

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности территорий на основе комплексной обработки материалов космических и геофизических съемок

В.И. Горный, С.Г. Крицук, И.Ш. Латыпов, А.А. Тронин

*Санкт-Петербургский Научно-исследовательский центр
экологической безопасности РАН (НИЦЭБ РАН)
197110, Санкт-Петербург, ул. Корпусная, д.18
E-mail: img@at1895.spb.edu*

Разработана технология количественного прогнозирования в масштабе 1:500 000 (1:200 000) перспектив нефтегазоносности территорий и шельфа с использованием комплексной обработки цифровых материалов дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) из космоса и результатов геофизических съемок. Технология включает качественный (визуальный анализ) региональных материалов, позволяющий наряду с формализованными методами районировать обширные территории по геодинамическим критериям. Целью этой первой стадии является корректный выбор эталонов – месторождений аналогов и «пустых» участков.

На следующем этапе по результатам автоматизированной обработки спутниковых и геофизических материалов формируется многомерное признаковое пространство, представляющее собой набор количественных характеристик поверхности и подземного пространства, в которых заключена информация о свойствах геологической среды. Такими количественными характеристиками являются: - конвективный тепловой поток, тепловая инерция пород, плотность, анизотропия, энтропия и генеральные направления линейментов, плотность кольцевых структур заданного диаметра, высота рельефа дневной поверхности и ее производные, кажущаяся плотность пород по десяти слоям до заданной глубины. Прогнозирование выполняется на основе эталонной классификации. Такой подход позволяет минимизировать вероятность ложной тревоги и оценить экономический риск проведения поисково-разведочных работ.

Технология апробирована на примере Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазовых провинций.

1. Формализация оценки перспектив нефтеносности территорий

Существует два подхода прогнозирования месторождений полезных ископаемых:

- на основе генетических моделей формирования месторождений, в рамках которого путем анализа геологического строения и истории геологического развития исследуемой территории анализируются условия, необходимые для формирования месторождений полезных ископаемых;
- метод аналогий, когда на исследуемой территории находятся геологические комплексы аналогичные, тем в которых уже найдены месторождения полезных ископаемых.

Подход, основанный на генетических моделях формализовать чрезвычайно трудно. Поэтому он выполняется на уровне качественного анализа всей имеющейся геологической информации. Разработанная нами технология включает этот подход на региональной стадии прогнозирования. Целью этой стадии является корректный выбор аналогов (эталонов) прогнозируемых методом аналогий.

В рамках метода аналогий, традиционные геологические карты (образное представление удобное для восприятия человеком, но не компьютером) при формализованном подходе не могут быть использованы в качестве информационной основы. В этом случае необходим переход от геологических карт к анализу пространственно распределенных количественных признаков объектов. Это решает проблемы достоверности прогноза, быстрой и экономичной ревизии результатов прогноза при появлении новых эталонов.

Получение пространственно распределенных и локализованных количественных признаков по материалам спутниковых и геофизических съемок возможно только в рамках измерительного направления ДЗЗ [1-3]. При этом, под локализованными характеристиками понимаются значения параметров элементарных объемов земных недр, определенные по результатам съемок. Технологическая схема комплексной обработки материалов ДЗЗ (МДЗЗ) и геофизических данных, разработанная нами для оценки перспектив нефтегазоносности территорий приведена на рис. 1. Техно-

логия включает этапы нормализации материалов съемок (1 на рис. 1), пространственную локализацию результатов (2 на рис. 1) и опознавание объектов (3 на рис. 1).

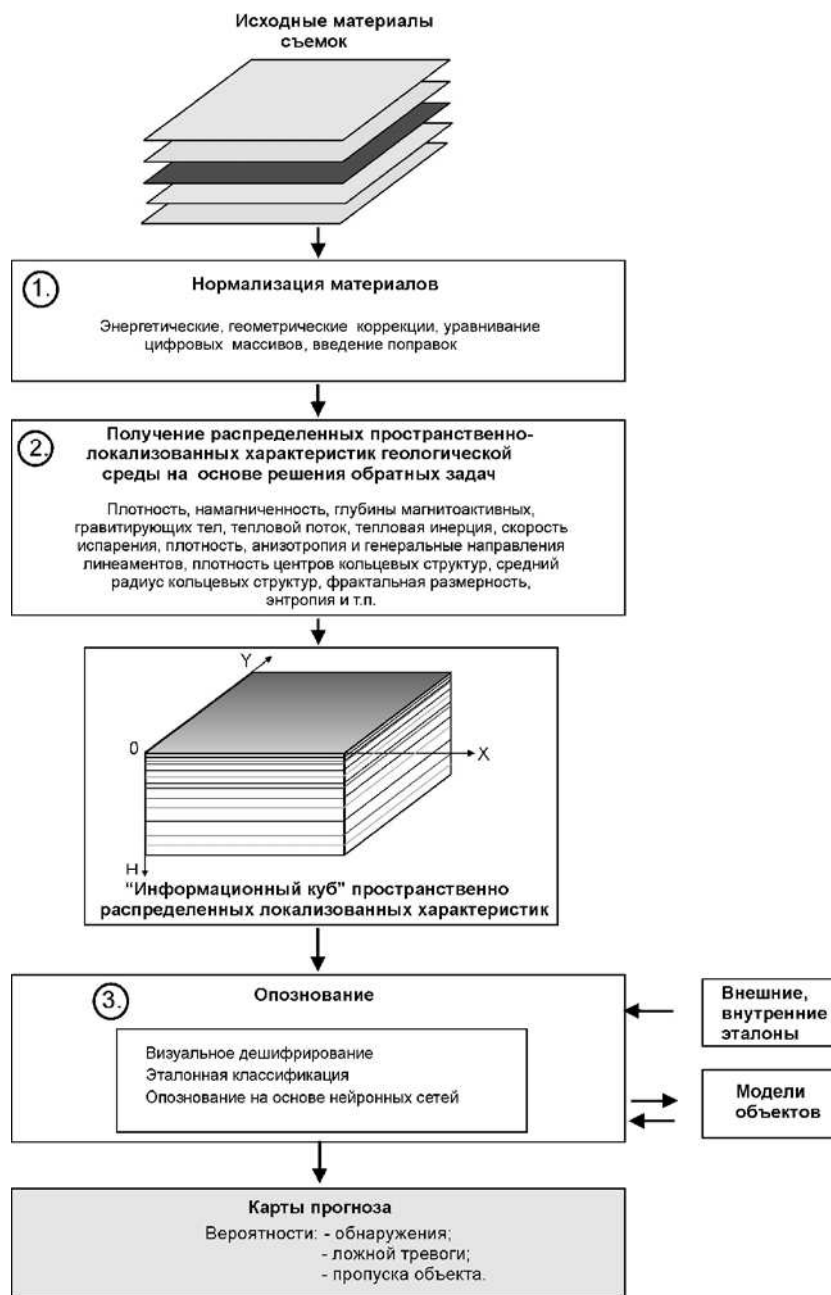


Рис. 1. Технологическая схема комплексной обработки МДЗЗ и геофизических материалов при оценке перспектив нефтегазоносности территорий

Методы формализованной оценки перспектив территорий на нефть и газ основываются на алгоритмах распознавания:

- эталонная классификация;
- методы распознавания, основанные на принципах нейронных сетей.

Методы классификации анализируют многослойный пакет геолого-геофизической и дистанционной информации, структурированной в виде пространственно распределенных количественных характеристик. В рамках этого направления создается и применяется ранжированная система многомерных статистических моделей, связывающих измеренные с известной достоверностью характеристики с параметрами геологических тел или процессов в земных недрах.

Одним из условий использования исходной информации является требование пространственной локализации. В этом плане потенциальные геофизические поля не являются пространственно локализованными, т.к. каждое значение потенциального поля содержит в себе информацию о всем нижнем полупространстве. Это не позволяет использовать материалы съемок потенциальных полей непосредственно для корреляции с пространственно локализованными МДЗЗ. Поэтому при выполнении классификации для применения результатов гравиметрической съемки в качестве слоев многомерного признакового пространства необходимо выполнять обращение поля – определить распределение плотности пород различных слоев нижнего полупространства. Это позволяет создать “информационный пакет” – набор слоев с пространственно распределенными локализованными данными. При этом, МДЗЗ характеризуют, в основном, свойства поверхности (глубинная информация в МДЗЗ, как правило, заключена в косвенной форме), а результаты обращения геофизических полей дают непосредственно информацию о свойствах земных недр.

Обратные геофизические задачи, в большинстве своем, являются некорректными. Поэтому возникает еще одно требование к подготовке информационной основы – ее избыточность. В этом плане, комплексирование МДЗЗ с материалами геофизических съемок приобретает особое значение. Такое комплексирование существенно расширяет размерность признакового пространства и повышает информационную избыточность комплекта материалов.

При наличии на исследуемой территории известных месторождений углеводородов их используют как внутренние эталоны. При отсутствии месторождений на исследуемой территории пользуются внешними (по отношению к исследуемой территории) эталонами. Для этого предварительно выполняется дополнительное изучение регионального геологического строения. На основе анализа материалов ДЗЗ выявляются палеоструктуры восходящей мантийной конвекции, разломы с интенсивной флюидодинамикой [5-7], изучаются характеристики осадочного чехла.

Такая технология прогнозирования позволяет получить вероятности обнаружения, ложной тревоги и пропуска месторождений углеводородов. При этом, стратегия распознавания ориентирована на минимизацию вероятности ложной тревоги с целью снижения экономического риска проведения последующих, дорогостоящих поисковых работ.

2. Дистанционные и геофизические методы при количественной оценке перспектив нефтегазоносности территорий

2.1. Дистанционный геотермический метод (ДГМ)

ДГМ использует материалы тепловой космической съемки для картографирования конвективного теплового потока из земных недр (КТП), тепловой инерции (ТИ) и среднесуточной скорости испарения влаги с поверхности (СИ) [1].

ДГМ применяется в два этапа:

Этап 1. Геотермическое районирование крупнейших геологических единиц (платформ или подвижных поясов). Задачами этого этапа являются:

- выявление крупнейших тепловых структур и истолкование их геологической природы на основе анализа формы, размеров и интенсивности;
- Выявление участков с предполагаемым аномально-высоким КТП для последующего его картографирования.

Для этого, по материалам спутников NOAA(AVHRR) и Terra/Aqua(MODIS) подготавливаются в масштабе 1:2 500 000 уравненные цифровые мозаики ночной температуры земной поверхности. Окончательно, выполняется геологическое истолкование полученных материалов и строится карта структур восходящей мантийной конвекции, определяются вектора палеоперемещений литосферной плиты.

Этап 2. Картографирование КТП по результатам многократной тепловой космической съемки спутниками NOAA(AVHRR), Terra(MODIS). Для этого используется специальный алгоритм и программное обеспечение для картографирования КТП, ТИ и СИ (Горный, 2003). В качестве исходной

информации используется от 4 до 10 и более карт температуры дневной поверхности, полученных на одну и ту же территорию в различные моменты дня и ночи, карты альbedo земной поверхности и метеоданные. В результате, в масштабах 1:1 000 000 - 1:500 000 строятся карты КТП, ТИ и СИ.

2.2. Автоматическое построение и анализ распределений линеаментов и кольцевых структур

С помощью специализированного программного обеспечения автоматически строятся карты линеаментов и кольцевых структур, плотности, энтропии, анизотропии их пространственного распределения. Эти цифровые карты несут в себе количественную информацию о тектоническом строении района исследований. Известно, что размещение залежей углеводородов (УВ) контролируется тектоническими элементами. Поэтому эти характеристики используются в качестве слоев информационного пакета при оценке перспектив территорий на УВ.

2.3. Цифровая модель рельефа

Известно, что формы рельефа дневной поверхности часто индицируют элементы геологического строения. Поэтому при оценке перспектив нефтегазоносности территорий используются цифровые модели рельефа дневной поверхности (ЦМР). На сегодняшний день наиболее качественной является ЦМР, построенная по результатам миссии Шаттл (Shuttle Radar Topography Mission – SRTM). К сожалению, пока эти материалы доступны не на всю поверхность Земли, а только в полосе, ограниченной широтами $\pm 60^\circ$.

2.4. Материалы гравиразведки

Для использования результатов гравиразведки в качестве одного из слоев «информационного пакета» решается обратная задача – послойно рассчитывается плотность пород [8-11]. При оценке перспектив нефтегазоносности территорий, выполняемой в масштабе 1:500 000 целесообразно использовать цифровые матрицы поля ΔG масштаба 1:200 000. Пример обращения поля ΔG приведен на рис. 2.

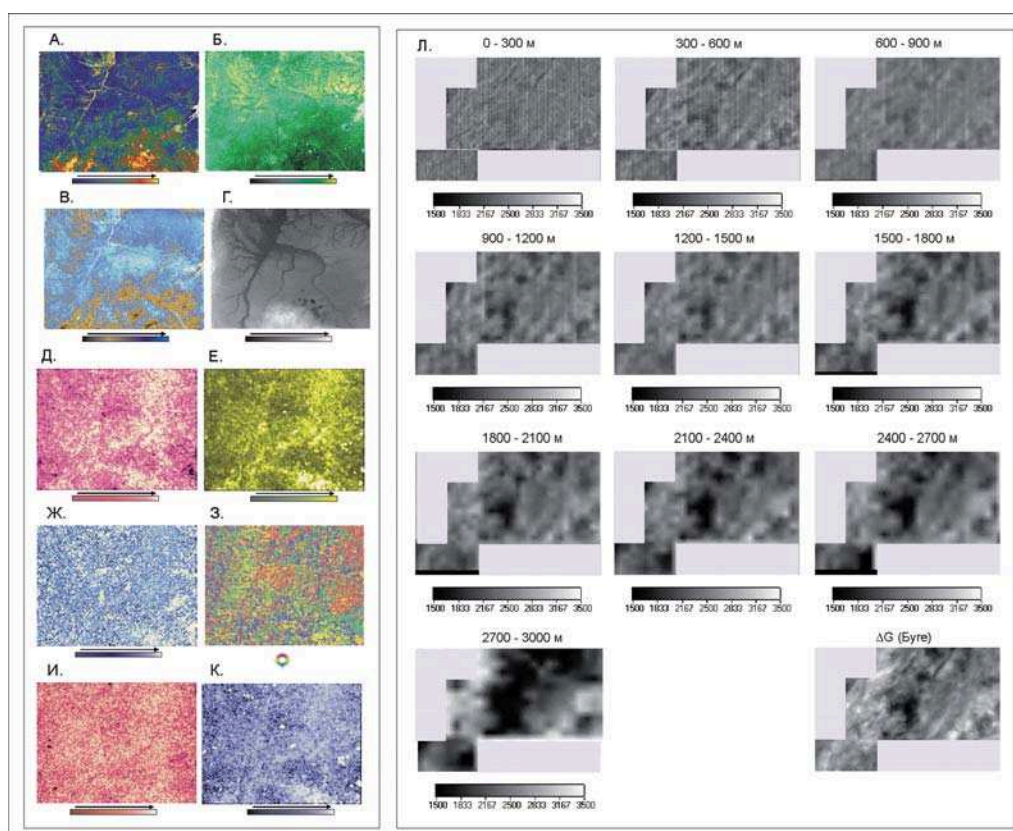


Рис. 2. Информационный пакет для оценки перспектив нефтегазоносности территорий. А. КТП; Б. ТИ; В. СИ; Г. ЦМР SRTM; Автоматический линеаментный анализ (спутник Terra(MODIS), ближний ИК диапазон); Д. Энтропия направлений; Е. Плотность; Ж. Анизотропия направлений; З. Генеральные направления; Автоматический анализ кольцевых структур; И. Энтропия распределения; К. Анизотропия распределения; Л. Плотности слоев (результаты обращения поля ΔG)

3. Результаты применения технологии

Геолого-поисковые работы на нефть и газ в западной части юга Западной Сибири проводились в 30-80-е годы XX столетия. В отдельных скважинах были получены признаки углеводородов. Но открытие месторождений нефти и газа до сих пор не состоялось. В связи с этим, актуальной задачей является переоценка перспектив нефтегазоносности территории на основе новых, экономически эффективных методов.

По приведенной выше технологии на восточную часть Курганской области была выполнена такая оценка (рис. 3 и таблица).

Таблица. Надежность опознавания аналогов эталонов на площади прогнозирования (рис. 3)

Месторождение УВ – эталон (цвет на рис. 3)	Вероятности		
	прогноза	пропуска цели	ложной тревоги
1(оранжевый)	0.75	0.25	0.01
2 (розовый)	0.77	0.23	0.01
3 (зеленый)	0.69	0.31	0.02
4 (красный)	0.91	0.09	0.00
5 (желтый)	0.78	0.22	0.10
6 (голубой)	0.91	0.09	0.06
7 (фиолетовый)	0.92	0.08	0.01

Работами А.Ю. Белоносова на примере Западно-Сибирской НГП показано, что надёжным показателем нефтеносности являются парообразные арены и алканы (C₆-C₉): бензол, толуол, ксилолы, гексан, гептан, октан, нонан.

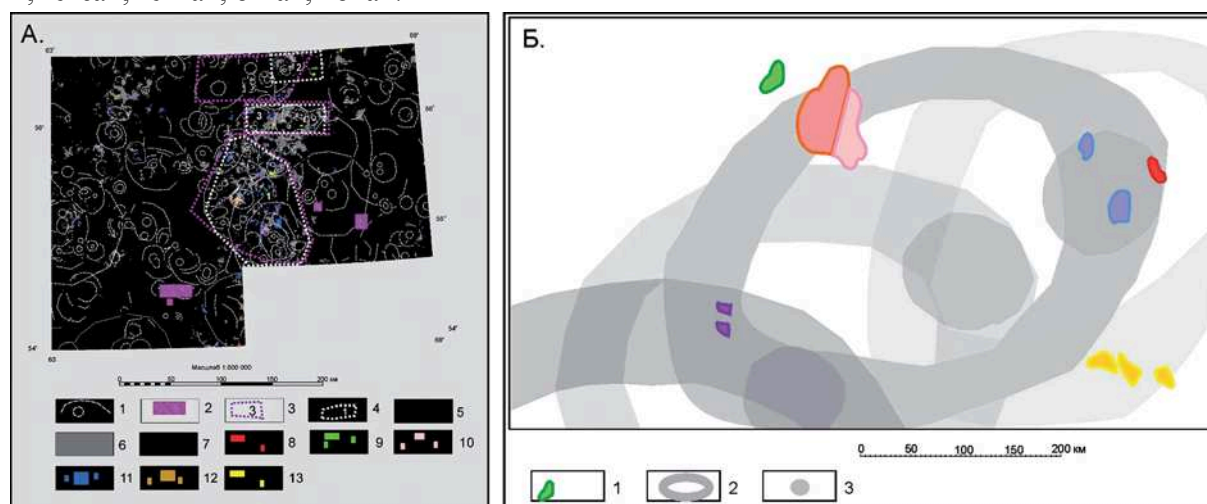


Рис. 3. А. Схема оценки нефтегазоперспективных площадей. 1. Кольцевые и дуговые элементы. 2. Участки, где выявлены проявления углеводородов. 3. Перспективные на поиски углеводородов площади и их номера, выявленные на основе визуального дешифрирования МДЗЗ. 4. Перспективные на поиски углеводородов площади и их номера, выявленные на основе визуального дешифрирования МДЗЗ и комплексной обработки МДЗЗ и геофизических данных. 5. Области по комплексу признаков не соответствующие ни одному из выбранных эталонов. 6. Области отсутствия решения. 8 - 13. Области по комплексу признаков соответствующие эталонам того же цвета (см. рисунок 2.3.12 Б)

Б. Схема расположения внешних эталонов. 1. Эталоны. 2. Внешние зоны палеопозиций «горячей» точки. 3. Ядерные части палеопозиций «горячей» точки

В пределах самого перспективного участка №1 (рис. 3) под руководством А.Ю.Белоносова (Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН) была выполнена УВ съемка по следующей методике: - в пределах оцениваемой площади (рис.4) с глубины 2м было отобрано и измерено в полевой лаборатории на хроматографе «ЭХО-EW» содержания аренов (C₆-C₁₀) в 2100 пробах; - 400 проб проанализировано на C₁₀-C₃₀ в стационарной лаборатории (жидкостная хроматография, Тюмень); - выполнены вариационные измерения на 88 точках, всего 900 проб на C₆-C₁₀;

Результаты УВ съемки представлены на рис. 4.

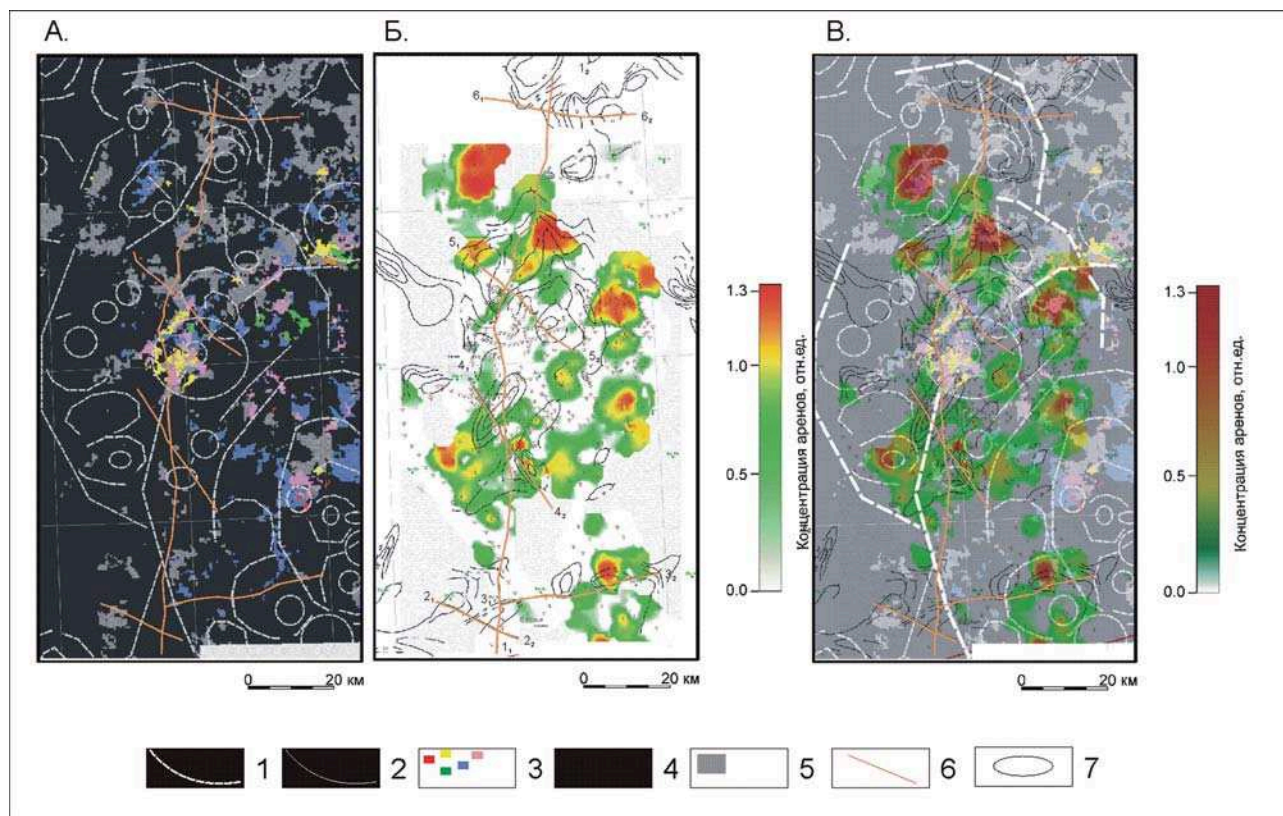


Рис. 4. Сопоставление оценки перспектив нефтегазоносности территории по результатам комплексной обработки МДЗЗ и геофизических данных с материалами наземной геохимической съемки.

А. Фрагмент результата прогноза по МДЗЗ (рис.3). 1. Крупные кольцевые структуры и их дуговые элементы. 2. Локальные кольцевые структуры и их дуговые элементы. 3. Нефтегазоперспективные участки по данным обработки МДЗЗ. 4. Области, где положительное решение по результатам обработки МДЗЗ отсутствует. 5. Области, где решение по результатам обработки МДЗЗ – отрицательное. 6. Сейсмпрофили и их номера. Нижний индекс 1 – начало, 2 - конец.

Б. Концентрация аренов (по А.Ю.Белоносову). 7. Изолинии положительных форм рельефа доюрского фундамента.

В. Сопоставление результатов обработки МДЗЗ (А) и наземной УВ съемки (Б)

Сопоставление результатов оценки нефтегазоносности территории участка №1 на рис. 4 с данными наземной УВ съемки показывает, что выделенные по космическим материалам нефтегазоперспективные участки окружены локальными областями повышенной концентрации аренов. Более того, участки повышенной концентрации аренов явно контролируются структурными факторами - крупными кольцевыми структурами, индицирующими осложнения доюрского фундамента.

Технология апробирована на юге и севере западно-Сибирской, в пределах Волго-Уральской нефтегазовых провинций, на шельфе Северного Каспия.

Выводы

1. Разработанная технология количественной оценки перспектив нефтегазоносности территорий на основе комплексной обработки материалов космических и геофизических съемок показала высокую эффективность в различных ландшафтно-географических и геологических условиях.
2. Преимуществом технологии является экономическая эффективность и возможность экспресс оценки территорий (продолжительность выполнения проектов от 4 до 6 месяцев).
3. Эффективность технологии достигнута за счет глубокой обработки МДЗЗ и гравиразведки и практической реализации новых геологических идей.

Литература

1. Горный В.И. Космические измерительные методы инфра-красного теплового диапазона при мониторинге потенциально опасных явлений и объектов // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса: Физические основы, методы и технологии мониторинга окружающей среды, потенциально опасных объектов и явлений. Сборник научных статей. М.: ООО "Полиграф сервис", 2004. С.10-16.
2. Горный В.И., Степанов И.В. Комплексирование тепловой многоспектральной и аэромагнитной съемок при решении прогнозно-поисковых задач // Разведка и охрана недр, 2001. №9. С.39-43.
3. Горный В.И., Степанов И.В., Шилин Б.В. Современное состояние обеспечения нефтегазовой и горной отраслей цифровой информацией дистанционного зондирования // Всероссийская конференция: Геоинформатика в нефтегазовой и горной отраслях. Тюмень, март 2001.
4. Gornyi V.I. Convective Heat Flow of European Russia According the Remote Geothermal Method // Proceedings of the International Conference "The Earth's Thermal Field and Relative Research Methods". May 19-21, 1998, Moscow, Russia. P.107-109.
5. Gornyi V.I. The Mantle Convection and the Drift of Euro-Asian Plate (According the Remote Geothermal Method Data) // Proceedings of the IGARSS 2002 & 24-th Canadian Symposium on Remote Sensing, 24-28 June 2002, Toronto, Canada. 0-7803-7537-8/02/\$17.00© 2002 IEEE. Vol. IV. P. 2029-2035.
6. Горный В.И. Геодинамика Восточно-Европейской и Западно-Сибирской платформ (по данным дистанционного геотермического метода) // Региональная геология и металлогения. Сентябрь, 2000, №12. ВСЕГЕИ, С-Петербург. с.76-86.
7. Горный В.И. и др. Модель мантийно-литосферного взаимодействия по данным комплексирования на геотраверсе Уралсейс сейсморазведки и дистанционного геотермического метода // Глубинное строение и геодинамика Южного Урала (проект Уралсейс). Тверь: Изд. ГЕРС, 2001. 286 с.
8. Страхов В.Н., Страхов А.В. К теории регуляризации линейных некорректных задач гравиметрии и магнитометрии // Вестник ОГГГН РАН, № 3(9)99. ОИФЗ РАН, ОГГГН РАН.
9. Страхов В.Н., Страхов А.В. Аппроксимационный подход к решению задач гравиметрии и магнитометрии. I. Основная вычислительная проблема - регуляризация систем линейных алгебраических уравнений // Российский журнал наук о Земле, 1999. Т. 1. №4 (июнь). С. 271-299.
10. Страхов В.Н., Страхов А.В. Аппроксимационный подход к решению задач гравиметрии и магнитометрии. II. Новые методы нахождения устойчивых приближений решений систем линейных алгебраических уравнений с приближенно заданной правой частью // Российский журнал наук о Земле, 1999. Т. 1. №5 (сентябрь). С. 353-399.
11. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. М.: Наука, 1974. 222 с.