

Д.М. Трофимов (Компания «Совзонд»)

В 1958 г. окончил Московский геологоразведочный институт. В настоящее время специалист компании «Совзонд». Доктор геолого-минералогических наук.

Дистанционное зондирование: новые технологии – новые возможности поиска нефти и газа

Начавшееся общее падение добычи нефти и газа связано с тем что, старые нефтегазоносные регионы (Волго-Уральский, Тимано-Печорский и Западно-Сибирский) вступают в период падающей добычи. Поисковые работы на шельфе в условиях сокращения инвестиционных проектов на 2009-2010 гг. мало реальны, а возможности освоения высоко перспективной Восточно-Сибирской провинции резко замедляется. Развитие этой негативной тенденции будет усугубляться постоянно возрастающей стоимостью сейсморазведки и бурения. В этих условиях остается практически неиспользованным резерв продолжения поисковых работ – применение космических методов, не требующих больших финансовых затрат.

Методы дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) могут обеспечить на поисковом этапе оперативное изучение больших площадей труднодоступной Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинции и дают возможность:

- провести тектоническое районирование слабоизученных территорий Восточной Сибири и Дальнего Востока и на этой основе обеспечить нефтегазогеологическое районирование с выделением зон нефтегазонакопления;
- составить карты ловушек нефти и газа и фонда наиболее перспективных районов, на которых в первую очередь необходимо проводить сейсморазведочные работы.

Спецификой геологии и нефтегазовой геологии, в частности, является низкая плотность информации, получаемой дискретно в виде отдельных скважин и геофизических профилей (рис. 1). Т. е., имеет место дефицит информации при сложном строении ловушек нефти и газа. Эта проблема не решается за счет «субъективной» межпрофильной и межскважинной корреляции. Даже гущая сеть профилей при проведении сейсморазведки 3D, трассирование разрывных нарушений, особенно, если они имеют малую амплитуду или выражены в виде зон трещиноватости, не всегда возможно. Сейсморазведочными работами относительно надежно (с вероятностью в среднем 0,5-0,8) решается вопрос выявления структурных и тектонически-экранированных ловушек нефти и газа, а вопрос прогнозирования в них залежей не решается – ни теоретически, ни практически. Таким образом, за более чем 100 лет нефтегазовой геологии прямые признаки нефти и газа в ловушках, подготовленных к глубокому бурению, хотя бы с вероятностью 0,6-0,7, не могли быть установлены. В основу решения поискового бурения скважин берутся, как правило, экспертные оценки сейсморазведчиков и геологов, являющиеся, в некоторой степени, субъективными. При этом необходимо отметить, что по мировой статистике месторождения углеводородов с каждым годом открываются в среднем двумя-тремя и большим количеством скважин.

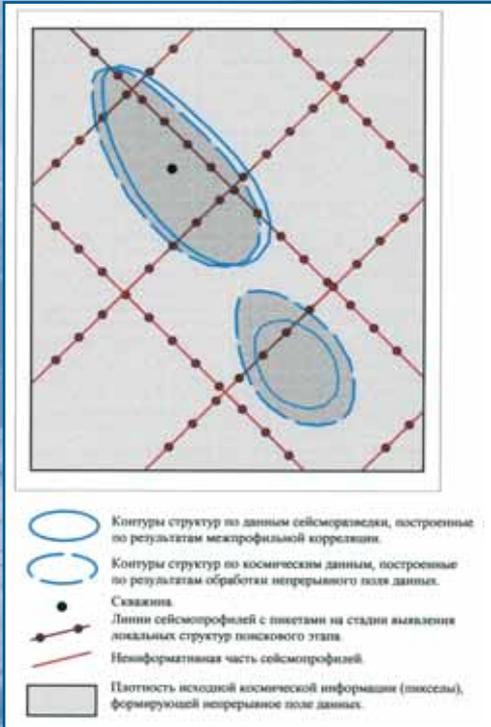


Рис. 1.
 Схема сопоставления плотности исходной информации при проведении сейсморазведочных и космических исследований

Издержками низкой плотности геолого-геофизической информации, получаемой при сейсморазведке и бурении, являются:

- относительно низкий коэффициент извлечения нефти, не превышающий 0,4, а практически являющийся более низким;
- преждевременное заводнение залежей, приводящее как к снижению коэффициента извлечения и нерентабельной добыче нефти, извлекаемой вместе с водой;
- бурение лишних эксплуатационных скважин, что, в конечном счете, ведет к повышению себестоимости нефти и газа.

Появление новых технологий ДЗЗ с космическими и авиационными носителями открывает возможности внедрения и отработки комплекса поисковых аэрокосмических методов, имеющих огромное преимущество перед традиционными видами работ – высокая плотность исходной информации (в среднем до 20-30 точек на 1 км²). В настоящее время основными препятствиями на этом пути являются:

- психологические аспекты неприятия аэрокосмических методов у ряда руководителей предприятий нефтегазовой отрасли и отсутствие обоснованной информации об их современных возможностях;
- отсутствие серийных образцов отечественной дистанционной аппаратуры, прошедших испытания на нефтяных и газовых месторождениях.

Рассмотрим и сравним используемые в настоящее время виды традиционных и альтернативных им поисковых работ.

Таблица 1

Схема поисковых работ нефти и газа геолого-геофизическими методами и их стоимость¹

Наименование поисковых работ	Наименование геолого-геофизических методов	Средняя стоимость работ, тыс. руб. на 1 км ²
Выявление ловушек	Сейсморазведка (модификация 2D)	200 ² (при плотности сети 2 погонных км/км ²)
Подготовка ловушек к глубокому бурению	Сейсморазведка (модификация 3D)	1000 ²
Оценка нефтегазоносности и запасов	Бурение (1 скважина глубиной 4500 м)	200 000

Примечания.

¹ Стоимость работ может колебаться в зависимости от площади изучаемого участка, стоимости используемых снимков и повторной обработки сейсморазведочных данных.

² Стоимость работ в северной части Тимано-Печорской провинции на конец 2008 г.

Таблица 2

**Схема поисковых работ нефти и газа космическими методами
(осуществляется пред постановкой сейсморазведки) и их стоимость**

Наименование поисковых работ	Наименование методов	Средняя стоимость работ, тыс. руб. на 1 км ²
Прогнозирование ловушек	Дешифрирование и интерпретация данных ДЗЗ, полученных в различных диапазонах электромагнитного спектра	6-8
Подготовка ловушек к глубокому бурению	Детальное дешифрирование, комплексная интерпретация данных ДЗЗ и геолого-геофизических информации	35
Оценка локализованных ресурсов и нефтегазоносности	Обработка и интерпретация спектральных и тепловых характеристик в ареале ловушек Математико-статистический анализ комплекса информации с целью выделения и обоснования перспективных ловушек	5

В настоящее время при традиционном подходе к поискам нефти и газа используются только два вида работ: сейсморазведка и бурение. Сейсморазведка решает задачи выявления и подготовки ловушек к глубокому бурению для оценки нефтегазоносности (табл. 1).

После ряда, хотя и ограниченных, опытно-методических работ при поисках нефти и газа может и частично используется дистанционное зондирование в видимом и инфракрасном диапазонах, включая лазерную съемку (табл. 2).

Съемка в ультрафиолетовом диапазоне регистрирует только ареал распространения нефтепроявлений и их продуктов на земной поверхности. Опыт применения этого вида съемки показывает, что она наиболее эффективна при зондировании с небольших высот, т. е. с самолетных носителей. Особенно актуально использование съемки в ультрафиолетовом диапазоне на шельфе, где стоимость геологоразведочных работ огромна. Эту же задачу на акватории может решать и радиолокационная съемка.

Съемки в видимом диапазоне спектра применяются для решения задач прогнозирования структурных ловушек и оценки их нефтегазоносности. При прогнозировании структурных ловушек нефти и газа дистанционное зондирование является в некоторой степени конкурентом сейсморазведки в отношении установления их границ на земной поверхности, но не глубин залегания. Эти методы существенно различаются по плотности исходной информации, но основным преимуществом сейсморазведки является воз-

можность определения глубинных границ изучаемых объектов. При решении данной задачи наиболее целесообразно комплексирование дистанционного зондирования и сейсморазведки, что позволяет существенно сократить затраты на сейсморазведку, особенно при использовании модификации 3D, не снижая качество работ, а существенно увеличивая их достоверность. Анализ вероятности подтверждения прогноза по данным съемки в видимом диапазоне спектра, оцененной по большинству нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ на примере нескольких сот изученных объектов, показал следующее. Значение вероятности колеблется от 0,5 для слабо изученных регионов до 0,9 для хорошо изученных территорий, например, Западной Сибири, т. е. сопоставимо с результативностью сейсморазведки.

Прогнозирование ловушек нефти и газа осуществляется как визуально, так и в автоматическом режиме (рис. 2). Результативность их близка, но при визуальном дешифрировании снимков отмечается субъективизм исполнителя, а при автоматизированном дешифрировании возрастает количество выделяемых объектов за счет существенно большего восприятия градаций спектральных характеристик.

Более эффективной по сравнению с многоспектральной является радиолокационная съемка, осуществляемая со спутников TerraSAR-X, RADARSAT-1, 2, Envisat, ERS-1, 2, ALOS (PALSAR) [1]. На радиолокационных снимках за счет снятия или снижения маскирующего воздействия растительного покрова, являющегося помехой, структурный рисунок изучае-

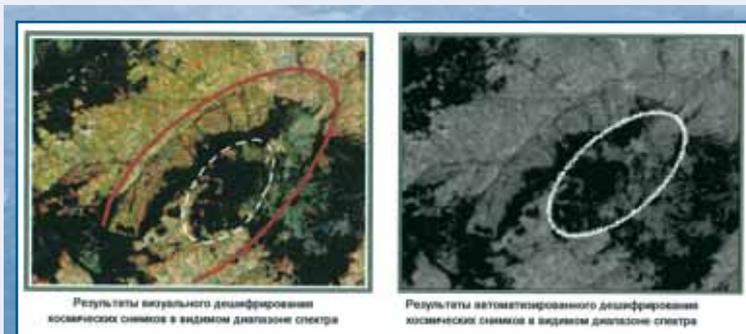


Рис. 2.
Пример визуального и автоматизированного дешифрирования локальной структуры

мых объектов выделяется более четко (рис. 3).

Второе преимущество этого вида съемки заключается в возможности получения величин современных подвижек земной поверхности над ловушками и осложняющими их разломами с точностью до нескольких сантиметров [2], по которым можно оценить степень подвижности:

- разрывных нарушений, которые могут являться открытыми каналами и привести к разрушению залежей, особенно газа, или падению пластового давления;
- структурной ловушки, так как при ее интенсивном

подъеме снижается геостатическое давление и происходит изменение уровня эмигрировавшего газа или ее переформирование.

Информация в видимом диапазоне спектра также может быть использована при оценке нефтегазоносности ловушек, подготовленных к глубокому бурению. На основании многочисленных экспериментов установлено, что при наличии небольшого количества углеводорода, мигрирующего из месторождений к поверхности Земли и скапливающегося в почве, в них происходит ряд химических преобразований, негативным образом влияющих на корневую систе-

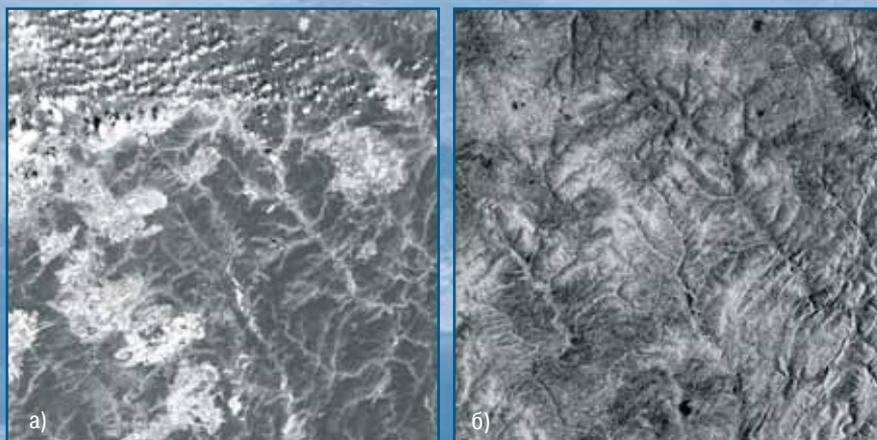


Рис. 3
Структурная информативность космических снимков, полученных в различных диапазонах электромагнитного спектра на район Чаядинского месторождения:

- а) космический снимок в видимом диапазоне спектра (Landsat-7);
б) космический снимок в радиодиапазоне (ERS)

му растений и приводящих к изменению количества каротиноидов, определяющих изменение окраски листьев. Этот довольно тонкий эффект регистрируется в относительно узком спектральном диапазоне (порядка 10-20 нм) и называется голубой сдвиг (рис. 4). Наиболее эффективно он фиксируется на гиперспектральных изображениях, получаемых со спутника EO-1 (Hyperion) и др. Таким образом, в ареале месторождения регистрируется изменение фоновых характеристик растительного покрова, имеющее повсеместное развитие во всех нефтегазоносных бассейнах России. Этот вид исследований прошел стадию опытно-методических работ, но практического применения не нашел.

Для оценки содержания метана и легких углеводородов можно использовать оптические трассовые газоанализаторы, погрешность измерений у которых колеблется от 3 до 10% от средней концентрации по длине изучаемого профиля.

Следующий вид дистанционного зондирования, также решающий задачу прогноза нефтегазоносности — это лидарная съемка. На нефтегазовых месторождениях прошел проверку наземный вариант лидарного зондирования, показавший превосходный результат (рис. 5). При относительно низких фоновых значениях метана его величина в контуре месторождения повышается в несколько раз. Минимальное содержание регистрируемого метана может составлять одну миллионную долю от объема воздуха.

Наибольший интерес представляет использование инфракрасной (ИК) съемки при решении задачи прогноза нефтегазоносности для обоснования бурения поисковых скважин. Это связано с тем, что представляется возможным:

- проверить качество ловушки нефти и газа;
- определить наличие разрывных нарушений через трассирование зон разгрузки глубинных вод, их влияние на сохранность залежи и установить непосредственный канал связи между скоплениями углеводородов и земной поверхностью для проведения геохимических исследований;
- проанализировать значимость геотермического критерия нефтегазоносности.

Разработка методики применения ИК-съемки осуществлялась в пределах Западно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций в ус-

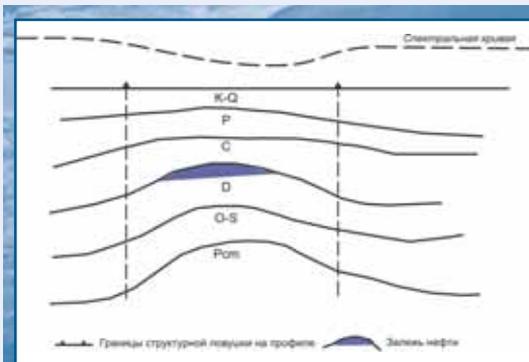


Рис. 4
Схематический геологический разрез через структурную ловушку, отраженную на спектральной кривой в красной зоне снижением отражательной характеристики на уровне фона



Рис. 5
Изменение концентрации метана по профилю, пересекающему Анастасиевско-Троицкое газовое месторождение

ловиях тайги и широкого развития болот [3]. Традиционно ИК-съемку проводили в степных или полупустынных ландшафтах, что позволяло исключить воздействие растительного покрова. Т. е., полученный результат представляет собой первый положительный опыт практического применения нового, слабо изученного вида дистанционного зондирования при нефтегазопоисковых работах в сложных ландшафтных условиях. Этот результат основан на использовании специализированного программного обеспечения.

Сложность интерпретации результатов инфракрасной съемки заключается в том, что земная поверхность в пределах изучаемых объектов имеет тем-

пературу, близкую к окружающей среде и приземному воздуху. Это затрудняет локализацию геотермической аномалии в пространстве с учетом многочисленных экранирующих и искажающих факторов ландшафтной оболочки и геологической среды, а также идентификацию теплового потока, связанного с наличием ловушки и залежи углеводородов.

Фактически имеет место сложное, разнонаправленное взаимодействие всех компонентов ландшафта, связанных с отражательными, поглощающими и излучающими процессами в атмосфере и на поверхности Земли, точный учет которых не представляется возможным без специальных полевых измерений. С целью решения данной геологической задачи был проведен анализ температур приземного воздушного пространства, земной поверхности, включая почвенно-растительный покров и подпочвенный геологический субстрат. Анализ температурных характеристик на нескольких уровнях позволил выйти на оптимальный вариант оценки фона, на уровне которого оцениваются приращения температур геологических объектов (локальных структур и разрывных нарушений).

С целью проверки разработанной методики проводилось сопоставление температурных характеристик, полученных с различных носителей ИК-аппаратуры и разных высот съемки. Несмотря на воздействие ряда факторов (литологии и влажности), оказывающих большое воздействие на температуру геологического субстрата, по большинству профилей, пересекающих изучаемые объекты, были получены относительно высокие коэффициенты корре-

ляции для дистанционно измеренных из космоса и наземных замеров температур. На основании этого расчеты приращений температурных значений относительно фона для всех типов структур и разрывных нарушений проводились на локальном и региональном уровнях. Последний оказался менее эффективным. Исследования выполнялись как по отдельным профилям (рис. 6), так и по всей площади объекта (рис. 7). Полученные результаты показывают, что разработанная методика объективно отражает индивидуальность геотемпературных полей излучаемых погребенным геологическим объектом и позволяет использовать методы распознавания для классификации локальных структур.

Учет особенностей распределения теплового потока обеспечивает установление пространственной связи с локальными поднятиями. Для эталонных структур, содержащих и не содержащих промышленные скопления нефти и газа, где температурное поле рассчитано за вычетом ландшафтного фона, отмечается совпадение ИК-аномалий, характеризующихся повышенными и пониженными значениями температур, с контурами поднятий, выделенных в видимом диапазоне спектра.

Изучение температурных характеристик исследуемых объектов позволяет сделать следующие выводы:

- локальные структуры и разрывные нарушения выделяются по индивидуальным температурным значениям на уровне локального и регионального фона;
- величины температурных полей изменяются за счет сезонных, суточных и спектрально-временных вариаций температурных показателей компо-

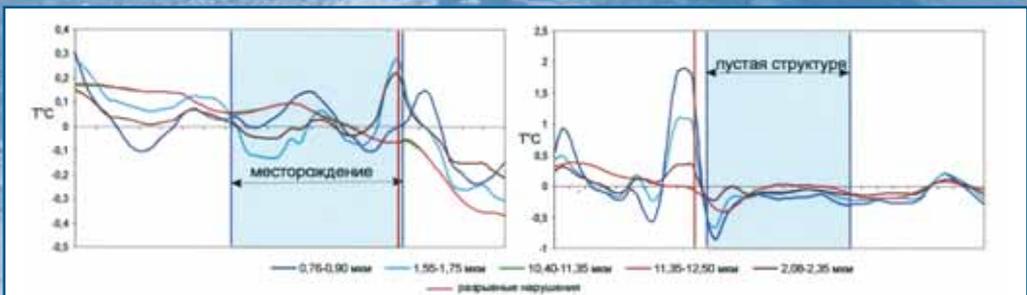


Рис. 6
Температурные профили через месторождение и пустую структуру

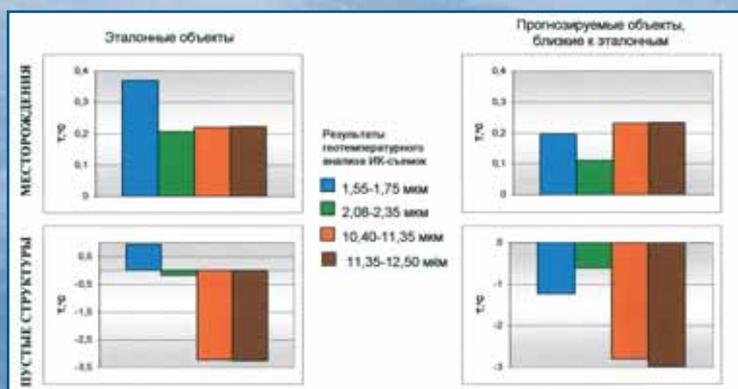


Рис. 7. Прогнозирование нефтегазоносности структур, подготовленных к поисковому бурению, по данным ИК-съемок

- температурные поля в комплексе со спектральными характеристиками в некоторой степени, отражают (прямо или косвенно) ряд критериев (структурных, гидродинамических и геохимических), используемых при прогнозе нефтегазоносности.

В процессе классификации поисковых объектов анализируется три типа структурных ловушек, характеризующиеся наличием нефтегазовых залежей, содержащих непромышленные скопления углево-

дородов и пустые поднятия. Необходимо подчеркнуть, что обычно работы проводятся в условиях структурно-тектонической зоны, которой свойственна близость литолого-фациальных характеристик осадочного чехла и условий формирования. Однако, в пределах структурных зон геотемпературные показатели различаются, сохраняя возможность распознавания разных классов объектов. Т. е., в пределах однотипных структурных зон отмечаются относительная дифференцированность и различия типов структур содержащих и не содержащих скопления углеводородов в распределении температурных показателей, полученных в ближнем, среднем и дальнем диапазонах инфракрасной области спектра (рис. 7). Эти данные позволяют подойти к формированию геотемпературных признаков оценки нефтегазоносности прогнозируемых, выявленных или подготовленных к бурению локальных поднятий.

Подводя итог, необходимо подчеркнуть, что методы дистанционного зондирования могут эффективно использоваться на различных стадиях поисковых работ нефти и газа, как в комплексе, так и самостоятельно.

На стадии выявления ловушек нефти и газа использование аэрокосмических методов позволяет на одном объекте сократить протяженность сейсмопрофилей (модификации 2D) до 50 км, что может составить порядка 400 тыс. руб. (в условиях Восточ-

нентов ландшафта при сохранении тенденций, свойственных каждому локальному объекту;

- в большинстве случаев границы структур, установленных по космическим снимкам в видимом диапазоне спектра, характеризуются изменением значений температур относительно свода (рис. 6), что указывает на достоверность спроектированных границ.

Приведенные результаты геологической интерпретации данных ИК-съемок и оценки возможности их использования при прогнозе нефтегазоносности локальных структур, выявленных и подготовленных к глубокому поисковому бурению, позволяют сделать ряд выводов:

- температурные кривые, построенные по сейсмопрофилям, пересекающим локальные объекты, в общих чертах отражают форму поднятий и осложняющих их разрывных нарушений, что свидетельствует о достоверности проведенных исследований, включая результаты структурного дешифрирования космических снимков;
- интенсивность проявления теплового потока в пределах локальных поднятий ниже, чем в зонах термально активных разрывных нарушений, за счет разгрузки по ним глубинных флюидно-газовых струй, трассирующих каналы связи нефтегазоносных пластов с земной поверхностью (рис. 6);

ной Сибири). При совместном использовании аэрокосмических методов и сейсморазведки модификации 2D, сейсморазведку в модификации 3D, затраты на которую на один объект составляют несколько миллионов рублей, можно не проводить.

На стадии оценки нефтегазоносности эта задача решается бурением скважины, которая при глубине 4 км стоит в среднем около 100 млн руб. Причем, для решения этой задачи может потребоваться две-три скважины.

При этом, суммарные затраты отмеченных выше дистанционных методов могут составить порядка нескольких миллионов рублей.

Результаты опытно-методических работ и практического применения новых методов дистанционного зондирования свидетельствуют о том, что комплексирование традиционных и новых аэрокосмических методов позволяет:

- сократить сроки работ;
- уменьшить затраты;
- повысить достоверность прогнозирования;

- создать базы данных по изучаемым объектам с целью более рационального и эффективного проведения дальнейших разведочных и эксплуатационных работ.

Список литературы

1. Никольский Д.Б. Сравнительный обзор современных радиолокационных систем // Геоматика. – 2008. – № 1. – С. 11-18.
2. Колесникова О.Н. Новые возможности программного обеспечения SARscape для обработки радиолокационных данных // Геоматика. – 2008. – № 1. – С. 18-21.
3. Райкунов Г.Г., Серебряков В.Б., Трофимов Д.М. Автоматизированная программа прогнозирования антиклинальных ловушек нефтегазоносных регионов (Станвид-2) // Тез. конференции «60 лет развития методов дистанционного зондирования природных ресурсов: итоги и перспективы» – СПб: НИИКАМ, 2004.



Ханты-Мансийский АО
– Югра.
Синтезированное
цветное изображение
в естественных
цветах.