

Технология тепловой геотомографии (ТТГ) – метод решения актуальных задач нефтегазовой геологии в связи с abiогенно-мантийным генезисом УВ

К.г.-м.н. У.А. Акчулаков¹, Н.К. Винниченко², О.Н. Винниченко³, И.В. Глущенко², В.Н. Степченко²

¹ «АкАй консалтинг», ул. Шаляпина, д.20, оф.304, Алматы, 050036, Республика Казахстан, e-mail: akai@mining-consalt.kz

² «Специальный центр аэрокосмических технологий», пр. К. Маркса, 81, оф.12, Днепропетровск, 49000, Украина, e-mail: aero_space@ukr.net

³ Киевский национальный университет им.Т.Шевченко, ул.Владимирская, 1, Киев, 01601, Украина, e-mail:kse95641898@yandex.ua

«Прогноз нефтегазоносности в нефтегазовой геологии – «высший пилотаж» для последующей оценки запасов и уточнения ресурсной базы исследуемых объектов»

В.Б.Арчegov

Введение

В последние два десятилетия в нефтегазовой геологии стал устойчиво прогрессировать кризис, связанный с очевидным отсутствием новой геологической парадигмы, которая послужила бы основой эффективного развития поисково-разведочного процесса, направленного на восполнение сокращающихся мировых запасов углеводородного сырья.

Запасы УВ, в подавляющей мере связанные с антиклинальными структурами в осадочной толще седиментационных бассейнов, стремительно истощаются; теряют также свои позиции стратегические подходы и поисковые методы решения геологических задач.

Традиционный подход к поисково-разведочному процессу, заключающийся в комплексировании технологической сейсморазведки и глубокого бурения, все больше отягощается растущими затратами, связанными с усложнением технологий, дороговизной геофизического оборудования и увеличением трудозатрат.

Несмотря на прогресс в совершенствовании методов обработки геофизических данных, развитии технических средств и методов интерактивной интерпретации в последние 30-40 лет, не оправдались надежды сейсморазведчиков на создание надежных методов прогнозирования разреза на основе сейсмических атрибутов; атрибутика сейсмического метода работает исключительно в редких случаях, связанных с массивными залежами УВ (в основном, в условиях шельфовых зон и акваторий). В рамках сейсмического метода практически отсутствуют технологии исследования кристаллических фундаментов с целью выявления зон разуплотнения и прогноза флюидонасыщения последних, а также выявления литологических ловушек в осадочной толще. В связи с этим, крупными нефтедобывающими компаниями все чаще ставится под сомнение целесообразность постановки 3D-сейсморазведки; в то же время отмечен рост интереса к инновационным технологиям прямых поисков УВ.

Опыт использования технологии тепловой геотомографии (ТТГ), представленный в данной публикации, опирается и в значительной мере подтверждает развивающуюся новую геологическую парадигму, которая включает: теорию абиогенно-мантийного происхождения УВ; представление о слоисто-блоковом строении земной коры; учение о глубинных разломах – каналах поставки УВ, а также о связанных с ними зонах деструкции и вытекающих из этого закономерностях распределения нефти и газа во вторичных коллекторах. Это позволяет наметить принципиально новые подходы и определить методы эффективного развития поисково-разведочного процесса [Винниченко, статья 1].

Технология тепловой геотомографии (ТТГ): физические основы используемых методов; технологические, экономические и другие преимущества

Особое место в ряду современных инновационных технологий разведки недр, в приложениях нефтегазовой геологии, основанных на фундаментальных физических законах, занимает технология тепловой геотомографии, разработанная в «Специальном центре аэрокосмических технологий» - SCAST (г. Днепропетровск, Украина).

Технология прошла широкое апробирование в различных нефтегазоносных провинциях земного шара (Индия, Египет, Россия, Украина, Казахстан), и зарекомендовала себя как рабочий инструмент для изучения структуры геосреды, а также как метод выявления в ней термодинамических аномалий, которые являются тепловыми прообразами залежей УВ различной геологической природы; технология фиксирует также каналы подпитки залежей УВ и питающие резервуары на практически любой заданной глубине. Специальный центр аэрокосмических технологий, разработавший ТТГ сертифицирован в API (American Institute of Petroleum) и ежегодно проходит соответствующий аудит.

Физической основой ТТГ является постулат, согласно которому излучаемая тепловая энергия (в виде эндогенного теплового потока), которая представлена непрерывным спектром электромагнитных волн, выражается физическим параметром, именуемым *радиационная (радиояркостная) температура*; излучение может быть принято на входе любой антенной системы (детекторной, оптической или радиоэлектронной).

В нашем случае источником электромагнитных волн, «просвечивающих» мантию, астеносферу и литосферу планеты, является разогретое до температуры $\approx 6400^\circ\text{C}$ ядро, что и формирует на поверхности интегральное тепловое «изображение», несущее в себе информацию обо всех неоднородностях структуры и вещества геосреды.

Применив элементы дешифрирования к подвергнутому цифровой обработке интегральному тепловому космоснимку поверхности, вернее, к его эндогенной составляющей, очищенной от влияния ландшафта и техногенных влияний, мы получим послойные геотермические сцены, которые составят объемный геотермический 3D-куб (алгоритмы

процедур построения объемной 3D-модели являются интеллектуальной собственностью SCAST).

Наличие зон флюидонасыщения в геосреде динамически (количественно) определяется зонами термодинамических аномалий, или визуально с помощью вертикальных термодинамических разрезов или горизонтальных срезов (слайсов) куба 3D в цветном изображении (цветовая шкала также отображает термодинамику геосреды).

Физика процесса распределения тепла в геосреде довольно проста: так как флюиды задерживают тепло, часть энергии теплопереноса на них теряется, и флюиды (УВ) в поровом или трещиноватом пространстве вторичных коллекторов «выглядят» прохладными на фоне плотных консолидированных вмещающих пород. Принимаем во внимание также, что нефть на глубине является «горячей», но она также быстро охлаждается за счет высокого (близкого к 0.95) коэффициента излучения (для примера, у кварца он составляет 0.3, у глин – 0.39). Процесс излучения тепла описывается соотношением:

$$Tr \text{ (радиояркость)} = \epsilon_{\lambda T} \text{ (коэффициент излучения)} * T \text{ (термодинамическая)}.$$

Статистический показатель успешности использования ТТГ для выявления или подтверждения залежей УВ, который в нашем случае составляет более 90%, получен на основании обобщения результатов исследований, проведенных SCAST в различных нефтегазовых провинциях Земного шара. В данном случае учтены результаты трех видов прогноза:

- ретроспективного прогноза с известными данными нефтегазоносности разреза скважины (скважин);
- ретроспективного прогноза с неизвестными данными нефтегазоносности разреза скважины (скважин);
- перспективного прогноза нефтегазоносности разреза скважины (скважин), т.е. подтверждение бурением продуктивности интервалов скважин на участках, где бурение проведено только на основании термодинамических аномалий, выявленных по данным ТТГ.

Существуют убедительные успешные примеры всех перечисленных видов прогноза, часть которых демонстрировалась в рамках представленных нами презентаций и будет приведена ниже в статье.

Восстановление радиояростной температуры в максимальном спектре длин волн позволяет принимать информацию с различных глубин подповерхности.

SCAST в своих технологиях использует данные, полученные тепловизорами в дальнем инфракрасном диапазоне, как самые длинные волны (диапазон 7-14 микрон), которые можно получить с различных спутников, имея при этом достаточное разрешение пикселей на космических снимках для работы с общепринятым масштабом карт, применяемым в нефтегазовой геологии (М 1 : 25 000).

Доступны также спутниковые данные, полученные радиометрами в диапазоне длин волн 1-60 сантиметров. Они еще предпочтительней и эффективней, но их разрешающая способность в среднем составляет 10 километров, что в 100 раз ниже, чем у тепловизоров, и позволяет работать только с масштабами карт М 1 : 2 000 000.

Таким образом, чем больше длина волны прибора и меньше разрешающая способность антенной системы (оптики), тем выше эффективность и детальность зондирования глубин Земли.

Более детально с теоретическими основами можно ознакомиться в статье «Теория и практика методов и технологий терморазведки на базе данных многоспектральных аэрокосмических съемок» [2].

Что касается ночных снимков, то они заказываются по стандартной процедуре. Эта процедура технических проблем обычно не представляет. Трудности могут возникнуть при проведении ночных авиасъемочных работ для получения детальных масштабов тепловизионных снимков (например, М 1 : 500). Но опыт проведения ночных авиасъемочных работ имеется, а трудности преодолеваются.

Использование ТТГ SCAST обеспечивает большой прорыв в разведке и добыче с успешностью более 90%, т.е. возможно получить (9) девять успешных скважин из 10 (десяти).

В нашей практике, например, имеется эпизод, когда исследования проводились в условиях полного отсутствия априорной информации о наличии (или отсутствии) продуктивных интервалов в пробуренных скважинах.

Такой эпизод имел место в перспективной зоне Сонари – Сапекхати – Борхат в северо-восточной Индии, где нам было предложено осуществить ретроспективный прогноз продуктивности разрезов 5 пробуренных скважин глубиной до 5000 м.

В результате проведенных нами исследований на информационной базе, которая состояла только из координат скважин, было установлено, что ни одна из них не содержит продуктивных интервалов. Это заключение мы озвучили на предварительной защите отчета, что вызвало нескрываемый восторг присутствующей геологической аудитории, поскольку наши данные на 100% подтвердили фактические результаты опробования скважин.

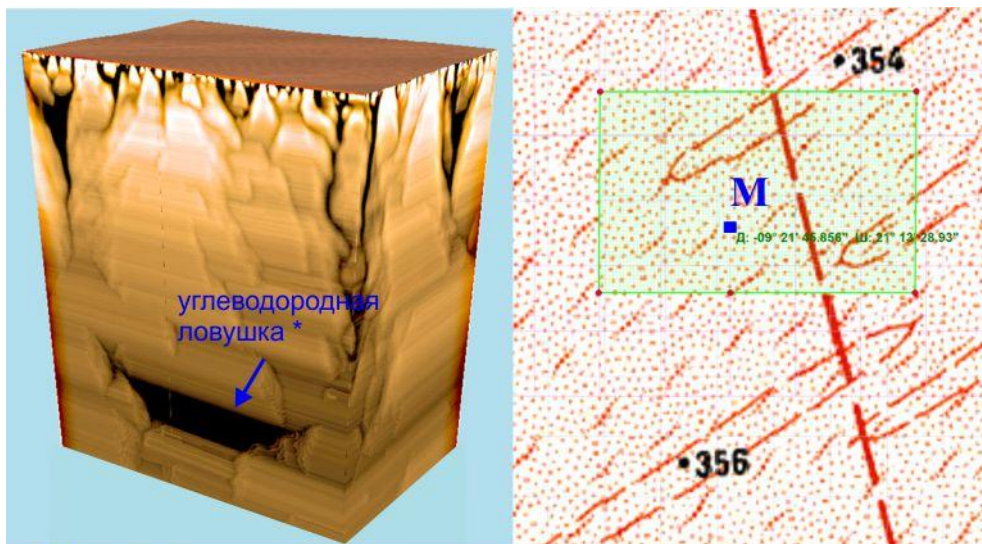
Ярким примером 100% перспективного прогноза нефтегазонасыщенности разреза скважины, заложенной только по данным сейсморазведки, может служить эпизод в зоне пустыни Сахара (Мавритания). Следует отметить, что до начала бурения этой скважины, на лицензионном участке уже были пробурены 2 скважины, которые оказались непродуктивными.

Нефтедобывающая компания в Мавритании предложила SCAST выполнить экспресс-прогноз нефтегазонасыщенности разреза проектной скважины, которая на момент проведения дистанционных исследований на 30% была уже пробурена. Результаты обработки по технологии ТТГ указали на бесперспективность продолжения буровых работ и, как

следствие, нами было предложено альтернативное местоположение скважины в зоне интенсивной термодинамической аномалии.

Однако, по неизвестным нам соображениям, скважина все же была пробурена до проектной глубины, а ее результаты подтвердили наш отрицательный прогноз (рис.1).

Таким образом, исходя из приведенных выше и других многочисленных примеров, мы косвенно можем гарантировать заявленный показатель успешности и для любых геологических условий.



■ М Пробуренная проектная скважина ● 356 Пробуренные ранее скважины

* Местоположение рекомендуемой скважины намеренно не указано в связи с возможностью несанкционированного использования информации

Рис. 1 Отображение углеводородной ловушки в тепловом поле термодинамического куба 3D, построенного по технологии ТТГ, на лицензионном участке в пустыне. Мавритания

Мы также подчеркиваем, что технология SCAST на 100% экологически чистая, не несет риска для объектов или разновидностей/видов живых организмов и может использоваться в любом типе окружающей среды без ограничений. Также важно упомянуть, что нет никаких ограничений к отображению Земной коры, используя технологию SCAST.

В ряду основных преимуществ, которыми обладает ТТГ по сравнению с другими традиционными геофизическими методами, является ее относительная дешевизна из расчета стоимости 1км² исследуемой территории, а также значительно меньшие сроки проведения исследований от заключения контракта до предоставления окончательных рекомендаций.

Наконец, самым важным, с нашей точки зрения, преимуществом ТТГ является то, что результативные материалы, получаемые в результате обработки спутниковых данных, позволяют оценить перспективность того или иного аномального объекта на фоне структурных особенностей геосреды без привлечения данных других геофизических методов (если такая ситуация реально сложится).

Глубинные разломы, связанные с ними деструктивные зоны, ловушки УВ абиогенно-мантийного происхождения и ТТГ

Как известно, автором гипотезы абиогенно-мантийного происхождения ископаемых природных УВ является российский ученый Д.И.Менделеев. Известный современный пропагандист и инициатор развития его теории А.И.Тимурзиев в одной из своих статей, по поводу непризнания Д.И.Менделеевым органической теории, приводит следующее его высказывание: «Практики думают, что им нет дела до теории. Это большая ошибка. Ныне в потемках роют по каким-то приметам, много труда идет напрасно, не знают, куда направиться».

Прошло более 100 лет, но до сих пор идут дискуссии на эту тему, хотя аргументы сторонников органической теории практически исчерпались, а аргументы ее противников оказались более убедительными [Тимурзиев]. В настоящее время новую силу обрели научные работы П.Н.Червинского, К.С.Иванова, В.А.Краюшкина, П.Н.Кропоткина, Н.А.Кудрявцева, В.Б.Порфирьева и других ученых, доказавших абиогенно-мантийный генезис нефти.

В этой связи оказались востребованы новые воззрения учёных на строение литосферы, которые отображены в результатах исследований В.Е.Хаина, Л.И.Красного, М.А.Садовского, В.Ф.Писаренко, В.Б.Арчегова и др., по сути, создавших учение о слоисто-блоковой структуре земной коры, опираясь на теоретические представления, а также на разного рода экспериментальные геолого-геофизические материалы.

Установлено, что геоблоки, как монолитные тектонические площадки, имеют многоэтажную структуру. Разрывные нарушения классифицируются как континентальные, региональные и локальные. Локальные подразделяют на более детальные по принципу: чем ближе к поверхности, тем более раздроблены коренные и осадочные породы. Наиболее активными являются глубинные разломы; разломы ограничивают тектонические блоки, которые могут быть активными и находиться в состоянии сжатия, раздвигания, надвига или скольжения.

Глубинные разломы и связанные с ними деструктивные зоны в соответствии с новой парадигмой стали геологическими объектами особого внимания, как каналы поставки УВ и зоны их накопления [Арчегов].

Как показывает практика использования ТТГ для решения задач нефтегазовой геологии, получаемые тепловые 2D и 3D изображения являются наиболее тесно связанными с реальными моделями геосреды в аспекте современных научных представлений; это касается мозаично-блокового строения геосреды, слоисто-блоковой ее структуры, глубинной иерархии геоблоков, а также локализации термодинамических аномалий (связанных с УВ) в деструктивных зонах, приуроченных к глубинным разломам. Приходится также признать, что на сегодняшний день только ТТГ позволяет физически (на визуальном уровне) продемонстрировать, как, собственно, выглядят зоны деструкции, которые сформированы глубинными разломами на границах

геоблоков разных рангов; эти свойства тепловых изображений выгодно отличают их от геофизических полей иной физической природы, при интерпретации которых часто допускаются иногда значительные неоднозначности (варианты).

Для подтверждения сформулированных выше обобщений приведем несколько примеров, касающихся возможностей ТТГ в аспекте отображения характерных элементов строения геосреды (блоков, этажности строения среды, структуры разломных зон и т.п.), а также термодинамической ее структуры.

Первый пример базируется на результатах обработки тепловизионных космических данных, полученных в зоне субдукции северо-востока Индии, где развиты тектонические покровы, которые сформировались благодаря глубинным разломам. На рис.2 демонстрируются фрагменты горизонтальных срезов (слайсов), которые соответствуют абсолютным глубинным уровням +100м (а) и +200м (б) (глубина от поверхности: 1100м – 1600м). На срезах отчетливо интерпретируются зоны двух глубинных разломов и подробно отображаются детали строения деструктивных зон, которые образованы ними, а также примыкающими опережающими разломами и трещинами. На рис.3 представлен вертикальный термодинамический разрез, полученный в зоне пересечения западного глубинного разлома (на рис.2, слева), в тепловом поле которого в деталях определяется сложная структура главного разлома, который трассируется до глубины >8км, слоисто-блоковая структура геосреды, а также выделяется аномалия, связанная с ловушкой УВ, предположительно абиогенно-мантийного генезиса (термический след на глубине >5км).

Второй пример касается исследований с использованием ТТГ в одной из приштоковых зон Днепровско-Донецкого нефтегазового бассейна. Целью исследований было изучение перспектив газоносности лицензионного участка, находящегося в непосредственной близости от известного крупного Ефремовского газоконденсатного месторождения. К моменту проведения тепловизионной съемки на участке было пробурено 5 поисковых скважин, но только одна из них (№1) вскрыла этаж газоносности толщиной 300м с максимальным дебитом в одном из интервалов 60 тыс. м³/сутки. Этот эпизод использования ТТГ представляет интерес с точки зрения определения новых поисковых критериев, которые связаны с деструктивными зонами и подтверждением абиогенно-мантийного генезиса УВ.

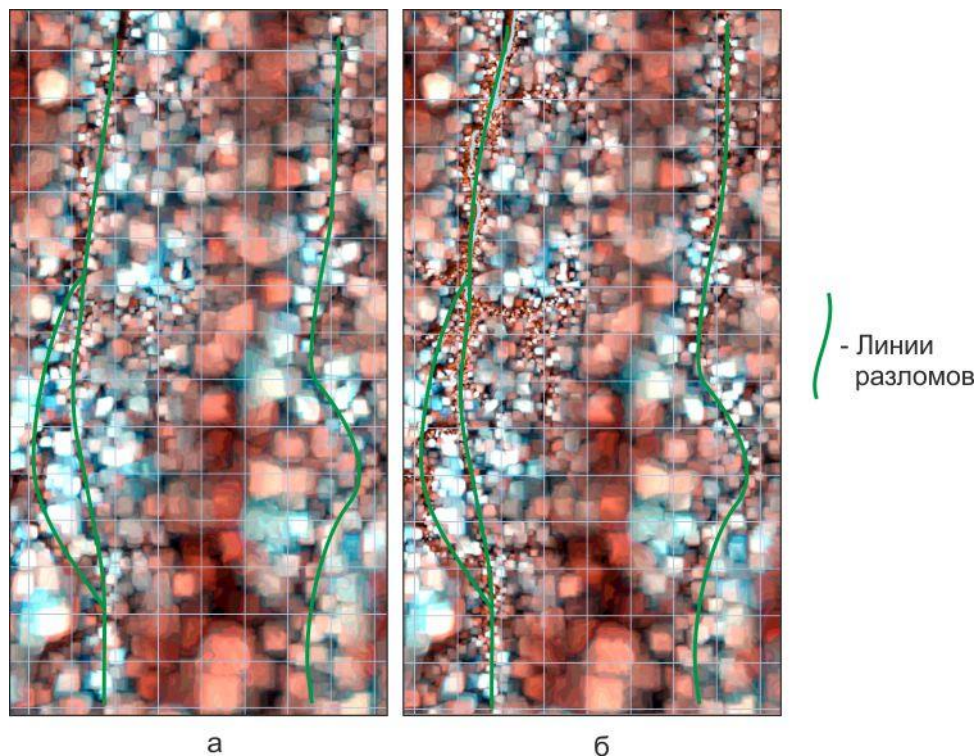


Рис. 2 Отображение тектонических разломов и соответствующих им деструктивных зон на горизонтальных срезах теплового куба на уровнях +100м (а) и +200м (б). Индия

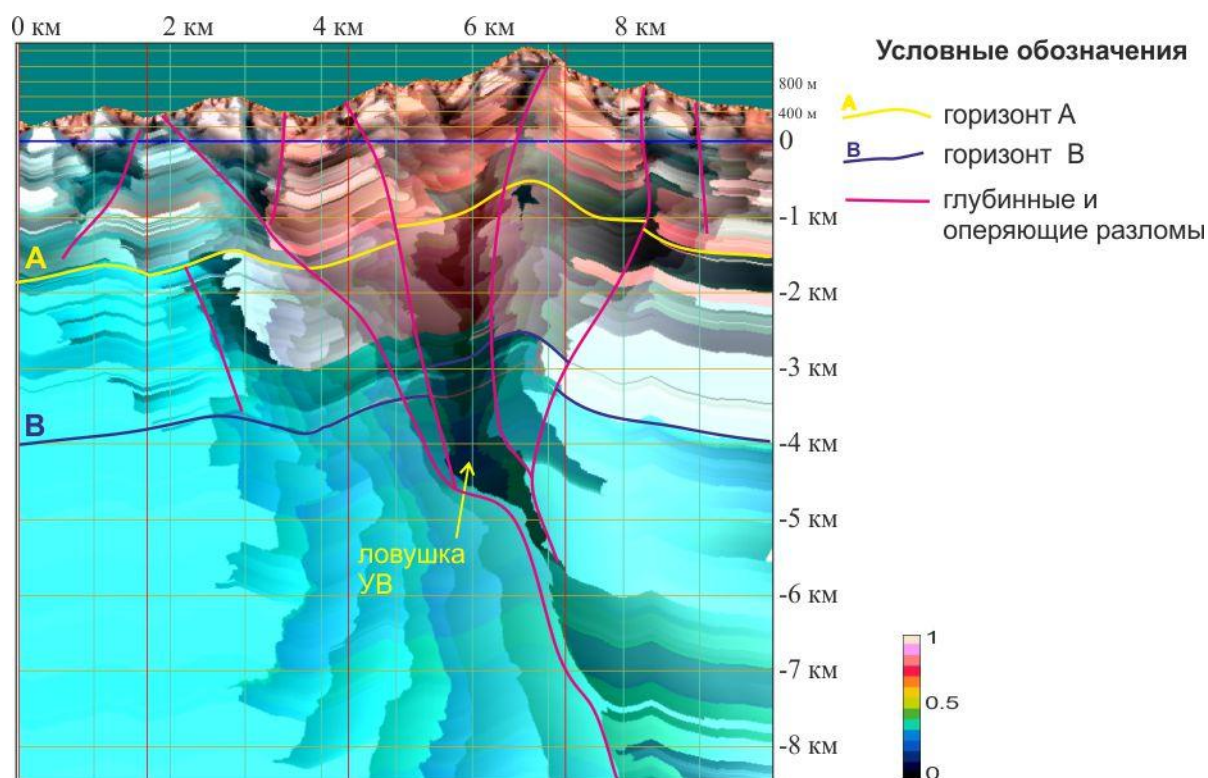


Рис. 3 Отображение основных элементов строения геосреды и ловушек abiогенно-мантийного происхождения в тепловом поле вертикального геотермического разреза. Индия

Вертикальный термодинамический разрез, представленный на рис.4, является одним из сечений геотермического 3D-куба через скважины: №3 – поисковая («пустая»); 10Р – рекомендованная (разведочная); №1 – поисковая (упомянутая выше); №7 – поисковая (малодебитная); №6 – высокодебитная (соседнего месторождения). В плоскости

термодинамического разреза достаточно отчетливо определяются две деструктивные зоны: в левой части (где размещены скважины №№3, 10Р, 1 и 7) – слабо выраженная динамически и ограниченная глубиной 4км, и, более крупная, в правой части, характеризующаяся большей тепловой контрастностью и дифференцированностью по радиояркостной температуре (в ней расположена скважина №6 – высокодебитная, но данных о продуктивных интервалах, к сожалению, нам предоставлено не было) и простирающаяся на глубину более 7км. Обе деструктивные зоны ограничены разломами, подчиненность которых установить трудно, но в случае второй (более крупной) зоны можно предположить, что по одному из разломов может осуществляться связь залежей УВ с каналами подпитки, - это косвенно подтверждается изъятыми объемами конденсата, значительно превышающими начальные.

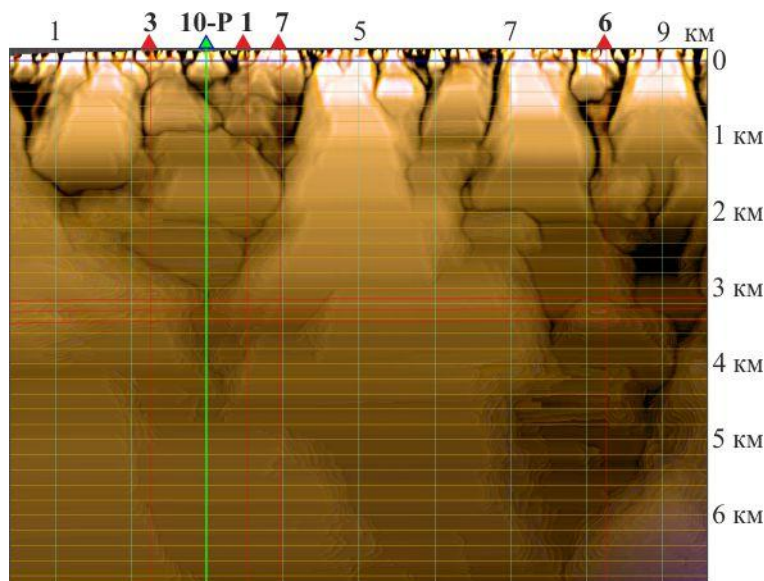


Рис. 4 Вертикальный разрез геотермического куба 3D, иллюстрирующий наличие в геосреде деструктивных зон, с которыми связаны залежи УВ. Днепровско-Донецкая впадина (Украина)

В результате данных исследований был определен контур залежи, раскрытой скважиной №1, рекомендована для бурения скважина 10Р и, вместе с тем, сделан вывод о значительно меньших запасах газа в пределах лицензионного участка, по сравнению с известным месторождением. В общем, также подтверждена приуроченность залежей к деструктивным зонам, а также абиогенный генезис УВ в пределах данной структурной зоны.

Третий пример, относящийся к прибортовой зоне Днепровско-Донецкой впадины, является одним из наиболее ярких свидетельств эффективности использования ТТГ для ретроспективного прогноза и определения контура залежи, а также определения ее генезиса.

В этом случае тепловизионная съемка дала возможность определиться с направлением разведочных работ на нефтяном месторождении, которое было открыто в результате счастливой случайности: из четырех пробуренных скважин, заложенных по данным сейсморазведки, лишь одна дала приток нефти из отложений верхнего девона (глубина – 3850м). Критериев для оконтуривания нефтяного поля и продолжения разведочных работ в

арсенале имеющихся традиционных геофизических методов не оказалось, поэтому были привлечены данные космической ИК-съемки. Результаты обработки иллюстрирует рис.5.

Залежь нефти оказалась локализованной в пределах ярко выраженной деструктивной зоны, которая ограничена двумя разломами: справа – глубинный канал, уходящий на глубину более 5500м и, вероятно, питающий залежь; слева – подчиненный экранирующий разлом (рис.5а). На рис.5б показан достаточно четкий по тепловой контрастности площадной контур нефтяного поля. На рис.5в и 5г показаны изменения структуры подводящего канала, на горизонтальных срезах теплового куба, по мере увеличения глубины.

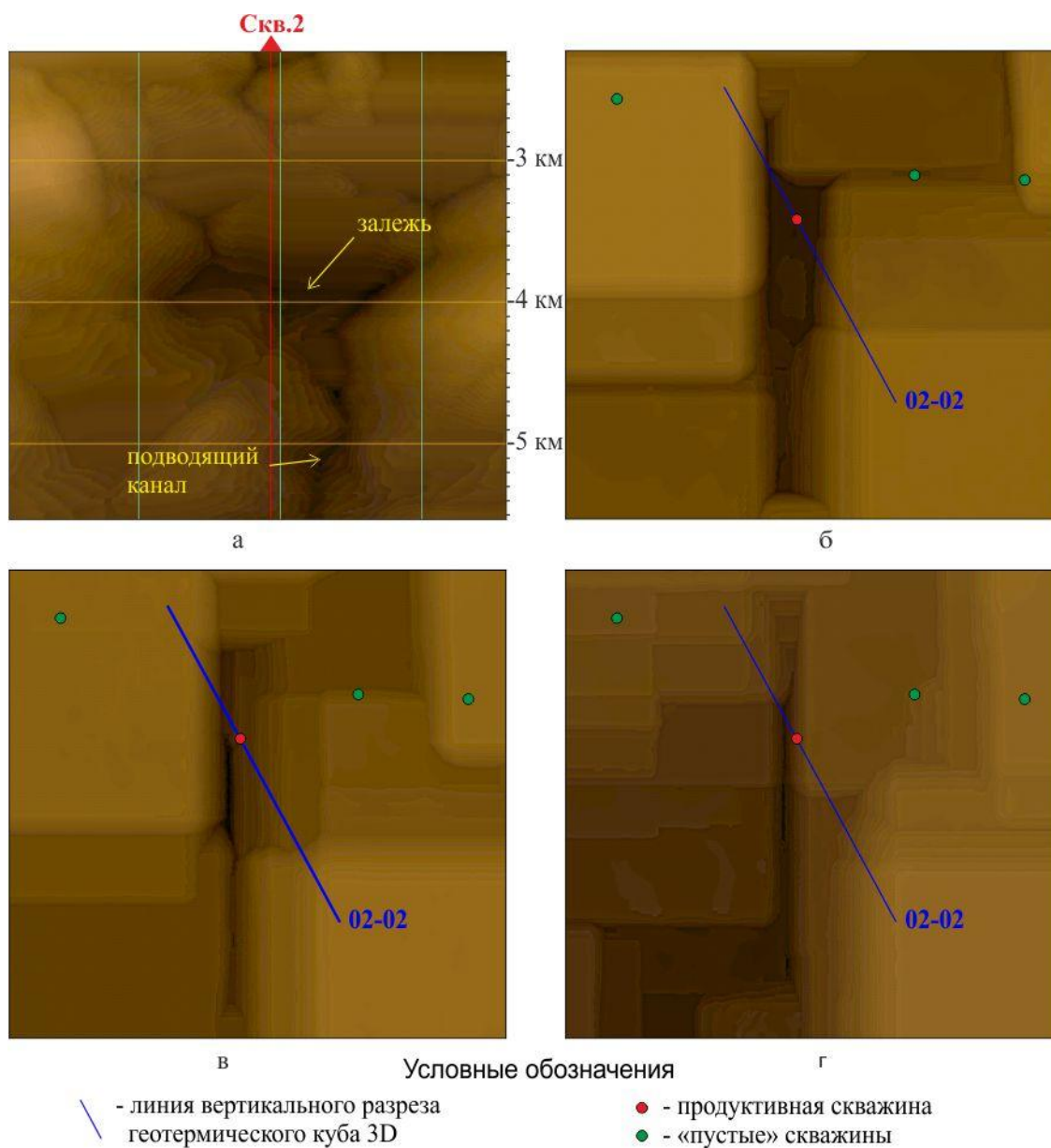


Рис. 5 Отображение нефтяной залежи в тепловом поле вертикального геотермического разреза (а) и горизонтального среза (б – 3850м), а также характера изменения структуры подводящего канала с глубиной (в – 4400м, г – 5100м). Северная прибортовая зона ДДВ, Украина

Прогноз и выявление литологических и комбинированных ловушек УВ с помощью ТТГ

Если посмотреть на карту любого седиментационного бассейна земного шара, где открыты месторождения нефти и газа, то окажется, что все они на 90% приурочены к антиклинальным структурам или, по меньшей мере, к полузамкнутым структурам, примыкающим к крупным разломам или соляным диапирам. Наряду с этим, практически нереально перечислить хотя бы самые известные публикации в научной геологической периодике на тему неантиклинальных ловушек УВ, которые неизбежно должны существовать на склонах крупных антиклиналей и в прогибах; справедливости ради следует отметить, что некоторые из них к настоящему времени уже открыты. Объяснение этому кроется в двух основных причинах:

- стереотипы геологического мышления, в значительной мере подкрепленные неудачами на этом пути и усиленные финансовыми рисками;
- отсутствие надежных методов прогнозирования флюидонасыщения в пределах даже выявленных сейсморазведкой клиноформных и других геометрически осязаемых объектов в волновом акустическом поле.

Наш, пока незначительный, опыт использования ТТГ для решения нетрадиционных геологических задач, связанных с поиском неантиклинальных ловушек и прогнозом их насыщенности, указывает на вполне независимые от других методов возможности технологии.

Пример использования ТТГ в условиях Предкарпатского прогиба, о котором пойдет речь, является по-своему уникальным, как по типу поисковых объектов, так и по геологическим условиям их образования.

Случилось так, что ТТГ стала единственным геофизическим методом для определения пространственного местоположения незначительных по размеру (500-1000м) газовых ловушек, связанных с линзами и клиноформами высокопористых песчаников, заключенных в глинах неогенового возраста на глубине 400-1200м, которые накопились в условиях заполнения древней палеодолины. Указанные объекты оказались «невидимыми» в сейсмическом волновом поле ввиду их слабой акустической выразительности. Однако непререкаемым фактом существования ловушек УВ на данной территории служило открытие трех месторождений газа, по периметру данного лицензионного участка, в указанной геологической формации. Кроме того, структурно-поисковым бурением на участке были вскрыты несколько водонасыщенных объектов указанного генезиса и подтверждены их высокие коллекторские свойства.

Дешифрирование интегрального ИК-снимка лицензионного участка дало возможность получить 3D-тепловой куб, а также осуществить его геолого-геофизическую интерпретацию, результаты которой приведены на рис.6.

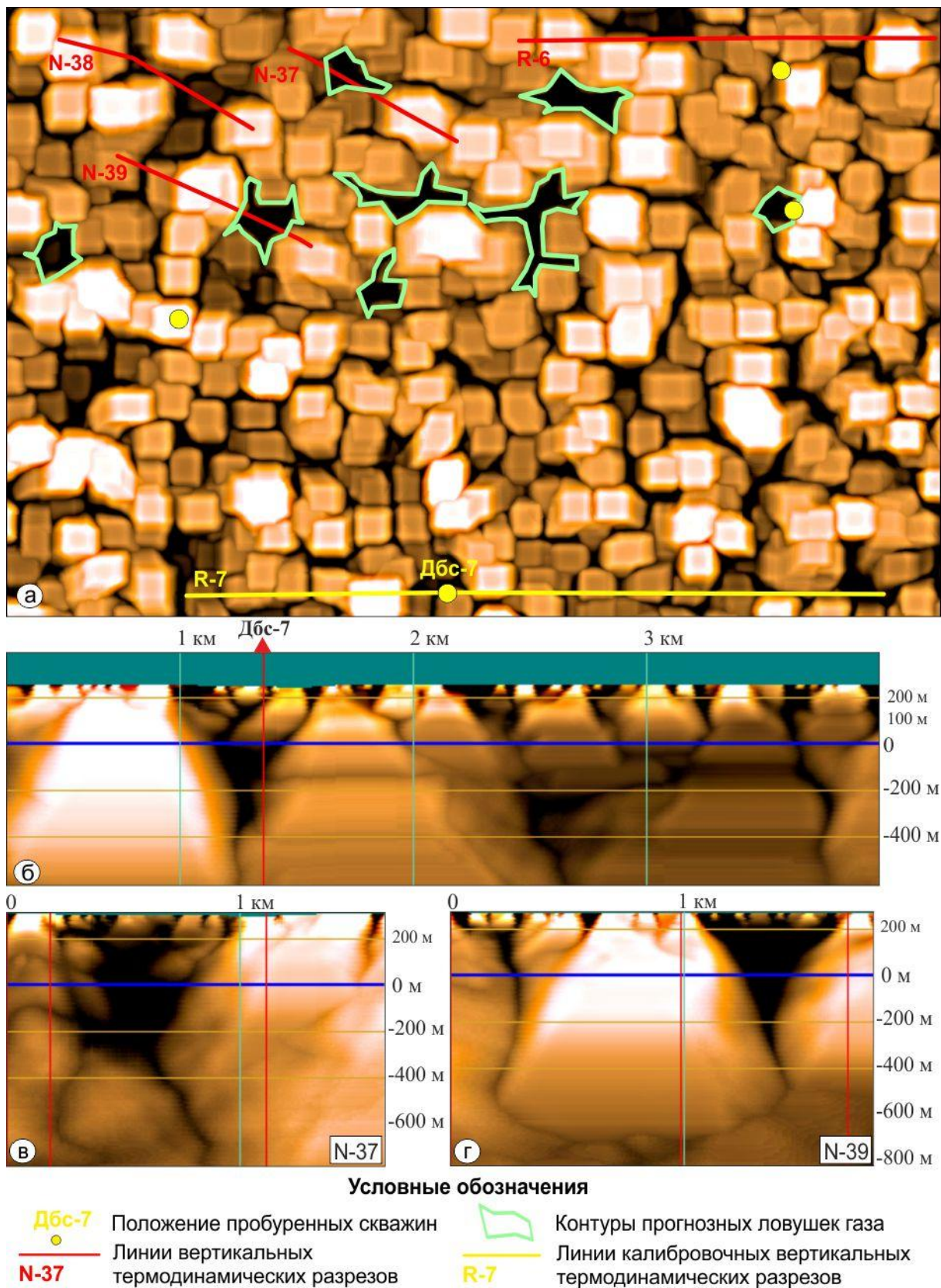


Рис. 6 Фрагмент горизонтального среза геотермического куба 3D лицензионного участка, на котором отображено строение геосреды, а также контуры прогнозных ловушек газа (а), и вертикальные разрезы, демонстрирующие принцип выделения аномальных зон на калибровочном (б) и разрезах через прогнозные ловушки (в, г). Предкарпатский прогиб, Украина

На рис.6а изображен фрагмент горизонтального среза геотермического куба 3D лицензионного участка (на абсолютном уровне +150м, что соответствует глубине от дневной поверхности ~400м), на котором находит свое отображение мозаично-блоковая структура

геосреды; показаны контуры прогнозных ловушек, связанных с насыщенными газом линзами песчаников в отложениях верхнего бадена. Подтверждением такого прогноза служат вертикальные термодинамические разрезы (6б, в, г). Разрез 6б является калибровочным и проложен через скважину №7 известного Дебеславецкого месторождения, открытого южнее рассматриваемого лицензионного участка; два других вертикальных разреза (рис.6в, г) пересекают прогнозныи ловушки участка. Поскольку скважина №7 в интервале 215-257м раскрыла промышленную залежь газа (и это находит подтверждение в виде соответствующей тепловой аномалии (рис.6б)), логично предположить, что аномалии, выделенные в тепловом поле разрезов (рис.6в и 6г) также являются прообразами ловушек газа.

Принципиально важным является то, что практически все прогнозныи ловушки имеют четко отображаемые в тепловом поле каналы подпитки залежей, которые «уходят» в толщу палеозойского фундамента, что подтверждает абиогенно-мантийный генезис УВ, скопившихся в песчаниках верхнего бадена данной территории.

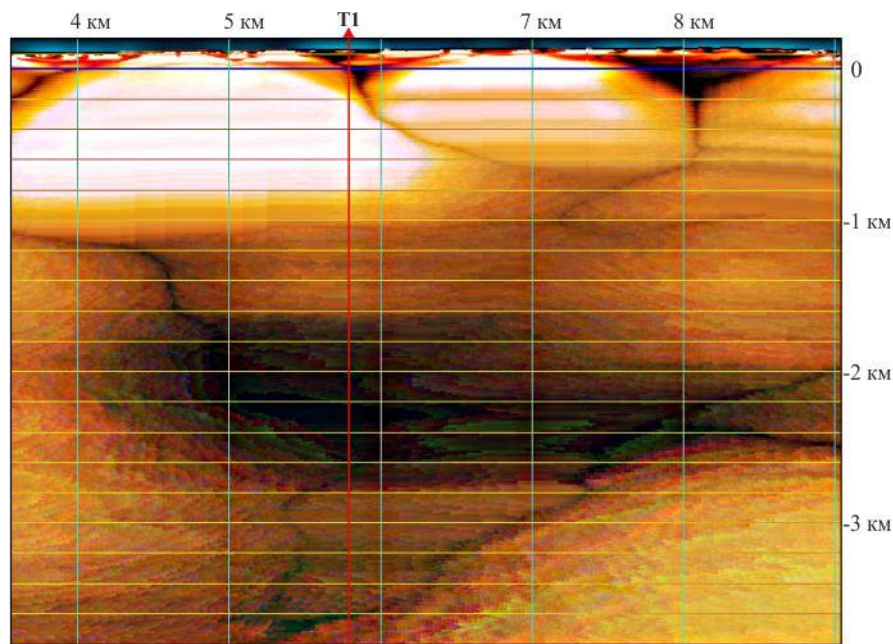
Таким образом, предоставленная выше информация может служить убедительным подтверждением высокой эффективности ТТГ как метода выявления и оконтуривания насыщенных газовых объектов. В качестве дополнительного аргумента надежности прогноза можно также добавить, что ни одна из пробуренных в пределах участка поисковых скважин и оказавшихся «пустыми», не попали в контуры тепловых аномалий.

Значимым, на наш взгляд, примером является эпизод применения ТТГ, касающийся достаточно специфической геологической задачи, которая решалась на лицензионном участке, расположенном в непосредственной близости от известного Шебелинского месторождения (Днепроовско-Донецкая впадина, Украина). Задача заключалась не в раскрытии перспектив нефтегазоносности участка, а, скорее, в подтверждении его бесперспективности.

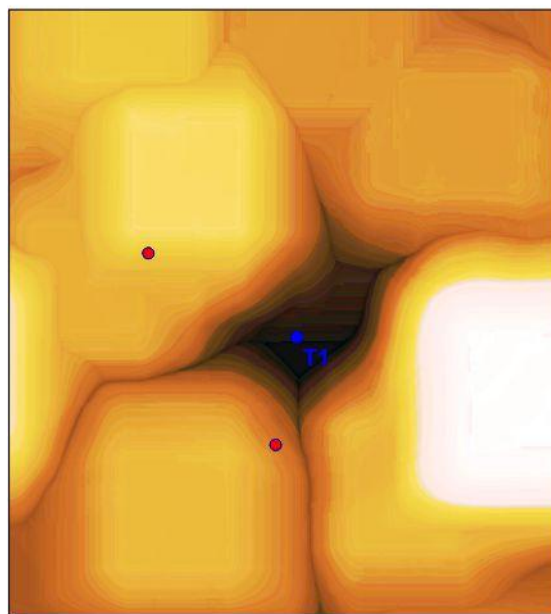
Территория изучалась сейсморазведкой более 40 лет; в ее пределах были выявлены слабовыраженные структурные элементы (так называемые «структурные носы» в регионально перспективных отложениях среднего и верхнего карбона), в пределах которых были пробурены две скважины глубиной свыше 5000м, не давшие притоков УВ в соответствующих интервалах разреза. «Не зная, куда идти», компания-владелец лицензии предложила нам обследовать территорию, чтобы получить обоснование для отказа от прав на продолжение исследований.

Экспресс-обследование территории тепловизионной съемкой и последующая детализация лицензионного участка позволили выделить прогнозныи газонасыщенные объекты комбинированного типа в отложениях $P_2^{kt} + C_3^{kt}$, что соответствует одному из наиболее насыщенных интервалов разреза Шебелинского месторождения. На рис.7 представлены вертикальный разрез по направлению 3-В (а) и горизонтальный срез на уровне -2150м (б) в пределах прогнозныи ловушки УВ.

Полученный результат позволил по-новому оценить перспективы территории в целом, а также рекомендовать заложение поисковой скважины (Т1) на лицензионном участке без каких-либо вспомогательных геофизических исследований. Результаты поискового бурения позволят добывающей компании расширить пределы лицензии, поскольку аналогичные объекты выявлены и на смежных участках. Важно также подчеркнуть, что выявленные насыщенные комбинированные ловушки, с литолого-тектоническим экранированием, не связаны с антиклинальными объектами, определяемыми по рельефу отражающих горизонтов.



а



Условные обозначения

- Положение пробуренных скважин
- Т1 Положение проектной скважины

б

Рис. 7 Отображение прогнозной газовой ловушки на вертикальном разрезе (а) и горизонтальном срезе на уровне -2150м (б) с указанием местоположения ранее пробуренных и проектной скважин. Днепроовско-Донецкая впадина, Украина

Эпизод эффективного применения ТТГ в условиях Муюнкумского прогиба Казахстана, который, как и предыдущий пример из ДДВ, позволяет под несколько другим углом зрения увидеть решение поисково-разведочных проблем, объективно возникших как результат кризиса

в поиске новых подходов и методов, касается выполненного нами пилотного проекта на площади, где бурение четырех поисковых скважин на слабовыраженных антиклинальных объектах не привело к открытию промышленных залежей газа. Кроме того, стало ясно, что применение более сложных технологий сейсморазведки не приведет к достижению цели в связи с изменчивой литологией регионально продуктивного стратиграфического интервала осадочных отложений (подсолевых отложений нижней перми – верхнего девона); литологический фактор, очевидно, играет на этой территории главенствующую роль в распределении УВ.

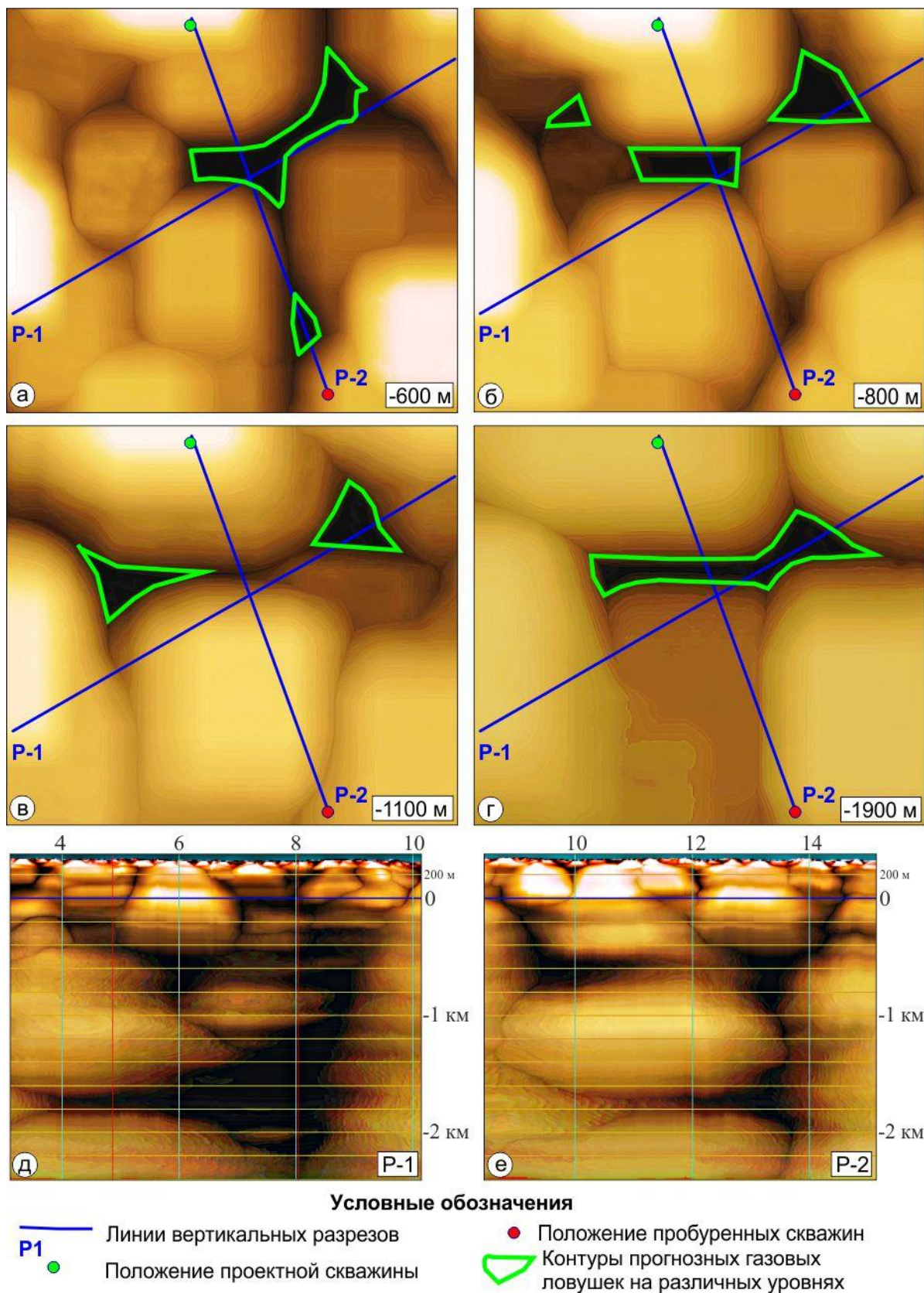


Рис. 8 Отображение прогнозных газовых ловушек на горизонтальных срезах (а-г) и вертикальных разрезах (д-е). Муюнкумский прогиб, Казахстан

Дешифрирование ИК-снимка, полученного на лицензионном участке, позволило внести ясность касательно дальнейшего направления поисковых работ. Главным результатом исследований стало выявление в его пределах многоэтажной неантиклинальной газовой

ловушки в стратиграфическом интервале $C_{1sr} - P_{2nc}$; рекомендовано бурение поисковых скважин.

Сказанное выше иллюстрируется на рис.8, где приведены горизонтальные срезы теплового куба 3D на уровнях -600м, -800м, -1100м и -1900м и вертикальные термодинамические разрезы, секущие ловушку в различных направлениях. Прогнозная неантиклинальная комбинированная ловушка по отношению к структурному плану территории, по данным сейсморазведки и бурения, локализована в прогибе.

Однако, самым всеохватывающим, неисследованным и обнадеживающим разделом в теме ловушек УВ неантиклинального типа представляется раздел, связанный с перспективными запасами углеводородного сырья в породах кристаллических фундаментов впадин, бортов впадин, кристаллических щитов и других территорий, до недавнего времени считавшихся бесперспективными в отношении поисков. Не так давно (20-35 лет тому назад) были сделаны эпизодические открытия в этом направлении; практически все они не являются результатом осознанно-целенаправленных действий. Среди них назовем месторождения на северном борту ДДВ (Украина), южного Мангышлака (Казахстан), Прикарпатского прогиба (Беларусь), месторождения, связанные с астроблемами, по всему миру (США, Канада, Швеция и др.). Является очевидным, что поиски такого рода ловушек в значительно большей степени требуют системных подходов, а главное, мобильных методов для оценки перспектив значительных территорий. SCAST также уделяет внимание этому направлению исследований, которые уже дали вполне определенные результаты, касающиеся территорий южного и северного бортов Днепровско-Донецкой впадины. В частности, получены положительные результаты по Оболонской астроблеме, где нами оконтурены нефтенасыщенные участки в трещиноватых породах кристаллического фундамента.

Однако пока самое значимое открытие по данным тепловизионной съемки сделано в зоне уже открытых месторождений в породах фундамента (Юльевского и Хухрянского). Выявленный объект привлекает, прежде всего, своими размерами; площадь нефтяного поля – 34км^2 ; суммарный этаж нефтегазоносности (кора выветривания + трещиноватая зона) – более 300м. Ловушка комбинированного типа: тектонически и литологически ограниченная; интервал глубин залегания объекта: 2900 – 3300м. На рис.9 показаны: вертикальный разрез по направлению Ю-С, до глубины 7км (а); горизонтальный срез 3D-куба на уровне -3300м (б). На рис.9а контрастно проявляется слоисто-блоковая структура осадочной толщи, а также слоистость кристаллического фундамента. Попутно заметим, что в непосредственной близости, в пределах сводовой части пологой антиклинальной структуры, выявленной сейсморазведкой, в осадочной толще пробурена поисковая скважина, которая не раскрыла насыщенных УВ интервалов.

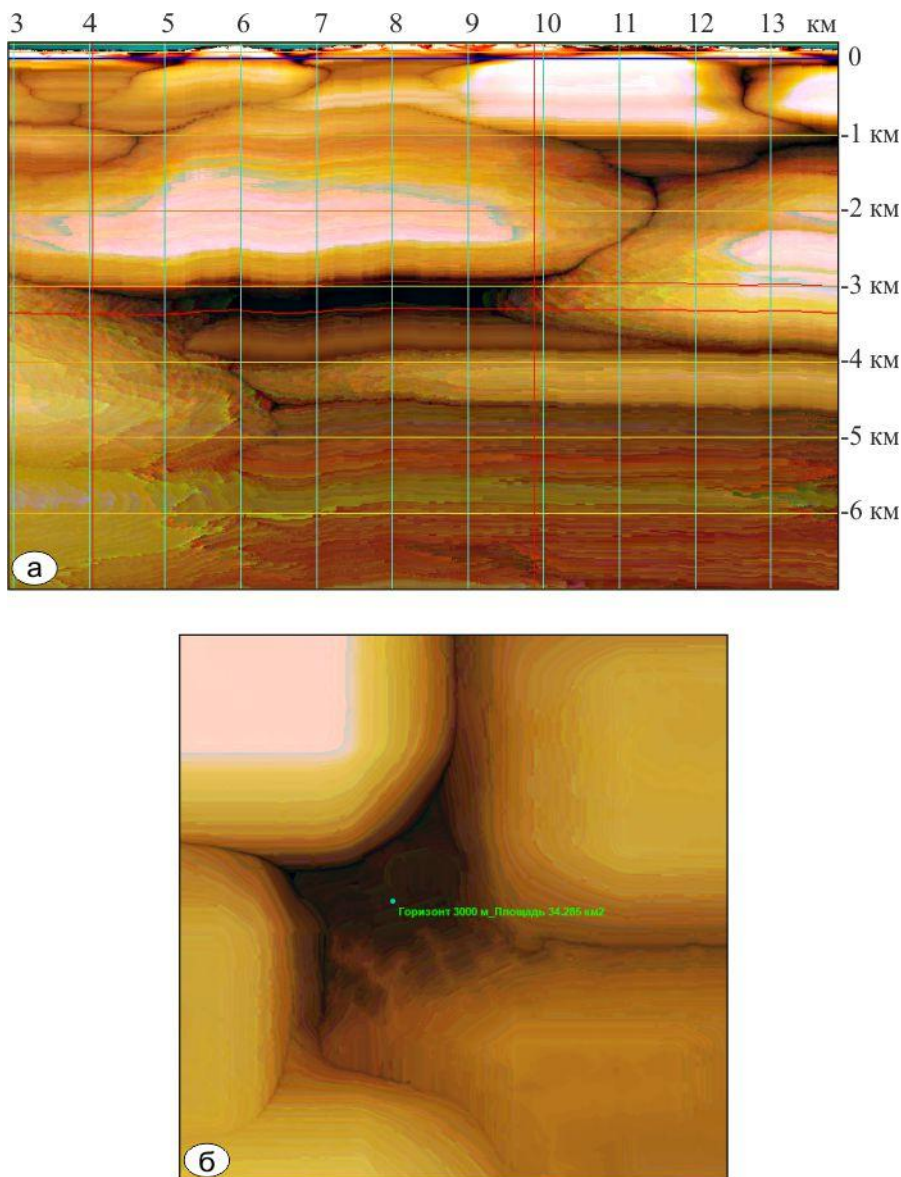


Рис. 9 Отображение прогнозной нефтяной залежи, расположенной в верхней части фундамента, в тепловом поле вертикального разреза (а) и горизонтального среза (б). Северный борт ДДВ, Украина

Геометрические параметры прогнозной ловушки УВ и надежное ее экранирование дает все основания предполагать открытие в данной зоне крупного месторождения. Кроме того, есть все основания для продолжения обследования с помощью ТТГ всех известных территорий, где уже открыты или имеются геологические предпосылки для локализации перспективных объектов в толщах фундаментов, трещиноватых зон интрузии и т.п.

Каналы подпитки залежей и питающие резервуары УВ

Существование механизма подпитки залежей УВ в настоящее время уже не вызывает дискуссий, особенно в рамках абиогенно-мантийной теории происхождения УВ. Этой теме посвящено достаточное число публикаций в периодике и монографий. Например, в одной из статей известного исследователя в области абиогенно-мантийного происхождения УВ С.Н.Гузика [] утверждается, что все крупные месторождения Припятского НГБ приурочены к зонам глубинных разломов; этот вывод в значительной мере касается Днепровско-Донецкого

НГБ, где зоны северного и южного краевых разломов, на всем их протяжении, сопровождаются цепочками многочисленных открытых месторождений. Повсеместно открытая геологами-нефтяниками закономерность, указывающая на неоднократное превышение первоначально подсчитанных запасов УВ извлекаемыми запасами, также является непререкаемым свидетельством, подтверждающим тезис о непрерывном процессе образования УВ в мантии и поставки их во вторичные коллекторы земной коры.

Подтверждение существования глубинных каналов подпитки залежей УВ, даже на визуальном уровне, доказано нами на базе представленной выше графической информации в данной статье.