

## О СОСТОЯНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ОСАДОЧНОГО ДОКЕМБРИЯ В ТАТАРСТАНЕ

Приведенный в работе анализ значительного по объему фактического материала по осадочному докембрию восточной части Урало-Волжского региона позволяет сделать обоснованные выводы о том, что изучение проблемы нефтегазоносности осадочного докембрия является одним из основных направлений изучения геологии нефти и газа глубокопогруженных горизонтов, что составляет определяющую альтернативу традиционным продуктивным отложениям в палеозойском осадочном комплексе. Решение этой проблемы будет, безусловно, способствовать существенному увеличению нефтегазового потенциала за счет обнаружения принципиально новых источников углеводородного сырья в рифейско-вендском карбонатно-терригенном комплексе.

*Ключевые слова:* осадочный докембрий, Республика Татарстан, нефтегазоносность.

В последнее время в РТ, как и в других нефтегазодобывающих регионах России, важнейшими вопросами являются разработка и выбор оптимальных и эффективных методов увеличения КИН, внедрения сложнейших и высокотехнологических приемов интенсификации добычи нефти и газа из традиционных продуктивных горизонтов, а также решение ряда проблемных задач по промышленной утилизации залежей высоковязких нефтей. Это важнейшие и актуальнейшие задачи на сегодняшний день не только в России, но во всех мировых нефтедобывающих регионах по вовлечению в промышленную разработку новых дополнительных ресурсов.

Вместе с тем, на наш взгляд, нельзя полностью отказываться от продолжения всестороннего изучения глубокопогруженных отложений в различных впадинных зонах и авлакогенах, ссылаясь на существующие экономические трудности, нехватку средств и господствующую тенденцию дальнейшего развития нефтегазодобывающей отрасли исходя только из всестороннего поддержания активной работы имеющихся месторождений на основе применения элементов дальнейшего усовершенствования, модернизации механизмов добычи нефти и газа. Другими словами, отвечая на известную предвыборную президентскую программу, в которой акцентируется внимание на дальнейшее развитие фундаментальной и прикладной науки, в РТ необходимо поддерживать хотя бы тот, существовавший ранее, небольшой задел, позволяющий путем комплексного изучения осадочных и кристаллических образований докембрия, бурения отдельных глубоких скважин со специальными целевыми направлениями, решать последовательно целый ряд проблем, среди которых ведущими являются:

- изучение тектоники, разломно-блокового строения глубокопогруженных комплексов осадочных и кристаллических образований и сопутствующих физико-химических процессов, происходящих в глубинной геодинамической среде, выяснение их роли в битуминогенезе, формировании геофизических полей;

- оценка коллекторов и насыщающих их флюидов глубокопогруженных зон;

- анализ геологического строения, вещественного состава древних образований, стратификация породных комплексов, сопоставление геологических разрезов;

- разработка основ интерпретации геофизических исследований на базе совместного анализа петрофизических, геохимических и геофизических материалов, исследование

величины и особенностей изменения теплового потока;

- всестороннее изучение возможности постоянной «подпитки» нефтяных месторождений осадочного чехла за счет притока УВ по зонам деструкции, т.е. вертикально восходящей миграции нефтегазоносных флюидов через зоны разломов и разуплотнений кристаллического фундамента (КФ) от единого источника нефтегенерации.

Эти и множество других проблем свидетельствуют о необходимости возобновления пусть даже и не широко-масштабных работ, но непременно поискового бурения и углубления в кристаллический фундамент разведочных скважин до первых сотен метров с предварительным проведением на этой территории сейсморазведки или ее переинтерпретации, если она здесь проводилась ранее.

На основании проектов ряда нефтедобывающих районов СССР Миннефтепромом в 70-е годы XX века была разработана многолетняя программа планомерного изучения рифейско-вендских отложений Урало-Поволжья, по которой проводились сейсморазведка и глубокое бурение в Башкирии, Удмуртии, Татарии, Пермской и Оренбургской областях. С 1975 года в ТАССР работы осуществлялись в рамках «Проекта региональных и поисковых работ на рифейско-вендские отложения восточной Татарии», а также по плану целевой Программы «Комплексные исследования и оценка перспектив архейско-нижнепротерозойского фундамента Татарии на 1981-1985 и последующие годы», а также на основании иных документов.

Всего, в период с 1976 по 1999 гг., по целевым обоснованиям было рекомендовано и пробурено 12 глубоких скважин. В соответствии с поставленными заданиями, скважины закладывались редкими профилями вкрест простирания структурных элементов II и III порядков, что обеспечивало наиболее оптимальную информацию по степени изученности глубоким бурением (Баранов, Гатиятуллин, 2004). Итак, что мы имеем на сегодняшний день? Пробурено 12 глубоких скважин, вскрыто, по сути, 12 различных разрезов рифея-венда, т.е. на первый взгляд, решены задачи литологии, стратификации отложений (в частности, выделен ряд местных подразделений), получены датировки абсолютного возраста пород и их физические параметры. Проводились операции КИИ в открытом и обсаженном стволах в интервалах разреза, выделенных по данным ГИС и геолого-технологических исследований. Но на самом деле, это всего лишь обобщенная характеристика коллекторских свойств набора пород осадочного разреза, не

«привязанного» ни к одной конкретной структуре. Таким образом, в отношении изучения поискового потенциала осадочного докембрия мы имеем практически то же самое, что и до бурения этой пресловутой дюжины скважин. Но даже и в таких неблагоприятных структурных условиях, в коих были пробурены эти скважины, в разрезах рифея-венда обнаружено достаточно свидетельств (в отдельных случаях, в определенной степени второстепенных) возможной нефтегазоносности древнейших осадочных отложений. Достаточно сказать, что в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в глубоких скважинах, пробуренных на этой обширной, но до сих пор весьма слабо изученной территории, в большей мере случайно обнаружено более 280 фактов нефтегазобитумопроявлений.

Однако, выполненные ранее (до 1975 года) геолого-геофизические исследования не обеспечили в целом стратегию поисков залежей углеводородов в осадочном докембрии достоверной информацией о строении глубокозалегающих горизонтов, что во многом предопределило неоптимальное размещение поисковых скважин и привело практически к отрицательным результатам. Так, например, в пределах развития рифейско-вендских отложений сейсморазведка МОГТ по ряду методических и технических причин не всегда приводила к обоснованным заключениям. Конкретизируем это положение.

Во-первых, основные технические и методические приемы были направлены на изучение палеозойского разреза, тогда как для картирования непосредственно додевонских отложений объемы исследований были незначительны.

Во-вторых, на сейсморазведочных площадях прослеживались отраженные волны от различных литолого-стратиграфических подразделений верхнего протерозоя, причем, ни один из отражающих горизонтов внутри рифейского комплекса не имел широкого площадного распространения и четкой стратиграфической привязки. Практически, на всех площадях фиксировалась лишь кровля верхнепротерозойского разреза, которая является поверхностью размыва и не всегда отражает истинное структурное строение нижелегающих горизонтов; в ряде случаев под среднедевонскими отложениями залегают нижнерифейские, а время перерыва составляет около полутора млрд. лет.

В-третьих, на ряде площадей применялись источники возбуждения недостаточной мощности, вследствие чего глубина изученности рифея-венда искусственно уменьшалась и «слабые» сейсмические границы практически не выделялись на фоне помех.

В-четвертых, присутствие кратных волн на больших временах регистрации сейсмического волнового поля затрудняло корреляцию «полезных» отражающих границ.

В пределах юго-восточного склона ЮТС выделяется ряд сейсмических отражающих горизонтов в верхнепротерозойском осадочном разрезе, вполне сопоставимых с таковыми, четко прослеженными на разведочных площадях западного Башкортостана (Серафимовская, Леонидовская, Шкаповская, Морозовская и др.). Основным характерным отличием разрезов рифея и венда Татарстана от аналогичных на территории соседней республики является их сравнительно меньшая мощность.

Иное дело – северо-восток Татарстана. В пределах разведочных площадей (Мензелино-Актанышская, Кучуковская, Азеево-Салаушская), примыкающих к Башкортоста-

ну, на временных сейсмических разрезах волновая картина в осадочном протерозое характеризуется сложным, динамически невыдержанным, дискретным характером. Сопоставление полученных данных сейсморазведки с результатами бурения немногих глубоких скважин, вскрывших разрез рифея-венда до поверхности КФ позволило выделить на площадях северо-востока РТ следующие регионально выдержанные отражающие поверхности:

*V – подошва терригенных образований верхнекауровской свиты венда или эродированная поверхность песчаников зияшевской (ограниченно-бугадинской?) свиты.* На границе с Удмуртией (Бимская) и Башкортостаном (продолжение Актанышской площади к западу) бурением и сейсморазведкой отмечается появление в разрезе доломитов калтасинской свиты, перекрывающих зияшевские песчаники. Здесь отражение *V* отождествляется с эродированной поверхностью калтасинских образований (по унифицированной схеме расчленения рифея 70-х гг.). Поверхность отложений венда в волновом поле из-за отсутствия различий в акустических параметрах с подошвенной частью девонских пород в волновом поле не выделяется и самостоятельным отражающим горизонтом в региональном плане не представлена. В связи с этим выделение каких-либо объектов для нефтепоискового бурения в этом комплексе не представляется возможным. Однако структурный план поверхности венда вполне удовлетворительно соответствует поведению отражающего горизонта *D*, т.е. кровле кыновских терригенных отложений. Последнее позволяет прогнозировать объекты в венде на основании структурно-тектонических особенностей строения девонских терригенных образований.

*B<sub>1</sub> – подошва глинистых доломитов калтасинской свиты или поверхности зияшевской свиты нижнего рифея.* На временных разрезах волна, отраженная от поверхности доломитов калтасинской свиты, достаточно уверенно коррелируется в виде двухфазного отражения с частыми разрывами корреляции, связанными, по-видимому, с субмеридиональными разломами и многочисленными «оперяющими» нарушениями. Сейсмический горизонт в пределах т.н. Бимского участка (в пределах Азеево-Салаушской площади) погружается с юго-запада на северо-восток от отметок -1880 м до -2800 м при расстоянии этих точек между собой в несколько км. В северо-восточной части этого участка на временных разрезах отмечается перегиб оси синфазности отражающего горизонта *B<sub>1</sub>* и потеря корреляции отраженных волн от нижелегающих горизонтов; в плане этот участок совпадает с приподнятым блоком КФ.

*B<sub>2</sub> – кровля алевролитов и глинистых песчаников курмашевской свиты нижнего рифея.* В волновом поле эта поверхность проявляется в виде двухфазного, регионально выдержанного отражения, хотя и дискретного, не имеющего непрерывной корреляции. Это отражение позволяет достаточно надежно охарактеризовать внутреннее строение нижнерифейских образований (в частности, курмашевскую свиту). Непрерывность отражающей поверхности опорного горизонта *B<sub>2</sub>* нарушена многочисленными кон-постседиментационными дизъюнктивами и интрузиями габбро-диабазов. Характерным для этого волнового поля является также увеличение числа зон выклинивания вышезалегающих образований по мере приближе-

ния к границе развития рифейских отложений.

$B_3$  – подошва курмашевской свиты (конгломераты, гравелиты) или кровля кузякинской свиты (аргиллиты, алевролиты, массивные песчаники, кварциты, габброиды). Волновое поле в целом аналогично волновому полю  $B_2$ . Оно также двухфазное, дискретное, с наличием многочисленных дизъюнктивов и интрузий. Корреляция отражений хотя и сложная, но вполне удовлетворительная при обосновании объектов.

Отражение  $B_3$  ( $B_2$ ) в пределах юго-западного борта Камско-Бельского авлакогена отождествляется с поверхностью кузякинской свиты нижнего рифея или нижних горизонтов зияшевской свиты нижнего рифея. На временных разрезах эти отражения коррелируются с разной степенью надежности и с большими разрывами. На юго-западе четко прослеживается резкое выклинивание рифейских отложений. На востоке и северо-востоке при погружении этой поверхности на значительную глубину (амплитуда погружения составляет более 2 км) отмечается потеря корреляции вплоть до полного отсутствия каких-либо волновых отражений.

*A* – эродированная поверхность метаморфизованных архейских и раннепротерозойских образований КФ. В волновом сейсмическом поле она характеризуется динамически выраженной, сложно построенной, а также дискретной из-за различных акустических свойств поверхности КФ – наличия значительных дизъюнктивных нарушений, эффузивов, интрузий, коры выветривания различной мощности (элювий, делювий и т.п.). Кроме того, поверхность достаточно надежно выделяется на волновой картине развитием хаотичного сейсмического поля ниже его поверхности, что позволяет даже на качественном уровне отделить образования КФ от осадочных отложений рифея.

Детальный сейсмостратиграфический анализ полученной волновой картины по временным разрезам позволил выделить в разрезе рифейских отложений многочисленные сложно построенные, комбинированные структурно-тектонические, стратиграфические и другие ловушки, характерные для бортовых частей осадочных бассейнов трансгрессивного наполнения с последующими тектоническими эволюциями. Так, например, в районе скв. 7000 Арлан глубина погружения отражающего горизонта *A* достигает 7600 м. Результаты региональных сейсморазведочных работ с учетом бурения ряда глубоких скважин позволили уточнить стратиграфическую приуроченность выдержанных по площади отражающих горизонтов. Так, отражения  $B_1$  и  $B_2$  вполне вероятно относятся соответственно к поверхностной и подошвенной частям зияшевской свиты, а отражение *A* по динамической выразительности может быть отнесено к кровельной части кузякинской свиты. В волновом поле прослежены опорные отражения, приуроченные к литостратиграфическим поверхностям нижнерифейских образований (калтасинские, зияшевские, курмашевские, кузякинские) и КФ в волновом поле выделяются в виде пакетов (цугов) отражений, наиболее динамически выраженных по сравнению с менее динамическими и непротяженными отражениями от промежуточных границ, что, по-видимому, связано с эродированностью стратиграфических поверхностей и значительной мощностью базальных конгломератов и гравелитов. На корреляцию отражений от поверхности КФ в значительной степени также влияет тектоническая раздробленность,

его уступообразное строение и развитие многочисленных интрузивных и покровных габбро-диабазов (Гатиятуллин, Баранов, 2008).

Проводимый нами статистический анализ распределения проявлений УВ в разрезах глубоких скважин показал, что наибольшее их число (примерно 75-80 %) располагается на границе венда и верхнего рифея, что объясняется наличием в этих отложениях благоприятных литофациальных предпосылок, способствующих латеральной и вертикальной миграции нефти, а также слабой разведанностью больших глубин, из-за чего часть нефтепроявлений в рифее, возможно, еще не вскрыта бурением.

Прежде всего, следует подчеркнуть, что нефти, полученные в верхнем протерозое в немногочисленных залежах (в основном, непромышленного характера) отличаются от палеозойских нефтей и практически обособляются в самостоятельный геохимический тип, в котором характеризуются высокой плотностью (0,95-0,98 г/см<sup>3</sup>), высоким содержанием асфальто-смолистых компонентов (18-28 %), низким содержанием легких и, особенно, бензиновых фракций (1-5 %) и твердых парафинов (0,6-2,7 %). Существенно отличает эти нефти от палеозойских и низкая сернистость (0,2-1,2 %). Химический тип нефтей из отложений верхнего протерозоя отвечает тяжелым, возможно, окисленным, биодegradированным нефтям парафино-нафтенового, а чаще, нафтенового основания (Трофимов и др., 2003).

Однако, утверждать о том, что все нефти, полученные в осадочном протерозое, принадлежат к единому генетическому типу нельзя, поскольку имеются сведения о наличии в рифейских и вендских отложениях нефтей иного облика с малой плотностью и низким выходом смол и асфальтенов, что более характерно для нефтей глубокопогруженных отложений. Так, в разрезе скв. 203 Бедряжская, располагающейся в южной части территории Пермского края, в отложениях рифея из интервала 3345,7-3351,7 м зафиксировано проявление легкой нефти плотностью менее 0,8 г/см<sup>3</sup>, небольшие притоки нефти с подобными параметрами получены на Ольховском поднятии в Оренбургской области (скв. 1060). В пределах Московской синеклизы в ряде скважин на границе венда и рифея также получены незначительные притоки нефти. Ее характеристика такова: плотность 0,78-0,82 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,04-0,3 %, смол 1,5-7 %, парафина 0,2-5,6 %. При этом следует отметить в нефти значительное количество бензиновых фракций (до 42 %). Кроме того, можно упомянуть о нескольких десятках залежей легкой нефти и газоконденсата в пределах Ангаро-Ленской антеклизы или об огромных скоплениях асфальтовых битумов в бассейнах Орд и Джорджина (Австралия), граничащих с целым рядом огромных газовых залежей и т.д., что позволяет предполагать наличие крупных обособленных и комбинированных зон нефтегазоаккумуляции, контролирующихся различными факторами (структурные, фациальные, седиментационные, литологические, катагенетические и др.), чаще, в совокупности.

Считаем нужным упомянуть и о такой достойной внимания особенности, как характер размещения нефтегазобитумопроявлений в верхнепротерозойском осадочном разрезе. Нами проведен сравнительный анализ по 38 глубоким скважинам, пробуренным на территории Волго-Уральской провинции (Татарстан, Башкортостан, Удмуртия, Пермский край). Каждая из скважин характеризуется

наличием обильных водопритоков (вплоть до 600 м<sup>3</sup>/сутки в скв. 606 Тыловайская или 1300 м<sup>3</sup>/с в скв. 1501 Каракулинская), что свидетельствует о весьма благоприятных коллекторских свойствах пород осадочного протерозоя (в основном, это, средне-, разномерные песчаники и алевролиты при «средневзвешенном» значении пористости в 20-22 %) и наличии флюидовмещающих природных резервуаров. По керну и шламу, газовому каротажу и геохимии выделен ряд нефтегазобитумпооявлений в виде небольших притоков нефти, запаха газа, газированного бурового раствора, различной степени насыщения нефтью породы, битумных пятен, промазок и т.д. (Баранов, Гатиятуллин, 2004).

Из всего перечня вышеупомянутых глубоких скважин, большая часть их свидетельствует об определенной стратиграфической принадлежности к той или иной части верхнепротерозойского разреза. В итоге получается следующая картина. Нефтенасыщение по керну и шламу определено в терригенных породах (песчаники, алевролиты) верхнего рифея, в основном, леонидовской свиты (29 объектов), нижнего рифея – нерасчлененного (4 объекта), венда (11 объектов), т.е. в некоторых скважинах по разрезу наблюдаются 2-3 объекта. Газовые выделения установлены в верхнерифейских отложениях в 4 скважинах, в 5 скважинах результата не получено: в процессе бурения и испытания объекты оказались «сухими». При этом отмечено, что в большинстве скважин объекты насыщения фиксировались практически на границе крупных стратиграфических подразделений или на незначительном удалении от них по разрезу. Так, например, на контакте «рифей-венд» проявления установлены в 32 скважинах, причем в 24 из них насыщенные интервалы располагаются от 15 метров до нуля, т.е. непосредственно в месте контакта. На контактах «фундамент-рифей» и «фундамент-венд» разброс интервалов-объектов сверху и снизу от 7-8 метров до 20, т.е. все расположены вблизи весьма контрастного по временному и литологическому признакам перерыву. В разрезах остальных скважин интервалы проявлений отстоят от стратиграфических контактов на 100-200 и более метров, но подавляющее число их установлено в верхнерифейских отложениях. И невольно возникает вполне логичный вопрос: почему все эти объекты битумо-, нефте-, газо-, водонасыщения тяготеют именно к контактам-границам, ведь именно здесь наиболее часто и масштабно проявляются выходы углеводородного вещества и газированных водных растворов?

На наш взгляд, ответ на этот непростой вопрос заключается в следующем...

Во-первых, на преобладающей части рассматриваемой территории верхнепротерозойские отложения залегают на глубинах, превышающих 3000 м, где создаются благоприятные условия для перехода УВ в однофазное состояние.

Во-вторых, восстановительные и слабовосстановительные условия, существовавшие во время накопления осадков верхнего рифея и венда, повышенное содержание в породах органического вещества, органического углерода и битумоидов позволяют рассматривать эти отложения условно как возможно нефтематеринские.

В-третьих, т.н. нефтематеринские толщи верхнего докембрия в процессе своего формирования были погружены до глубин 4000-6000 м, в результате чего произошло повышение температуры (до 70-135 градусов) и давления (до 50-60 МПа), что обеспечило условия для процессов битумообразования.

В-четвертых, нефтегазобитумпооявления в отложениях нижнего рифея свидетельствуют не только о возможности существования глубинного УВ-источника, но и весьма разветвленной сети глубинных разломов, по которым ОВ проникало в вышележащие толщи по нелинейным законам фильтрации.

Таким образом, зоны деструкции глубокопогруженных образований кристаллического фундамента могут исполнять роль своеобразного «химического реактора», в котором метан глубинных оболочек Земли вовлекается в процесс превращения в нефтяные флюиды под влиянием каталитической активности тонкодисперсных глинистых и других минералов в присутствии пластовых флюидов при определенных термобародинамических условиях (Муслимов, 2006). Другими словами, в зонах деструкций КФ может происходить генерация УВ нефтяного ряда за счет простых УВ больших глубин под влиянием каталитической активности тонкодисперсных глинистых минералов, проявляющейся в присутствии минеральных пластовых вод. При этом пульсационные динамические нагрузки этих зон постоянно активируют тонкодисперсный каталитический комплекс пород, что свидетельствует о перманентном режиме генерации сложных УВ-систем в глубинных зонах. Можно сказать, что в вышеупомянутых четырех постулатах ответа органично объединены ведущие основы современных принципов нефтидогенеза, что в очередной раз подтверждает полигенность воззрений геологов-нефтяников Татарстана, свидетельствуя о том, что монополия единственной в свое время господствующей концепции происхождения УВ осталась в прошлом.

## Литература

Баранов В.В., Гатиятуллин Н.С. Проблемы изучения рифейско-вендских отложений и возможные пути их преодоления. *Разведка и охрана недр*. № 2. 2004. Казань. 33-38.

Гатиятуллин Н.С., Баранов В.В., Кавеев И.Х. Этапность изучения кристаллического фундамента и основные критерии поиска углеводородов. *Георесурсы*. № 3(26). 2008. 27-29.

Баранов В.В., Гатиятуллин Н.С. и др. Оценка перспективности рифейско-вендских отложений восточного впадинного обрамления Татарского мегасвода. *Георесурсы*. № 1(15). 2004. 32-34.

Муслимов Р.Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании и развитии месторождений углеводородного сырья. *Мат-лы Межд. науч. конф.: «Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ»*. Казань. 2006. 3-9.

Трофимов В.А. и др. Анализ и переработка сейсморазведочных материалов с целью выявления перспективных объектов в рифейско-вендском комплексе Татарстана по договору №№ 111/02-64ск и 134/03-64ск. *Фондовый отчет о НИР*. М. 2003. 96.

---

## N.S. Gatiyatullin, V.V. Baranov. Conditions of Geological Exploration Degree of Sedimentary Pre-Cambrian in the Republic of Tatarstan

Presented in this paper analysis data with significant actual material on sedimentary Precambrian of the eastern part of Ural-Volga region allow us to make valid conclusions that the study of the oil and gas bearing issue of sedimentary Precambrian is one of the main direction of the study of deep-sunk horizons oil and gas geology, which is a defining alternative to conventional productive deposits in the Paleozoic sedimentary complex. Solution of this issue will certainly contribute to a significant increase of oil and gas potential by identifying a fundamentally new sources of hydrocarbons in the Riphean-Vendian terrigenous-carbonaceous complex.

*Keywords:* sedimentary Precambrian, Republic of Tatarstan, oil and gas bearing.