

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТЕПЛОВОЙ ГЕОТОМОГРАФИИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ВНУТРЕННЕЙ СТРУКТУРЫ ГЕОСРЕДЫ И ПОИСКА ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ

О.Н. Винниченко¹, Н.К. Винниченко², И.В. Глущенко², В.Н. Степченко², В.А. Багрянцев²

¹ *Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко, ул. Васильковская, 90, Киев 03022, Украина*

² *НПП “Специальный центр аэрокосмических технологий”,
просп. К. Маркса, 81, оф. 12 Днепропетровск 49000, Украина*

Рассмотрены эпизоды геофизических исследований с применением технологии тепловой геотомографии, разработанной НПП “Специальный центр аэрокосмических технологий” (г. Днепропетровск, Украина), на физической базе данных тепловизорных съемок 1999–2010 гг. тематического картографа “Landsat-7” (прибор ЕТМ+). Полученные результаты позволяют говорить о технологии как об эффективном инструменте при решении практических задач прогнозирования залежей углеводородов. Сформулированы важные обобщения, которые могут быть положены в основу нового направления геолого-разведочных исследований на нефть и газ в пределах разведанных седиментационных бассейнов, а также в новых слабоизученных перспективных регионах.

Ключевые слова: тепловизорная съемка, многослойная тепловая модель геосреды, радиационная температура, деструктивная зона, ловушки углеводородов.

Введение. Развитие дистанционных методов изучения Земли, обусловленное необходимостью восполнения природных источников энергоресурсов и базирующееся на создании новых сверхчувствительных технических средств сбора данных, привело к переходу на качественно новый уровень обработки и интерпретации информации, получаемой аэрокосмическими аппаратами.

До недавнего времени космоснимки (КС) различных диапазонов электромагнитных волн использовались, в основном, для качественного дешифрирования элементов геологического строения Земли, отображаемых на ее поверхности (тектонических нарушений, складчатости, формаций горных пород, зон трещиноватости и др.); при этом использовались такие свойства космоснимков, как обзорность и естественная генерализация. Наряду с упомянутыми свойствами космоснимков было отмечено также свойство рентгеноскопичности, которое заключается в проявлении (“просвечивании”) на них глубинных объектов: линеаментов, кольцевых структур, структур консолидированного фундамента осадочных бассейнов и т. п. [1].

В последние годы все чаще встречаются публикации об исследованиях, позволяющих, опираясь на базы данных КС, осуществлять проникновение вглубь земной коры, так называемый инсайтинг. Диапазон использования получаемых результатов достаточно широк и включает возможности изучения глубинной тектоники, а также выявление залежей углеводородов (УВ) и других полезных ископаемых [7, 8, 12].

Технология тепловой геотомографии. В НПП “Специальный центр аэрокосмических технологий”, который создан в г. Днепропетровске (Украина), разработана и успешно используется в течение более 10 лет технология тепловой геотомографии (ТТГ) с целью изучения геологического строения и поиска залежей УВ в различных нефтегазовых провинциях земного шара, включая труднодоступные малоизученные перспективные территории.

Технология относится к разряду методов дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) на базе использования данных, получаемых космическими аппаратами и специальными авиасредствами, оснащенными тепло- и радиовизорами. Основными исходными данными является информация, полученная в инфракрасном диапазоне электромагнитных волн.

Обработка тепловизорных данных с использованием оригинального программного обеспечения “GeoExplorer” и “Realiz”, созданного на авторской алгоритмической базе и являющегося технологической основой ТТГ, позволяет построить 3D-изображение распределения радиационной температуры в геосреде изучаемой территории.

В основе компьютерных алгоритмов ТТГ лежит решение уравнения теплопроводности с учетом зависимости от глубины эндогенного теплового потока Земли, определяемого геотермическим градиентом и вертикальной скоростью конвекции.

Многослойная тепловая модель геосреды, получаемая в результате обработки, описывает физический процесс, который заключается в пере-

распределении в трехмерном пространстве X , Y , Z эндогенного теплового потока Земли, фиксируемого на ИК-космоснимке земной поверхности (в наиболее подходящее время суток), на котором отображено интегральное распределение излучающей способности дискретных элементов в объеме геосреды.

Интерпретация полученного геотермического куба на основе средств построения вертикальных геотермических разрезов куба и его горизонтальных срезов (слайсов) позволяет:

- выполнить структурно-метрический анализ геосреды, что дает возможность изучить ее внутреннюю структуру: выделить основные геоблоки и разделяющие их деструктивные зоны (зоны повышенной дезинтеграции геосреды);
- выделить и оконтурить термодинамические аномалии в геосреде, которые связаны с залежами УВ.

Геологическая парадигма, положенная в основу ТТГ, включает современные представления о геодинамике земной коры, а также представления о термическом происхождении УВ.

- Разломы ограничивают геоблоки, которые могут быть активными и находиться в состоянии сжатия, раздвигания, надвига или скольжения.
- Разломы и геоблоки характеризуются довольно четкой ранговой классификацией.
- Разломы образуют довольно обширные (в зависимости от ранга разлома) деструктивные зоны, к которым, в основном, приурочены месторождения УВ.
- Именно глубинные разломы являются каналами поставки гетерогенных смесей УВ, которые впоследствии стали вторичными залежами нефти и газа.
- Генетическая связь нефтегазовых залежей с деструктивными зонами геосреды должна стать отправной точкой для современных поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Примеры эффективного использования ТТГ.

Приведенные положения неоднократно подтверждены нашими результатами обработки и интерпретации тепловизорных данных с использованием ТТГ в различных нефтегазовых провинциях мира, месторождения которых приурочены:

- к тектоническим покровам и отложениям древнего шельфа северо-востока Индии;
- структурам в зоне Нубийской пустыни Египта;
- тектоническим ступеням Западно-Сибирской впадины России;
- приштоковым зонам Днепровского авлакогена, а также древним палеодолинам Прикарпатского прогиба и шельфа Черного моря Украины.

В данной публикации рассмотрено несколько эпизодов геофизических исследований, осуществ-

ленных на физической базе данных тепловизорных съемок 1999–2010 гг. тематического картографа “Landsat-7” (прибор ETM+). Исходя из полученных результатов сформулированы важные, на наш взгляд, обобщения, которые могут быть основой нового направления геолого-разведочных исследований на нефть и газ в пределах разведанных (“старых”) углеводородных бассейнов, а также в новых труднодоступных слабоизученных (ввиду невозможности полноценного использования традиционных геофизических технологий, включая сейсморазведку) районах.

Изучение геологического строения и прогноз нефтегазоносности тектонических покровов северо-востока Индии. Пожалуй, самым ярким успешным примером обработки тепловизорных данных с использованием ТТГ следует считать исследования, выполненные нами в пределах лицензионного участка общей площадью около 300 км², который расположен в горном районе штата Мизорам северо-востока Индии. В геоструктурном плане участок принадлежит к тектоническому покрову зоны субдукции, сложенному эоцен-миоценовыми отложениями. Район перспективен в нефтегазоносном отношении.

В большинстве случаев выделение перспективных углеводородных зон или ловушек УВ на информационной базе тепловизорной космической съемки проводится с использованием имеющейся геолого-геофизической информации, которая накопилась в зоне интересов в течение всего периода изысканий. Однако в данном конкретном случае задача значительно усложнилась, поскольку не было надежной структурно-тектонической модели площади исследований вследствие: а) аляйсинга, обусловленного изменчивой поверхностной геологией (что не позволяет выполнить геоструктурные построения, используя данные геологических съемок), а также значительным расстоянием (10–15 км) между криволинейными сейсмическими профилями (crooked lines); б) полного отсутствия качественного контроля (well control).

В сложившейся ситуации, отчасти для восполнения недостающих надежных данных о геологическом строении, был выполнен структурно-метрический анализ в масштабах 1 : 50 000 и 1 : 100 000, который базировался на данных тепловизорной съемки.

На первом этапе была обработана информация, полученная в инфракрасном диапазоне, в 24-бит(ном) формате, в результате чего построен 3D-куб в варианте цветного изображения. Далее осуществлялась структурно-метрическая и термодинамическая интерпретация геотермического куба, основные принципы которой иллюстрируются на рис. 1–3.

Следует подчеркнуть, что демонстрируемые материалы уникальны, представляют на сегодня

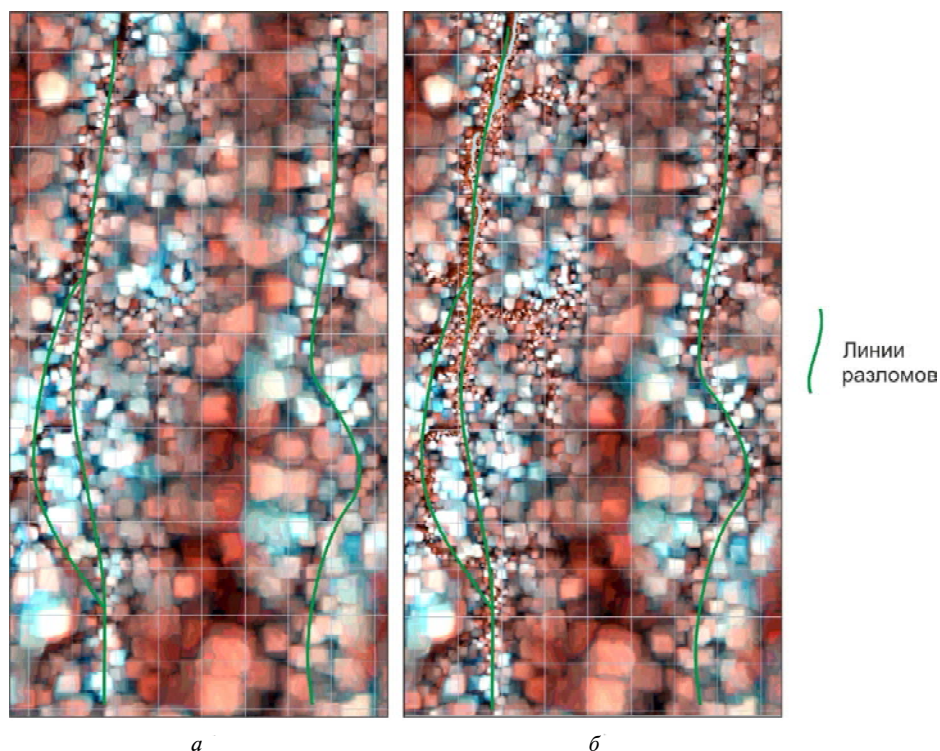


Рис. 1. Отображение тектонических разломов и соответствующих им деструктивных зон на горизонтальных срезах теплового куба на уровнях +100 (а) и +200 м (б)

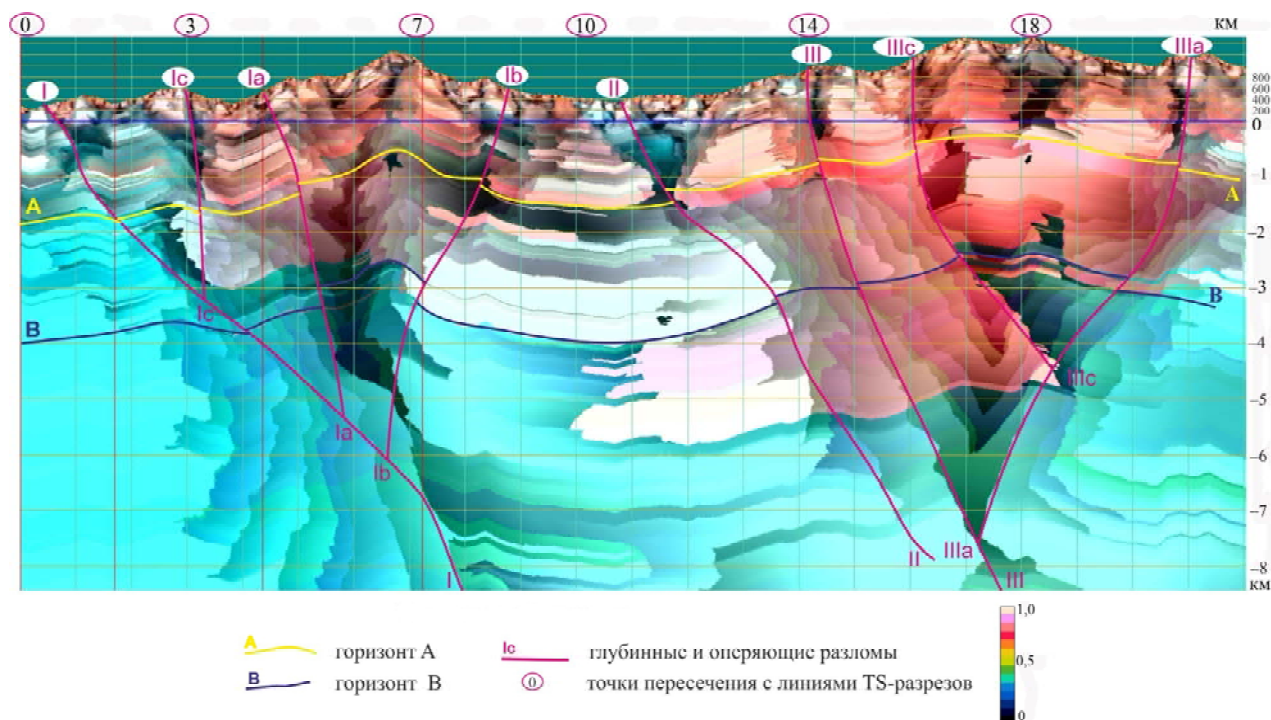


Рис. 2. Отображение основных элементов строения геосреды по данным тепловизионной съемки в тепловом поле вертикального геотермического разреза TS-5. Приведенная шкала – относительная: 1,0 – max, самая высокая температура, 0 – min, самая низкая температура

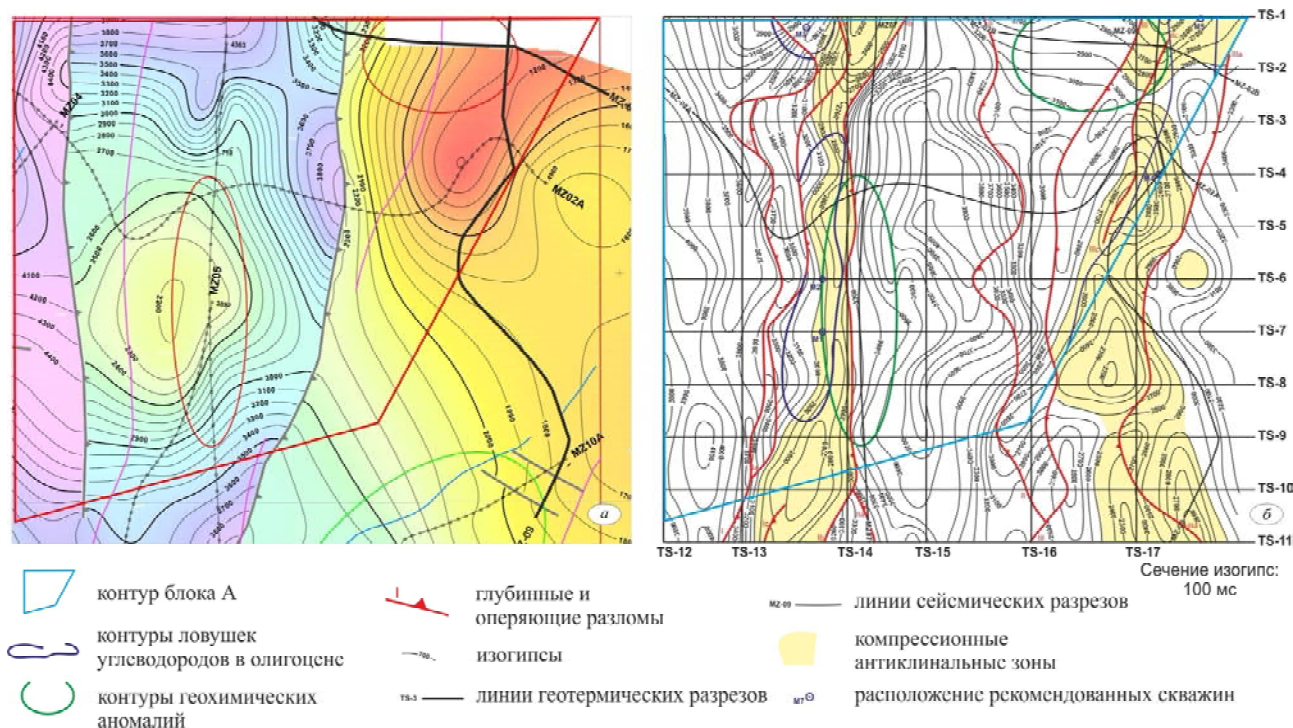


Рис. 3. Сопоставление структурных карт, полученных на уровне Intra Renji – формации олигоцена, по данным сейсморазведки (а) и тепловизорной съемки (б)

наиболее высокий достигнутый уровень глубины цифровой обработки космических снимков ИК-диапазона поверхности Земли и в открытой печати публикуются впервые.

На рис. 1 показана композиция фрагментов горизонтальных срезов (слайсов) геотермического куба (Мизорам-блок) на абсолютных уровнях 100 и 200 м (глубина от поверхности ~1100–1600 м), поясняющая структуру теплового поля геосреды. В объеме тепловой модели, созданной в результате обработки космических данных, довольно контрастно отображаются тектонические разломы и соответствующие им деструктивные зоны (зоны повышенной трещиноватости горных пород).

На рис. 2 представлен пример вертикального геотермического разреза TS-5 (плановое положение линий вертикальных разрезов показано на рис. 3). В тепловом поле этого разреза отображаются основные элементы строения геосреды на глубину более 8000 м:

- зоны листрических глубинных разломов (I–III), которые разделяют район исследования на три крупных геоблока и образуют, совместно с оперяющими подчиненными разломами более высокого ранга, две крупные компрессионные антиклинальные зоны;
- тектонические блоки меньших размеров (более высоких рангов) в пределах выделенных геоблоков, разделенные разломами более высоких рангов с меньшей глубиной проникновения; по тепловой контрастности выделяются также связанные с ними деструктивные зоны;

- слоистость осадочной толщи, этажность блокового строения и горизонтальные смещения плоскостей разломов (на разрезе основные разломы показаны непрерывными линиями для простоты дальнейшей схематичной интерпретации – построения структурных карт);
- две термодинамические границы, довольно уверенно коррелируемые по площади и соответствующие хроностратиграфическим поверхностям: А – миоцен (Near Top Lower Bhuvan); В – олигоцен (Intra Renji).

Морфология указанных хроностратиграфических поверхностей была положена в основу созданной новой структурно-тектонической модели исследуемой территории. Основными структурными элементами модели, как это следует из представленной структурной карты (рис. 3, а), являются две зоны надвигов простираения S–N и генетически связанные с ними антиклинальные зоны, разделенные широким прогибом (рис. 3, б). Структурная карта построена по данным предшествующих сейсмических исследований 2D компании Fugro Robertson. Главным отличием приведенных структурных карт, на наш взгляд, является то, что структурно-тектоническая модель, созданная по тепловизорным данным, в значительно большей степени соответствует компрессионному генезису данной структурной зоны. Безусловно, определяющую роль здесь сыграл фактор плотности исходных данных: $10 \times 10 \times 10$ м – размер пиксела тепловизорных данных против фактически рекогносцировочной сети сейсмических профилей.

На завершающем этапе интерпретации был выполнен термодинамический анализ данных, в результате чего в пределах лицензионного участка выделены две крупные аномальные конвективные тепловые зоны, которые предположительно связаны с процессами транспортировки и накопления УВ абиогенно-мантийного генезиса. Аномальные зоны приурочены к глубинным разломам I и III, локализованы в интервалах глубин 3000–5000 м ниже термодинамической границы В (см. рис. 2) и оконтурены в пределах площади исследований (см. рис. 3, б). Значимым является тот факт, что контур западной перспективной зоны частично перекрывается контуром геохимической (углеводородной) аномалии, закартированной наземной съемкой (на рис. 3, б показана зеленым цветом).

По совокупности критериев в пределах выделенных перспективных объектов рекомендовано бурение зависимых поисково-параметрических скважин глубиной 5000 м. Результаты бурения позволят оценить углеводородную перспективу отложений миоцена и олигоцена нового лицензионного блока, а также определить дальнейшую стратегию геолого-разведочных работ нефтяной компании-заказчика в данном регионе. Подчеркнем также, что результаты описанных исследований с использованием тепловизорных данных стали единственной альтернативой для обоснования продолжения исследований в регионе в противовес дорогостоящему структурно-поисковому бурению.

Кроме того, результаты наших исследований в Мизораме являются еще одним ярким подтверждением на региональном уровне многоэтажности и блоковой слоистости структуры литосферы Земли и, в частности, ее осадочной толщи, а также идеи, которая в настоящее время находит развитие в трудах российских ученых, последовательно развивающих учение В.Г. Хаина, Л.И. Красного, М.А. Садовского и др. [2–6, 9–11].

Решение локальных задач нефтегазовой геологии в Днепровско-Донецком нефтегазовом бассейне. В настоящее время территория Днепровско-Донецкого нефтегазового бассейна в значительной ее части разделена на лицензионные участки площадью первые десятки квадратных километров, в пределах которых имеется от одной продуктивной скважины до нескольких сотен (эксплуатируемых или законсервированных); в лучшем случае границы лицензионного участка охватывают цельный объект: структуру, блок или антиклинальную зону. Владельцы лицензий решают общую задачу — эффективная эксплуатация уже выявленных месторождений путем применения комплекса геолого-разведочных работ, который определен, как правило, условиями лицензии и включает детализационные исследования 2D и

3D. Такой подход требует значительных дополнительных затрат и далеко не всегда приводит к положительным результатам.

Традиционно, чаще всего согласно идеологии середины XX в., выбор направления развития геолого-разведочных работ осуществляется на базе структурного подхода: уточнение блокировки, опосредование соседних тектонических блоков и т. п. К сожалению, приходится признать, что сейсмическая динамическая атрибутика как прямой индикатор УВ в Днепровско-Донецкой впадине (ДДВ) практически не работает.

В результате на “старых” крупных месторождениях устойчиво падает добыча УВ, даже несмотря на довольно значительные вложения в геофизические исследования, в частности в сейсморазведку 3D. Причин здесь, по нашему мнению, две:

- несвоевременное (запоздалое) использование технологии 3D-сейсморазведки, когда основные запасы уже изъятые плотной сетью эксплуатационных скважин (в основном, в сводовых частях антиклиналей или антиклинальных зон);
- отсутствие новой идеологической (читай — геологической) основы для развития новых направлений геофизических исследований и поискового бурения.

Заранее принося извинения критикам за возможно чрезмерную обобщенность, которая просматривается в последних положениях нашего своеобразного предисловия, и в то же время надеясь на понимание, что в противном случае нам пришлось бы отклониться от темы и окунуться в исторический экскурс, перейдем к конкретным примерам решения локальных задач нефтегазовой геологии в ДДВ на основе использования ТТГ.

Несколько опередив события, акцентируем внимание на том, что приведенные ниже эпизоды применения ТТГ служат примером своеобразного выхода из тупика, на лицензионных участках, для нефтегазодобывающей компании в решении задач определения перспективных направлений геолого-разведочного процесса. Во всех рассмотренных случаях попытка решить все проблемы, касающиеся развития поисково-разведочных исследований только на основе структурно-тектонической модели, созданной по данным сейсморазведки и бурения, как правило, не венчается успехом, а только ведет к неоправданным затратам.

Эпизод 1. Нефтяное месторождение, расположенное в северной прибортовой зоне Днепровского грабена, было открыто в результате счастливой случайности при опосредованном бурением слабовыраженного структурного носа, в строении которого сейсморазведкой было выделено четыре тектонических блока.

Скважина-первооткрывательница, вторая в хронологической последовательности, была пробурена в центральном блоке, в отложениях верхнего девона она раскрыла нефтяную залежь с прогнозными запасами около 1,5 млн т. В разрезах остальных трех скважин, пробуренных в других тектонических блоках, при испытаниях аналогичных стратиграфических интервалов продуктивные горизонты не были выявлены.

Дальнейшие аналитические исследования в рамках использования имеющейся информационной базы, т. е. данных сейсморазведки и бурения, не дали веских аргументов для размещения разведочных скважин с целью разработки месторождения.

Для получения дополнительной информации, которая дала бы возможность на основании данных другой физической природы оценить пространственные размеры залежи и, как следствие, реальные запасы нефти, была привлечена технология, базирующаяся на данных тепловизионной съемки. (К этому времени уже многократно нами доказано, что материалы, получаемые в результа-

те обработки тепловизионных данных, обладают свойствами прямого индикатора УВ.)

Выполненные исследования по обработке и интерпретации материалов космических съемок в дальнем ИК-диапазоне электромагнитных волн (в 2D и 3D форматах) с высокой точностью (размеры пиксела $10 \times 10 \times 10$ м) позволили установить не только пространственные границы размещения залежи нефти, но также наличие подводящего глубинного канала, который ее сформировал и, возможно, является каналом подпитки залежи.

Изложенные выше факты иллюстрирует рис. 4. Скважина-первооткрывательница на глубине 3850 м раскрыла промышленную залежь нефти, локализованную в пределах ярко выраженной деструктивной зоны, которая ограничена двумя разломами: справа – глубинный канал, уходящий на глубину более 5000 м и, по-видимому, питающий залежь; слева – подчиненный экранирующий разлом. На рис. 4, б показан достаточно четкий по тепловой контрастности площадной контур нефтяного поля. Рис. 4, в, г демонстрирует изменение структуры подводящего канала, на го-

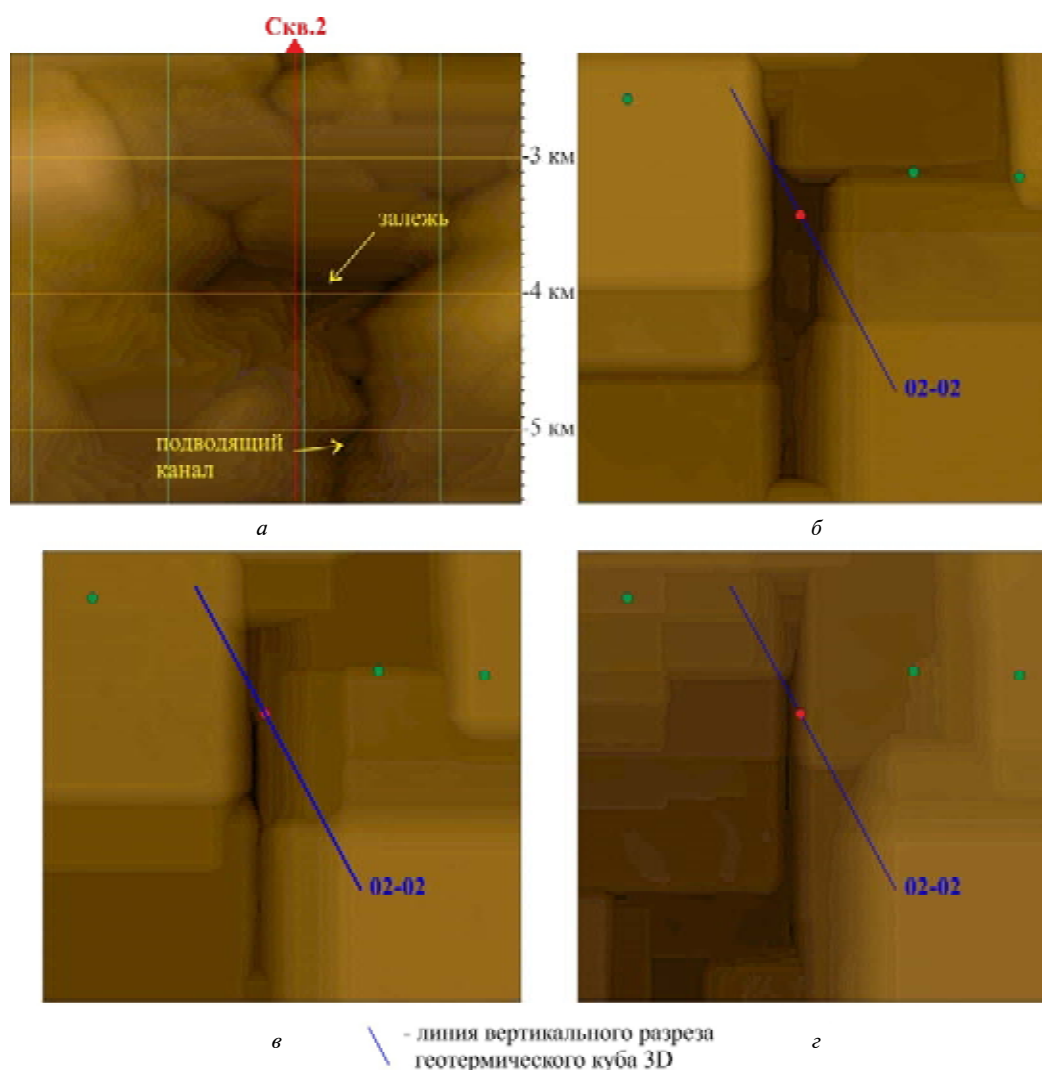


Рис. 4. Отображение нефтяной залежи в тепловом поле вертикального геотермического разреза (а) и горизонтального среза (б, 3850 м), а также характера изменения структуры подводящего канала с глубиной (в – 4400, г – 5100 м)

горизонтальных срезах теплового куба, по мере увеличения глубины.

Таким образом, на данном лицензионном участке тепловизорная космическая съемка не только решила поставленные задачи, но и дала возможность с большой вероятностью установить генезис залежи. Данный конкретный пример является еще одним ярким доказательством возможностей ТТГ при использовании ее в качестве эффективного инструмента для поиска залежей углеводородов и решении проблем, связанных с их разработкой.

Эпизод 2. Ситуация, сложившаяся на газовом месторождении, о котором пойдет речь ниже, до проведения геофизических исследований с использованием ТТГ во многом напоминает предыдущий случай. Сходство, на наш взгляд, обусловлено в основном аналогичными традиционными подходами к поисково-разведочному процессу.

В качестве структурно-тектонической основы для проведения бурения в пределах лицензионного участка была использована структурная карта по подошве никитовской свиты нижней перми, построенная по данным сейсморазведки МОВ (однократное профилирование). Согласно этой карте, объект исследования представлял собой куполовидную складку субширотного простирания, восточная часть которой разрушена солевым штоком с предтриасовым уровнем его ядра.

В результате бурения пяти скважин в пределах наиболее перспективной, с общегеологической точки зрения, западной периклинали, только одна из них (скв. 1) вскрыла залежь газа с промышленными притоками из отложений нижней перми – верхнего карбона. (Суммарный этаж газоносности составил более 300 м, максимальный дебит более 60 тыс. м³/сут.) Две скважины оказались “пустыми” (одна из них вскрыла штоковую соль), а две оставшиеся дали непромышленные притоки газа. Полученный результат не объяснен на основании имеющейся структурно-тектонической модели.

Решение проблемы, связанной с необходимостью оконтуривания раскрытой газовой залежи, потребовало дополнительных исследований. Как наиболее логичное продолжение, были проведены детализационные сейсмические исследования 2D МОГТ. Параллельно в течение одного периода была пробурена еще одна разведочная скважина 7 восточнее (ближе к штоку), на которую возлагались определенные надежды в связи с возможным скоплением УВ в трещиноватой приштоковой зоне, экранируемой солью. Еще одним, пожалуй, наиболее важным аргументом для избранного продолжения исследований на месторождении, о чем следовало указать в самом начале, был факт наличия в одной структурной зоне в непосредственной близости к лицензионному уча-

стку крупного газового месторождения. Последнее придавало значимость данным исследованиям и вселяло вполне оправданный оптимизм.

Однако результат предпринятых исследований оказался неудовлетворительным.

- Уточненная структурно-тектоническая модель, полученная в результате интерпретации данных детализационных исследований 2D и данных бурения (с учетом результатов скв. 7) только незначительно отличалась от предыдущей уточненным контуром штока, а также строением южной приштоковой зоны, где были выделены два тектонических блока, в пределах которых сейсмиками рекомендовалось бурение двух поисковых скважин (8 и 9). Строение западной периклинали, с которой связывались основные перспективы, изменилось мало (добавилось радиальное нарушение, что практически не влияло на решение вопросов, связанных с объяснением сложившейся ситуации и направлением дальнейших исследований). Неестественным, на наш взгляд, выглядит полное отсутствие тектонических разломов, конформных контуру соляного штока. Не нашел объяснения факт раскрытия соли скв. 1, а также многое другое.

- Результаты бурения скв. 7 поставили больше вопросов, чем решений проблем. Несмотря на то что соответствующий перспективный литолого-стратиграфический этаж, раскрытый скважиной, оказался большей толщины, чем в скв. 1, и по данным ГИС было определено большее количество продуктивных пластов, при испытаниях (в том числе по данным термодинамической модели) были получены лишь слабые притоки газа.

Так выглядела исходная информационная база на этапе постановки геофизических исследований с применением ТТГ.

В результате обработки тепловизорных данных из сформированной базы для исследуемого участка получен 3D-куб, который отображает структуру геосреды в тепловом поле площади (рис. 5). В структуре теплового поля отображены основные элементы геосреды: геоблоки, деструктивные зоны и разрывные нарушения. Из сформированного куба были получены термодинамические разрезы (М 1 : 50 000) по линиям, которые проходят через скважины, пробуренные в пределах площади, и горизонтальные срезы (М 1 : 50 000).

На рис. 6 демонстрируется горизонтальный срез геотермического куба на абсолютном уровне 3600 м, который представляет собой своеобразный аналог тектонической схемы строения площади исследований на указанном глубинном уровне с выделенными контурами деструктивных зон геосреды, границ геоблоков и тектонических разломов (результат структурно-метрического анализа).

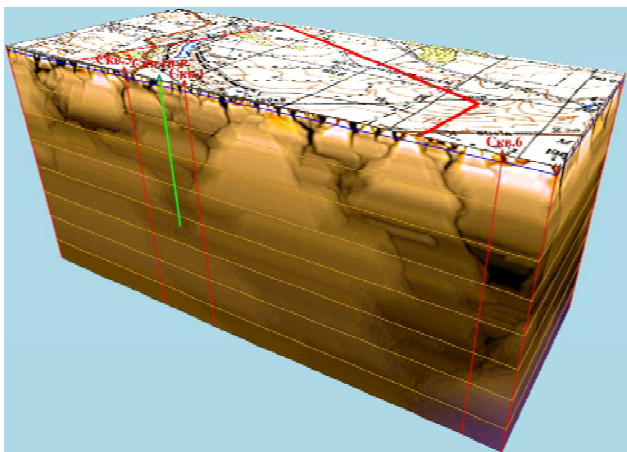


Рис. 5. Трехмерное аксонометрическое изображение геотермического куба 3D

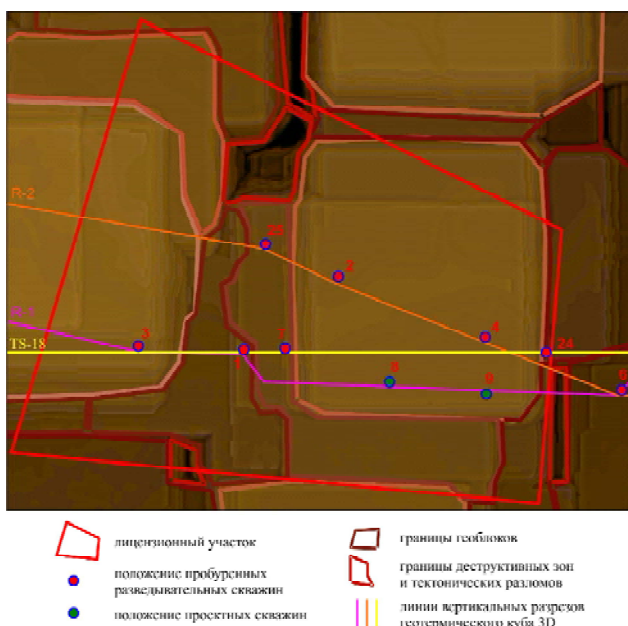


Рис. 6. Тектоническая схема строения участка на горизонтальном срезе геотермического куба на уровне 3600 м

Полученные материалы были использованы в качестве основных средств также для калибрования тепловизорных данных и определения пространственного контура газонасыщенности залежи, раскрытой скв. 1, на глубинах 3400 и 3550 м, что соответствует газонасыщенному интервалу в отложениях ($P_1^{kt} + C_3^{kt}$) (рис. 7). Довольно четко определяется контур тепловой аномалии, которая является тепловым прообразом промышленной газовой залежи, раскрытой скв. 1. Контур залежи имеет сложную неправильную форму, состоит из двух частей (восточной и западной), достаточно надежно разделяемых по тепловой контрастности, и локализуется в четко выраженной деструктивной зоне, которая разделяет два стабильных “холодных” геоблока: в западном находится “пустая” скв. 3, в восточном — скв. 2, 4 и рекомендуемые по данным детализационных сейсмических исследований скв. 8 и 9. В переходном блоке деструк-

тивной зоны находятся скв. (слабодебитная) 25 и 7 (практически “пустая”).

В пределах деструктивной зоны (на севере и юге относительно аномальной зоны, связанной со скв. 1) оконтурены высокодинамические тепловые аномалии, которые заслуживают пристального внимания с точки зрения раскрытия в их пределах высокодебитных залежей УВ.

Выполненные ретроспективный и перспективный прогнозы газоносности лицензионного участка также подтверждаются данными вертикальных геотермических разрезов по основным скважинам (рис. 8).

Вертикальный термодинамический разрез (рис. 8, а) проложен по линии R1 (см. рис. 6) с целью продемонстрировать характер изменения термодинамических условий геосреды при переходе из деструктивной зоны, где локализуются поисковые скв. 1, 3, разведочная скв. 7, а также рекомендуемая нами скв. 10-Р в зоне термодинамической аномалии скв. 1, которая раскрыла промышленную залежь газа, в более развитую деструктивную зону, в которой находится высокодебитная скв. 6 соседнего крупного газового месторождения. Данный пример — косвенное свидетельство невысоких перспектив исследуемого лицензионного участка, если ограничиться газовым полем скв. 1.

Вертикальный разрез, проложенный по линии TS-18, по аналогии с предыдущим разрезом, подчеркивает различие двух упомянутых деструктивных зон по термодинамическим характеристикам (рис. 8, б). Вертикальный геотермический разрез, показанный на рис. 8, в, проложен через рекомендуемые по данным детализационной сейсморазведки 2D МОГТ скв. 8 и 9 в деструктивную зону соседнего месторождения. Представленные материалы свидетельствуют о бесперспективности разрезов рекомендуемых скважин в регионально-перспективных стратиграфических интервалах (до глубины 6000 м).

Таким образом, информация, полученная в результате обработки тепловизорных данных на рассматриваемом лицензионном участке, позволила подтвердить установленные нами физические связи термодинамики геосреды с перспективами наличия в ней УВ, в соответствии с геолого-геофизическими данными:

- характерно, что все продуктивные (в той или иной степени) скважины (1, 2, 7, 25) локализованы в центральной и восточной деструктивной зонах;
- согласно анализу теплового поля восточных частей геотермических разрезов R1 и R2, которые были специально продлены за пределы лицензионного участка в зону высокопродуктивной скв. 6, последняя находится в более развитой (более высокая степень дезинтегра-

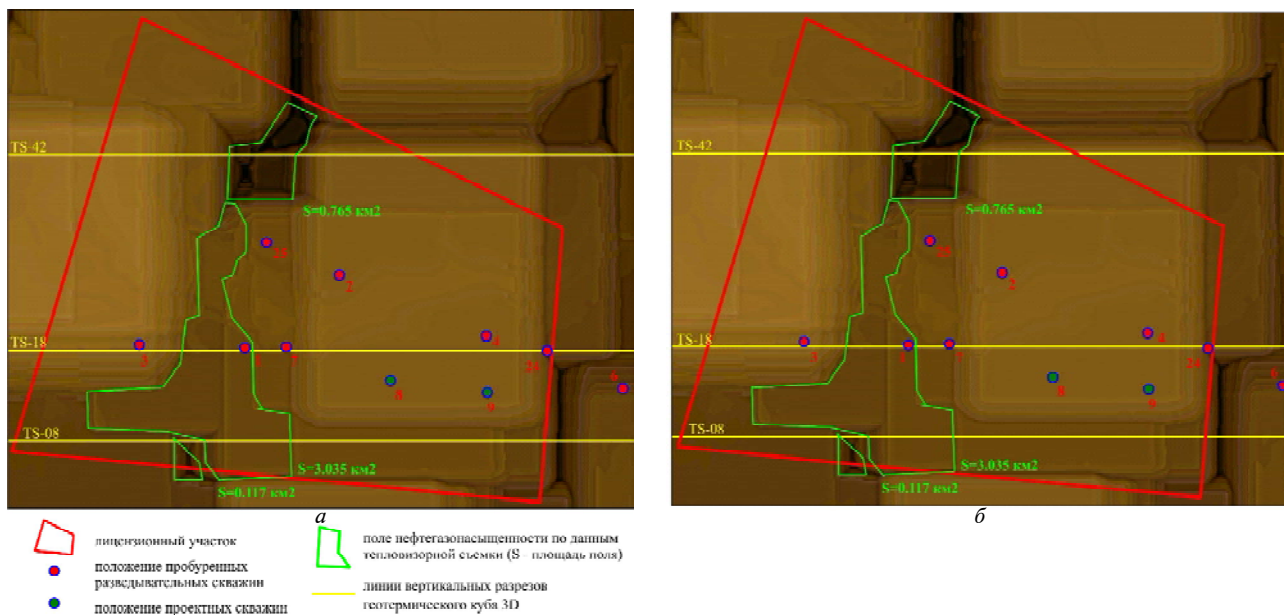


Рис. 7. Контур залежи скв. 1 на горизонтальном срезе геотермического куба на уровнях -3400 м (а) и -3550 м (б)

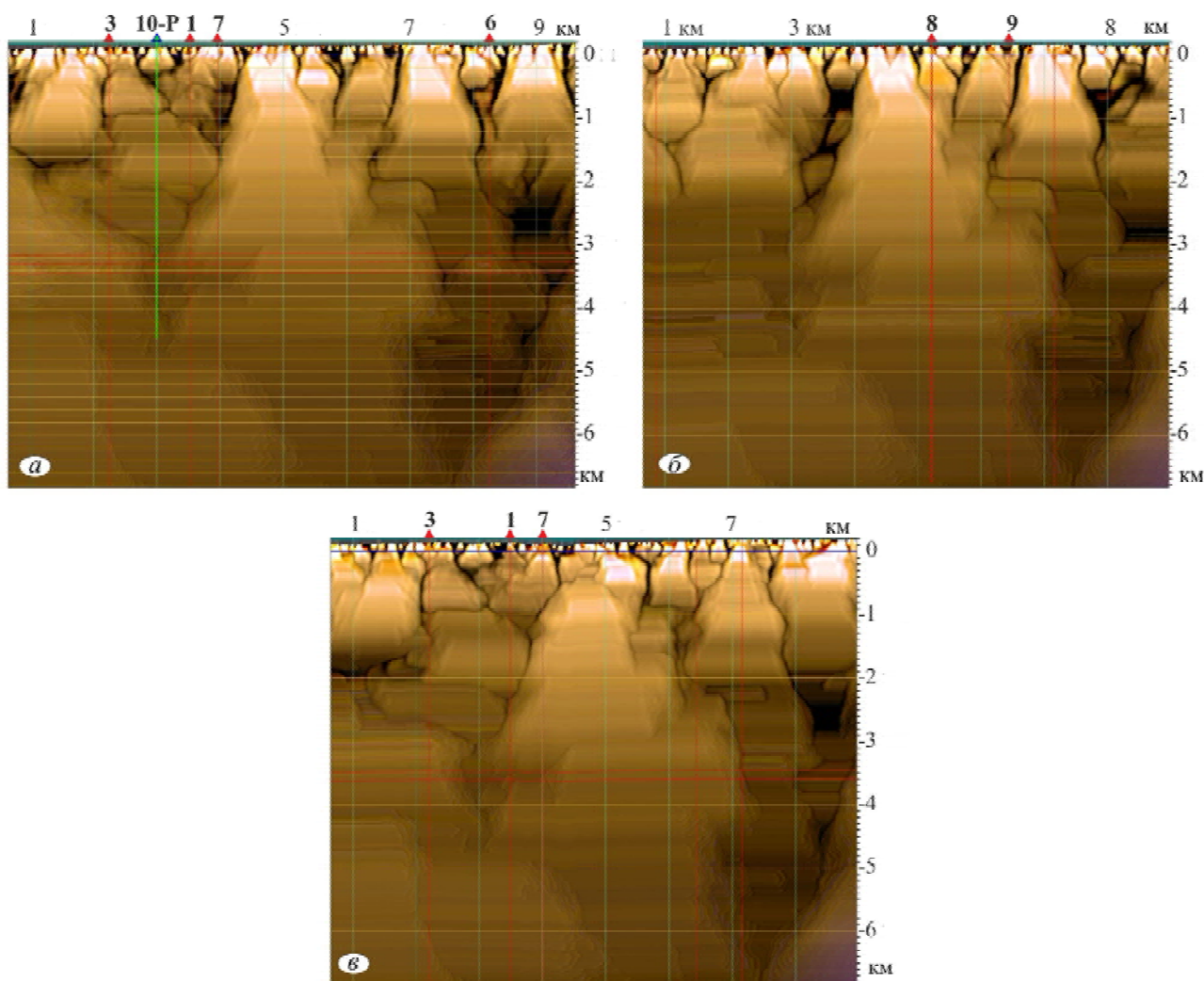


Рис. 8. Вертикальные разрезы геотермического куба 3D

ции среды) деструктивной зоне по сравнению со скв. 1 западного, очевидно, меньшего по запасам месторождения; на вертикальных геотермических разрезах это отображено значительно большей глубиной проникновения (более 8 км) зон размещения УВ и (или) источников их подпитки (рис. 8);

- непродуктивные скважины (3, 4, 24) локализируются в пределах стабильных геоблоков – восточного и западного;
- анализ внутренней структуры деструктивных зон позволяет не только выделить в их пределах отдельные тектонические блоки более высоких рангов, но и локализовать отдельные области внутренней термофациальной структуры, которые могут соответствовать участкам с различными литофациальными условиями, что, возможно, объясняет различную степень продуктивности в близко расположенных скважинах (например, скв. 1 и 7).

Логическое суммирование отмеченных обобщений и, в частности, установленное тепловизорной съемкой наличие в геосреде деструктивных зон и каналов подпитки вторичных зон размещения углеводородных залежей доказывает их абиогенно-мантийный генезис и, как следствие, позволяет обозначить новые направления геолого-разведочных исследований. В данном конкретном случае нами рекомендовано обследование бурением двух новых объектов, локализованных вблизи северной и южной границ лицензионного участка (см. рис. 7).

Газовые ловушки домиоценовой палеодолины в Предкарпатском прогибе. Приведенный ниже пример уникален как по типу поисковых объектов, так и по геологическим условиям их образования и локализации.

Случилось так, что ТТГ стала единственным возможным эффективным методом для определения пространственного местоположения прогнозных, незначительных по размеру (до 1000 м) газовых ловушек, связанных с линзами и клиноформами высокопористых песчаников, заключенных в глинах неогенового возраста на глубинах до 1200 м, которые накопились в условиях заполнения древней, домиоценовой, палеодолины в зоне Предкарпатского прогиба.

Указанные объекты поиска оказались “невидимыми” в сейсмическом волновом поле ввиду их слабой акустической контрастности, что сделало неэффективным применение сейсморазведки. Кроме того, использование сейсмического метода могло привести к значительным затратам в силу необычно малых геометрических размеров ловушек.

Несколько забегаая вперед, укажем, что применение ТТГ позволило установить зоны локализации поисковых объектов на площади свыше 300 км², что, в свою очередь, дало возможность

осуществить планирование геолого-разведочных работ на лицензионном участке компании.

Предоставленная заказчиком исходная информация была достаточно полной и давала исчерпывающее представление о круге задач, которые необходимо было решить средствами ТТГ:

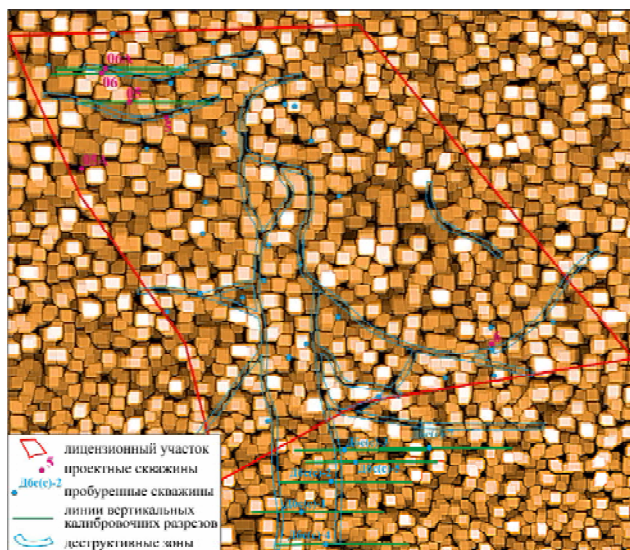
- в геоструктурном плане, по данным в основном структурно-поискового бурения, участок охватывает часть древней, домиоценовой, долины (на юге – юго-западе – западе), которая огибает палеовыступ, расположенный на севере – северо-востоке – востоке;
- с юга, юго-запада и севера участок граничит с известными месторождениями, где получены промышленные притоки газа из верхнебаденских отложений неогена;
- на территории участка проводились структурно-поисковое бурение скважин на серу и сейсморазведка МОВ;
- в нескольких из более чем 40 скважин наблюдались газопроявления; в большинстве скважин проводился стандартный электрокаротаж, по данным которого были выделены продуктивные интервалы;
- сейсморазведочные исследования МОГТ были проведены на нескольких профилях, и по их данным пробурены четыре поисковые скважины; все они не вскрыли продуктивных горизонтов.

Учитывая специфику решаемых задач, обусловленную незначительными глубинами локализации и размерами объектов, размер пикселя для обработки тепловизорных данных был принят 5×5×5 м.

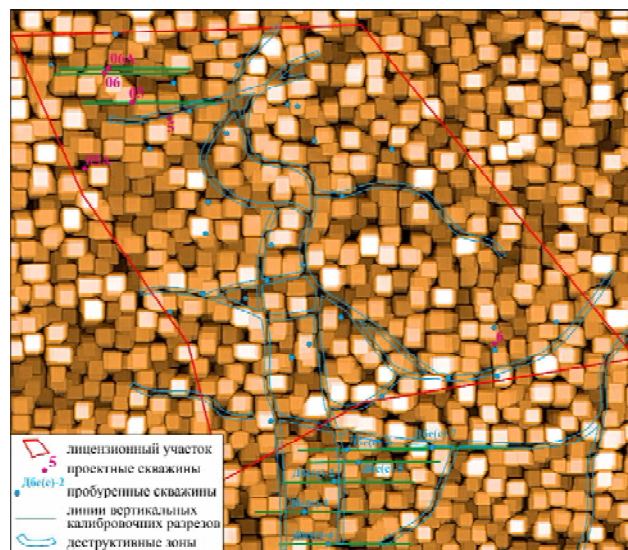
На первом этапе интерпретации полученных данных был осуществлен структурно-метрический анализ геотермического куба 3D средствами построения горизонтальных срезов (рис. 9).

Детальный анализ полученных срезов позволяет сделать некоторые обобщения и выделить в тепловом поле структурные элементы, отображающие тектоническое строение участка.

- Геосреда исследуемого участка имеет сложное мозаичное строение, где геоблоки относительно высокой стабильности (от белого до желтого цвета) чередуются с деструктивными зонами различной протяженности и конфигурации. Протяженные деструктивные зоны отображают направление и распространение тектонических разломов, обусловивших тектоническое строение. Короткие деструктивные зоны образовались вследствие дальнейшей (более молодой) тектонической активности в процессе формирования осадочного комплекса и после его завершения до настоящего времени. Размеры геоблоков и выразительность деструктивных зон в основном увеличиваются с глубиной.



а



б

Рис. 9. Отображение основных элементов структуры геосреды на горизонтальном срезе на абсолютной глубине 300 (а) и 450 м (б)

- На горизонтальных срезах (рис. 9) четко определяется граница между палеоподнятием, расположенным вдоль северо-восточной границы лицензионного участка, и палеодолиной, которая занимает всю оставшуюся территорию. Эта граница имеет вид деструктивной зоны и простирается с северо-востока на юго-запад – северо-запад – север – северо-восток, огибая значительных размеров приток палеодолины, положение которого определяется несколькими локальными деструктивными зонами меридионального простирания (на севере участка). Палеоподнятие имеет два выступа: южный, простирающийся на юго-запад (большого размера), и северный, западной ориентации (меньший).
- К палеоподнятию с юга и запада примыкает терраса сложной формы, расчлененная деструктивными зонами на блоки, на севере она ограничена северной частью палеовыступа.

Как видим, в целом полученная по данным тепловизорной съемки тектоническая схема подтверждает те общегеологические представления, которые сложились в течение длительного периода (более чем 50 лет) изучения традиционными методами. Значительная протяженность описанных крупных деструктивных зон в пределах палеодолины дает все основания считать, что именно они могли быть глубинными каналами поставки УВ в ловушки, представленные песчаниками верхнего бадена.

Дальнейший термодинамический анализ, а также анализ распространения ловушек на глубину показал, что все прогнозные ловушки тяготеют именно к деструктивным зонам и генетически с ними связаны.

Полученный геотермический куб в силу специфики обработки тепловизорных данных охва-

тывает смежные районы, например, часть зоны известного Дебеславецкого месторождения на юге. Ввиду отсутствия в пределах исследуемого лицензионного участка продуктивных скважин для калибровки данных были использованы скважины последнего.

Рис. 10 иллюстрирует принцип калибровки тепловизорных данных. По информации о флюидонасыщенности определенных интервалов скв. 3–5, 7 было установлено соответствие ее тепловизорным данным (термодинамическим аномалиям) по глубине:

- все испытанные интервалы скв. 3 (рис. 10, а) в диапазоне глубин 303–142 м, которому соответствует однородное “холодное” тепловое поле, дали притоки воды. В то же время интервалу 400–600 м соответствует контрастная аномалия, что может свидетельствовать о наличии залежи в нераскрытом бурением интервале;
- скв. 4 и 5 содержат слабонасыщенные газовые интервалы;
- скв. 7 (рис. 10, б) в интервале 215–257 м раскрыла промышленную залежь (абсолютный свободный дебит 260 м³/сут).

Полученные обнадеживающие итоги калибровки тепловизорных данных дали возможность осуществить перспективный прогноз в пределах всего лицензионного участка (рис. 11).

Отметим, что надежность выполненного прогноза обеспечивают два фактора:

- калибровка тепловизорных данных на основе реальной информации о взаимно однозначном соответствии продуктивных интервалов термодинамическим аномалиям;
- практически ни одна из скважин, пробуренных в пределах участка и оказавшихся “пустыми”, не попала в зоны прогнозных аномалий.

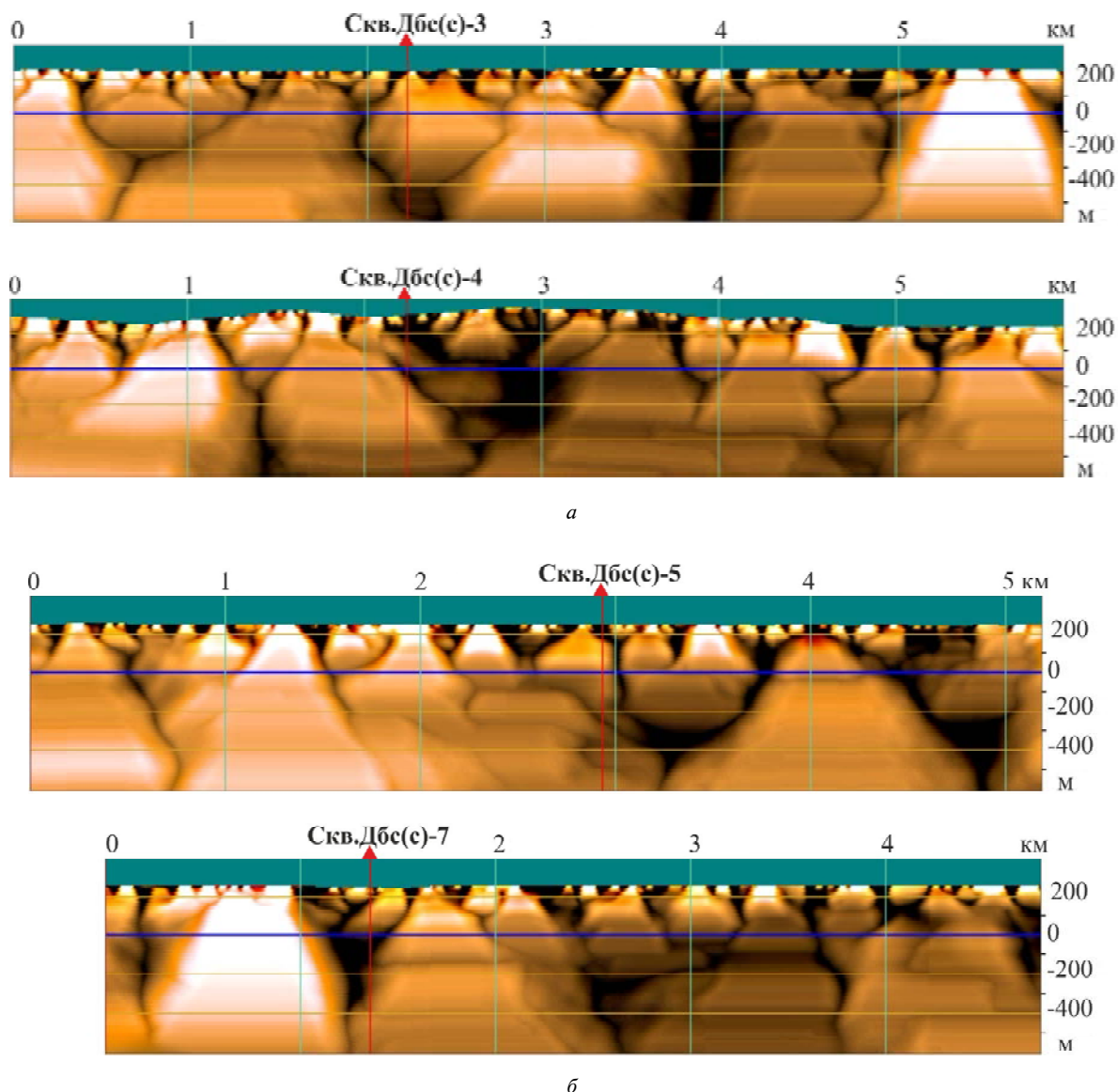


Рис. 10. Отображение газовых залежей в отложениях неогена в скважинах 3, 4 (а) и 5, 7 (б) Дебеславецкого месторождения. Предкарпатский прогиб

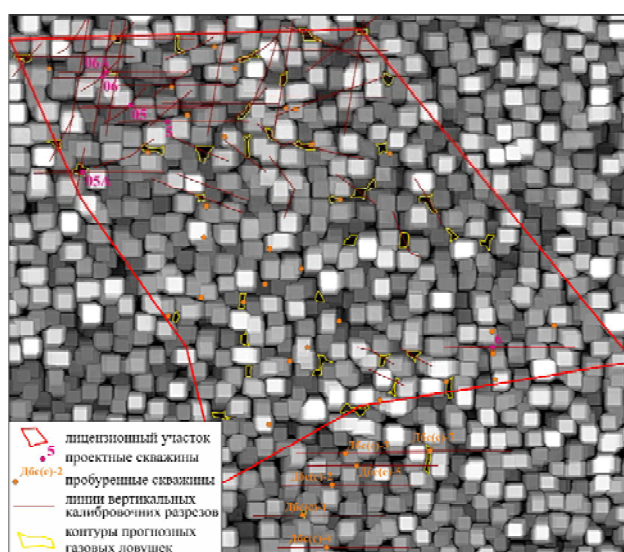


Рис. 11. Контуры прогнозных газовых ловушек в отложениях миоцена, связанных с песчаными линзами на глубинах 100–400 м. Предкарпатский прогиб

Таким образом, в пределах лицензионного участка получена дополнительная системная информация, которая дала возможность обоснованно определить направление поисково-разведочных работ.

Выводы. Рассмотренные примеры применения ТТГ для решения геологических задач различного уровня и сложности позволяют сделать выводы, главный из которых состоит в том, что разработанная нами технология обработки и интерпретации КС является эффективным рабочим инструментом для исследования литосферы Земли.

Установлено, что интегральное распределение эндогенного теплового потока на земной поверхности, фиксируемое на КС ИК-диапазона электромагнитных волн, содержит независимую информацию об особенностях глубинного строения геосреды, отраженную в тепловом поле, а также о термодинамических особенностях локальных глубинных объектов, включая залежи углеводородов.

Результаты рассмотренных эпизодов геофизических исследований представляют собой лишь незначительную часть накопленного нами опыта, который будет освещаться в дальнейших публикациях. Однако из приведенного особое значение мы придаем следующим положениям и выводам:

- результаты исследований в Мизораме (Индия) — еще одно яркое подтверждение на региональном уровне многоэтажности и блоковой слоистости структуры литосферы Земли и, в частности, ее осадочной толщи; очевидно, что уровень представления упомянутой структуры геосреды пока доступен осознанию лишь в тепловом геофизическом поле;
- примеры использования ТТГ для решения локальных задач нефтегазовой геологии не только убедительно доказывают ее возможности как эффективного инструмента для поиска и оконтуривания залежей углеводородов, но и позволяют говорить об их генезисе;
- проявление на вертикальных геотермических разрезах и горизонтальных срезах теплового куба 3D блоковой структуры геосреды и деструктивных зон, а также установленная генетическая связь с ними залежей углеводородов указывает на перспективность нового направления повышения эффективности поисково-разведочных исследований на нефть и газ;
- анализ внутренней структуры деструктивных зон позволяет не только выделить в их пределах отдельные тектонические блоки более высоких рангов, но и локализовать отдельные области внутренней термофациальной структуры, которые могут соответствовать участкам с различными литофациальными условиями, что, возможно, объясняет различную степень продуктивности в близкорасположенных скважинах;

- установленное тепловизионной съемкой наличие в геосреде деструктивных зон и каналов подпитки вторичных зон размещения углеводородных залежей доказывает их абиогенно-мантийный генезис и, как следствие, позволяет обозначить новые направления геолого-разведочных исследований.

Значительный накопленный опыт наших исследований свидетельствует о том, что технология тепловой геотомографии (ТТГ) может использоваться на различных стадиях поисково-разведочного процесса:

- рекогносцировочные исследования с целью оценки перспектив нефтегазоносности удаленных и труднодоступных территорий;
- поисковые исследования в пределах площадей, считавшихся малоперспективными с общегеологической точки зрения;
- исследования на стадии доразведки “старых” месторождений, в том числе доизучения стратиграфических комплексов, не охваченных поисково-разведочным бурением предыдущего этапа, включая консолидированные породы кристаллического фундамента;
- исследования по выявлению остаточных недраенированных участков нефтегазовых полей, образовавшихся в результате нетехнологической добычи углеводородов;
- исследования на стадии ремонта эксплуатационных скважин.

1. Кац Я.Г. Космическая геология / Я.Г. Кац, А.Г. Рябухин. — М.: Просвещение, 1984.
2. Красный Л.И. Геоблоки / Л.И. Красный // Геотектоника. — 1967. — № 5. — С. 103–120.
3. Красный Л.И. Геоблоки и тектоника плит / Л.И. Красный // Геофиз. сб. — 1976. — № 70. — С. 56–63.
4. Красный Л.И. Глобальная система геоблоков / Л.И. Красный. — М.: Недра, 1984. — 224 с.
5. Красный Л.И. Проблемы тектонической систематики / Л.И. Красный. — М.: Недра, 1977. — 175 с.
6. Красный Л.И. Тектоника на рубеже XIX–XX и XX–XXI веков / Л.И. Красный. — Ленинград: ВСЕГЕИ, 1990. — 18 с.
7. Мухамедяров Р.Д. Метод видеотепловизионной генерализации и его прикладное значение. Пятые научные чтения Ю.П. Булашевича 6–10 июля 2009 г. — Екатеринбург, 2009. — С. 344–354.
8. Мухамедяров Р.Д. Теория и разработка оптико-электронных систем с симметричным входом: Докт. дис. — Казань, 1991.
9. Садовский М.А. Деформирование геофизической среды и сейсмический процесс / М.А. Садовский, Л.Г. Болховитинов, В.Ф. Писаренко. — М.: Наука, 1987. — 100 с.
10. Садовский М.А. Иерархическая дискретная структура литосферы и сейсмический процесс / М.А. Садовский, Л.Г. Болховитинов, В.Ф. Писаренко. — М.: Наука, 1987. — 182–191 с.
11. Хаин В.Е. Общая геотектоника / В.Е. Хаин. — М.: Наука, 1973. — 512 с.
12. <http://terrainsight.com/>

ВИКОРИСТАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ТЕПЛОВОЇ ГЕОТОМОГРАФІЇ ДЛЯ ВИВЧЕННЯ ВНУТРІШНЬОЇ СТРУКТУРИ ГЕОСЕРЕДОВИЩА ТА ПОШУКУ ПАСТОК ВУГЛЕВОДНІВ

О.М.Вінніченко¹, М.К.Вінніченко², І.В.Глущенко², В.М.Степченко², В.А.Багрянцев²

¹Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
вул. Васильківська, 90, Київ 03022, Україна, e-mail:

²НВП "Спеціальний центр аерокосмічних технологій",
пр. К. Маркса, 81, оф. 12, Дніпропетровськ 49000, Україна, e-mail:

Розглянуто епізоди геофізичних досліджень із застосуванням технології теплової геотомографії, розробленої НВП "Спеціальний центр аерокосмічних технологій" (м. Дніпропетровськ, Україна), на фізичній базі даних тепловізорних зйомок 1999–2010 рр. тематичного картографа "Landsat-7" (прилад ETM+). Відповідно до отриманих результатів, ця технологія є ефективним інструментом для вирішення практичних завдань прогнозування покладів вуглеводнів. Сформульовано важливі узагальнення, які можуть бути покладені в основу нового напрямку геологорозвідувальних досліджень на нафту і газ у межах розвіданих седиментаційних басейнів, а також у нових слабовивчених перспективних регіонах.

Ключові слова: тепловізорна зйомка, багатощарова теплова модель геосередовища, радіаційна температура, деструктивна зона, пастки вуглеводнів.

APPLICATION OF THERMAL GEOTOMOGRAPHY TECHNOLOGY TO INVESTIGATE INNER STRUCTURE OF THE GEOLOGIC ENVIRONMENT AND HYDROCARBON TRAPS SEARCHING

O.N.Vinnichenko¹, N.K. Vinnichenko², I.V. Glushchenko², V.N. Stepchenko², V.A. Bagryantsev²

¹Taras Shevchenko National University of Kyiv, Vasilkovskaya St, 90, Kiev 03022, Ukraine, e-mail:

²"Special Centre of Aerospace Technologies", Karl Marx av., 81, off. 12, Dnepropetrovsk 49000, Ukraine

The publication is based on several episodes of geophysical studies using thermal technology geotomography (TGT) developed by "Special Centre of Aerospace Technologies" (Dnepropetrovsk, Ukraine), on the physical database Thermal imaging surveys in 1999–2010 of Thematic Mapper "Landsat-7" (ETM +). The results prove suggest the technology to be an effective tool for solving practical problems of predicting hydrocarbon deposits. A number of important generalizations have been formulated that can serve as a basis for new research directions in exploration for oil and gas within the explored sedimentary basins, as well as new promising regions poorly studied so far. Concluded that hydrocarbon deposits are associated with destructive zones of geoenvironment, localization of which may be determined using the thermodynamic characteristics. The presence of hydrocarbon formation channels and perhaps their feeding in the thermal field makes it possible to conclude origin of secondary hydrocarbon deposits is abiogenically-mantle.

Keywords: Thermal imaging survey; multilayer thermal model geo-environment; radiant temperature; destructive zone hydrocarbon traps.

References:

1. Кас Я.Г., Ржабухин А.Г. *Kosmicheskaja geologija* [Space geology]. Moscow, *Prosveshhenie*, 1984.
2. Krasnyj L.I. *Geobloki* [Geological blocks]. *Geotektonika* [Geotectonics], 1967, no. 5, pp.103–120.
3. Krasnyj L.I. *Geobloki i tektonika plit* [Geoblocks and plate tectonics]. *Geofizicheskiy sbornik* [Geophysical collection], 1976, no. 70, pp.56–63.
4. Krasnyj L.I. *Global'naya sistema geoblokov* [Global System of geoblocks]. Moscow, *Nedra*, 1984, 224 p.
5. Krasnyj L.I. *Problemy tektonicheskoy sistematiki* [Pblems of tectonic systematic]. Moscow, *Nedra*, 1977, 175 p.
6. Krasnyj L.I. *Tektonika na rubezhe XIX–XX i XX–XXI vekov* [Tectonics at the turn of XIX–XX and XX–XXI centuries]. Leningrad, *VSEGEI*, 1990, 18 p.
7. Muhamedjarov R.D. *Metod videoteplovizionnoj generalizacii i ego prikladnoe znachenie* [Videoteplovizion generalization method and its practical significance]. *Pjatyje nauchnye chtenija Ju. P. Bulashevicha 06–10 ijulja 2009 g.*, Ekaterinburg, pp. 344–354.
8. Muhamedjarov R.D. *Teorija i razrabotka optiko-jelektronnyh sistem s simmetrichnym vhodom*. Diss. doct. [Theory and development of optoelectronic systems with balanced input. Dr. diss.]. Kazan, 1991.
9. Sadvskij M.A., Bolhovitinov L.G., Pisarenko V.F. *Deformirovanie geofizicheskoy sredy i seismicheskij process* [Deformation of geophysical environment and the seismic process]. Moscow, *Nauka*, 1987, 100 p.
10. Sadvskij M.A., Bolhovitinov L.G., Pisarenko V.F. *Ierarhicheskaya diskretnaya struktura litosfery i seismicheskij process* [Hierarchic discrete structure of the lithosphere and the seismic process]. Moscow, *Nauka*, 1987, pp. 182–191.
11. Hain V.E. *Obshchaya geotektonika* [General Geotectonics]. Moscow, *Nauka*, 1973, 512 p.
12. <http://terrainsight.com/>

Поступила в редакцию 20.01.2014
Received 20/01/2014