

ИННОВАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ГОРИЗОНТАХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

В.А. Трофимов¹, Е.Ю. Горюнов², И.А. Сабиров³

¹АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва, Россия

²Российский государственный геологоразведочный университет, Москва, Россия

³Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

В статье привлекается внимание к проблеме поисков углеводородов в глубокозалегающих горизонтах, что особенно актуально для «старых» нефтегазоносных провинций, в частности, для Волго-Уральской. На примере рифей-вендских отложений показано, что решение этой проблемы возможно, если использовать в качестве поисковых признаков не только данные о структурных планах изучаемых горизонтов, но и наличие в непосредственной близости от выявленных структур нефтеподводящих каналов (разломов), выделяемых сейсморазведкой МОГТ повышенной глубинности. На основе сравнительного анализа данных о строении месторождения Белый Тигр (Вьетнам) и Жигулевского вала сделан вывод о значительном их сходстве и о целесообразности постановки в пределах последнего тектонического элемента целенаправленных исследований по изучению перспектив нефтегазоносности докембрийского фундамента.

Ключевые слова: нефть, газ, глубокозалегающие горизонты, рифей-венд, фундамент, нефтеподводящие каналы, глубинная сейсморазведка

DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.10>

Для цитирования: Трофимов В.А., Горюнов Е.Ю., Сабиров И.А. Инновационные подходы к решению проблемы поисков углеводородов в глубокозалегающих горизонтах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 1. С. 59-68. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.10>

Проблема поисков углеводородов в глубокозалегающих горизонтах важна для многих регионов страны, но особенно она актуальна для укрепления сырьевой базы «старых» нефтегазоносных провинций, в том числе для Волго-Уральской. Эта проблема не нова и надо отдать должное ученым, руководителям геологических служб крупных нефтегазодобывающих предприятий и государственных органов за то, что еще полвека назад, когда вопрос с укреплением сырьевой базы столь остро не стоял, они уже тогда обосновывали и организовывали на территории этой провинции изучение строения и перспектив нефтегазоносности рифей-вендского комплекса и кристаллического фундамента. Однако, несмотря на многолетние, хотя и не всегда активные усилия, эта проблема до сих пор не нашла своего решения.

Так, рифей-вендский комплекс востока Русской плиты несомненно перспективен в нефтегазоносном отношении, свидетельством чему являются известные нефтепроявления и залежи (Белоконь и др., 2001; Геологическое строение ..., 1997; Масагутов, 2002). Однако искать нефть в этом комплексе, несмотря на эти открытия, мы пока не научились.

Если по рифей-венду, хотя и случайно, небольшие месторождения были обнаружены, то по кристаллическому фундаменту результаты хуже: выявлены лишь очень слабые нефте- или битумопроявления. В Татарстане, в единственном, по сути, регионе Европейской части Российской Федерации, где серьезно решалась эта проблема (Кристаллический фундамент..., 1996; Муслимов и др., 1980 и др.), и где со значительным вскрытием архейско-нижнепротерозойского комплекса пробурено около трех десятков скважин, по которым получена богатейшая информация, работа до конца не доведена.

В то же время, в разных регионах мира в фундаменте насчитываются несколько сотен промышленных скоплений углеводородов суммарные запасы которых достигают 15 % мировых доказанных запасов, 39 из открытых месторождений – уникальные и крупные (Шнип, 2005). Количество промышленных скоплений углеводородов в магматических и метаморфических породах однозначно свидетельствует в пользу того, что в старых нефтегазоносных провинциях кристаллический фундамент должен рассматриваться как самостоятельное приоритетное направление поисков нефти и газа.

Таким образом, учитывая ухудшающееся положение с ресурсной базой в Волго-Уральском регионе, необходимо прежде всего решить задачу прогнозирования и локализации перспективных объектов в низах осадочного чехла и в верхней части фундамента. Учитывая имеющийся опыт изучения глубокозалегающих горизонтов, наиболее вероятно, что эта задача может быть решена на основе инновационных подходов.

Один из таких подходов базируется на результатах глубинной сейсморазведки МОГТ, проведенной в Волго-Уральской НПП к настоящему времени уже в значительных объемах и давшей новые знания о строении земной коры нефтегазоносных территорий (Трофимов, 2014; 2006). Эти результаты вместе с данными о динамике выработки нефтяных месторождений позволили показать наличие нефтеподводящих каналов, благодаря подтоку по которым глубинных углеводородных флюидов и сформировались нефтяные месторождения (Трофимов, Корчагин, 2002). Выявление и изучение таких каналов, вместе с традиционно применяемыми технологиями, должно стать дополнительным признаком прогнозирования

перспективных ловушек. Такой подход позволяет повысить эффективность нефтепоисковых работ вообще и по глубокозалегающим горизонтам в частности. Рассмотрим на конкретных примерах, как могут быть оптимизированы поиски нефти в рифей-вендском комплексе и в фундаменте Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

1. Рифей-вендский комплекс

Выявленная ранее связь нефтеносности и особенностей строения палеозойского осадочного чехла с глубинным строением земной коры (Трофимов, 2014; 2006) позволяет по иному подойти к оценке перспектив рифей-вендского комплекса, к методике нефтепоисковых работ на глубокозалегающие горизонты, а также оптимизировать поисковые работы на горизонты палеозоя

на территориях, где развит этот комплекс (Трофимов, Масагутов, 2012). Одной из характерных черт глубинного строения нефтегазоносных территорий является наличие интенсивных наклонных, точнее, выполаживающихся вниз отражателей, рассекающих всю земную кору и отбрасывающих нефтеподводящие разломы (каналы).

В соответствии с разрабатываемой нами концепцией нефтяные месторождения формируются путем восходящей миграции глубинных углеводородных флюидов по таким каналам в различного рода ловушки. Эти каналы, вместе с региональными покрывками 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

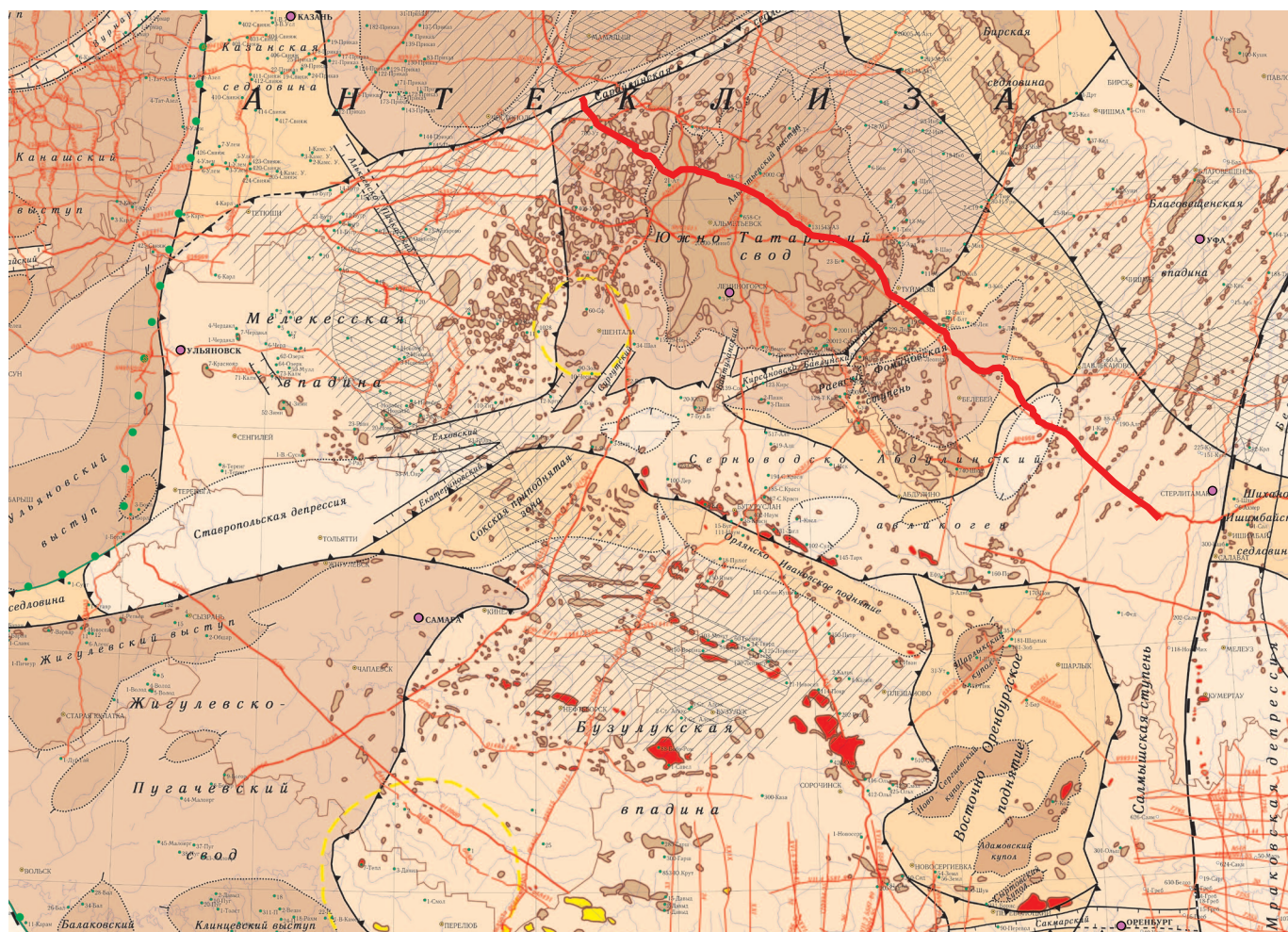


Рис. 1. Основные тектонические элементы и месторождения углеводородов центральной части Волго-Уральской НГП (по (Трофимов, 2014), с дополнениями)



Раевско-Фоминовской ступени и особенно далее, степень и характер нефтеносности горизонтов палеозоя резко меняется: во-первых, она становится заметно меньше и, во-вторых, меняется с изометрично-площадной на линейный.

Получение композитного сейсмического разреза, объединившего геотраверс «Татсейс» и часть регионального профиля 8 (Башкортостан), позволило под иным ракурсом взглянуть на характер размещения нефтяных месторождений в палеозое, на перспективы нефтегазонасности рифей-вендского комплекса, а также верхней части кристаллического фундамента. Анализ этого разреза (Трофимов, Масагутов, 2012) вместе с данными нефтегеологического районирования позволил установить следующие факты (Рис. 2):

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

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

3) Подход к подошве рифейского комплекса глубинных наклонных отражателей, что говорит 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.

Следовательно, основываясь на ранее сделанном выводе о несомненной связи глубинного строения земной коры со строением и нефтеносностью осадочного чехла, можно вполне обоснованно предположить, что рифей-вендские отложения играют роль мощнейшего экрана на пути восходящих глубинных углеводородных флюидов. Вероятнее всего, нефть следует искать под этим экраном – преимущественно в нижней части рифея или в верхней части фундамента в ловушках, связанных (на данном этапе исследований) с крупными антиклиналями.

Упомянутые же выше линейные по горизонтам палеозоя зоны и пространственно приуроченные к ним нефтяные месторождения (Рис. 1), расположены над зонами деструкции этого экрана, где его изолирующие свойства были нарушены. Отсюда следует второй важный вывод: по горизонтам палеозоя более перспективны в нефтегазопроисковом отношении ловушки, расположенные над субвертикальными нарушенными зонами рифей-вендских отложений.

Рекомендуется использовать высказанное предположение в качестве рабочей гипотезы поисков нефти в рифейских отложениях, а также в подстилающей толще фундамента. Так, на фрагменте геотраверса «Татсейс» (Рис. 2) участок, перспективный для поисков углеводородов в этих комплексах, показан пунктирным овалом. Для решения проблемы для Волго-Уральской НГП в целом представляется целесообразным провести следующий комплекс исследований.

1) Переобработка и переинтерпретация с изложенных выше позиций данных сейсморазведки на известных месторождениях и залежах в додевонских комплексах и по скважинам, вскрывшим эти отложения, но залежей углеводородов не выявивших. Сравнительный анализ полученных материалов даст возможность сформулировать критерии (или выявить признаки) прогнозирования и локализации перспективных объектов в рифей-вендской толще.

2) Переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных материалов прошлых лет с целью выявления перспективных объектов на основе выработанных критериев.

3) Выполнение на перспективных объектах или участках, в том числе на рис. 2, сейсморазведки МОГТ повышенной глубинности по региональным, регионально-зональным или поисковым профилям с целью уточнения геологического строения территории, локализации выявленных перспективных объектов и обоснования местоположения и глубины параметрической скважины. Не исключено, что таким объектом окажется одна из «сквозных» структур, относимых в работе (Мухаметшин, Пуанова, 2016) к первоочередным.

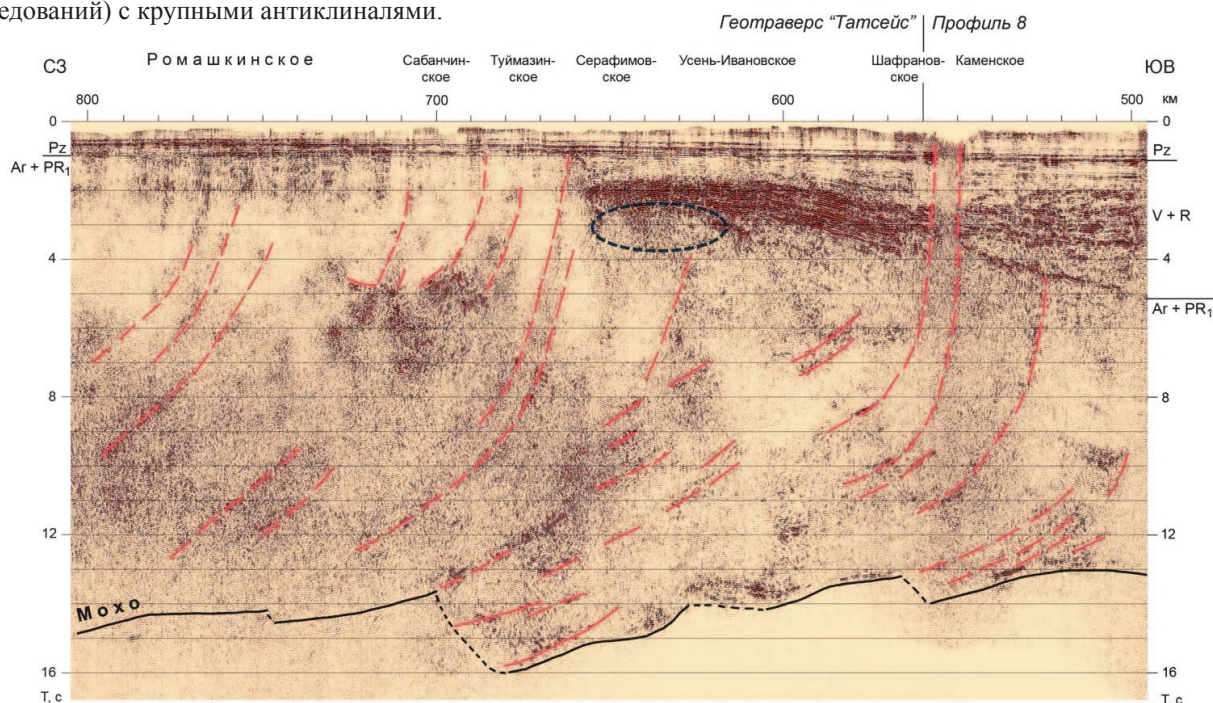


Рис. 2. Сводный сейсмический разрез по геотраверсу «Татсейс» (Татарстан) и региональному профилю 8 (Башкортостан), фрагмент (по (Трофимов, 2014), с дополнениями), пояснения в тексте

4) Бурение специальной параметрической скважины с целью изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов.

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 сейсморазведочных материалов прошлых лет для выявления перспективных объектов в додевонской толще, рассмотрим южную часть Восточно-Оренбургского структурного выступа. В этом районе основные перспективы прироста запасов связываются, и это вполне обоснованно, с терригенным девонем и фамен-турнейским карбонатным комплексом. Вместе с тем, перспективы нефтегазоносности этим не исчерпываются. Месторождения углеводородов могут быть обнаружены и на других стратиграфических уровнях, в частности, в рифей-вендских отложениях. Подтверждением этому могут быть нефтепроявления и залежи в этих отложениях на территории Пермской области, Удмуртии и, конечно, Ольховское месторождение в Оренбургской области (Геологическое строение ..., 1997), 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.

Так, если на разрезах, полученных ранее другим геофизическим предприятием, детальная информация о внутреннем строении додевонской толщи практически отсутствует, то по результатам переработки (А.В. Трофимов, 2008 г.) четко выделяется останец или «рифоподобный объект» (Рис. 3). Он проявляется на временах 1,65-1,70 с и имеет протяженность по профилю 2-2,5 км. По вышележащим горизонтам девона над этим «рифом» намечается структура облекания. Одинаково четко он выделяется на мигрированных и немигрированных разрезах. С учетом полученных нами результатов в дальнейшем была выполнена площадная переработка сейсморазведочных материалов на Майорском участке, подтвердившая широкое развитие линзовидных тел возможно рифогенного генезиса в верхах додевонских отложений.

Мы иллюстрируем этот объект в большей степени для того, чтобы показать возможности современной переработки для детального изучения рифей-вендской толщи. Дело в том, что в соответствии с изложенным выше новым подходом, объекты в верхней части этой толщи скорее всего

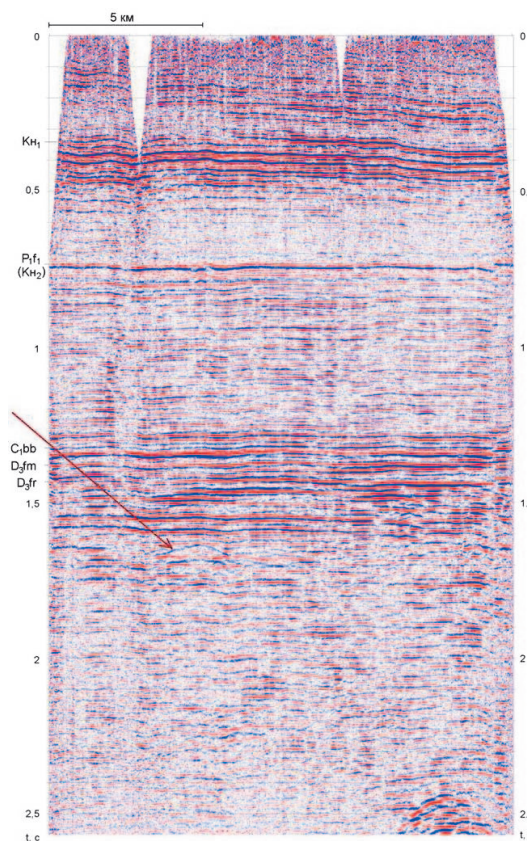


Рис. 3. «Рифоподобный» объект в верхней части додевонского комплекса. Восточно-Оренбургский район, Майорская площадь, профиль 020427.

малоперспективны. Тем более, каких-либо осложнений сейсмической записи, которые могли бы быть проинтерпретированы как отображение нефтеподводящих каналов, здесь не наблюдается.

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 переработку 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 2,5-2,8 с, что соответствует глубинам, ориентировочно 5-6 км. Наиболее вероятно, они приурочены к низам рифейской толщи или поверхности фундамента. Заметим, что впервые этот горизонт был выделен и прокоррелирован геофизиками треста «Татнефтегеофизика» (Х.И. Насретдинов и др., 1984).

Размеры по профилю выявленных объектов составляют порядка 3-5 км, амплитуды – 100-150 м. Заметим также, что тектонические нарушения трассируются по площади, а отмеченные антиклинальные перегибы проявляются на субпараллельных профилях 018341 и 018343, что может говорить о площадном распространении этих аномалий или, по крайней мере, о значительных их размерах по направлению, перпендикулярному к направлению этих профилей.

Таким образом, имеющиеся геофизические материалы свидетельствуют о реальной возможности выявления крупных перспективных объектов в низах рифейского

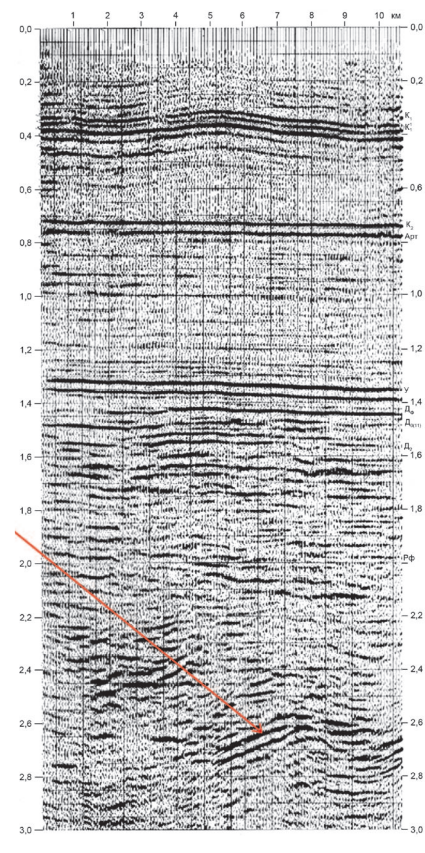


Рис. 4. Крупный перспективный объект в нижней части рифейского комплекса. Восточно-Оренбургский район, Ольшанская площадь, профиль 018343.

комплекса. Несомненно целесообразность его дальнейшего изучения, в первую очередь, на территории Оренбургской и Пермской областей, Удмуртии, Башкортостана и юго-востока Татарстана, акцентируя внимание в районе известных нефтепроявлений, а также в пределах Восточно-Оренбургского нефтегеологического района, где такие объекты уже выявлены. Решение поставленной задачи актуально и для других районов Восточно-Европейской платформы, где развиты додевонские осадочные комплексы, в том числе, для Московской и Мезенской синеклиз.

2. Кристаллический фундамент

В настоящее время, когда данных о строении и нефтегазоносности фундамента стало намного больше, а информативность геофизических методов существенно возросла, возникли объективные условия для возвращения к проблеме нефтегазоносности фундамента Волго-Уральского региона. Это актуально еще и потому, что большая часть известных в мире месторождений в фундаменте, включая и знаменитый Белый Тигр, были открыты случайным образом при углублении скважин, бурящихся на осадочный чехол, когда при испытании были получены промышленные притоки из пород фундамента.

Идеологической основой положительного решения поставленной задачи по выработке методических приемов целенаправленного обнаружения залежей нефти и газа в фундаменте, как и для рифей-венда, должна стать концепция о глубинном происхождении нефти и современном ее подтоке в ловушки (Горюнов и др., 2015; Трофимов, 2006; Трофимов, Корчагин, 2002). Учитывая имеющийся опыт изучения фундамента Волго-Уральской НГП, представляются необходимыми следующие стадии ее решения:

1) Прогнозная оценка изучаемой территории, базирующаяся на анализе строения расположенных на ней крупных тектонических элементов в сравнении со строением известных месторождений в фундаменте. В результате сравнительного анализа должен быть сделан вывод о целесообразности или нецелесообразности проведения более детальных (поисковых) исследований.

2) Выявление и локализация наиболее перспективных участков или объектов на основе анализа геофизических, в первую очередь, сейсморазведочных материалов и последующее их опосредованное бурением скважин.

Проиллюстрируем возможность решения задач первой (региональной) стадии на основе сравнительного анализа геолого-геофизической информации по месторождению Белый Тигр и по одной из крупных структур Волго-Уральской НГП, а затем рассмотрим пути решения более детальных задач.

Основные сведения о строении месторождения

Белый Тигр

Основываясь на сведениях о строении месторождения Белый Тигр, представленных в (Аршев и др., 1997; Гаврилов и др., 2010; Левянт, Шустер, 2005; Поспелов, 2005; Тимурзиев, 2010; Шустер, 2010 и др.), приведем данные, необходимые для решения поставленной задачи по сравнительной характеристике территорий.

Месторождение Белый Тигр расположено на южном шельфе Вьетнама и является самым крупным в этой стране. Его извлекаемые запасы составляют

более 500 млн т., (около 85 % запасов нефти Вьетнама), из которых 368 млн т. локализованы в породах фундамента. С 1986 года месторождение находится в разработке, полностью покрывая потребности Вьетнама в нефти.

В тектоническом отношении месторождение Белый Тигр расположено в пределах Кылуонгского бассейна Зондского шельфа и приурочено к одноименному выступу докайнозойского фундамента (Рис. 5). Этот выступ представляет собой горстообразную структуру, протянувшуюся в северо-восточном направлении в соответствии с общим структурно-тектоническим планом и состоящую из трех сводов (блоков): Южного, Центрального и Северного. Из них наиболее приподнятый – Центральный, в пределах которого расположены самые высокодебитные скважины.

Основываясь на данных бурения и сейсморазведки, многие исследователи отмечают значительную тектоническую нарушенность фундамента. Однако определение типов нарушений не всегда однозначно. Проведенный нами анализ сейсморазведочных материалов свидетельствует в пользу взбросо-надвигового характера основных структурообразующих разломов северо-восточного простирания (Рис. 6). При этом, часть тектонических нарушений прослеживается и в осадочном чехле, включая и четвертичные отложения, что свидетельствует о неоднократных тектонических деформациях фундамента и чехла и унаследованном проявлении современной активной тектоники. Заметим, что по данным (Тимурзиев, 2010), ориентация трещинных систем в осадочном чехле, связанных с горизонтальными сдвигами, имеет субмеридиональное направление.

Геологический разрез месторождения Белый Тигр, вскрытый скважинами, представлен докайнозойскими кристаллическими породами фундамента и терригенными породами осадочного чехла. Общая глубина вскрытия фундамента достигает 1990 м, а максимальная мощность осадочного чехла составляет 4740 м. Фундамент месторождения сложен гранитоидными образованиями позднемел-раннеюрского возраста, прорванными дайками диабазовых и андезито-базальтовых порфиритов. Гранитоидные породы представлены практически всеми переходными разностями – плагиогранитами, адамеллитами, разнообразными гранодиоритами, лейкодиоритами, монцодиоритами. В осадочном комплексе нефтеносными являются песчаники нижнего олигоцена и нижнего миоцена. Но основные запасы сосредоточены в гранитоидах фундамента, дающих более 90 % общей добычи. Значительная часть скважин, пробуренных на фундамент, являются высокодебитными (дебиты порядка 1000 т/сут). В начальный период эксплуатации дебит в некоторых скважинах на месторождении достигал более 2000 т/сутки. Нижняя граница залежи не установлена. Нефтедержащими являются трещиновато-кавернозные коллекторы, в которых пустотное пространство представлено трещинами, структурной (блоковой) пустотностью и изометричными пустотами, сформированными, как показали детальные петрографические исследования, наложенными гидротермальными процессами.

На месторождении Белый Тигр гидротермальные процессы активно проявлялись в породах фундамента и привели к образованию многих вторичных материалов: кварца, хлорита, лимонита, кальцита, пирита, каолинита, цеолита, которые выполняют вторичные пустоты. С помощью

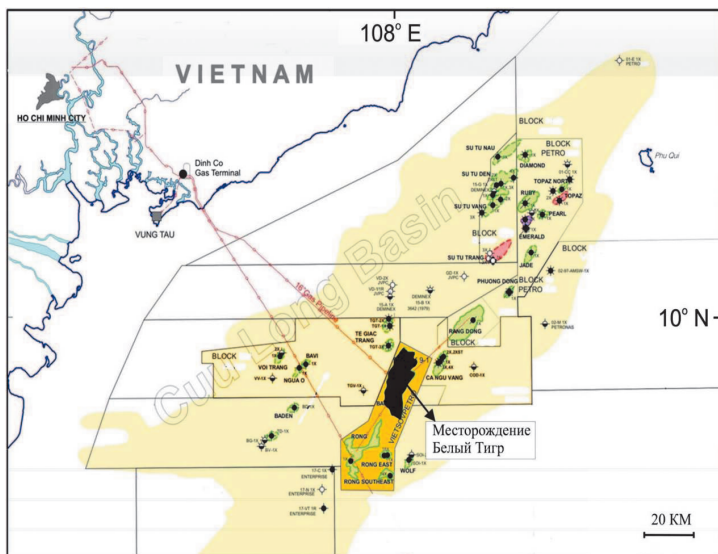


Рис. 5. Основные нефтегазовые месторождения Вьетнама в Куылонгской впадине (Нгуен Х.Б., 2013)

электронно-зондовых исследований было установлено присутствие таких гидротермальных образований, как самородное серебро, самородная медь (самородная латунь), барит, ангидрит. Все это свидетельствует о том, что гидротермальная деятельность протекала в широком диапазоне температур, в несколько этапов, создавая различные минеральные парагенезы, наиболее распространенным из которых является цеолит и кальцит. Эти минералы развиваются преимущественно по плаггиоклазам, разрыхляя породу, но основной их тип проявления – это выполнения трещин. Содержание цеолитов в трещиноватых зонах фундамента месторождения Белый Тигр 1-5 %, но в отдельных случаях, например в зонах катаклаза, это содержание может достигать 30-40 %. (Арешев и др., 1996).

Фильтрационно-емкостные свойства осадочных пород продуктивных комплексов и трещиноватых пород фундамента достаточно полно охарактеризованы данными керновых анализов и по результатам ГИС. Значение открытой пористости пород фундамента отдельно по сводам варьирует в довольно широком диапазоне, от нескольких десятых до 20 %.

В заключение акцентируем внимание на подмеченном Ф.А Киреевым (Киреев, 2012) факте: фиксируемая потеря около 20 % объема УВ, легких фракций (до НК – 150°C) из залежи нефти фундамента Центрального свода месторождения Белый Тигр, практически не выражается заметным изменением соотношения величин давления насыщения и газового фактора. По нашему мнению, этот факт может быть обусловлен глубинным подтоком флюидов, прежде всего метана и водорода, восполняющих потери при разработке месторождения. Об этом же свидетельствуют и наблюдаемые на сейсмических материалах каналы дегазации (Рис. 6).

Об изучении бурением строения и перспектив нефтегазоносности докембрийского фундамента центральной части Волго-Уральского региона

В Волго-Уральском регионе до настоящего времени месторождения углеводородов в породах фундамента не обнаружены, однако слабые нефтепроявления отмечались на Южно-Татарском своде (скважины Шугуровская №5

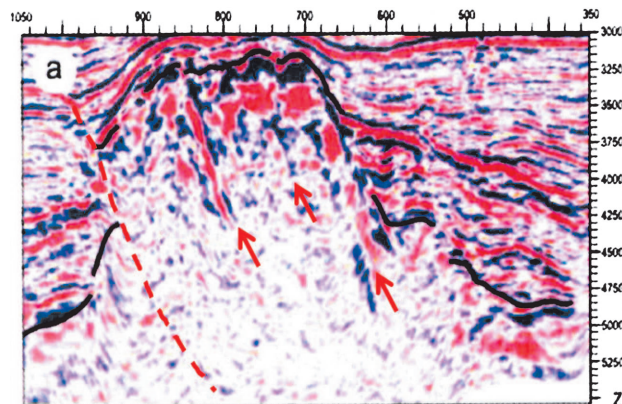


Рис. 6. Месторождение Белый Тигр (Левянт, Шустер, 2005). Иллюстрация тектонической нарушенности фундамента. Стрелками показаны возможные нефтеподводящие разломы (каналы), интерпретация авторов.

и Павловская №36 (Юсупов, Веселов, 1973)), в коре выветривания на Северо-Татарском своде (скважины Кабык-Куперская №2 и Янчиковская №17); наличие битумов было установлено в Самарской области в скважинах №190 на Самарской Луке и №406 на Мухановском месторождении (Еланский и др., 1966), в Башкортостане в Туймазинской скважине №2000. Собственно, эти факты и послужили одним из оснований разработки и реализации в Татарстане в 1970-1980-х годах программы бурения глубоких и сверхглубоких скважин, вскрывающих архейско-нижнепротерозойский фундамент на значительную глубину (Муслимов и др., 1980).

Хотя этими скважинами месторождения углеводородов не были обнаружены, в толще фундамента были выявлены мощные зоны коллекторов, из которых были получены интенсивные притоки высокоминерализованных, насыщенных газами, в том числе углеводородными, вод, что развеяло устоявшееся в те годы представление о фундаменте как о монолитном основании. Эти факты, вместе с установленной и увеличивающейся с глубиной битуминозностью пород фундамента (Кристаллический фундамент..., 1996; Муслимов и др., 1980; Плотникова, 2004), а также с данными о слабых нефтепроявлениях в корях выветривания Южно-Татарского свода и в других районах, несомненно создают определенные предпосылки для обнаружения месторождений углеводородов в фундаменте Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Вместе с тем, у многих исследователей, особенно у тех, кто негативно оценивает нефтегазоносность фундамента, неизменно возникает вопрос: если фундамент нефтеносен, то почему ни одна из вскрывших его на значительную глубину скважин не открыла залежь нефти? Почему получены отрицательные по нефти результаты?

Отвечая на этот вопрос, прежде всего следует сказать, что даже девонская нефть Ромашкинского месторождения-гиганта в 1940-х годах была открыта далеко не первой скважиной. В последующие годы, когда информативность сейсморазведки стала достаточно высокой и обеспечивала 80-100 % эффективность по горизонтам карбона, успешность поискового бурения по терригенному девону зачастую не превышала 30 %. Задача же поисков нефти в докембрийском фундаменте гораздо более сложная, чем поиски нефти в девоне, и нет ничего удивительного

в неполучении притоков нефти из архейско-нижнепротерозойских пород. Тем более, что методика выделения коллекторов в фундаменте по данным ГИС, а также испытания на приток выделенных пластов, на первых этапах была не отработана и совершенствовалась с приобретением опыта.

Кроме того, при бурении скважин со значительным вскрытием фундамента небезосновательно предполагалось, что углеводороды могут содержаться в разуплотненных трещиноватых зонах. Но самой методики прогнозирования разуплотненных зон в годы обоснования и бурения большинства из тех скважин, не существовало. Скважины закладывались в зонах предполагаемых разломов, на выступах фундамента, на локальных структурах, выделенных сейсморазведкой или структурным бурением по горизонтам осадочного чехла, а в ряде случаев – по данным грави- и магниторазведки. И лишь в конце 1980-х – начале 1990-х годов в результате экспериментальных сейсморазведочных работ на сверхглубоких и специальных параметрических скважинах Татарстана и обобщения геолого-геофизических материалов по этим скважинам, были сформулированы основные критерии прогнозирования разуплотненных зон в кристаллическом фундаменте по данным сейсморазведки МОГТ (Трофимов, 1991).

Первая же скважина (№966, Осиное поднятие), углубленная в фундамент на основе выработанных критериев, подтвердила наличие коллектора, из которого были получены притоки высокоминерализованных вод. Однако, при обосновании последующих скважин (№№ 33,34, 1001, 20010 и др.) эти критерии по неизвестным причинам не применялись. В результате хорошие коллектора в фундаменте не были выявлены, а местоположение и глубины этих скважин с нефтепоисковых позиций обоснованными считать нельзя.

И последний фактор, возможно сказавшийся на результатах бурения на фундамент в Татарстане, – региональный. Окончательные выводы делать пока рано, но нельзя исключать того, что Южно-Татарский свод, где пробурено основное количество скважин, неблагоприятен для аккумуляции нефти в фундаменте. Влияние этого фактора, по-видимому и должно быть оценено путем сравнения с тектоническим положением известных месторождений углеводородов в фундаменте в других регионах.

Е.В. Кучерук (Кучерук, 1992 и др.), обобщая в своих работах данные о нефтегазоносности фундамента по миру, делает вывод, что в большинстве случаев это залежи массивные, реже тектонически экранированные, приуроченные к разнообразным эрозионно-тектоническим выступам и включающие как породы фундамента, так и контактирующие с ними горизонты осадочного чехла. Подходя с этих позиций к выбору в пределах Волго-Уральского региона крупного тектонического элемента, где наиболее вероятно обнаружение залежей углеводородов, можно ожидать такого типа ловушки на высокоамплитудных валах или валообразных поднятиях, в прибортовых зонах крупных отрицательных структур. Таковыми в изучаемом регионе могут быть, например, Большекинельский вал, корреспондирующий с южным (крутым) бортом Серноводско-Абдулинского авлакогена в Оренбургской области, центральная часть Казанско-Кажимского авлакогена в Кировской области, Жигулевский вал в Самарской

области, Бавлинско-Туймазинский вал на сопредельных территориях Татарстана и Башкортостана.

Рассмотрим в сравнении со строением месторождения Белый Тигр строение Жигулевского вала, являющегося наиболее контрастной из вышеперечисленных структур, и где, как уже говорилось выше, отмечались битумопроявления в фундаменте.

Строение Жигулевского вала

Жигулевско-Пугачевский свод отделяется от южной части Мелекесской впадины, называемой обычно Ставропольской депрессией, Жигулевским разломом (Рис. 1), охарактеризованным по данным бурения и глубинной сейсморазведки МОГТ как гигантский взбросо-надвиг, связанный с границей Мохоровичича и имеющий длительную историю развития (Еланский и др., 1966; Трофимов, 2014 и др.). Амплитуда вертикального смещения составляет несколько сотен метров; горизонтальное перемещение разными авторами оценивается от 500 м до 8 км.

К фронтальной части надвига приурочен Жигулевский вал, проходящий в субширотном направлении по территории Самарской, Ульяновской и Пензенской областей. В плане вал имеет выпуклую в северном направлении форму, его протяженность достигает 350 км, а ширина составляет 10-50 км. Вал резко асимметричен: северное крыло крутое, наклоны слоев достигают 10-14°, иногда до 38° град и более, а южный пологий – наклоны не превышают 1-2° (Копп, Тверитинова, 1999). Интересен Жигулевский вал тем, что к нему практически на всем протяжении приурочены нефтяные месторождения в отложениях палеозоя.

Отмеченное многими авторами блоковое строение территории подтверждается геологической картой фундамента, построенной Т.А. Лапинской, А.В. Постниковым по данным бурения. Эта карта свидетельствует также о древнем заложении Жигулевского разлома. Основное же время формирования этого разлома (и, соответственно, одноименного вала), судя по данным бурения и сейсморазведки, – послепермское; по результатам неотектонических исследований – на новейшем этапе (Копп, Тверитинова, 1999).

В настоящее время Жигулевский вал представляет собой унаследованную сложно дислоцированную взбросо-надвиговую структуру, и, судя по рельефу дневной поверхности, интенсивно развивающуюся на неотектоническом этапе. По данным анализа регионального структурного рисунка и результатам структурно-кинематического изучения трещинных мезоструктур новейшая структура Жигулевского вала образовалась при субмеридиональном сжатии, а одноименный разлом представляет собой левый взбросо-сдвиг (Копп, Тверитинова, 1999), что в принципе согласуется с данными бурения и сейсморазведки.

Таким образом, геодинамическая обстановка формирования Жигулевского вала и структуры Белый Тигр в целом совпадают: и та, и другая образовались в основном за счет горизонтального сжатия, и на обеих присутствовала сдвиговая компонента. Внутреннее строение фундамента Жигулевского свода (Рис. 7) и месторождения Белый Тигр (Рис. 6) также имеет значительные черты сходства: в обоих случаях наблюдаются разломы, обуславливающие значительную нарушенность фундамента.

Фундамент Жигулёвского вала сложен комплексом метаморфических и интрузивных пород (Постников и др., 2005). Преобладают эндрбиты, гнейсы гранулитового комплекса, чарнокиты, габбро-норриты, диориты, микроклиновые граниты амфиболитового комплекса, а также мигматиты кристаллосланцев и эндрбитов, амфиболитов и плагиогранитов. Заметной полосой выделяется биотит-амфиболитовый гнейсовый комплекс пород, распространённый вдоль регионального разлома.

По данным Т.А. Лапинской, А.В. Постникова в фундаменте Жигулёвского вала отдельными участками развиты линейно-трещинные коры выветривания, которые по геологическому строению и минеральному составу могут быть интерпретированы как зоны гипергенных и гидротермальных изменений, аналогичных встреченным в гранитах месторождения Белый Тигр.

Проведённые детальные петрографические исследования выявили на территории Жигулёвского вала зоны бластокатаклаза, свидетельствующие о высокой интенсивности динамометаморфических преобразований на заключительных этапах формирования фундамента. Нередко наблюдаемые проявления гидротермальных преобразований пород подтверждают унаследованное сохранение тектонической активности на рифей-раннепалеозойском этапе развития.

Учитывая, что основное пустотное пространство, вмещающее нефть в гранитоидах Белого Тигра, сформировано в результате вторичных гидротермальных изменений, отмеченный факт имеет принципиальное значение и повышает перспективы поисков нефти в фундаменте Жигулёвского вала.

На ряде месторождений региона, в том числе контролируемых Жигулёвским разломом, суммарная накопленная

добыча нефти превышает первоначальные геологические запасы, причем на некоторых из них очень существенно (Горюнов и др., 2015).

Длительные сроки эксплуатации ряда месторождений, приуроченных к Жигулёвскому разлому и превышение объёмов накопленной добычи над первоначально подсчитанными геологическими запасами свидетельствуют, по мнению авторов, о современных поступлениях углеводородов в ловушки данных месторождений. Пути таких поступлений могут являться видимые на рис. 7 разломные зоны фундамента, которые, по аналогии с Белым Тигром, могут рассматриваться как перспективный поисковый объект.

Сравнительный анализ имеющегося геолого-геофизического материала по району месторождения Белый Тигр и Жигулёвскому валу позволяет сделать следующие выводы:

- фундамент обеих структур интенсивно дислоцирован; структурообразующими являются взбросо-надвиги со сдвиговой компонентой;
- структуры испытали тектоническую активизацию в неоген-четвертичный период и продолжают развиваться в настоящее время;
- в палеогеновом осадочном чехле Белого Тигра, также как и в палеозойском чехле Жигулёвского свода имеются месторождения нефти;
- в зоне Жигулёвского разлома встречены линейно-трещинные коры выветривания, сходные с зонами низкотемпературных гидротермальных изменений месторождения Белый Тигр;
- в районе Жигулёвского вала, как и на Белом Тигре, есть признаки современного подтока углеводородов.

Все это позволяет с довольно высокой степенью вероятности рассматривать фундамент Жигулёвского вала как объект, перспективный на поиски нефти и газа. Следующим закономерным этапом должно стать выявление наиболее интересных участков для постановки более детальных работ. Для этого целесообразно:

- использование глубинной сейсморазведки МОГТ и ранее сформулированных критериев нефтеперспективности недр (Трофимов, 2006);
- прогнозирование по данным сейсморазведки вероятных каналов подтока и оценка качества покрышки;
- прогнозирование разуплотненных зон в фундаменте с использованием критериев, разработанных в Татарстане (Трофимов, 1991) и подтвержденных последующим бурением.

В завершение хотелось бы привести слова Е.В. Кучерука, высказанные в работе (Кучерук, 1992) более 20 лет назад: «К настоящему времени число выявленных в фундаменте месторождений УВ в мире достигло той «критической массы», когда их уже нельзя рассматривать в качестве геологической аномалии, а надо ставить вопрос о целенаправленных поисках подобных скоплений». К сожалению, за прошедшие годы ощутимой поддержки решения этой проблемы так и не появилось, а определенным положительным сдвигам в ее решении мы обязаны, в основном, энтузиастам. Сейчас, когда проблема ресурсной базы старых нефтегазоносных провинций стоит еще острее, а возможности и информативность геолого-геофизических и геохимических методов исследования

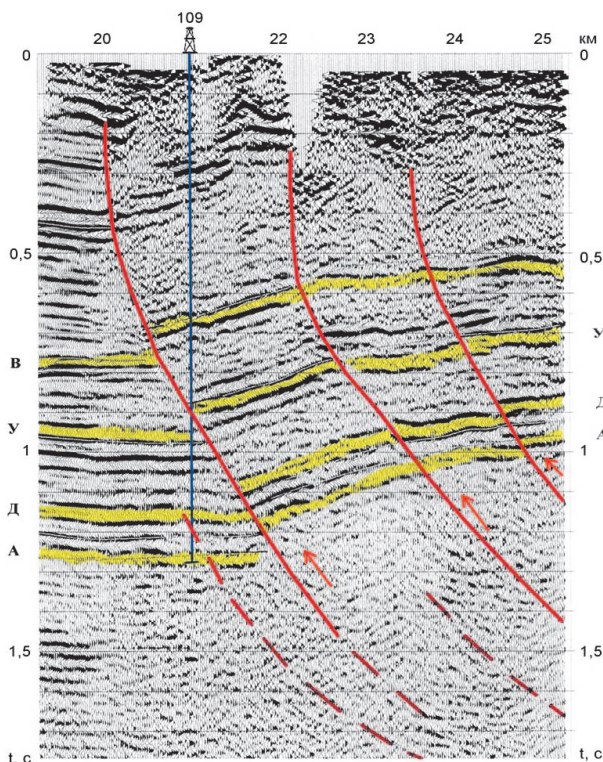


Рис. 7. Строение осадочного чехла и фундамента в зоне Жигулёвского разлома. В, У, Д – отражающие горизонты в осадочном чехле, А – поверхность фундамента; красными стрелками показаны направления смещения блоков.

недр существенно возросли, разработка Федеральной программы изучения перспектив нефтегазоносности фундамента (а также промежуточных комплексов) еще более актуальна, а ее успешная реализация вполне реальна. Изучение строения и перспектив нефтегазоносности фундамента Жигулевского вала могло бы стать одной из основных ее составляющих.

Литература

- Аршев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л., Зао Н., Попов О.К., Поспелов В.В., Шан Н.Т., Шнип О.А. Аршев Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. М: Нефть и газ. 1997. 288 с.
- Аршев Е.Г., Донг Ч.Г., Киреев Ф.А. Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Белый Тигр. *Нефтяное хозяйство*. 1996. № 8. С. 50-58.
- Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: ИПК «Звезда». 2001. 108 с.
- Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Киреев Ф.А., Донцов В.В., Соколов В.И. Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама. М: Недра. 2010. Т. II. 294 с.
- Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. Оренбург: Оренбургское кн. изд-во. 1997. 272 с.
- Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Климентьева Д.Н., Халиков А.Н. Проявления современных подтоков углеводородов в нефтегазоносные комплексы на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Геология нефти и газа*. 2015. № 5. С. 58-65.
- Еланский Л.Н., Козин А.Н., Фадеев М.И. Перспективы нефтеносности пород кристаллического фундамента Куйбышевского Поволжья. Геология, геохимия, геофизика: *Труды КуйбышевНИИ НПИ*. 1966. Вып. 36. С. 137-142.
- Киреев Ф. А. Нефть Вьетнама: Две точки зрения на генезис. *I Кудрявцевские чтения. Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти: Тезисы докладов*. Москва. 2012.
- Копп.М.Л., Тверитинова Т.Ю. Кинематика Жигулевского новейшего разлома. *Бюл. МОИП. Отд. геол.* 1999. Т. 74. Вып. 5. С. 75-79.
- Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности. Под ред. Р.Х. Муслимова, Т.А. Лапинской. Казань: Дента. 1996. 487 с.
- Кучерук Е.В. Нефтегазоносность пород фундамента. *Геология нефти и газа*. 1992. № 1. С. 45-46.
- Левянт В.Б., Шустер В.Л. Выделение зон трещинно-каверновых коллекторов в фундаменте на основе использования рассеянной компоненты волнового поля. *Технологии нефти и газа*. 2005. № 5-6. С. 32-43.
- Масагутов Р.Х. Литолого-стратиграфическая характеристика и палеогеография позднего докембрия Башкирского Приуралья. М: Недра. 2002. 223 с.
- Муслимов Р.Х., Хамадеев Ф.М., Ибатуллин Р.Х., Кавеев И.Х. Программа дальнейшего изучения недр Татарии. Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы. Казань: Татарское книжное издательство. 1980. С. 3-13.
- Мухаметшин Р.З., Пуанова С.А. К поиску скоплений нефти в додевонских отложениях Татарстана. *Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: Мат. между. конф.* Казань: Ихлас. 2016. Т. 2. С. 63-66.
- Плотникова И.Н. Геолого-геофизические и геохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. СПб.: Недра. 2004. 172 с.
- Поспелов В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. Москва-Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика». 2005. 260 с.
- Постников А.В., Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. К вопросу о роли эндогенного фактора в формировании и распределении нефтегазоносности осадочных бассейнов (на примере Татарстана). *Георесурсы*. 2005. № 1(16). С. 37-39.
- Тимурзиев А.И. Анализ трещинных систем осадочного чехла и фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам). *Экспозиция нефть газ*. 2010. № 5(11). С. 11-20.
- Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. М: ГЕОС. 2014. 202 с.
- Трофимов В.А. Глубинные сейсмические исследования МОВ-ОГТ на геотраверсе Татсейс-2003, пересекающем Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию. *Геотектоника*. 2006. № 4. С. 3-20.
- 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.
- Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации. *Георесурсы*. 2002. № 1(9). С. 18-23.
- 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.
- Шнип О.А. Методика поисков скоплений нефти и газа в фундаменте. *Актуальные проблемы геологии нефти и газа: Сб. трудов*. 2005. С. 187-195.
- Шустер В. Л. Нефтегазоносность палеозойского фундамента Западной Сибири. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. 2010. № 2. С. 20.
- Юсупов Б.М., Веселов Г.С. Размещение нефтяных месторождений Татарии. М: Наука. 1973. 191 с.

Сведения об авторах

Владимир Алексеевич Трофимов – доктор геол.-мин. наук, профессор, советник по науке и новым технологиям, Департамент управления проектами, АО «Центральная геофизическая экспедиция»

Тел: +7(985)767-11-36, e-mail: vatgeo@yandex.ru

Евгений Юрьевич Горюнов – канд. геол.-мин. наук, профессор, зам. заведующего кафедрой литологии, Российский государственный геологоразведочный университет

e-mail: eyugoryunov@yandex.ru

Ильнур Анварович Сабиров – инженер кафедры разведочной геофизики и компьютерных систем, Магистрант второго курса по направлению 21.04.01.41 Геолого-геофизические методы изучения природных резервуаров нефти и газа, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

e-mail: sabirov.i@gubkin.ru

Статья поступила в редакцию 14.10.2016;

Принята к публикации 01.12.2016; Опубликована 30.03.2017

Innovative Approaches to the Solution of Searching Hydrocarbons in Deep Horizons of the Volga-Ural Oil and Gas Province

V.A. Trofimov¹, E.Yu. Goryunov², I.A. Sabirov³

¹Central Geophysical Expedition JSC, Moscow, Russia

²Russian State Geological Prospecting University, Moscow, Russia

³Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia

Abstract. The article draws attention to the problem of hydrocarbon exploration in deep horizons, which is especially important for the old oil and gas bearing provinces, in particular,

for the Volga-Ural province. The example of Riphean-Vendian deposits shows that the solution of this problem is possible if we use not only data of the structural plans of the studied

horizons, but also the presence in the immediate vicinity of the identified structures of the oil feeding channels (faults) allocated by the high-depth CDP seismic survey. Based on a comparative analysis of the structure of the White Tiger field (Vietnam) and Zhigulev arch, it was concluded that they are very similar and that it is expedient to set up, within the last tectonic element, purposeful studies to explore the prospects of oil and gas potential of the Precambrian basement.

Keywords: oil, gas, deep horizons, Riphean-Vendian deposits, basement, oil feeding channels, high-depth CDP seismic survey

References

- Areshev E.G., Gavrilov V.P., Dong Ch.L., Zao N., Popov O.K., Pospelov V.V., Shan N.T., Shnip O.A. Areshev Geologiya i neftegazonosnost' fundamenta Zondskogo shel'fa [Geology and petroleum potential of crystalline basement of the Sunda Shelf]. Moscow: Neft i gaz. 1997. 288 p. (In Russ.)
- Areshev E.G., Dong Ch.G., Kireev F.A. Petroleum potential of basement granitoids on the example of the White Tiger field. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 1996. No. 8. Pp. 50-58. (In Russ.)
- Belokon' T.V., Gorbachev V.I., Balashova M.M. Stroenie i neftegazonosnost' rifeysko-vendskikh otlozheniy vostoka Russkoy platformy [Structure and oil and gas potential of Riphean-Vendian deposits of the East Russian Platform]. Perm: IPK Zvezda. 2001. 108 p. (In Russ.)
- Gavrilov V.P., Gulev V.L., Kireev F.A., Dontsov V.V., Sokolov V.I. Granitoidnye kollektory i neftegazonosnost' yuzhnogo shel'fa V'etnama. [Granitoid reservoirs and oil and gas potential of the southern Vietnam offshore]. V. II. Moscow: Nedra Publ. 2010. 294 p. (In Russ.)
- Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' Orenburgskoy oblasti [Geological structure and petroleum potential of the Orenburg region]. Orenburg: Orenburgskoe kn. izd-vo. 1997. 272 p. (In Russ.)
- Goryunov E.Yu., Ignatov P.A., Kliment'eva D.N., Khalikov A.N. The show of present hydrocarbon inflow into oil and gas complexes in the Volga-Ural oil and gas province. *Geologiya nefiti i gaza = The geology of oil and gas*. 2015. No. 5. Pp. 58-65. (In Russ.)
- Elanskiy L.N., Kozin A.N., Fadeev M.I. Prospects of oil-bearing crystalline basement rocks of the Volga Kuibyshev. *Geologiya, geokhimiya, geofizika: Trudy KuybyshevNII NP* [Geology, Geochemistry, Geophysics: Proc. KuybyshevNII NP]. 1966. Is. 36. Pp. 137-142. (In Russ.)
- Kireev F.A. Vietnam Oil: Two points of view on the genesis. Vserossiyskaya konferentsiya po glubinnomu genezisu nefiti «I Kudryavtsevskie chteniya» [All-Russian Conference on deep oil genesis «1st Kudryavtsev readings»: Abstracts]. Moscow. 2012. (In Russ.)
- Kopp M.L., Tveritinova T.Yu. Kinematics of the Zhigulevsk fault. *Bull. MOIP. Dep. geol.* 1999. V. 74. Is. 5. Pp. 75-79. (In Russ.)
- Kristallicheskiy fundament Tatarstana i problemy ego neftegazonosnosti [The crystalline basement of Tatarstan and the problems of its oil and gas potential]. Ed. R.Kh. Muslimov, T.A. Lapinskaya. Kazan: Denta Publ. 1996. 487 p. (In Russ.)
- Kucheruk E.V. Oil and gas potential of the basement rocks. *Geologiya nefiti i gaza = The geology of oil and gas*. 1992. No. 1. Pp. 45-46. (In Russ.)
- Levyant V.B., Shuster V.L. Identification of fracture-cavern zones in reservoirs and basement using the scattered components of the wave field. *Tekhnologii nefiti i gaza = Oil and Gas Technologies*. 2005. No. 5-6. Pp. 32-43. (In Russ.)
- Masagutov R.Kh. Litologo-stratigraficheskaya kharakteristika i paleogeografiya pozdnego dokembriya Bashkirskogo Priural'ya [Lithologic and stratigraphic characteristics and palaeogeography of the Late Precambrian Bashkir Pre-Urals]. Moscow: Nedra Publ. 2002. 223 p. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh., Khamadeev F.M., Ibatullin R.Kh., Kaveev I.Kh. The mineral resources research program in the Republic of Tatarstan. Deep studies of Precambrian east of the Russian Platform. Kazan: Tatar Knizhnoe Izdatelstvo. 1980. Pp. 3-13. (In Russ.)
- Mukhametshin R.Z., Puanova S.A. To the search for oil accumulations in pre-Devonian sediments of Tatarstan. *Innovatsii v razvedke i razrabotke neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy: Mat. mezhd. konf. [Proc. Int. Conf. «Innovations in Oil and Gas Exploration and Development»]*. Kazan: Ikhl. 2016. Vol. 2. Pp. 63-66. (In Russ.)
- Plotnikova I.N. Geologo-geofizicheskie i geokhimicheskie predposylki perspektiv neftegazonosnosti kristallicheskogo fundamenta Tatarstana [Geological and geophysical and geochemical preconditions for oil and gas potential of the crystalline basement of Tatarstan]. St.Petersburg: Nedra. 2004. 172 p. (In Russ.)
- Pospelov V.V. Kristallicheskiy fundament: geologo-geofizicheskie metody izucheniya kollektorskogo potentsiala i neftegazonosnosti [The crystalline basement: geological and geophysical methods for studying the reservoirs and oil and gas potential]. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Science; SIC «Regular and chaotic dynamics». 2005. 260 p. (In Russ.)
- Postnikov A.V., Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. The role of endogenous factors in the formation and distribution of oil and gas potential of sedimentary basins (on the example of Tatarstan). *Georesursy = Georesources*. 2005. No. 1(16). Pp. 37-39. (In Russ.)
- Timurziev A.I. Analysis of the fracture systems of the sedimentary cover and basement of the White Tiger field (Vietnam). *Ekspozitsiya nefiti i gaza = Exposition oil gas*. 2010. No. 5(11). Pp. 11-20. (In Russ.)
- Trofimov V.A. Glubinnye regional'nye seysmorazvedochnye issledovaniya MOGT neftegazonosnykh territoriy [Deep regional seismic CDP studies of oil and gas areas]. Moscow: GEOS. 2014. 202 p. (In Russ.)
- Trofimov V.A. Deep CMP seismic surveying along the Tatseis-2003 geotraverse across the Volga-Ural petroliferous province. *Geotektonika = Geotectonics*. 2006. No. 4. Pp. 3-20. (In Russ.)
- Trofimov V.A. Assessment of the capability for predicting the crystalline basement decompressed zones using seismic data. *Geologo-geofizicheskoe modelirovanie pri poiskakh nefiti i gaza* [Geological and geophysical simulation in the search for oil and gas]. Moscow: IGI RGI. 1991. Pp. 126-133. (In Russ.)
- Trofimov V.A., Korchagin V.I. Oil feeding channels: the spatial position, the detection methods and methods of their activation. *Georesursy = Georesources*. 2002. No. 1(9). Pp. 18-23. (In Russ.)
- Trofimov V.A., Masagutov R.Kh. New Approach to Solve Problem of Oil Exploration in Riphean-Vendian Complex of East-European Platform. *Geologiya nefiti i gaza = Geology of oil and gas*. 2012. No. 2. Pp. 80-83. (In Russ.)
- Shnip O.A. Methods of oil and gas accumulations prospecting in basement. *Aktual'nye problemy geologii nefiti i gaza: Cbornik trudov* [Actual problems of oil and gas geology: Collected papers]. Moscow. 2005. Pp. 187-195. (In Russ.)
- Shuster V.L. Oil and gas potetial of Paleozoic basement of Western Siberia. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*. 2010. No. 2. Pp. 20. (In Russ.)
- Yusupov B.M., Veselov G.S. Razmeshchenie neftyanykh mestorozhdeniy Tatarii [Configuration of the oil fields of Tatarstan]. Moscow: Nauka. 1973. 191 p. (In Russ.)

For citation: Trofimov V.A., Goryunov E.Yu., Sabirov I.A. Innovative Approaches to the Solution of Searching Hydrocarbons in Deep Horizons of the Volga-Ural Oil and Gas Province. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 1. Pp. 59-68. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.10>

About the Authors

Vladimir A. Trofimov – DSc in Geology and Mineralogy, Professor, Advisor for Science and New Technologies
Central Geophysical Expedition JSC
Phone: +7(985)767-11-36, e-mail: vatgeo@yandex.ru

Evgenii Yu. Goryunov – PhD in Geology and Mineralogy, Professor, Deputy Head of the Department of Lithology
Russian State Geological Prospecting University
e-mail: eyugoryunov@yandex.ru

Ilmur A. Sabirov – Engineer, Graduate student, Department of Exploration Geophysics and Computer Systems
Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)
e-mail: sabirov.i@gubkin.ru

*Manuscript received 14 October 2016; Accepted 1 December 2016;
Published 30 March 2017*