

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ЛОКАЛИЗАЦИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НА УГЛЕВОДОРОДЫ ОБЪЕКТОВ В ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ГОРИЗОНТАХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ И ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ

В.А.Трофимов,
ОАО «ИГиРГИ», e-mail: vatgeo@yandex.ru

Проблема поисков углеводородов в глубокозалегающих горизонтах особенно актуальна для увеличения сырьевой базы «старых» нефтегазодобывающих районов. Однако, несмотря на многолетние, хотя и не всегда активные усилия, эта проблема до сих пор не находит своего решения. Так, додевонский комплекс востока Русской плиты несомненно перспективен в нефтегазоносном отношении, свидетельством тому являются известные нефтепроявления и залежи в рифей-вендских отложениях на территории Пермской области, Удмуртии и, конечно, Ольховское месторождение в Оренбургской области. Однако искать нефть в этом комплексе отложений, несмотря на такие открытия, мы пока не научились. Хуже обстоит дело с поисками углеводородов в кристаллическом фундаменте. В Татарстане, в единственном по сути регионе Европейской части Российской Федерации, где серьезно решалась эта проблема и значительно вскрыт архейско-нижнепротерозойский комплекс, пробурено более трех десятков скважин, по которым получена богатейшая информация, работа до конца еще не доведена. В Западной Сибири положение лучше: здесь в доюрских комплексах открыто 41 месторождение углеводородов (Клещев, Шеин, 2004). Но такие открытия в значительной мере произошли случайно. Все это говорит о необходимости разработки новых подходов к прогнозированию локализации перспективных объектов в низах осадочного чехла и в верхней части фундамента.

С использованием глубинной сейсморазведки МОГТ, проведенной по региональным профилям в ряде нефтяных районов, получены новые данные о строении земной коры, что позволило обосновать новые подходы к решению поставленной задачи. Так, на геотраверсе «Татсейс», который пересекает практически всю Волго-Уральскую провинцию, достаточно убедительно была показана связь глубинного строения земной коры со строением и нефтеносностью осадочного чехла (Трофимов, 2006). Под крупными нефтяными скоплениями наблюдались наклонные отражатели, отображающие зоны разломов, рассекающих всю земную кору и в ряде случаев проникающих в верхнюю мантию. В верхней части фундамента и в осадочном чехле крутизна этих разломов

увеличивалась, они становились субвертикальными и выделялись на сейсмических временных разрезах по традиционным признакам. По таким разломам (или их частям), названным нами нефтеподводящими каналами (Трофимов, Корчагин, 2002), глубинные углеводородные флюиды поступают в ловушки.

Полученные фактические материалы по строению земной коры на нефтегазоносных территориях позволили выявить новые критерии для интерпретации данных сейсморазведки, которые в комплексе с результатами других геофизических и геохимических методов позволяют оценить перспективность крупных тектонических элементов, небольших участков и локальных объектов, а также целенаправленно определить перспективы глубокозалегающих горизонтов. Рассмотрим на конкретных примерах, как могут быть оптимизированы поиски нефти в глубокозалегающих горизонтах Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций на основе анализа результатов глубинной и стандартной сейсморазведки МОГТ.

1. Додевонские комплексы Волго-Уральской НГП

Выявленная ранее связь нефтеносности и особенностей строения палеозойского осадочного чехла с глубинным строением земной коры (Трофимов, 2006) позволяет по-иному подойти к оценке перспектив рифей-вендского комплекса и методике нефтепоисковых работ, ориентированных на глубокозалегающие горизонты, а также оптимизировать поисковые работы на территориях, где развит палеозойский комплекс. Одной из характерных черт глубинного строения нефтегазоносных территорий является наличие интенсивных наклонных отражателей, пересекающих всю земную кору и отображающих нефтеподводящие каналы. В соответствии с разрабатываемой нами концепцией (Трофимов, Корчагин, 2002), нефтяные месторождения формируются путем восходящей миграции глубинных углеводородных флюидов по таким каналам в различного рода ловушки. Эти каналы, вместе с региональными покровками в отложениях палеозоя обусловили практически площадной характер нефтеносности Южно-Татарского свода и его обрамления (рис. 1). К востоку от Южно-Татарского свода (где развит рифей-вендский комплекс), уже в пределах Раевско-Фоминовской ступени и, особенно, далее, степень и характер нефтеносности горизонтов палеозоя резко меняются. Во-первых, нефтеносность становится заметно меньше и, во-вторых, меняется с изометрично-площадной на линейную.

Совместная обработка сейсморазведочных материалов по геотраверсу «Татсейс» и части регионального профиля 8 (Башкортостан) дала возможность получить единый сейсмический разрез и под иным ракурсом взглянуть на характер размещения нефтяных месторождений в палеозойских отложениях, на перспективы нефтегазоносности рифей-вендского комплекса, а также верхней части кристаллического фундамента.

Анализ этого разреза (рис. 2) вместе с данными нефтегеологического районирования (рис. 1) позволил выявить следующие факты:

1. Наличие на сейсмическом разрезе (интервал 500-660 км, $t_0 = 1-5$ с) очень интенсивных отражений, связанных с рифей-вендским комплексом.

2. Определенные изменения характера и степени нефтеносности палеозойского осадочного чехла в районе развития рифей-вендского комплекса (по сравнению с расположенным западнее Южно-Татарским сводом).

3. Отмечен подход к подошве рифейского комплекса глубинных наклонных отражателей, что свидетельствует о перспективности территории.

4. Наличие субвертикальных зон интенсивной нарушенности рифей-вендских отложений; приуроченность к этим зонам известных линейных дислокаций по горизонтам палеозоя и нефтяных месторождений.

Исходя из данных фактов, можно сделать вполне обоснованное предположение о том, что рифей-вендские отложения могут играть роль мощного экрана на пути глубинных углеводородных флюидов. Вероятнее всего, нефть следует искать под этим экраном, преимущественно в нижней части рифейских отложений или в верхней части фундамента.

Упомянутые выше линейные, по горизонтам палеозоя, зоны и пространственно приуроченные к ним нефтяные месторождения расположены над областями деструкции этого экрана, где его изолирующие свойства были нарушены. Отсюда следует еще один важный вывод: по горизонтам палеозоя более перспективны в нефтегазопроисковом отношении ловушки, расположенные над субвертикальными нарушенными зонами рифей-вендских отложений.

В настоящее время трудно сказать, какие именно отложения рифея являются крышкой. Но имеет смысл использовать высказанное выше предположение в качестве рабочей гипотезы поисков нефти в рифейских отложениях, а также в подстилающей толще фундамента, тем более, что методика прогнозирования зон-коллекторов в

архейско-нижнепротерозойских отложениях разработана и опробована (Трофимов, 1991). В этой связи представляется целесообразным также провести тематические работы по анализу (с изложенных выше позиций) данных сейсморазведки на известных месторождениях в додевонских комплексах и по скважинам, вскрывшим эти отложения, но залежей углеводородов не выявивших. Следующим этапом могло бы стать выполнение глубинной сейсморазведки МОГТ по региональным профилям ЮВ-3 и ЮВ-4 (рис. 1), а затем – бурение специальной параметрической скважины. Такой комплекс и последовательность исследований оптимальным образом (и в научно-методическом, и в финансовом аспектах) способствовали бы решению проблемы нефтегазоносности рифей-вендских отложений.

В качестве примера эффективности переработки и переинтерпретации сейсморазведочных материалов для выявления перспективных объектов в додевонской толще, рассмотрим южную часть Восточно-Оренбургского структурного выступа. В этом районе основные перспективы прироста запасов УВ вполне обоснованно связываются с терригенным девонским и фамен-турнейским карбонатным комплексами.

Однако это не единственная точка зрения. Месторождения углеводородов могут быть обнаружены и на других стратиграфических уровнях, в том числе и в додевонском комплексе, в частности в рифей-вендских отложениях. Подтверждением тому может быть Ольховское месторождение, находящееся примерно в 50 км к западу от Восточно-Оренбургского структурного выступа. Проведенный нами анализ данных сейсморазведки по южной части выступа показал, что перспективные объекты в этом комплексе действительно могут быть выявлены, но только по временным разрезам высокого качества.

Выполненная авторами в 2008 г. переработка нескольких профилей, заложенных другим предприятием в 2004 г., показала возможность получения гораздо более информативных данных. Переобработанные временные разрезы выгодно отличаются динамической выразительностью записи, более правильным учетом скоростных неоднородностей. Как следствие, в итоге было получено более наглядное отображение особенностей строения геологической среды. Прослеживание подсолевых горизонтов также улучшилось. На временных разрезах уверенно фиксировались отражающие горизонты в отложениях верхней и нижней перми, карбона, девона и в додевонском комплексе. Не останавливаясь на результатах по палеозойскому комплексу, отметим

принципиальный момент: на профиле 020427, примерно на пересечении с профилем 020430 четко выделяется останец или «рифоподобный объект» в додевонской толще (рис. 3). В ходе предыдущей обработки данных наблюдались лишь «намёки» на этот объект. На временном разрезе он проявляется (на 1,65-1,70 с) и имеет протяженность по профилю 2–2,5 км. По вышележающим горизонтам девона над этим «рифом» намечается структура облекания. Одинаково четко данный объект выделяется на мигрированных и немигрированных разрезах.

С учетом полученных нами результатов в дальнейшем, уже другой геофизической компанией была выполнена площадная переобработка сейсморазведочных материалов на Майорском участке, подтвердившая широкое развитие линзовидных тел (возможно, рифогенного генезиса) в верхах додевонских отложений.

Мы иллюстрируем этот объект для того, чтобы показать возможности современной переобработки для детального изучения рифей-вендской толщи. Но в соответствии с изложенным выше новым подходом, объекты в верхней части этой толщи, скорее всего, малоперспективны. В этой связи обратим внимание на нижнюю часть разреза по профилю 020427 (рис. 3), где на временах 2,4-2,5 с наблюдается интенсивная динамическая аномалия.

Не имея возможности выполнить переобработку в большем объеме, мы проанализировали сейсмические временные разрезы, полученные в прошлые годы. В результате были выявлены перспективные объекты второго типа – крупные приразломные антиклинальные перегибы на больших глубинах (рис. 4). Обычно они наблюдаются на временах 2,4-2,8 с, что соответствует глубинам примерно 5-7 км. Наиболее вероятно, что они приурочены к низам рифейской толщи или к поверхности фундамента.

Размеры выявленных по профилю объектов составляют примерно 3-5 км, амплитуды – 100-150 м. Заметим также, что тектонические нарушения трассируются по площади, а отмеченные антиклинальные перегибы проявляются на субпараллельных профилях, что может указывать на значительные размеры перспективных объектов этого типа.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют, во-первых, о больших перспективах (в нефтегазопроисхождении) отложений нижней части рифея и, во-вторых, о реальной возможности выявления в этой части разреза крупных перспективных объектов. Несомненна целесообразность дальнейшего

изучения рифей-вендского комплекса в районе известных нефтепроявлений, а также в пределах Восточно-Оренбургского нефтегеологического района, где перспективные объекты уже выявлены. Решение поставленной задачи актуально для многих районов Русской плиты (где развиты додевонские осадочные комплексы), в том числе, для Московской и Мезенской синеклиз.

2. Глубокозалегающие горизонты на севере Западной Сибири

С целью изучения особенностей строения и перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов осадочного чехла Большехетской впадины и прилегающих территорий была проведена специализированная переобработка сейсморазведочных материалов по региональным профилям, отработанным ПГО «Ямалгеофизика» в 1983-1985 годах. В соответствии с поставленными задачами, данная переработка в значительной мере была направлена на повышение информативности данных по глубокозалегающим горизонтам. Идеологической ее основой являлось достижение оптимального сочетания прослеживания объектов и пространственного разрешения записи и, конечно, сохранение истинных соотношений амплитуд. В результате были получены сейсмические временные разрезы, на которых выделялись отражающие горизонты как по меловым и юрским отложениям, так и по доюрским комплексам, а также динамические аномалии различной интенсивности и конфигурации.

Для выработки подходов к интерпретации данных здесь, как и в других регионах, использовалась сформулированная авторами концепция. Одним из основных ее положений является то, что под каждым месторождением существует нефтеподводящий канал, по которому в ловушку поступают глубинные углеводородные флюиды (Трофимов и др., 2013).

При этом месторождение углеводородов рассматривается нами как гидродинамическая активная система, возникшая в результате восходящей миграции углеводородных флюидов по нефтеподводящим каналам из верхней мантии или глубинных зон земной коры в ловушки, сформировавшиеся преимущественно в осадочном чехле. Это позволяет нам в дополнение к традиционно применяемым способам прогноза ловушек использовать еще один их признак – наличие или отсутствие миграционных каналов под изучаемыми объектами и возможных экранирующих толщ. Собственно говоря, и проводимая нами переобработка сейсморазведочных материалов в значительной мере была ориентирована на выявление таких каналов.

Анализ сейсмических временных разрезов в районе известных месторождений углеводородов в меловых отложениях показал, что под каждым из них наблюдаются динамические аномалии – субвертикальные или крутонаклоненные нарушенные зоны, отображающие, вероятно, искомые нефтеподводящие, или, правильнее, нефтегазоподводящие каналы. В работах Р.М. Бембея и др. (2003), В.М. Мегери (2009) они названы субвертикальными зонами деструкции. Ширина этих зон различна и изменяется от нескольких сот метров (рис. 5,а) до нескольких километров (рис. 5,б). В районе «пустых» скважин таких зон не наблюдается.

Обращает на себя внимание также и то, что, если в районе, например, Находкинского месторождения нижние горизонты (интервал 3,8-4,6 с), предположительно связываемые с отложениями нижней юры и, возможно, триаса, интенсивно расчленены и имеют сравнительно небольшую мощность (толщину), то в районе «пустых» скважин эти отложения нарушены в гораздо меньшей степени, а мощность их существенно больше. Из этого можно сделать вывод о том, что экранирующая роль этих отложений для поступающих с глубин углеводородных флюидов в районе «пустых» скважин №№ 8, 16, 69 весьма существенна (как и рифей-вендской толщи на Русской плите).

Отметим, что нарушенные участки в районе выявленных месторождений отображают и известные инверсионные кольцевые структуры (ИКС), лишняя раз подтверждая тектоническую природу последних.

Убедившись (на фактических материалах), что каждому месторождению углеводородов соответствует свой флюидоподводящий канал, отображаемый на сейсмических разрезах в виде субвертикальной нарушенной зоны, рассмотрим более детально (насколько это позволяют региональные работы) характер отображения и, по возможности, строение этих каналов. Во-первых, как было отмечено выше, каналы могут быть разной ширины (рис. 5). Во-вторых, при более детальном рассмотрении четко видно, что кроме основного канала прорыва, благодаря которому сформировалась залежь в меловых отложениях, есть и второстепенные каналы, которые могли способствовать формированию залежи в юрских отложениях (рис. 6).

В заключение необходимо обратить внимание еще на один момент. При обработке региональных профилей на полное время регистрации могут быть выявлены очень крупные перспективные объекты на больших глубинах, упущенные ранее при производственной обработке. Так, на региональном профиле 4784033 (рис. 7) в интервале

85-120 км на временах 4,6-7 с (глубины, ориентировочно, 7-11 км), наблюдается гигантская, осложненная тектоническими нарушениями антиклинальная складка предположительно по горизонтам палеозоя. В сводовой части этой положительной структуры мощность отложений триаса значительно сокращается. Верхнеюрские отложения здесь практически не нарушены. Это, в сравнении с волновыми картинами, наблюдаемыми в районе известных месторождений, позволяет предположить возможность скопления углеводородов в нижне- и среднеюрских отложениях, а также в триасовой и палеозойской толщах. Судя по размерам и амплитуде выявленного объекта, здесь может быть обнаружено крупное месторождение углеводородов. Несмотря на значительную его глубину, целесообразно дополнительно изучить выявленный объект путем переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных материалов прошлых лет и, возможно, обосновать бурение здесь параметрической скважины.

Таким образом, полученные в Большехетской впадине и на сопредельных территориях временные разрезы позволяют сделать вполне определенный вывод: **известным месторождениям углеводородов в меловых отложениях соответствует субвертикальные нарушенные зоны по нижним горизонтам осадочного чехла.** В ряде случаев эти зоны прослеживаются вверх по разрезу по традиционным признакам тектонических нарушений вплоть до меловых отложений. В районе «пустых» скважин, напротив, обычно наблюдается ненарушенные юрские и триасовые отложения значительной мощности. Отсюда может быть сделан второй важный вывод: **перспективными по глубокозалегающим горизонтам могут быть участки, где тектонически нарушенные зоны выделяются ниже этих горизонтов, а выше них присутствует надежный экран из ненарушенных пород.** Вероятно, вопрос о распределении и качестве коллекторов и покрышек в разрезе юрских, триасовых и палеозойских отложений на первом этапе мог быть решен по аналогии с другими площадями Западной Сибири. Но в будущем, по аналогии с Татарстаном, необходимо ставить вопрос о бурении специальной параметрической скважины.

Для создания модели месторождения, оптимизации добычи углеводородов важно изучить локализацию в пространстве не только самих залежей, но и питающих их прогнозируемых нефтегазоподводящих каналов. Предложенный способ решения этой задачи (Трофимов, Масагутов, 2012) достаточно прост и основывается на использовании

при их вскрытии горизонтальных скважин. Полученные в Волго-Уральской и в Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях результаты убедительно свидетельствуют,

– во-первых, о принципиальной возможности оптимизации поисков месторождений углеводородов в глубокозалегающих горизонтах на основе новых подходов при относительно небольших затратах;

– во-вторых, о целесообразности реализации этих подходов в практике геологоразведочных работ на нефть и газ.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель М.Р.* Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. Тюмень: Вектор Бук, 2003. 344 с.

2. *Клещев К.А., Шеин В.С.* Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. М.: ВНИГНИ, 2004. 214 с.

3. *Мегеря В.М.* Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли. М.: Локус Станди, 2009. 256 с.

4. *Трофимов В.А.* Глубинные сейсмические исследования МОВ-ОГТ на геотраверсе Татсейс-2003, пересекающем Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию // Геотектоника. 2006. № 4. С. 3-20.

5. *Трофимов В.А.* Оценка возможности прогнозирования разуплотненных зон кристаллического фундамента по сейсмическим данным // Геолого-геофизическое моделирование при поисках нефти и газа. М.: ИГиРГИ, 1991. С. 126-133.

6. *Трофимов В.А., Корчагин В.И.* Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации // Георесурсы. 2002. № 1(9). С. 18-23.

7. *Трофимов В.А., Масагутов Р.Х.* Новый подход к решению проблемы поисков нефти в рифей-вендском комплексе Восточно-Европейской платформы // Геология нефти и газа. 2012. № 2. С. 80-83.

8. *Трофимов В.А., Семянов А.А., Воронков Д.Л., Трофимов А.В.* Особенности строения земной коры и перспективы нефтегазоносности Большехетской впадины (на основе переобработки региональных сейсмических профилей) // Геология нефти и газа. 2013, № 3. С. 2-10.

ПРИЛОЖЕНИЕ

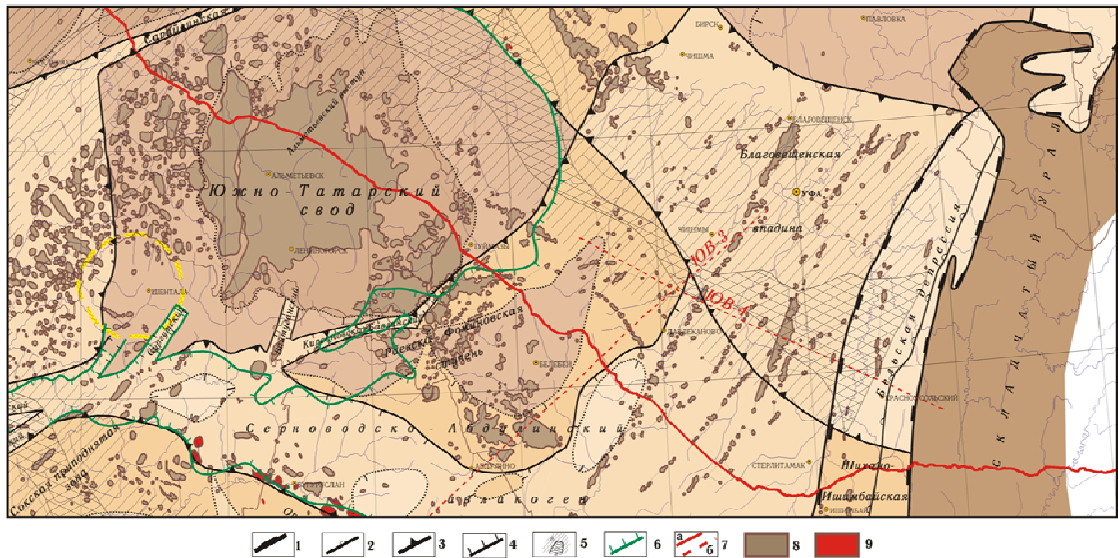


Рис. 1. Характер размещения нефтяных месторождений в юго-восточной части Русской плиты

Границы тектонических элементов различных порядков: 1) региональных; 2) передовых складок Урала; 3) первого порядка; 4) погребенных выступов и сводов фундамента; 5) прогибов Камско-Кинельской системы: а – осевые зоны, б – бортовые зоны; 6) линия выклинивания рифейских отложений; 7) региональные сейсмические профили: а – отработанные, б – проектируемые; 8) нефтяные месторождения; 9) нефтегазовые месторождения

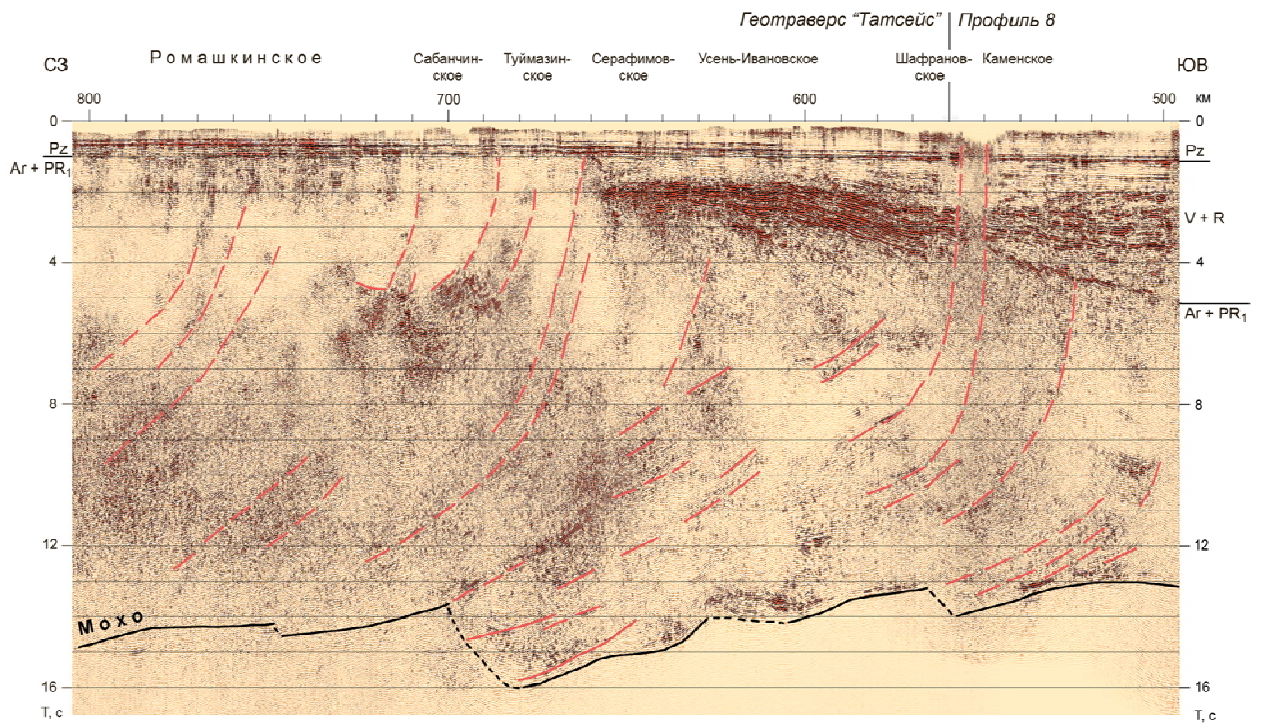


Рис. 2. Сводный сейсмический разрез по геотраверсу «Татсейс» и региональному профилю 8

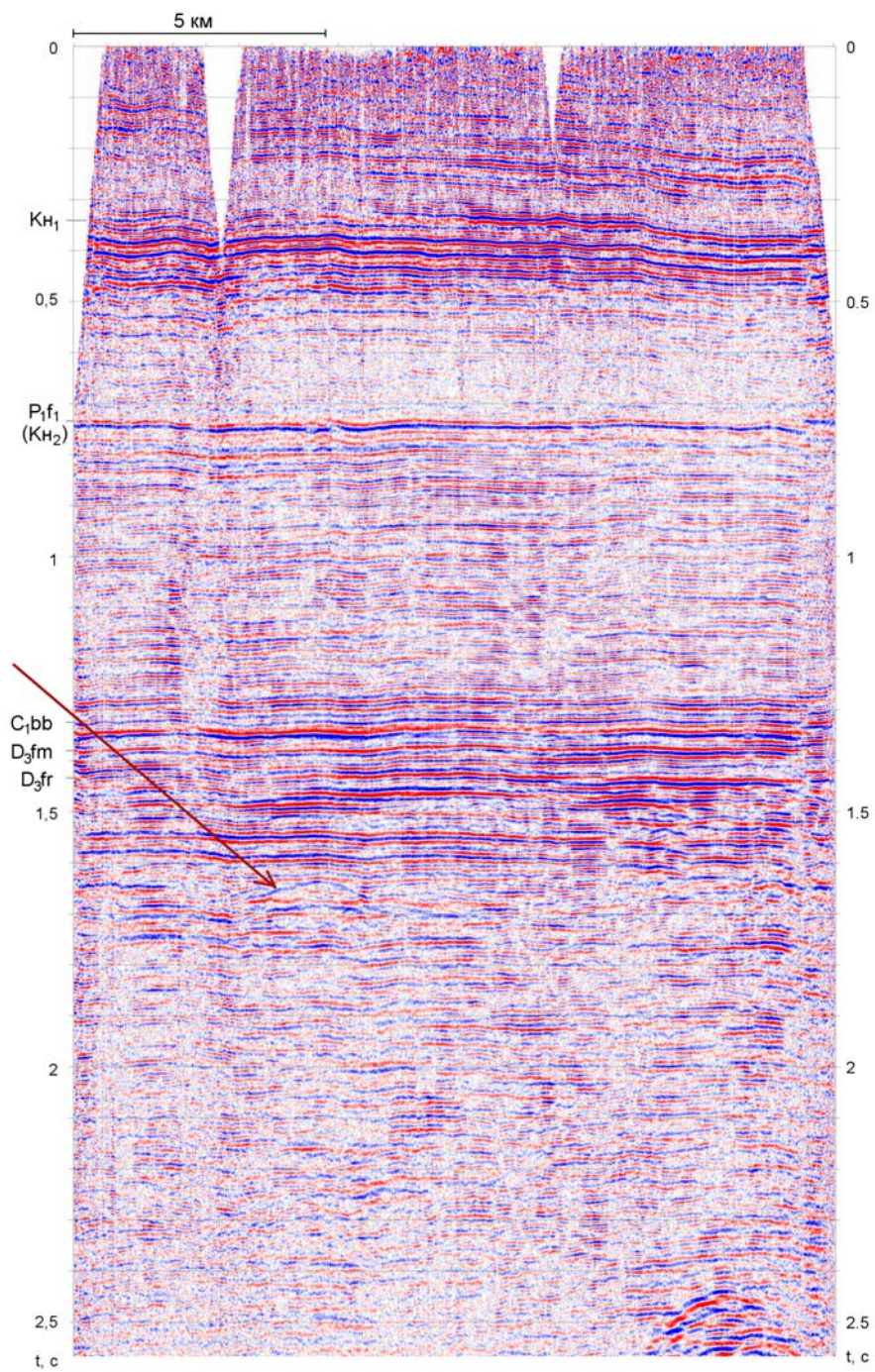


Рис. 3. «Рифоподобный» объект в верхней части додевонского комплекса (Восточно-Оренбургский район, Майорская площадь, профиль 020427. Обработка ОАО «ИгиРГИ»)

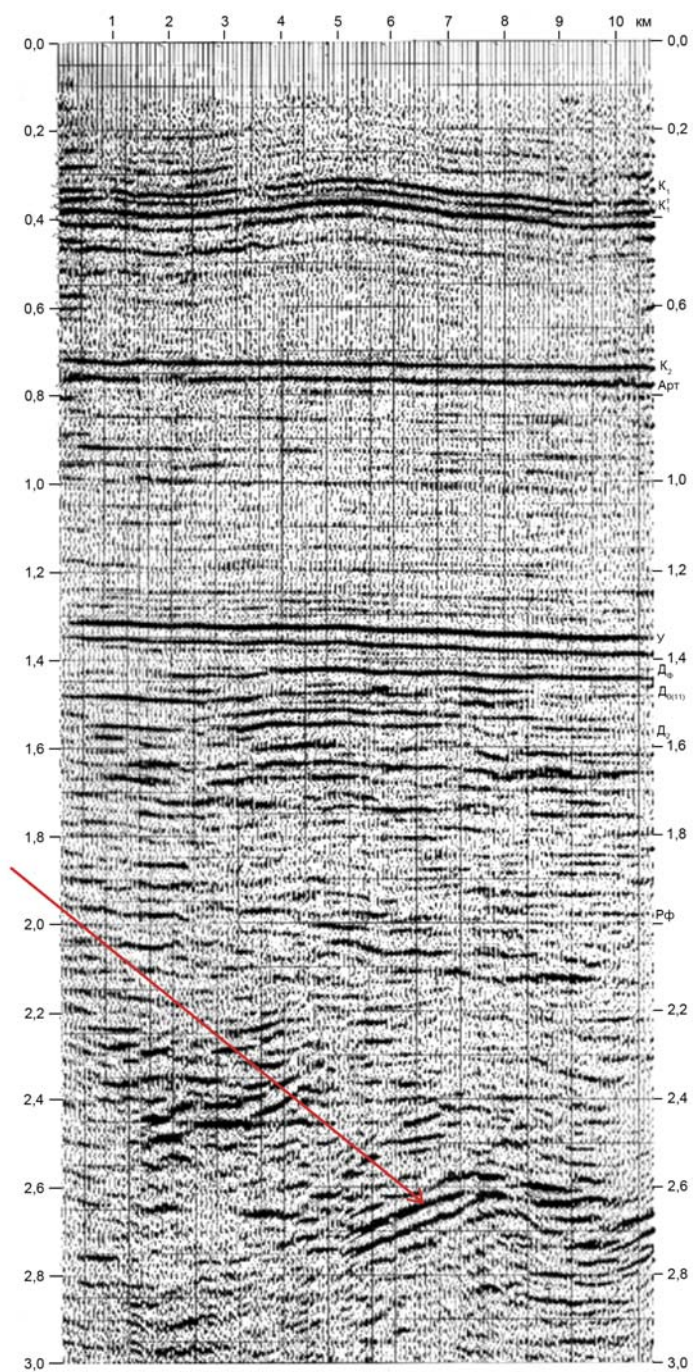


Рис. 4. Крупный перспективный объект в нижней части рифейского комплекса (Восточно-Оренбургский район, Майорская площадь, профиль 018343)

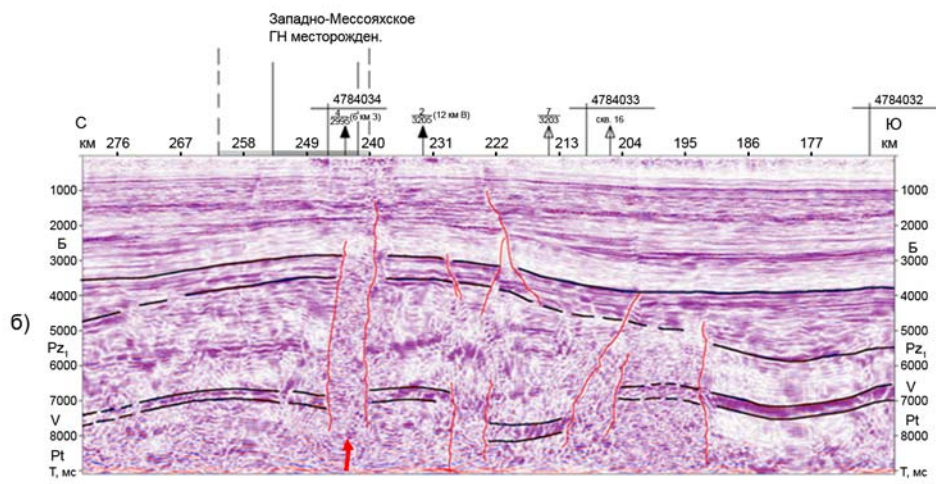
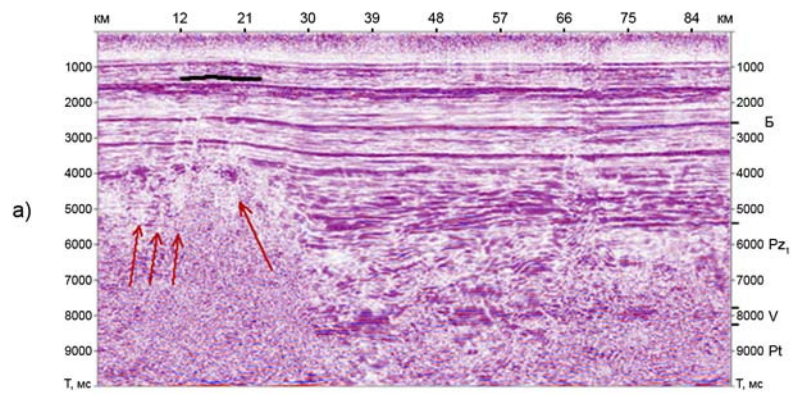


Рис. 5. Нефтегазоподводящие каналы: а) Северо-Парусовое месторождение, б) Западно-Мессояхское месторождение

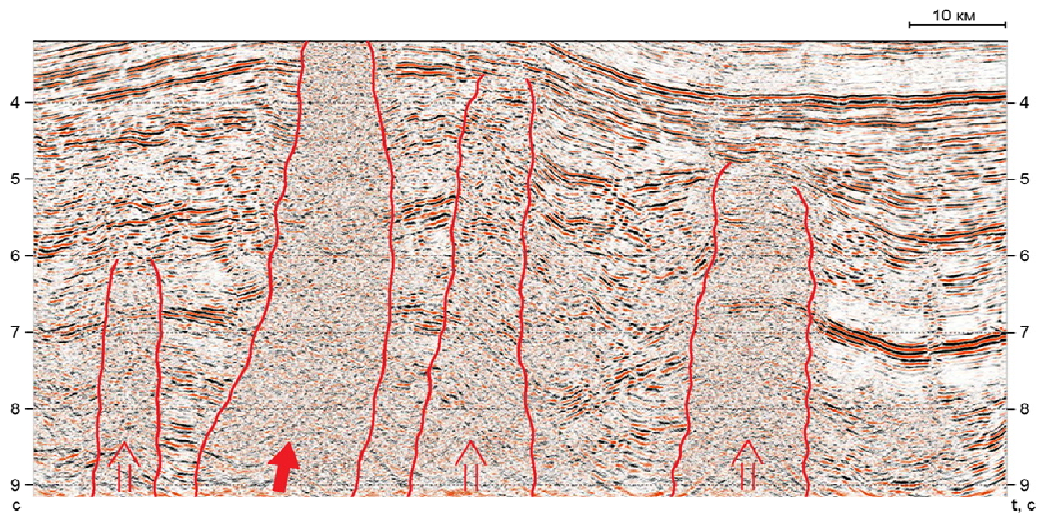


Рис. 6. Прогнозирование каналов прорыва (Западно-Мессояхское месторождение. Региональный профиль 108, фрагмент):

- ↑ – основного, благодаря которому сформировались залежи в меловых отложениях
- ↑ – второстепенных, с которыми может быть связано формирование залежей в низах осадочного чехла

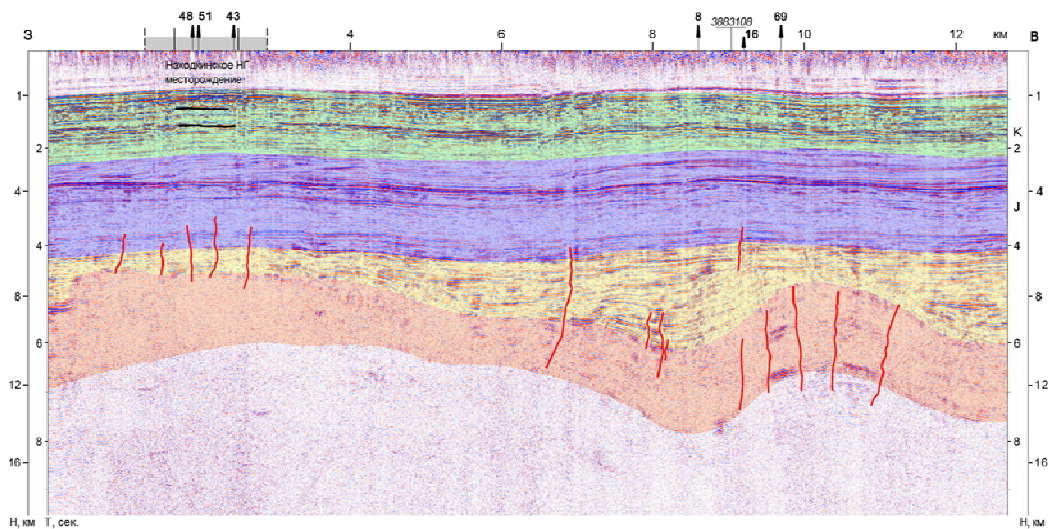


Рис. 7. Временной разрез по профилю 4784033