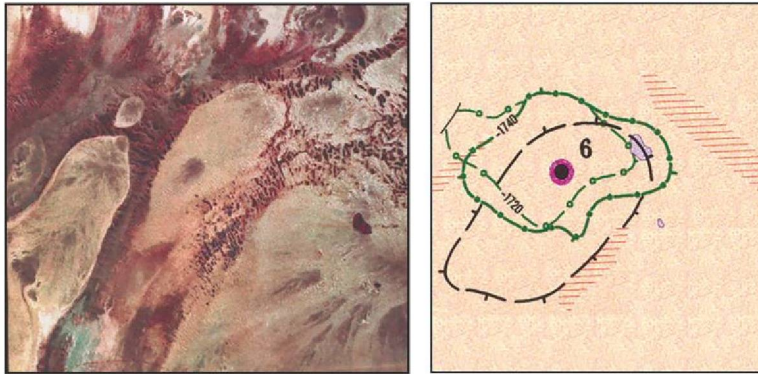


Рис. 22. Открытие Западно-Славинского месторождения по результатам дешифрирования аэроснимков масштаба 1:60000

В 2003 г. дистанционные исследования были поставлены с целью оценки перспектив нефтегазоносности лицензионного участка и выбора потенциально перспективных локальных структур на Печоро-Кожвинском валу Тимано-Печорского нефтегазозносного бассейна. К этому времени была отработана методика и технология прогнозирования локальных поднятий на основе спектрометрических и тепловых съемок. В дальнейшем на двух структурах (Северо-Югидской и Западно-Печорокожвинской) поисковым бурением открыты газовые месторождения. В качестве обоснования на первой использовались многоспектральные и тепловые съемки в цифровом варианте с американского спутника “Landsat” в комплексе с геохимическим картированием,

а на второй комплекс дистанционных методов с новой специализированной математико-статистической обработкой.

Северо-Югидская структура представлена тектонически-экранированной ловушкой. Ее площадь по сейсмическим и дистанционным данным различались при значительном перекрытии контуров, но отличалась идентичность простирания и схожесть структурных форм. По разновременным многоспектральным снимкам были составлены локальные тепловые карты изучаемого участка, что позволило установить в центральной части структуры небольшую по площади аномалию, устойчивую при разных геотемпературных условиях. Именно в ее пределах были пробурены скважины, давшие промышленные притоки газа (рис. 23).

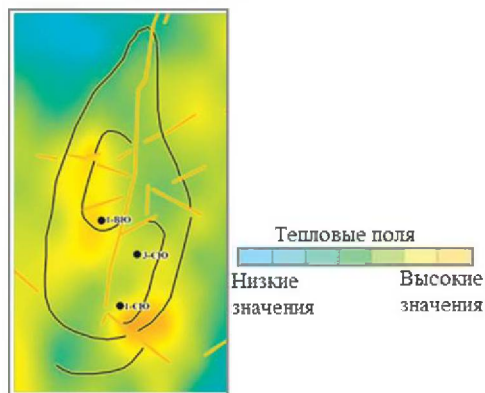


Рис. 23. Локализация тепловой аномалии в контуре локального поднятия по результатам специализированной обработки инфракрасных съемок

Одной из предпосылок успеха явилось:

- совпадение вдоль сейсмопрофиля аномальных пиков спектральных, тепловых и геохимических показателей по метану и этану, приуроченных к мелким разрывам, осложняющим крыло ловушки (рис. 24);
- установление разломов в фундаменте по комплексу геофизических исследований, имеющих сквозной характер, повлиявший на формирование структуры и современную миграцию газов.

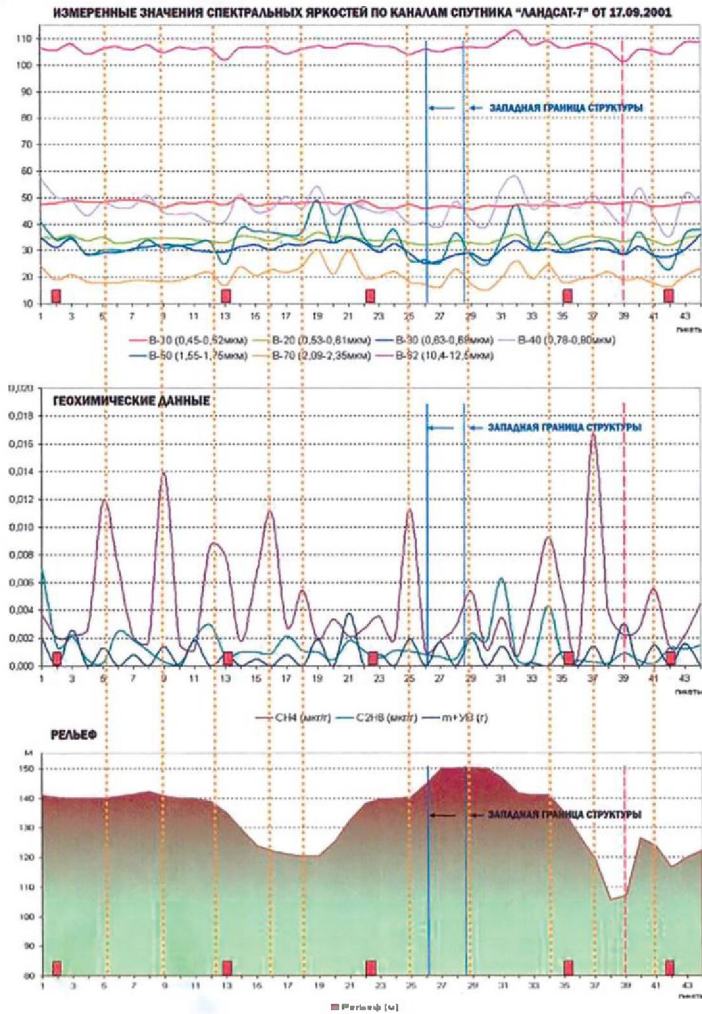


Рис. 24. Сопоставление исходных данных спектральных яркостей, геохимических измерений и рельефа земной поверхности по профилю через Северо-Югидскую структуру

Таким образом, проведенный комплекс поисковых геофизических, дистанционных и геохимических работ обеспечил открытие газового месторождения, доказав успешность примененной методики.

Западно-Печорокожвинское поднятие, независимо выделенное дистанционными и сейсморазведочными методами, расположено по соседству с несколькими спрогнозированными структурами, среди которых надо было выбрать наиболее перспективную. Она представлена тектонически-экранированной ловушкой, которая по данным структурного анализа снимков имеет большую площадь относительно сейсморазведочного варианта, и осложнена разрывным нарушением, играющим определенную роль в распределении теплового потока (рис. 25). С целью оценки перспектив нефтегазоносности этого объекта была проведена математическая оценка вероятности принадлежности прогнозируемых структур к классу нефтегазоносных по комплексу тепловой и геолого-геофизической информации (табл. 3). Так как тепловое поле здесь имеет более широкое распространение, то на его фоне анализировались показатели в пределах ловушек, как правило, имевшие аномалийный характер.



Рис. 25. Схема соотношений теплового поля, структур и разрывных нарушений, спрогнозированных по дистанционным данным, в районе Печоро-Кожвинского поднятия (справа Печоро – Кожвинское месторождение, слева открытое Западно – Печорокожвинское месторождение)

Исходя из предложенных заказчику поисковых объектов, была выбрана структура №7, бурение на которой привело к открытию газового месторождения.

В Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне дистанционные исследования были поставлены в 2003 г. в Мелекесской впадине в районе ее ограничения Жигулевским разломом и проводились в два этапа: прогнозирование ловушек углеводородов и оценки их перспектив нефтегазоносности, так как сейсморазведка здесь проводилась с целью решения региональных задач и поисковые объекты не были выявлены.

В связи со сложностью прогнозирования локальных структур в этом районе, характеризующимся уплощенным рельефом и повсеместным развитием сельскохозяйственных угодий, затрудняющих структурный анализ, для повышения эффективности работ использовались зимние снимки со спутника “Terra (Aster)” (рис. 26). Для прогноза нефтегазоносности применялись весенние и осенние снимки. Этот новый методический прием оказался для подобных районов более информативным, чем при традиционном экспертном анализе.



Рис. 26. Отражение на космическом снимке с КА «Терра» 29.01.04 разлома, ограничивающего с севера Жигулевский вал

Оценка перспектив нефтегазоносности локальных структур проводилась на основе следующих методов структурного анализа:

- геологического (выявление закономерностей и связей признаков нефтегазоносности, то есть выявление частоты благоприятных условий для оценки перспективности);
- экспертного (на основе оценки перспектив несколькими специалистами);
- математической статистики (количественная оценка признаков нефтегазоносности).

Для этого использовались две группы признаков:

- традиционно используемые для оценки перспектив нефтегазоносности: тектонические, палеотектонические, структурные, литологические и геохимические;
- нетрадиционные: дистанционные, геоморфологические, геоботанические и гидрогеологические.

Комплексная оценка двух групп признаков обеспечивает повышение вероятности прогноза нефтегазоносности.

В 2005 году была проведена поисковая сейсморазведка, выявившая ряд малоамплитудных, небольших по площади и сложнопостроенных локальных поднятий. При небольшой мощности осадочного чехла (в среднем около 2000 метров) было установлено несовпадение структурных планов по отражающим горизонтам девона, карбона и перми. Также отмечалось частичное перекрытие с контурами спрогнозированных структур (рис. 27). Повторные работы были проведены с целью детализации структурного плана и комплексной интерпретации сейсморазведочных и дистанционных данных для выбора мест заложения поисковых скважин по дистанционным данным в 2006 г. Они позволили также выявить здесь ряд разрывных нарушений, контролировавших теплые и холодные блоки чехла. Первые оценивались как более перспективные, что подтвердило открытие Смолькинского нефтяного месторождения.

поисковых работ по анализу соотношений мощностей, глубин залегания фундамента, амплитуд по всем горизонтам осадочного чехла и их площадей. Оптимальный результат получен при комплексировании значений площади и амплитуды локальной структуры по башкирскому ярусу, достигающий 91,7%. Этот показатель был подтвержден при математико-статистическом анализе нефтегазоносных и пустых поднятий в районе работ.

В 2005 г. дистанционные исследования проводились в южной части Западно-Сибирского бассейна и Притиманском районе Тимано-Печорского бассейна. В первом были выявлены перспективные структуры и детализированы после проведения сейсморазведки, но буровые работы не проводились в связи со сменой владельца лицензионного участка. В Притиманском районе ставилась задача оперативно в пределах зоны развития барьерного рифа выделить поисковые объекты для постановки бурения.

Нижнеодесский участок расположен в Ижма-Печорской впадине в зоне ступенчатого погружения тиманского основания, осложнен крупными субмеридиально расположенными разрывными нарушениями и локальными ортогонально и диагонально ориентированными по отношению к ним разрывами. Необходимо подчеркнуть, что они отсутствуют на геологических и структурных картах. Эта система дислокаций была установлена по результатам структурного анализа космических снимков и являлась структуроформирующей.

В связи с необходимостью начала поискового бурения задачей являлось, помимо составления структурной карты, выбор наиболее перспективного локального поднятия. Для этого был использован весь арсенал приемов структурно-дистанционного анализа: морфологического, морфометрического, гипсометрического и спектрометрического с одной стороны и с другой – традиционных признаков нефтегазоносности: тектонических, структурных, геоморфологических и гидрогеологических. По оптимальному набору признаков, нашедших отражение на одновременных многоспектральных снимках, было выбрано локальное поднятие, поступившее в бурение, завершившееся

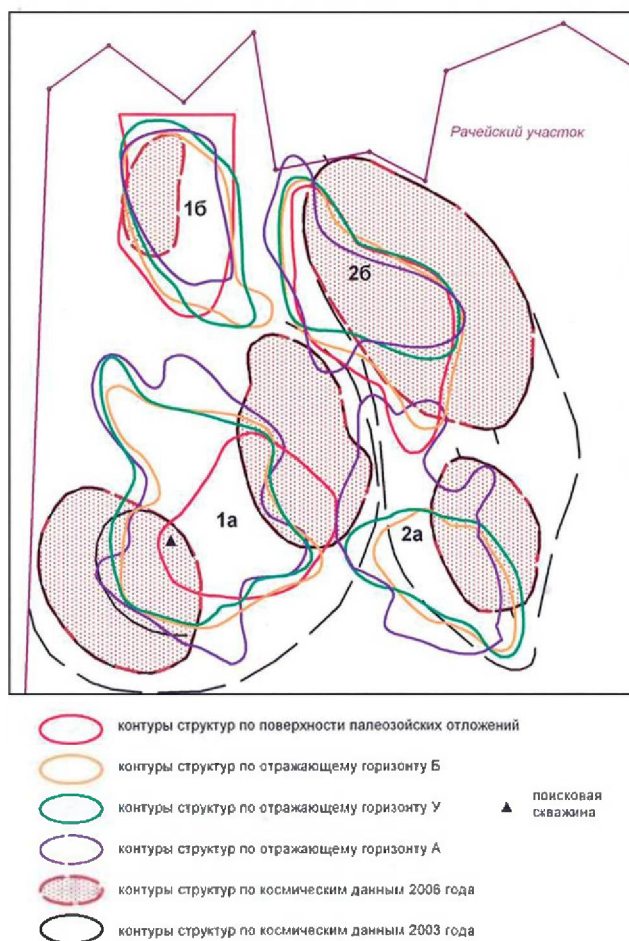


Рис. 27. Результаты сопоставления схем прогнозирования Смолькинского (1а,б) и Рачейского (2а,б) поднятий по дистанционным данным и их контуры по различным горизонтам чехла

Вывод, который можно сделать по результату данного открытия, показывает, что по такому слабо изученному району использования дистанционных методов совместно с сейсморазведкой является достаточным для надежного прогноза нефтегазоносности локальных поднятий. Кроме того, по итогам работ были установлены структурные признаки успешности

получением промышленного притока нефти (рис. 28). Спрогнозированные сопредельные структуры также представляют интерес в нефтегазоносном отношении, но их судьба осталась неизвестной в связи со сменой собственника лицензионного участка.

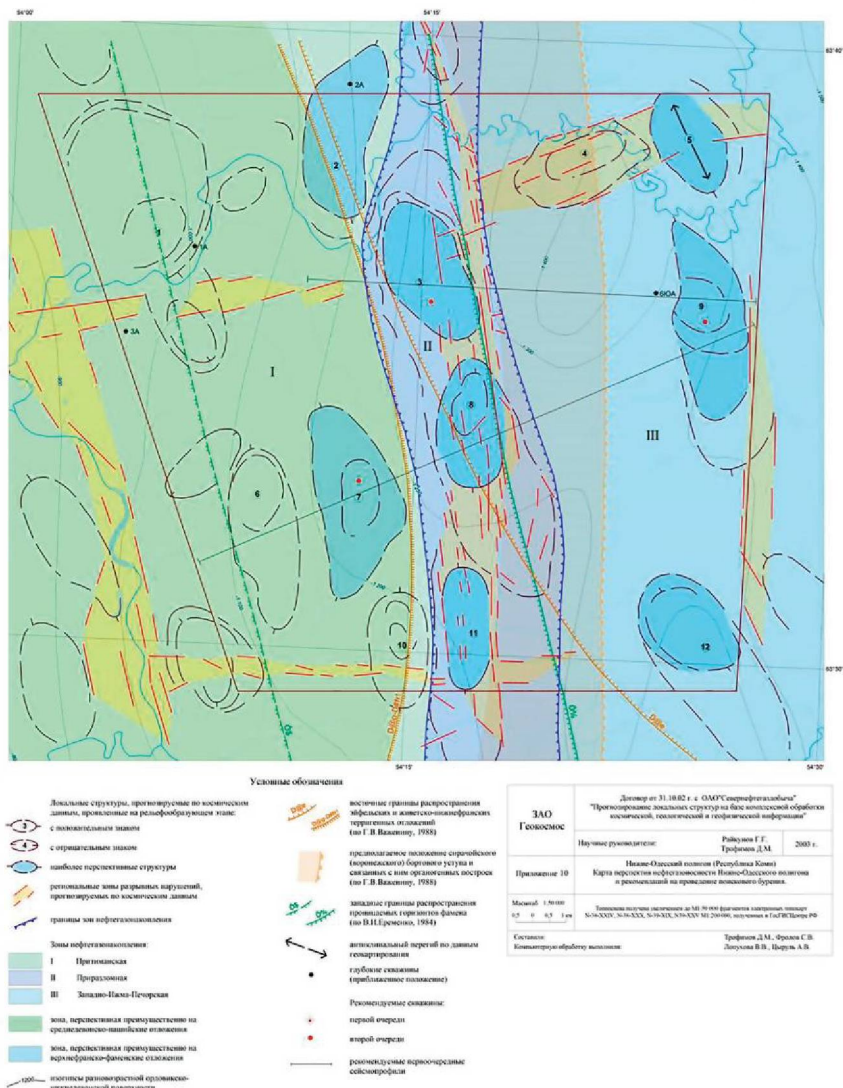


Рис. 28. Карта перспектив нефтегазоносности Нижне-Одесского участка

В 2010 г. в крайней юго-западной части Шаимского района, относительно слабо изученного сейсморазведкой, были поставлены дистанционные работы. Их целью являлось прогнозирование локальных структур, оценка их нефтегазоносности, ожидаемых запасов и рентабельности освоения выявленных поисковых объектов на основе новых технологий. Геологической основой являлись схематическая карта мощности осадочного чехла и его литолого-фациальной характеристики.

В арсенале технических средств структурного анализа использовались поканальные многоспектральные снимки со спутников “Landsat” и “Terra(Aster)” и набор синтезированных изображений. В качестве признаков локальных структур выступали: морфографический, морфометрический, гипсометрический и спектрометрический. При использовании двух видов снимков с 8 и 14 каналами и синтезированных изображений по нескольким каналам объем информации по каждому поисковому объекту был огромным и взаимопроверяемым, что способствовало повышению надежности прогноза. Прогноз нефтегазоносности осуществлялся на основе поканальной спектральной информации, обрабатываемой по двум различным программам (табл. 6). Было проведено спектральное картирование. Анализировались индивидуальные показатели каждой прогнозируемой структуры.

Таблица 6

Оценка перспективности прогнозируемых объектов, основанная на спектральных характеристиках их подобия эталонным месторождениям

Программы/ номера прогнозируемых структур	Наиболее перспективные	Перспективные и малоперспектив- ные	Бесперспектив- ные
«Prointim» (площадное картирование)	1,4,5,7	2, 8	3,6,9
«Spektr» (индивидуальная оценка структур)	5,8	2,3,4,7,9	1,6
Итоговая оценка	5	2,4,7,8	1,3,6,9

Приведенные данные позволяют их классифицировать по степени достоверности, что дает возможность заказчику, с учетом проведенной позднее сейсморазведки, осуществлять выбор наиболее перспективных объектов. Результативная карта прогноза нефтегазоносности локальных структур и их нефтегазоносности включает весь комплекс дистанционных и геолого-геофизических данных на период проведения работ (рис. 29). После проведенной сейсморазведки на одном из локальных поднятий была пробурена поисковая скважина и получен промышленный приток нефти.

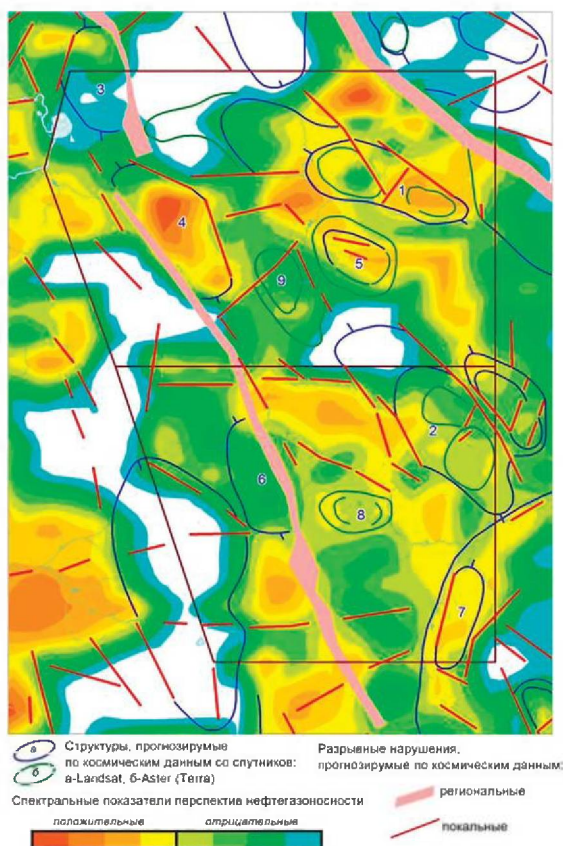


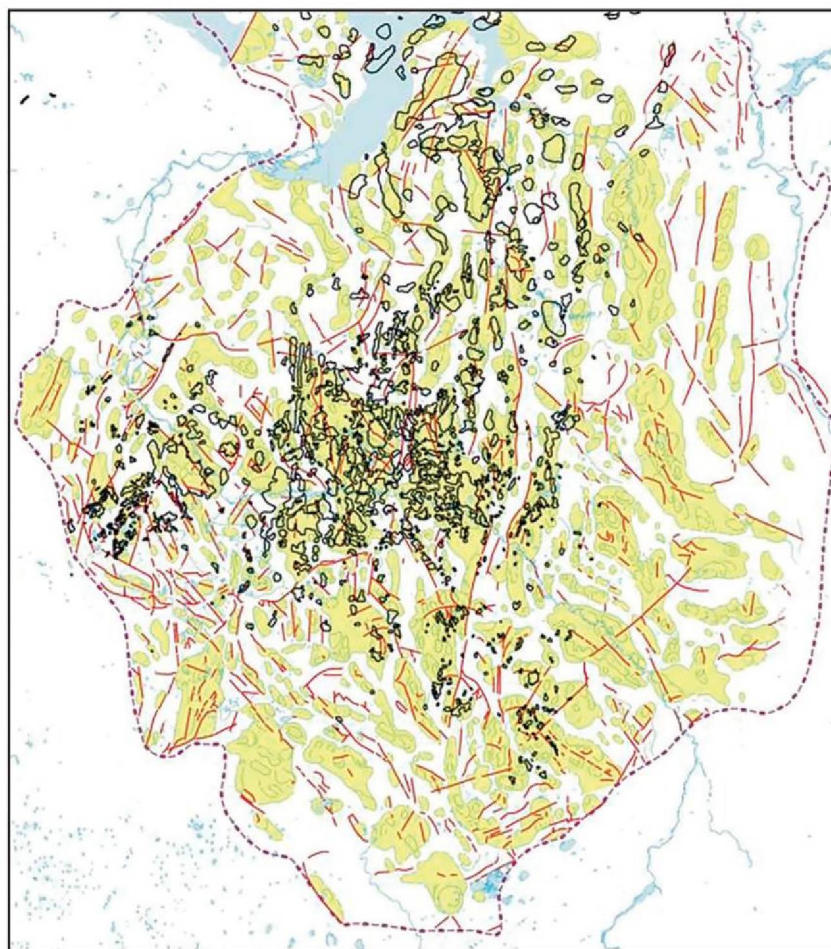
Рис. 29. Результаты спектрального картирования лицензионного участка для оценки перспектив нефтегазоносности прогнозируемых локальных структур в Шаймском районе

Одним их приемов, используемым заказчиками, является проверка надежности прогноза нефтегазоносности на структурах, выявленных сейсморазведкой с заранее известным результатом. Площадью, где проводились дистанционные работы, являлась зона покровно-складчатого строения в Польских Карпатах. Этот район характеризуется тремя системами надвигов: субсилезским, Силезским и Магурским.

Целью проведенных исследований являлись погребенные поднадвиговые локальные поднятия по юрскому горизонту. Сейсморазведка была проведена американской компанией «Апачи», выделившей несколько автохтонных структур, в том числе и проверяемую «Яхувку-412» (рис. 6). Детальный структурный анализ по комплексу космических снимков, особенно радиолокационных, позволил установить, что поисковая скважина была заложена в микрограбене, осложняющем локальное поднятие и пропущенном сейсморазведкой. Результат бурения скважины оказался отрицательным, такое же заключение было сделано по результатам использования дистанционных методов.

Опыт работ в условиях сложного покровно-складчатого строения с существенно различающимися структурными планами по отражающим горизонтам осадочного чехла в Карпатах и Предуральском прогибе показывает, что дистанционные методы являются эффективным инструментом поисков автохтонных структур осадочного чехла, подтверждаемых сейсморазведкой при последующих работах.

Наиболее убедительным примером результатов дистанционных работ в Западной Сибири является ретроспективная оценка (рис. 30).






-  Разрывные нарушения, спрогнозированные по дистанционным данным в 1987 г.
-  Структуры, спрогнозированные по дистанционным данным в 1987 г.
-  Контуры открытых месторождений

Рис. 30. Карта структур Западно-Сибирской провинции, спрогнозированных по дистанционным данным и подтвержденных сейсморазведкой и бурением

По более поздним работам в 2009-2010 гг. по Восточной Сибири результаты бурения авторам неизвестны в связи с замедленным освоением этого региона.

Итогом работ группы авторов, помимо вклада в открытие месторождений нефти и газа, являются сотни локальных структур, спрогнозированных во всех нефтегазоносных бассейнах России и десятки высокоперспективных поисковых объектов с оцененными прогнозными локализованными ресурсами, выявленными на основе современных высокотехнологичных программных продуктов.

Литература

1. Трофимов Д. М., Полканова Л. П. Аэрокосмические съемки на региональном этапе геолого-разведочных работ на нефть и газ. М., Недра, 1988
2. Прогнозирование структур осадочного чехла на основе комплексной интерпретации и обработки на ЭВМ аэрокосмических и геолого-геофизических данных. М., ВНИГНИ, 1990
3. Трофимов Д. М. Аэрокосмические исследования на поисковом этапе геолого-разведочных работ на нефть и газ. М., Лаватера, 2010
4. Современные методы и алгоритмы обработки космической, геолого-геофизической и геохимической информации. М., Физматлит, 2012
5. Трофимов Д. М., Каргер М. Д., Шуваева М. К. Методы дистанционного зондирования при разведке и разработке месторождений нефти и газа. М., Инфра-Инженерия, 2015
6. Каргер М. Д., Трофимов Д. М., Мясников А. А. и др. Новый инструмент изучения резервуаров подземных газовых хранилищ – радиолокационная интерферометрия. Наука и техника в газовой промышленности. 2014, №8.
7. Берман Л. Б., Захаров А. И. Вклад космической радиолокационной интерферометрии в изучение резервуаров крупных газовых месторождений Ямала: на примере Ямбургского месторождения. Земля из космоса, 2011, вып. 8
8. Денисов Ю. В., Райкунов Г. Г., Трофимов Д. М., Шуваева М. К. Дистанционные методы поисков месторождений нефти и газа на морских акваториях. М., Инфра-Инженерия, 2017
9. Бирюлин В. П., Голубев О. А., Миронов В. Д. и др. Геохимические поиски газонефтяных залежей методом лазерной спектроскопии метана в приземном воздухе. Геология нефти и газа, 1979, №4

10. Трофимов Д. М., Евдокименков В. Н., Шуваева М. К., Серебряков В. Б. Результаты дистанционных исследований в комплексе поисковых работ на нефть и газ. М., Инфра-Инженерич, 2015
11. Трофимов Д. М. Опыт и результаты использования дистанционных методов в комплексе региональных и поисковых работ в Сибири. Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2011, №2(6)
12. Трофимов Д. М. Эволюция космических методов, результаты их использования в нефтегазописковых работах за период 1987-2007 гг. и потенциальные возможности в будущем. Геоматика, 2009, №1(2)
13. Райкунов Г. Г., Трофимов Д. М., Серебряков В. Б. Автоматизированная программа прогнозирования антиклинальных ловушек нефтегазоносных регионов. Тезисы докладов на Международной научной конференции «60 лет развитию методов дистанционного зондирования природных ресурсов: итоги и перспективы». Санкт-Петербург, 2004
14. Шуваева М. К. Оценка ресурсов углеводородов локальных объектов, прогнозируемых по геолого-геофизическим данным. Автореферат кандидатской диссертации. М., ВНИГНИ, 1990
15. Шуваева М. К. Оценка достоверности прогнозных локализованных ресурсов и геологических рисков слабо изученных регионов Восточной Сибири. В сб. Прогнозирование структур чехла юга Восточной Сибири космическими методами и оценка их прогнозных ресурсов в условиях слабой геологической изученности. Королёв, Астрозонд, 2010
16. Берман Л. Д., Величкина Н. Ф., Закревский К. Е. и др. Особенности комплексного изучения сложнопостроенных залежей нефти аэрокосмическими методами (на примере Ловинского месторождения). В сб. Прогнозирование структур осадочного чехла на основе комплексной интерпретации и обработке на ЭВМ аэрокосмических и геолого-геофизических данных. М., ВНИГНИ, 1990
17. Берман Л. Б., Каргер М. Д., Рыжик В. М. и др. Применение космических данных для выявления блочной структуры резервуара с целью повышения полноты извлечения углеводородов. В кн. Прогнозирование структур чехла Восточной

- Сибири космическими методами и оценка их прогнозных ресурсов в условиях слабой геологической изученности. Королев, Астрозонд, 2010
18. Трофимов Д. М., Полканова Л. Б. Методические рекомендации по применению аэрокосмических методов при нефтегазопоисковых работах. М., ВНИГНИ, 1987
 19. Методические рекомендации по оценке углеводородного потенциала недр с использованием дистанционного зондирования и технологий обработки получаемых данных. Корольв, РЕСЕНОЙЛ, 2011
 20. Полканова Л. П. Особенности индикации локальных поднятий. В сб. Прогноз локальных структур по аэрокосмическим материалам. М., ВНИГНИ, 1984, вып. 152
 21. Денисов Ю. В. Дистанционные работы на нефть и газ за рубежом. Земля из космоса, 2011, №1
 22. Грязнов В. Н., Кондрашов С. И. Применение системы «Регион-ОС» для прогноза локальных структур и залежей нефти и газа на основе комплексной обработки аэрокосмических, геолого-геофизических и геохимических данных (на примере Ульяновского Поволжья). В сб. Прогнозирование структур осадочного чехла на основе комплексной интерпретации и обработки на ЭВМ аэрокосмических и геолого-геофизических данных. М., ВНИГНИ, 1990
 23. Karger M., Trofimov D., Eminov A. et al. The early detection of semi-permeable filtration barriers by using SAR interferometry. Geoscience and Remote Simposium (IGARSS), IEEE Juternational, 2014
 24. Денисов Ю. В., Райкунов Г. Г., Трофимов Д. М. и др. Дистанционные методы поисков месторождений нефти и газа на морских акваториях. М., Инфра-Инженерия, 2017
 25. Аэрокосмические методы геологического изучения шельфа. Л., Недра, 1985

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
ГЛАВА 1. Современные геологические проблемы нефтегазовой отрасли России	6
ГЛАВА 2. Пути решения задач нефтегазовой геологии современными дистанционными технологиями XXI века	9
2.1. Основные виды аэро- и космических съемок, используемых при поисках нефти и газа	9
2.2. Основные направления обработки материалов аэро- и космических съемок, используемых при поисках нефти и газа	15
2.3. Тематическая обработка материалов аэро- и космических съемок: методы и специализированные программы для поисков нефти и газа	29
2.3.1. Методы и программы для тематической обработки космической информации при решении нефтегазопоисковых задач	32
2.3.1.1. Прогнозирование структурных ловушек углеводородов	33
2.3.1.2. Комплексная интерпретация прогнозируемых локальных структур	38
2.3.1.3. Прогноз нефтегазоносности локальных поднятий	41
2.3.1.4. Комплексная программа прогноза нефтегазоносности	42
2.3.1.5. Локальный прогноз нефтегазоносности	45
2.3.1.6. Комбинированные методы локального прогноза	50
ГЛАВА 3. Вероятностная оценка ресурсов углеводородов	52

ГЛАВА 4. Построение трехмерной модели ловушек углеводородов по дистанционным и сейсморазведочным данным	60
ГЛАВА 5. Научные, научно-методические и практические достижения и разработки в области нефтегазовой геологии	72
5.1. Научные разработки	77
5.2. Научно-методические разработки для прогноза нефтегазоносности ловушек углеводородов.....	79
5.3. Научно-методические разработки для прогноза структурных ловушек углеводородов	88
5.4. Результаты решения практических задач дистанционными методами при поисковых работах на нефть и газ	91
5.5. Научно-методические и практические разработки в области применения дистанционных методов при эксплуатации месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа	94
Заключение	101
Литература	118

Книги почтой

Заказ можно сделать на сайте издательства

www.infra-e.ru

1	Внутридомовое газовое оборудование
2	Дистанционные методы поисков месторождений нефти и газа на морских акваториях
3	Защита зданий, сооружений, конструкций и оборудования от коррозии. Биологическая защита. <i>Материалы, технологии, инструменты и оборудование</i>
4	Защита зданий и сооружений от огня и шума. <i>Материалы, технологии, инструменты и оборудование</i>
5	Инженерные расчеты при бурении
6	Методы дистанционного зондирования при разведке и разработке месторождений нефти и газа
7	Проектирование и эксплуатация систем электрического обогрева в нефтегазовой отрасли
8	Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа
9	Результаты дистанционных исследований в комплексе поисковых работ на нефть и газ
10	Решение современных проблем нефтегазовой геологии дистанционными методами
11	Справочник бурового мастера (в 2-х т.)
12	Специальные бетоны
13	Справочник дорожного мастера
14	Справочник геолога нефтегазоразведки: нефтегазопромысловая геология и гидрогеология
15	Справочник инженера по отоплению, вентиляции и кондиционированию
16	Справочник инженера по исследованию скважин
17	Справочник инженера предприятия технологического транспорта и спетехники (в 2-х томах)
18	Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов
19	Справочник мастера строительно-монтажных работ. <i>Строительство нефтегазопроводов, хранилищ, терминалов, компрессорных станций. Монтаж наземного промышленного оборудования и сооружений.</i>
20	Справочник мастера погрузочно-разгрузочных работ
21	Справочник мастера по промысловой геофизике
22	Справочник мастера по подготовке газа
23	Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования
24	Справочник мастера по эксплуатации оборудования газовых объектов
25	Справочник промышленного (пехового) энергетика
26	Справочник по газопромысловому оборудованию
27	Справочник инженера по КИПиА
28	Справочник инженера по АСУТП: Проектирование и разработка (в 2-х т.)
29	Переработка и утилизация нефтесодержащих отходов
30	Порядок создания, модернизации и сопровождения АСУТП
31	Методы рациональной автоматизации производства
32	Справочник инженера пожарной охраны
33	Справочник инженера по охране окружающей среды. (Эколог)
34	Справочник инженера по охране труда
35	Современные микроамплитудные тектонические движения, дистанционные методы их изучения и значение для нефтегазовой геологии
36	Технологические потери природного газа при транспортировке по газопроводам. <i>Магистральные газопроводы, наружные газопроводы, внутридомовые газопроводы</i>
37	Управление потенциально опасными технологиями
38	Управление электроприводами скважинных насосных установок
39	Экология нефтегазового производства

**Райкунов Геннадий Геннадьевич,
Трофимов Дмитрий Михайлович,
Евдокименков Вениамин Николаевич,
Захаров Александр Иванович,
Шуваева Марина Константиновна,
Серебряков Вячеслав Борисович,
Нагорная Ирина Александровна**

Решение современных проблем нефтегазовой геологии дистанционными методами

(под редакцией Г.Г. Райкунова)

ISBN 978-5-9729-0203-3



Подписано в печать 25.09.2017.
Формат 60x84/16. Бумага офсетная.
Гарнитура «Таймс».
Объем 5 печ. л.
Тираж 1000 экз. Заказ № 311

Издательство «Инфра-Инженерия»
Тел.: 8(911)512-48-48
Тел./факс: 8(8172)75-15-54
E-mail: infra-e@yandex.ru
www.infra-e.ru

***Издательство «Инфра-Инженерия»
приглашает к сотрудничеству авторов
научно-технической литературы***