

НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ В ПОВОЛЖЬЕ И ПРИКАСПИИ

© 2011 г. В.Я. Воробьев, Ю.С. Кононов
ФГУП "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

Современное состояние нефтегазопоскоковых работ в Поволжье и Прикаспии, как и в других регионах, достаточно сильно ощущает на себе воздействие общего состояния нефтегазовой отечественной геологии в конце первого десятилетия XXI века. Несомненно, что одной из общих тенденций глобального характера является непрерывное усложнение поисков. Конечно, при этом необходимо учитывать и еще одну глобальную специфику двоякого рода. С одной стороны, последние годы характеризовались сначала устойчивым ростом цен на нефть на мировом рынке, а затем – их спадом. С другой стороны, ныне Россия в полной мере ощущает воздействие мирового кризиса как в целом, так и на минерально-сырьевой (и прежде всего – нефтегазовый) комплекс, ставший в стране главной доходной статьей бюджета. Кстати, именно с этим комплексом оказались наиболее тесно связаны первые российские долларовые миллиардеры, что в наибольшей мере отражает собственно российские постсоветские тенденции. Применительно же к состоянию и современным проблемам нефтегазопоскоковых работ в общероссийском плане, пожалуй, наиболее важными за последние два десятилетия можно считать три особенности.

Во-первых, это общее "сворачивание" геологических исследований в целом, включая нефтегазопоскоковые работы, на фоне составления долгосрочных программ "развития" минерально-сырьевой базы (МСБ). Организационно это прежде всего вылилось

в ликвидацию самостоятельной отрасли (Министерства геологии), а экономически – в необоснованно низкий норматив отчислений на воспроизводство МСБ. Последствия не замедлили сказаться. Как было показано [35], объемы поисково-разведочных работ на нефть и газ в целом по России с 1990 по 1995 гг. снизились примерно в 4,5 раза. В том числе резкий спад объема работ относится к нефтяной геофизике, особенно к НИОКР в области геофизических исследований [24]. Отчисления на воспроизводство МСБ вскоре вообще были отменены. Что касается предельно низких объемов работ, то они как бы стабилизировались и к концу 90-х годов даже несколько возросли. Здесь следует отметить, что вопрос о стратегии развития и рационального использования минерально-сырьевой базы России на рубеже веков стал предметом специальных парламентских слушаний [13]. В частности, в ходе их отмечено, что после ликвидации Союзного государства накоплен большой дефицит прироста запасов нефти и газа по сравнению с уровнем их добычи. За последние десять лет российские компании фактически "проедали" разведанные в советское время запасы, прежде всего минерального сырья стратегических видов, которое обеспечивает до 80 % валютных поступлений. Отмечено также, что и бюджетное планирование на 2002 г. приводит к значительному разрыву показателей "добыча – прирост запасов". Тем самым создаются реальные предпосылки сокращения объемов добычи

нефти, газа и других стратегических видов минерального сырья, что не только приводит к уменьшению валютных поступлений, но и может приблизить страну к энергетическому кризису. Однако при этом общем опасении остались в тени некоторые весьма существенные особенности внутренней динамики поисково-разведочных работ на нефть и газ, особенно применительно к жидким углеводородам (УВ), то есть, главным образом, к нефтяным и газоконденсатным месторождениям.

Здесь особый интерес представляет специальное исследование обеспечения энергетической безопасности России, осуществленное почти одновременно с парламентскими слушаниями [47]. В данном случае применительно к особенностям прироста запасов жидких УВ (нефти и конденсата) наиболее специфичны два аспекта. Один из них заключается в том, что объем прироста запасов в 1996-2000 гг. сократился почти вдвое по сравнению с 1991-1995 гг., на который еще влиял задел, полученный в советский период. Другой аспект сводится к беспрецедентному списанию уже приращенных запасов, которое в обоих случаях составило более 80 % их объема. Таким образом, в чистом виде прирост запасов за 1991-2000 гг. фактически составил менее 10 % от уровня добычи жидких УВ за соответствующий период.

По поводу упомянутых долгосрочных программ, составленных уже в начале XXI века, следует заметить, что их ныне две. Первая из них – Федеральная целевая Программа "Экология и природные ресурсы России". Она утверждена Правительством Российской Федерации в декабре 2001 г. на период до 2010 года, то есть уже близка к завершению. В первой из ее подпрограмм ("Минерально-сырьевые ресурсы"), в частности, предусмотрено обеспечить к 2010 г. суммарную добычу УВ (в пересчете на нефть) за планируемый период на уровне порядка 9 млрд т. Прирост запасов за тот же период намечен на уровне 4 млрд т. Иначе говоря,

изначально в программе заложено еще большее отставание восполнения МСБ по нефти и газу по сравнению с уровнем их добычи, чем это было к началу XXI века. К тому же прирост запасов не расписан ни по исполнителям, ни по регионам. Отмечено лишь, что в основном он должен быть получен недропользователями. Регионы же Поволжья и Прикаспия вообще не упоминаются.

Вторая программа стала как бы составной частью разрабатываемой с середины первого десятилетия XXI века общей стратегии развития России на период до 2020 г. Это "Долгосрочная государственная программа изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья" [19]. Сокращенно ее называют программой ВМСБ. Однако уже с самого начала реализации и этой программы отмечена ее ущербность, в связи с чем Правительству Российской Федерации в 2008 г. предложен на утверждение новый вариант Долгосрочной программы, названной актуализированной [42]. В ней, в частности, намечается к 2020 г. выйти на уровень 1986-1990 гг. по объемам работ, однако опять-таки не по приросту запасов. Что касается регионов Поволжья и Прикаспия, то они и в этом случае не упоминаются. Таким образом, на ближайшую перспективу нефтегазопроисводственным работам существенного значения не придается.

Во-вторых, принятие новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов [9], очевидно, значительно скажется на нефтегазопроисводственных работах и в общероссийском масштабе, и в отдельных регионах. Сейчас как бы отходят на задний план собственно геологические критерии оценки нефтегазоносности (литолого-стратиграфический, структурно-тектонический, формационно- или фациально-палеогеографический, гидрогеохимический, термобарический емкостно-фильтрационный и собственно нефтегазоносный). Главное значение при-

дается экономической оценке запасов, которая к тому же приобретает конъюнктурно-политический оттенок. Это обусловлено тем, что от открытия залежи УВ (или многопластового месторождения) до полной ее (его) рентабельной разработки, как правило, проходят десятилетия. Экономическая ситуация за столь долгий период может достаточно резко меняться. Например, при оценке ресурсов в 1989 г. вряд ли кто-нибудь мог достоверно прогнозировать, что через 10 лет курс рубля в России рухнет примерно в 10000 раз, а в первое десятилетие XXI снизится еще на порядок. Несомненно, что и наступивший ныне мировой кризис весьма существенно скажется на экономической ситуации не только ближайших лет, хотя прогнозы на этот счет разноречивы.

Как известно, в нынешнем состоянии МСБ и на мировом уровне, и в России наиболее важное значение имеют гигантские месторождения. Это в полной мере относится и к запасам, и к добыче УВ. Возможности открытия новых крупных скоплений весьма ограничены, особенно в регионах с высокой степенью разведанности ресурсной базы. Например, к числу таких нефтегазоносных провинций (НГП) вполне обоснованно относится Волго-Уральская [31, 47 и др.]. Вместе с тем на ряде крупнейших месторождений Урало-Поволжья и даже Западной Сибири, открытых до шестидесятых годов XX века, уровень добычи давно прошел "полку" и перешел в стадию падения. В таких условиях хотя бы частичное восполнение падающей добычи может быть достигнуто открытием и вводом в разработку новых, но преимущественно мелких залежей, количество которых в любом регионе преобладает [21]. В общем случае – чем они мельче, тем ниже эффективность освоения их запасов. С другой стороны, наиболее крупные месторождения УВ большей частью – многопластовые, а в разработку прежде всего вводятся базовые горизонты, обладающие наилучшими геолого-промысловыми характеристиками. Разработка же запасов в дру-

гих горизонтах, как правило, считается менее рентабельной, по крайней мере в данное время. Наиболее вероятно, что именно по такой причине произошло громадное списание запасов жидких УВ в 1991-2000 гг. [47], часть из которых ныне начинает восстанавливаться. Например, в 2006 году от общего объема прироста запасов жидких УВ в стране его доля, полученная за счет поисково-разведочных работ, составила 57 %, а 43 % достигнуто за счет повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) на месторождениях [19]. Конечно, путь "реанимации" ранее списанных запасов гораздо более легкий и не исключено, что он все больше будет конкурировать с приростом запасов на вновь открываемых месторождениях (залежах). Ведь само их открытие подразумевает определенную степень риска поисковых работ.

В условиях приватизации недропользования, судя по всему, в ближайшее время наиболее вероятна следующая тенденция. Поиск и разведка новых залежей нефти и газа, очевидно, будут осуществляться в пределах нераспределенного фонда недр, а на распределенном, там, где это возможно, будут частично восстанавливаться списанные ранее (недостаточно рентабельные) запасы. "Бросовый" вариант при этом пока не рассматривается, хотя он не исключается. Судя по современному состоянию МСБ, ее исчерпание может наступить до 2020 г. даже в рамках актуализированной Долгосрочной программы [42]. В сущности она также ориентирована на максимально возможное исчерпание нераспределенного фонда недр и, соответственно, сужение фронта поисковых работ с заменой его распределенным фондом. Последний подобен лоскутному одеялу, произвольно натянутому на существующие схемы нефтегазогеологического районирования. Успеху поисковых работ внутри каждого из "лоскутов" это, естественно, не способствует.

В-третьих, на рубеже XX-XXI веков в отечественной нефтегазовой геологии появился ряд высказываний [6, 10-12, 25, 37,

38, 41 и др.], которые не могут не сказаться на нефтегазопроисловых работах. Главная сущность таких высказываний может быть сведена к двум основным аспектам. Первый из них фактически отражает посылку о неисчерпаемости ресурсов УВ ввиду их непрерывного естественного воспроизводства, соизмеримого с уровнем добычи на разрабатываемых месторождениях. Эта проблема стала активно обсуждаться примерно с середины 90-х годов XX века [10, 37, 38, 45 и др.]. Представления о высоких темпах поступления УВ в существующие месторождения с поддержанием уровня добычи в общем виде исходят из примата вертикальной миграции, хотя здесь есть существенные нюансы. Например, наряду с традиционным вариантом глубинной миграции УВ [45, 46] предложены осадочно-неорганическая теория формирования нефтяных и газовых месторождений [27] и теория конвергенции [15, 16]. В последней учитывается резкий профицит газовых скоплений над жидкими УВ. При этом УВ-газы считаются продуктом дегазации планеты, к тому же обеспечивающим миграцию микронепти, образовавшейся из органического вещества (ОВ), содержащегося в породах. Вообще такой подход можно было бы считать разновидностью модели нефтегазообразования, получившей название микстгенетической [1, 10, 11, 12 и др.].

Отличие второго аспекта от первого главным образом заключается в том, что миграции УВ придается узко локализованный характер [6, 25, 41]. Например, в пределах крупных месторождений речь идет о необходимости обособления их на отдельные участки, характеризующиеся наиболее высокими добывными возможностями. Они связываются с отдельными группами скважин или даже с единичными скважинами. В поисковом отношении на такой основе делается вывод о необходимости выявления не крупных (в том числе по площади) месторождений, а узко локализованных скоплений УВ [6], но отличающихся высокой про-

дуктивностью за счет интенсивной вертикальной миграции. Такой подход, несомненно, отличается новизной, хотя оправданность его совершенно не доказана. По крайней мере, статистика распределения запасов по крупности месторождений в пределах нефтегазоносных провинций (НГП) или бассейнов (НГБ) с достаточно высокой степенью их разведанности свидетельствует об ином [21].

В целом же приведенные сведения характеризуют тот общий фон, на котором ныне приходится осуществлять нефтегазопроисловые работы как во всей России, так и в пределах отдельных НГП (НГБ) и внутри них, в частности в Поволжье и Прикаспии.

Применительно к указанным регионам следует добавить еще одну особенность. В последнее время стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов служила предметом ежегодного рассмотрения. По инициативе ФГУП "НВНИИГТ" и Саратовского отделения Евро-Азиатского геофизического общества (СО ЕАГО) с этой целью организовывались научно-практические региональные конференции, на которых обсуждались направления поисков УВ.

Говоря о проблемах современных нефтегазопроисловых работ в Поволжье и Прикаспии, можно отметить, что они имеют как некоторые черты сходства, так и черты существенного различия. Сходство прежде всего заключается в весьма низкой эффективности нефтегазопроисловых работ в обоих регионах за отдельными исключениями, не имеющими на общем фоне особого значения. По крайней мере, ни одного крупного открытия за последние десятилетия не произошло ни в том, ни в другом из указанных регионов. Что же касается различий, то в основном они имеют двойную природу. С одной стороны, это различия в геологическом строении и характере продуктивности разреза, с другой – в степени разведанности начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ Волго-Уральской и Прикаспийской НГП (в

частности в российской части Прикаспия после его дробления как единого региона).

В *Волго-Уральской НГП* к наиболее характерным особенностям ее строения, влияющим на нефтегазопроисковые работы, относятся следующие. В осадочном чехле НГП установлено наличие одного нефтегазоносного этажа (НГЭ), охватывающего стратиграфический диапазон от девона до нижней перми. Внутри него традиционно выделяются шесть нефтегазоносных комплексов (НГК), которые, в свою очередь, содержат отдельные горизонты и пласты с собственной номенклатурой. Большинство месторождений, в том числе мелкие по запасам, – многопластовые. Перспективы нефтегазоносности додевонских отложений практически не выяснены, хотя, например, попытки выявления нефтегазоносности развитых в авлакогенах рифей-вендских толщ предпринимались уже в течение многих десятилетий. Подошва основного НГЭ большей частью залегает на небольших глубинах, в редких случаях достигая 6 км. Выделяемые в составе НГЭ НГК принято подразделять на преимущественно терригенные и преимущественно карбонатные, причем их границы не совпадают даже с границами стратиграфических систем [20]. Породы в основном слабо дислоцированы, а известные месторождения, как правило, приурочены к ловушкам антиклинального типа, реже – к псевдоантиклинальным рифогенным образованиям. Доля залежей в неантиклинальных ловушках в целом незначительна, а литолого-фациальная изменчивость продуктивных отложений весьма существенна (особенно – у преимущественно терригенных НГК). Среди антиклинальных ловушек уже довольно много малоамплитудных и малогабаритных, содержащих залежи с запасами менее 1 млн т нефтяного эквивалента. Что же касается степени разведанности НСР, то, как уже отмечалось, для Волго-Уральской НГП она высока.

По распределению разведанных запасов (и разрабатываемых месторождений) макси-

мальной концентрацией по нефти достаточно резко выделяется Южно-Татарская нефтеносная область (НО), приуроченная к одноименному своду, и соседняя с ней Уфимская. Здесь сконцентрированы как крупнейшие месторождения НГП, так и масса сопутствующих. К тому же к Южно-Татарской НО примыкает большинство месторождений в соседних областях, включая Бузулукскую, характеризующуюся максимальным количеством месторождений в НГП. В целом же максимальная концентрация нефтяных скоплений тяготеет к центральной части НГП, а к югу, в направлении к Прикаспию и к востоку, в Приуралье в разной степени нарастает потенциал газоносности. Например, можно считать, что в Нижне-Волжской нефтегазоносной области (НГО) преобладают нефтегазовые месторождения, а в южной части Оренбургской – газоконденсатные или нефтегазоконденсатные. В основном все эти месторождения мелкие, и на их фоне гигантское Оренбургское месторождение выглядит аномально, не имея более или менее крупных сателлитов. В этом оно наиболее существенно отличается от нефтяных гигантов Волго-Уральской НГП.

В *Прикаспийской НГП*, как известно, главным образом ввиду развития в разрезе осадочного чехла мощной толщи отложений от кунгура до кайнозоя с проявлениями соляной тектоники выделяются два НГЭ – надсолевой и подсолевой. В каждом из них поиски УВ-скоплений отличаются определенной спецификой. Подсолевой НГЭ в сущности принято сопоставлять с девонско-нижнепермским НГЭ Волго-Уральской НГП и подобным образом подразделять его на НГК. Специфика выявленных к настоящему времени разрезов подсолевого НГЭ в целом свидетельствует о более глубоководных условиях седиментации, но вместе с тем и более дифференцированных в отдельных районах по сравнению с одновозрастным НГЭ Волго-Уральской НГП. Так, в российской части Прикаспийской НГП особое место занимает Астраханский нефтегазоносный

район (НГР). Конечно, важнейшее значение имеет приуроченность к нему одноименного гигантского месторождения, представленного обширной по площади и высокоэтажной пластово-массивной залежью с несколькими сателлитами. Однако в нефтегазопроисковом отношении весьма важны и некоторые другие признаки.

Весьма важную роль играет такая геоструктурная особенность Астраханского НГР, как его приуроченность к одноименному своду. Минимальная глубина залегания кровли подсолевого НГЭ здесь находится на уровне около 4 км. Практически везде внутри российской части Прикаспийской НГП она залегает глубже, лишь за исключением Карасальской моноклинали, но моноклираль – есть моноклираль. Попытка выделения внутри нее так называемого Абганеровского свода несостоятельна. Это никакой не свод, особенно при сопоставлении с Астраханским. Вершина последнего возвышается над прилегающим к нему Сарпинским прогибом в его приосевой части на 3 км, что, судя по всему, также немаловажно в плане геоструктурной дифференциации.

В литолого-формационном отношении, в том числе для образования гигантской пластово-массивной залежи, важно выделение зоны длительного мелководно-морского карбонатакопления. Иногда подобные объекты выделяются в качестве так называемых карбонатных платформ. Длительное время возможность выявления подобного объекта, но меньшего масштаба и на большей глубине связывалась также с Алтатинской зоной в Саратовской области. В последнее время эта зона как бы трансформируется в Озинскую [23]. Здесь выделена одноименная структура, для которой по кровле подсолевого НГЭ (горизонт Π_1) определена амплитуда 400 м и площадь порядка 85 км. Выделение структуры осуществлено на основе сейсмо- и электроразведочных работ, комплексной обработки и интерпретации полученных данных. С этой структурой связывается вероятность открытия весьма

крупного скопления УВ. Тем не менее нефтегазопроисковые работы пока не рекомендуются, а предлагается бурение параметрической скважины глубиной 7200 м, которая на глубине 5400 м по имеющимся геофизическим данным должна вскрыть кровлю подсолевого НГЭ. Таким образом, по сравнению с Астраханским сводом это примерно на 1,5 км глубже, а также довольно сопоставимо с глубинами вскрытия кровли этого НГЭ в других районах.

Как известно, за пределами Астраханского НГР в подсолевом НГЭ уже в течение нескольких десятилетий промышленно значимых скоплений УВ выявить не удалось. В том числе это относится к неоднократным попыткам выделения по геофизическим данным в северной части Прикаспийской НГП от Саратовской до Оренбургской областей так называемых "объектов типа Карачаганак". В данном случае имелись ввиду атоллоподобные карбонатные постройки, предельно насыщенные УВ. Проверка бурением подобных объектов показала несостоятельность предлагаемых нетрадиционных вариантов интерпретации имеющихся данных и в то же время подтвердила ее базовый вариант. При нем на общем фоне погружения кровли подсолевого НГЭ к внутренним районам Прикаспийской НГП выделяется неширокая полоса с глубинами до 7 км, до которых обычно осуществляется количественный прогноз нефтегазоносности. Еще уже полоса с глубинами до 5 км. Выделение более или менее привлекательных единичных объектов для постановки нефтегазопроисковых работ на таком фоне весьма затруднительно.

Слабая структурная дифференциация подсолевого НГЭ, в традиционном варианте интерпретации имеющихся геолого-геофизических данных, в последнее время стимулировала попытку инициировать нетрадиционные подходы [28]. В известной мере их можно считать подобными выделению "объектов типа Карачаганак", но только теперь предлагается использовать более дале-

кие аналоги – Припятскую и Днепровско-Донецкую впадины (точнее прогибы). К тому же речь идет об общей структурной дифференциации, которая в подсолевом НГЭ предполагается более интенсивной по сравнению с существующими ныне представлениями, исходя из использования указанных аналогий. Однако на самом деле они весьма далекие. Так, например, характер дислокаций в Припятском и Днепровско-Донецком прогибах довольно тесно связан с их ярко выраженной линейной формой. Для Прикаспийской же НГП и соответствующей надпорядковой мегаструкты характерна изометричная форма. Проявления соляной тектоники лишь в ее окраинных частях выражены в виде слабо дифференцированных в плане соляных гряд. Однако очень быстро, по мере нарастания изначальной толщины соли и надсолевых отложений, особенно верхней перми и триаса, соляная тектоника резко усложняется. В том числе она приобретает неоднократно отмечавшийся сотово-ячеистый характер. Наконец, в российской части Прикаспийской НГП фактическая независимость соляной тектоники от структуры подсолевого НГЭ установлена на Астраханском своде, где данные сейсморазведки с достаточной точностью подтверждены бурением многочисленных скважин. Конечно, погрешность построений, особенно на глубинах порядка 5 км и более, имеется вплоть до пропуска структур амплитудой 100-200 м или выделения ложных структур на фоне крупных неоднородностей разреза, но это для таких глубин не принципиально.

Например, в качестве довольно крупных подсолевых структур в российской части Прикаспийской НГП в свое время выделялись такие, как Упрямовская и Ерусланская на северо-западе, Базыровская, Изобильненская и др. на северо-востоке. При вводе их в бурение на двух первых даже получены нефтегазопроявления. Однако предполагавшихся крупных месторождений УВ открыть не удалось. Что касается нефтегазопроявлений, то их даже до уровня мелких по запасам

месторождений не довести. Судя по всему, они связаны с очень малоразмерными линзовидными залежами. Структурный фактор при этом, скорее всего, играет сугубо подчиненную роль.

Главный парадокс нефтегазопоисковых работ в подсолевом НГЭ российской части Прикаспийской НГП состоит в следующем. Прогнозные ресурсы УВ этого НГЭ издавна оцениваются весьма высоко. В частности, первоначально для такой цели использовалась аналогия с Волго-Уральской НГП. В 70-х годах XX века высокая оценка получила подтверждение открытием месторождений – гигантов, в том числе в российской части НГП – Астраханского. Однако на этом аналогия с Волго-Уральской НГП, судя по всему, кончается. Если там установлен очень широкий шлейф, сопутствующий гигантам, в том числе включающий даже крупные месторождения, то в российской части Прикаспийской НГП, за исключением Астраханского НГР, вообще ничего не удалось обнаружить. Естественно, в данном случае речь идет о месторождениях (даже мелких по запасам), а не о нефтегазопроявлениях, фактически не имеющих практического значения. Локализованные ресурсы УВ (в основном категории Д₁) весьма ограничены, а добычные возможности лимитируются преобладанием на глубинах порядка 5 км и более низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород.

В таких условиях стимулируется интерес к поискам новых скоплений УВ в надсолевом НГЭ [5, 7, 36 и др.] на гораздо меньших глубинах. Ныне в этом НГЭ открыто порядка 100 месторождений, преимущественно в казахстанской части Прикаспийской НГП. В стратиграфическом отношении залежи нефти в надсолевом НГЭ приурочены в основном (в убывающем порядке) к нижнемеловым, среднеюрским и триасовым отложениям (НГК), и гораздо реже к другим. Такое распределение продуктивности в разрезе может считаться отвечающим общемировой тенденции [17, 22]. К специфическим

же особенностям, несомненно, относится то, что крупное месторождение Кенбай открыто и разведано среди мелких лишь в конце 80-х – начале 90-х годов XX века. При этом продуктивные горизонты в меловых и юрских отложениях расположены здесь на глубинах до 600 м, а в триасовых – не более 1300 м. С учетом указанного открытия мнение [36] о том, что даже в разведанном районе между известными мелкими месторождениями в надсолевом НГЭ может быть открыто крупное – не лишено основания, хотя, конечно, такие открытия будут весьма редкими. К тому же из основных НГК надсолевого НГЭ триасовый изучен наиболее слабо. Например, даже стратиграфическое расчленение его отложений на серии и свиты на севере и юге российской части Прикаспийской НГП неоднозначно [26].

Этот же НГК по сравнению со среднеюрским и нижнемеловым отличается наиболее сложными структурными условиями, хотя и у тех они достаточно специфичны по сравнению со слабо дислоцированными (без соляной тектоники). Таким образом, и нефтегазопроисковые работы в надсолевых комплексах считаются наиболее сложными. В частности, при них в полной мере должны учитываться особенности строения уже выявленных месторождений. К сожалению, одна из последних классификаций ловушек и залежей в надсолевом НГЭ Прикаспия [2] мало эффективна. В ней выделено более 30 типов, которые в лучшем случае – виды. К тому же названия каждого из них даны по тому месторождению, на котором он выделен. Поэтому в поисковом отношении такая классификация мало что дает. Здесь, очевидно, должна осуществляться градация по трем главным признакам: литолого-фациальные, структурные особенности и особенности продуктивности разреза, включая такой признак, как многопластовость. Из структурных признаков весьма важным может быть тектонический экран, в том числе с учетом выделения разных видов соляных козырьков [43].

Специфика направлений нефтегазопроисковых работ в Поволжье и Прикаспии, предлагавшихся в последнее время, в том числе при рассмотрении стратегии развития их минерально-сырьевого комплекса, в основном сводится к следующему: в обоих регионах предпринимаются попытки расширения фронта работ.

В пределах Волго-Уральской НГП по основному НГЭ в таком плане выделяются два направления. Первое из них связано с недостаточно изученными районами объектов нефтегазогеологического районирования, получивших положительную оценку, или по этой же причине относимые к районам с невыясненными перспективами. В данном случае можно говорить, с одной стороны, о юго-западной части Бузулукской НГО и одноименной впадине в зоне ее сочленения с Жигулевским сводом, а с другой – со Ставропольской депрессией, где открыты новые месторождения [14]. Все они мелкие по запасам, но некоторые из них достаточно высокодебетные (на Малочерниговском – приток нефти 180 т/сут. на 10-миллиметровом штуцере, на Ковалевском – 195 м³/сут. на 8-миллиметровом штуцере). Здесь же предполагается подготовить новые нефтегазоперспективные поисковые объекты, включая недостаточно изученную часть Жигулёвского свода.

Второе направление нефтегазопроисковых работ по основному НГЭ можно определить как стремление к расширению принятых границ Волго-Уральской НГП. Здесь непосредственно нефтегазопроисковые работы сочетаются с региональными исследованиями, включая рекомендации на постановку параметрического бурения. Например, на востоке возможности расширения границ НГП связываются с вероятностью выявления промышленной продуктивности поднадвиговых образований в зоне передовых складок Урала от Пермского края на севере до Оренбуржья на юге [18, 29, 30, 44 и др.]. К более или менее значимым реальным открытиям это пока не привело, как, впрочем,

и в других случаях. В частности, один из них связан с северной окраиной НГП в пределах северо-запада Пермского края, включая территорию Коми-Пермяцкого округа. В геоструктурном отношении она включает зону сочленения Камского свода, Предтимаанского прогиба и Верхне-Печорской впадины, а в нефтегазогеологическом – и территорию, ранее считавшуюся бесперспективной [32]. В другом случае усиливается внимание к западной окраине Волго-Уральской НГП. В основном это территория Токмовского свода и прилегающих к нему районов, ранее традиционно оцениваемая как малоперспективная. В последние годы здесь рекомендуется постановка региональных и поисковых работ, подразумевающая возможность переоценки.

Применительно к этому району следует отметить две особенности. Во-первых, однажды предлагалось параметрическое бурение не на Токмовском своде, а на юге соседнего – Котельнического [39]. Однако, судя по всему, такое предложение вскоре отпало, поскольку далее уже бурение рекомендовалось теми же авторами в пределах именно Токмовского свода. Во-вторых, даже на этом своде, а точнее – в пределах его северо-восточной окраины, как уже отмечалось [8], первоочередные объекты для постановки бурения определяются неоднозначно. В частности, в разных вариантах речь идет о Козловской [40] и Ибресинской [33] площадях по сути с одинаково формулируемыми задачами.

Помимо основного НГЭ в пределах Южно-Татарской НО и одноименного свода ведется многолетнее сверхглубокое бурение на фундамент, которое в нефтегазоносном отношении фактически безрезультатно. Кроме того, после установления промышленной продуктивности вендских отложений в Белоруссии вновь одним из приоритетных направлений стала считаться оценка перспектив нефтегазоносности рифей-вендского комплекса Серноводско-Абдуллинского авлакогена. Здесь с 2006 г. прово-

дились сейсморазведочные работы, на основе которых предполагалось уточнить положение опорно-параметрической скважины. Бурение ее предлагалось выполнить в 2009 г. за счет средств федерального бюджета [14]. Однако осуществление его в условиях кризиса маловероятно, поскольку к 2009 г. задолженность юридических и физических лиц в России превысила 17 трл рублей или примерно 500 млрд долларов. В таких условиях на поддержку региональных или поисковых работ с неясной перспективой рассчитывать очень трудно.

К некоторым специфическим особенностям нефтегазопроисковых работ в Прикаспийской НГП за последние годы прежде всего следует отнести следующее: еще при рассмотрении планов работ на 2007 год в качестве одной из наиболее перспективных территорий в пределах российской части НГП выделялась Алтатинско-Никольская зона (по подсолевому НГЭ). Правда, конкретных поисковых объектов в ее пределах не называлось ни при этом [3], ни впоследствии. Примерно такая же ситуация характерна и для новых направлений поисков крупных и даже уникальных месторождений УВ (отсутствие конкретных рекомендаций). Одно из таких направлений ориентировано на выявление предполагаемых ловушек стратиграфического экранирования, в частности, в пределах Карасальской моноклинали [34]. Другое направление связано с выделением отложений подводного конуса выноса, приурочиваемого к Заволжскому прогибу. Считается, что он окаймляет Астраханский свод на расстоянии около 100 км, а минимальная глубина кровли терригенного конуса выноса превышает 6 км [4]. Если принять во внимание, что по имеющимся данным бурения уже на глубинах порядка 5 км ФЕС терригенных пород, как правило, низки, то оптимизм в отношении еще больших глубин вряд ли можно считать оправданным, какая бы оценка ресурсов при этом не давалась. К тому же и в случае стратиграфического экранирования, и при образо-

вании конуса выноса следует ожидать развития серии линзовидных ловушек и залежей, что неизбежно усложнит поисковые работы.

Как известно, ухудшение ФЕС пород карбонатного состава с глубиной происходит не столь интенсивно, как у терригенных. Поэтому трансформация общих представлений об Алтатинско-Никольской зоне, как об одной из наиболее перспективных территорий в пределах российской части НГП, в конкретную рекомендацию по Озинскому объекту [23] в принципе должна приветствоваться. В нынешних условиях здесь вопрос в реальности воплощения этой рекомендации, поскольку проектная глубина скважины определена в 7 км.

По надсолевому НГЭ специфической особенностью нефтегазопроисхождения работ

последних лет может считаться постановка задач оценки перспектив его нефтегазоносности в пределах Волгоградской части НГП [5]. Как известно, здесь пока не открыто ни одного месторождения, хотя постановке указанных задач могло способствовать открытие Верблюжьего месторождения. Правда, оно расположено в Астраханской области, но вблизи ее границы с Волгоградской.

Таким образом, некоторые наиболее существенные проблемы нефтегазопроисхождения работ в Поволжье и Прикаспии носят как бы двоякий характер. С одной стороны, на них сказываются общемировые и общероссийские особенности и тенденции. С другой стороны, в них отражаются специфические черты строения, продуктивности разреза и самих поисков в Волго-Уральской и Прикаспийской НГП.

Л и т е р а т у р а

1. Абидов А.А., Долгополов Ф.Г., Тилибаев З. Микстгенетическая модель образования нефти и газа в земной коре //Геодинамика нефтегазоносных бассейнов. – М.: изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – С.36-42.
2. Аккулов Л.А., Турков О.С., Семенович В.В. Типы ловушек надсолевого комплекса Прикаспийской впадины и их нефтегазоносность //Геология нефти и газа. – 1994. – № 9. – С.9-12.
3. Алтатинско-Никольская зона – одна из наиболее перспективных территорий Прикаспийской впадины /Е.Г.Скорнякова, Ю.А.Писаренко, И.А.Титаренко и др. //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2007 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2006. – С.36-37.
4. Отложения подводных конусов выноса в подсолевом комплексе осадочного чехла Прикаспийской впадины – новое направление региональных поисково-разведочных работ /М.П. Антипов, Ю.А. Волож, Е.Е. Курина и др. //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2007 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2006. – С.76-78.
5. Бахарев Ю.Н., Волков В.Р., Абрамов В.М. Оценка перспектив нефтегазоносности надсолевого пермско-триасового и мезозойского комплексов отложений Волгоградской части Прикаспийской впадины //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2006 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2005. – С.104-106.
6. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Поиски и разведка месторождений углеводородов на базе геосолитонной концепции дегазации Земли //Геология нефти и газа. – 2006. – С.2-7.
7. Перспективы развития нефтегазопроисхождения работ в надсолевых отложениях Прикаспийской впадины /Ю.А. Волож, Н.В. Милитенко, Н.Г. Куантаев, В.В. Липатова //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1997. – Вып.14. – С.7-11.
8. Воробьев В.Я., Кононов Ю.С. Об оценке перспективных направлений региональных и поисковых работ на нефть и газ в Поволжье и Прикаспии на 2009 и последующие годы //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2008. – Вып.55. – С.3-2.

9. Габриэлянц Г.А. О новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов //Отечественная геология. – 2007. – № 4. – С.3-11.
10. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия //Геология нефти и газа. – 1998. – № 6. – С.2-12.
11. Гаврилов В.П. Современные тенденции в геологии нефти и газа //Геология нефти и газа. – 2005. – № 4. – С.3-8.
12. Гаврилов В.П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях //Геология нефти и газа. – 2008. – № 1. – С.56-64.
13. Государственная стратегия развития и рационального использования минерально-сырьевой базы //Использование и охрана природных ресурсов России. – 2001.
14. Ерофеева Н.П., Шиляев С.А. Состояние недропользования на территории Самарской области за период 2005-2007 гг. и перспективы прироста ресурсного потенциала на 2008 г. и последующие годы //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2009 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2008, С.36-39.
15. Иванников В.И. Заметки по поводу происхождения нефтяных и газовых месторождений //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 2. – С.23-25.
16. Иванников В.И. Нефтерожение и нефтескопление //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 5. – С.48-49.
17. Кабышев Б.П. Закономерности строения, размещения и формирования стратиграфических залежей нефти и газа //Геология нефти и газа – 1995. – № 2. – С.10-12.
18. Карасева Т.В., Сиротенко О.И., Сиротенко Л.В. Предуральский прогиб и складчато-надвиговые зоны – первоочередной объект развития геологоразведочных работ на нефть и газ //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2009 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2008. – С.44-47.
19. К стратегии геологического изучения Российской Федерации, воспроизводства и освоения минерально-сырьевой базы недр и континентального шельфа на период до 2020 г. /А.Ф.Карпузов, Т.Б. Красильникова, Б.К. Михайлов и др. //Известия ВУЗов. Геология и разведка. – 2007. – № 6. – С.3-9.
20. Кононов Ю.С. Особенности нефтегазоносности Поволжья и Прикаспия //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2004. – Вып. 34. – С.3-8.
21. Конторович А.Э., Демин В.И., Страхов И.А. Закономерности выявления различных по запасам месторождений нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах //Геология и геофизика. – Новосибирск: Наука, 1985. – № 11. – С.3-15.
22. Корчагин В.И. Закономерности размещения месторождений нефти и газа по площади и разрезу //Геология нефти и газа. – 1994. – № 8. – С.17-23.
23. Оценка перспектив нефтегазоносности Озинской зоны Саратовской области на основе региональных сейсмо- и электроразведочных работ с использованием новых технологий /О.В. Куколенко, И.П. Соколова, Ю.А. Писаренко, О.И. Меркулов //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2009 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2008. – С.60-64.
24. Лаптев В.В. Отечественная нефтегазовая геофизика: вчера, сегодня, завтра //Геофизический вестник. – 2008. – № 12. – С.6-13.
25. Муслимов Р.Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения //Геология нефти и газа. – 2007. – № 1. – С.3-12.
26. О новой модели унифицированной схемы стратиграфии триасовых отложений Прикаспийского региона /Д.А. Кухтинов, В.Д. Лозовский, М.Г. Миних и др. //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – Вып.26. – С.33-36.

27. Осадочно-неорганическая теория формирования нефтяных и газовых месторождений /И.И. Чебаненко, В.П. Кличко, В.С. Токовенко, Н.И. Евдошук //Геология нефти и газа. – 2000. – № 5. – С.50-52.

28. Писаренко Ю.А. Предложения по дальнейшим направлениям поисково-разведочных работ на территории Прикаспийской впадины //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2009 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2008. – С.97-100.

29. Предложения по бурению параметрических скважин в Оренбургской части Предуральского прогиба и бортовой зоны Прикаспийской синеклизы за счет средств федерального бюджета /М.А. Политыкина, В.В. Дроздов, Г.Г. Золотарев и др. //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2007 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2006. – С.79-80.

30. Предложения по бурению параметрических скважин в Оренбургской части Предуральского прогиба и бортовой зоны Прикаспийской синеклизы за счет средств федерального бюджета /М.А. Политыкина, В.В. Дроздов, Г.Г. Золотарев и др. //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2009 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2008. – С.103-104.

31. Постнова Е.В., Жидовинов С.Н. Перспективы развития ресурсной базы углеводородного сырья Волго-Уральского региона и российской части Прикаспия в первой трети XXI века //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2009 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2008. – С.105-108.

32. Новые лицензионные участки для нефтепоисковых работ на северо-западе Пермского края как результат региональных геолого-геофизических исследований /В.М. Проворов, В.М. Неганов, Л.А. Вилесова, Т.В. Александрова //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2009 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2008. – С.111-114.

33. Рахимов М.С., Васильев И.В., Андриевский Ф.М. К постановке геологоразведочных работ по территории Чувашии на 2009 год в целях освоения и развития минерально-сырьевого потенциала недр //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2009 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2008. – С.116-117.

34. Репей А.М., Бражников О.Г., Голиченко А.М. Новое направление геологоразведочных работ на поиски крупных и уникальных месторождений углеводородов в ловушках стратиграфического экранирования подсолевого палеозоя Западного Прикаспия //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2007 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. региональн. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2006. – С.74-78.

35. Салманов Ф.К., Золотов А.Н. Топливо-энергетический комплекс России в период реформ (итоги и задачи) //Геология нефти и газа. – 1996. – № 1. – С.4-10.

36. Семенович В.В. Нефтегазоносность надсолевых отложений Прикаспийского нефтегазосного бассейна //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1997. – Вып.14 – С.11-16.

37. Соколов Б.А. Пять парадоксов нефтяной геологии //Вестник МГУ. Серия 4. Геология. – 1995. – № 2. – С.6-15.

38. Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геофлюидодинамическая модель нефтегазообразования в осадочных бассейнах //Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов. – М.: Наука, 1999. – С.5-9.

39. Соловьев Б.А., Кондратьев А.Н. Обоснование постановки параметрического бурения на землях нераспределенного фонда недр Приволжского федерального округа //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2007 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2006. – С.39-40.

40. Соловьев Б.А., Кондратьев А.Н., Левшунова С.П. Геолого-геохимические предпосылки проведения нефтепоисковых работ на северо-востоке Токмовского свода //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2009 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. регион. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2008. – С.119-121.
41. Трофимов В.А., Корчагин В.И. Развитие представлений о формировании месторождений нефти (с позиций их глубинного происхождения) //Геология нефти и газа. – 2005. – № 3. – С.52-54.
42. Трутнев Ю.П. Доклад на заседании Правительства РФ 27 марта 2008 года //Отечественная геология. – 2008. – № 3.
43. Турков О.С., Лазорук Я.Г., Крайденков В.Т. Карнизообразные структуры юга Прикаспийской впадины //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1995. – Вып.9. – С.19-26.
44. Результаты региональных работ на нефть и газ за 2000-2005 гг. в Башкортостане и их планы на перспективу /Р.А. Хамитов, Е.В. Лозин, Р.Х. Масагутов и др. //Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2007 и последующие годы: тезисы докл. научно-практич. региональн. конф. – Саратов: ФГУП "НВНИИГГ", СО ЕАГО, 2006. – С.25-26.
45. Шахновский И.М. Современные представления о генезисе нефтяных и газовых месторождений //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. – № 7. – С.17-22.
46. Шахновский И.М. Некоторые дискуссионные проблемы нефтяной геологии //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 2. – С.14-22.
47. Шелепов В.В. Обеспечить энергетическую безопасность России //Использование и охрана природных ресурсов России. – 2001. – № 2. – С.38-41.

УДК 551.73:551.312 (470.44)

ПАЛЕОРЕКИ: ЭТО МИФ, "РЕКОМАНИЯ" ИЛИ ПЛОД НАУЧНЫХ ИЗЫСКАНИЙ?

© 2011 г. **С.В. Яцкевич, В.Я. Воробьев, Ю.И. Никитин**
ФГУП "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

В последнее время на страницах журнала "Недра Поволжья и Прикаспия" все чаще появляются критические замечания и "обоснованные" утверждения о несостоятельности концепции об аллювиально-дельтовом генезисе основных продуктивных пластов терригенного девона, нижнего и среднего карбона Саратовско-Волгоградского Поволжья и большей части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНПП) [13, 14, 23, 24].

В качестве наиболее убийственного доказательства альтернативной точки зрения приводятся факты частого нахождения остатков мелководно-морской фауны и зерен глауконита в песчано-алевритовых пластах, особенно нижнего и среднего карбона, хотя эти факты были выявлены еще в

60-70-е годы прошлого столетия многими палеонтологами на заре развертывания поисково-разведочного бурения на нефть и газ по всей ВУНПП. Мало того, многие известные высококвалифицированные геологи Саратовско-Волгоградского Поволжья (М.Г. Кондратьева [12], Г.С. Карпов, Т.И. Фёдорова [22], Г.В. Яриков, П.А. Карпов и другие) в течение всей своей творческой деятельности были абсолютно уверены в том, что на рассматриваемой территории морские условия седиментации существовали в течение всех периодов терригенных и карбонатных седиментационных циклов девона и карбона. Они нарушаются лишь кратковременными регрессиями и перерывами в осадконакоплении, которые завершались выравниванием вре-