

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

© И.С.Гулиев, Э.Б.Багиров, 2016

**ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРИРОДНЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДА
В АЗЕРБАЙДЖАНЕ****И.С.Гулиев¹, Э.Б.Багиров²****1 – Институт нефти и газа НАН Азербайджана
AZ1000, Баку, ул.Ф.Амирова, 9****2 – Pantera Petro Technologies Inc.**

Рассмотрены основные направления и пути увеличения извлекаемых запасов углеводородов в Азербайджане. Предлагается детальное изучение архитектуры резервуара на разрабатываемых площадях с целью выявления зон с высокими остаточными запасами, а также пропущенных горизонтов, в том числе с низкопроницаемыми коллекторами. В морской части первоочередной целью является исследование транзитной зоны и участка Умид-Бабек, а также не затронутых разработкой нижних горизонтов Азери-Чираг-Гюнешли. На суще основным направлением поисков должны стать поднадвиговая зона предгорий Большого Кавказа, а также нетрадиционные месторождения – сланцевые и гибридные резервуары.

Введение

Прежде чем перейти к описанию путей прироста запасов углеводородов, необходимо задуматься о самом понятии «запасы». В данной работе авторы концентрируются на извлекаемых запасах, то есть на том объеме, который возможно извлечь с использованием современных технологий. При этом подразумевается, что геологические запасы есть величина неизменная, а усовершенствование технологии может лишь изменить коэффициент нефтеотдачи и, как следствие, извлекаемые запасы. Вместе с тем в последние десятилетия нефтяникам пришлось задуматься над концепцией запасов. Оказалось, что сами запасы бассейнов, причем не только извлекаемые, но геологические, сильно зависят от цены на нефть. И зависимость эта очень сложная. Что касается коэффициента нефтеотдачи, то тут все кажется ясным: чем выше цена на нефть, тем больше компании могут тратить на технологии: уплотнять сетки скважин, бурить горизонтальные скважины, применять методы повышения нефтеотдачи и, следовательно, увеличивать коэффициент нефтеотдачи. Но оказывается, что повышение цен на нефть также поднимает и объем геологических запасов. Высокие цены направили поисковые работы в труднодос-

тупные зоны, такие как глубоководный пояс и Арктика. Более того, открытые залежи, которые были нерентабельными в условиях низких цен, при поднятии последних оказываются прибыльными и сразу же включаются в баланс запасов бассейна. Так, в начале нынешнего столетия месторождения газоконденсата с запасом в 100-150 млрд. кубометров в глубоководной части Южного Каспия рассматривались многими компаниями как нерентабельные. Гораздо позже, когда цены на энергоносители повысились, эти же объекты оказались в центре внимания (Умид, Абшерон). Высокие цены на нефть привели к «сланцевой революции» в США, которая, кстати, вовсе и не была революцией, скорее эволюционным развитием технологии добычи. По мере истощения традиционных залежей добыча переориентировалась вначале на низкопроницаемые песчаники, затем стали добывать газ из угольных пластов, а позже перешли к сланцевому газу. Впоследствии технологию гидроразрыва довели до такого уровня, что стали добывать конденсат и нефть из «сланцевого» резервуара. Слово «сланцевый» мы взяли в кавычки, поскольку правильнее было бы назвать его глинистым резервуаром. При низких ценах на энергоносители эти объемы углеводородов никто не думал вносить в балансы, их невозможно было

извлечь. Выросшие цены позволили внести поправки в общий объем геологических запасов.

Но затем произошел вторичный процесс: высокие цены привели к увеличению себестоимости добычи и транспортировки углеводородов. С одной стороны, владельцы недр, которыми являются либо государства, либо частные владельцы земли (как в США), резко подняли тарифы на землепользование (роялти, налоги, бонусы, условия долевого участия), а с другой стороны, высокая востребованность позволила сервисным компаниям повысить цену предоставляемого сервиса (бурения скважин, геофизических и инженерных работ). Тот факт, что сервисные работы были завышены, подтверждается динамикой добычи углеводородов на суше США, где львиная доля углеводородов добывается из нетрадиционных источников. Дебиты на скважинах из этих резервуаров падают с поразительными темпами – на 80-90 % за один-два года. Поэтому поддерживать темпы добычи с разрабатываемых площадей можно только непрерывным бурением новых скважин. Казалось бы, в этом случае уровень добычи по стране должен быть пропорционален темпам бурения. Но падение цен на 70% привело к тому, что многие компании оказались не в состоянии оплачивать существующие темпы бурения. И число буровых на суше упало порядка на 40%. Однако темпы добычи на суше США не упали. Они все также находятся на пике. Таким образом, падение цен привело к уменьшению не добычи, а эффективности работ (меньшим количеством скважин добывают тот же объем углеводородов) и к существенному уменьшению себестоимости.

Данный пример показывает, насколько важен научный, взвешенный подход к планированию как геологоразведочных, так и инженерно-промышленных работ для повышения нефтеотдачи, а следовательно, и объемов извлекаемых запасов.

Представляемая статья – это попытка проанализировать пути возможного повышения извлекаемых запасов на суше Азербайджана и в прилегающей акватории Каспия.

Прирост запасов на месторождениях, находящихся в процессе разработки

В настоящее время целый ряд месторождений находится в процессе разработки, причем добыча углеводородов во многих из них продолжается уже много десятилетий. Вместе с тем, несмотря на значительные объемы извлеченных

запасов, все еще имеются остаточные запасы, которые делают их доразработку рентабельной. Также необходимо отметить, что существуют проблемы в процессах эффективной доразработки этих месторождений. На наш взгляд, основной их корень заключается в понимании архитектуры резервуара. Проекты разработки, составляемые в прошлом веке, в основном рассматривали резервуар как единый проницаемый пласт с некоторой неоднородностью. Вместе с тем, пользуясь принципами современной седиментологии, этот пласт можно представить как сложнейший комплекс переплетающихся друг с другом, размывающих друг друга палеорусел рек. Причем архитектура резервуара будет зависеть от паолегеографии реки (или рек), которые создали данный резервуар. На рис. 1 показаны три возможных сценария отложения песчаных тел, вызванных различным характером рек. Это неполное описание всех возможных сценариев, и предоставление полноценной классификации резервуаров не является целью данной статьи.

Рис.1А представляет собой пример резервуара, созданного меандровой рекой (фото современной Куры, схема-диаграмма строения резервуара и пример каротажной кривой по скважине 852 площади Нефчала) (Шилов, Джараров, 2001). Здесь резервуар представлен множеством палеорусел. Эти палеорусла часто не находятся в соприкосновении. Но каждое палеорусло, как правило, имеет достаточную ширину. Такая архитектура характерна для площадей, связанных с Палео-Курой. Рис.1Б представляет собой результат «работы» реки с разветвляющимися руслами. Здесь происходит наложение палеорусел друг на друга, размыв и осаждение новых наслойений песка. Примером может служить свита перерыва в Абшеронском пороге, сводный разрез которого показан на рисунке. В работе (Abdullayev et al., 1998) подробно описана архитектура резервуара на площади Бахар. Что касается дельтовой системы, представленной на рис. 1В (карта современной дельты Волги, фото обнажения кирмакинской свиты в одноименной долине и схема корреляции разрезов данной свиты на месторождении Гюргяны) (взято из интернета), то тут резервуар представлен рекой с руслами огромного количества протоков. Эти русла, в отличие от палеорусел меандровых рек, узки и непротяженны. Таким образом, геологическая изменчивость данных пластов очень высока, как и показано на схеме корреляции.

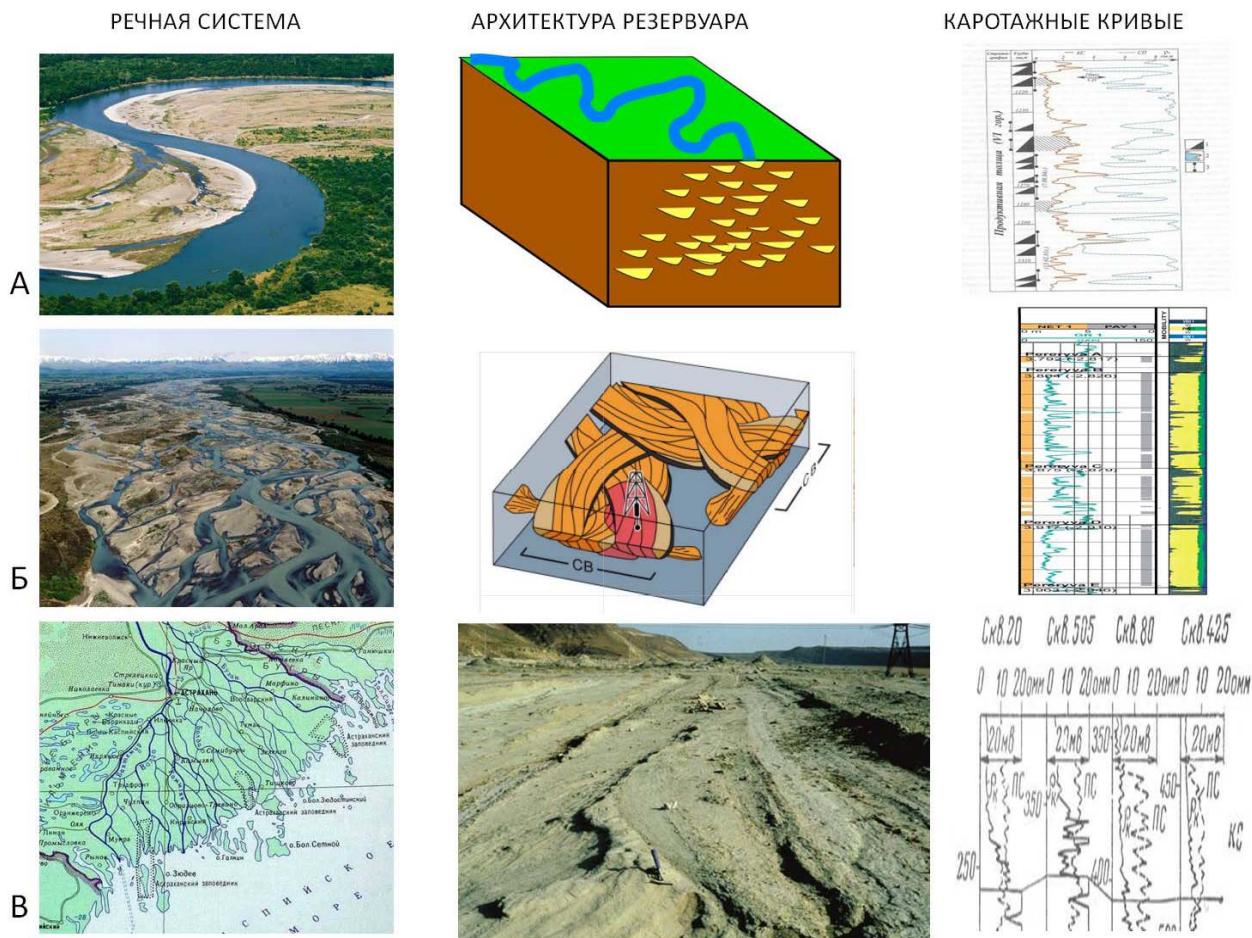


Рис. 1. Архитектура резервуара, сформированного: А – меандровыми реками, Б – многорукавными реками (braided rivers), В – дельтовой системой

Отдельные пласты, или горизонты, месторождений на практике являются пропластками и каналами, сложенными песками с различными коллекторскими свойствами. Эти пропластки и каналы, даже находясь в контакте друг с другом, истощаются неодинаково из-за различной степени проницаемости. К счастью, сегодня мы вооружены не только современным пониманием седиментологии, но и мощными компьютерными средствами, которые позволяют строить 3-х мерные геологические модели с очень высокой разрешающей способностью, маленьким размером ячеек. Такие модели, снабженные также мощным геостатистическим приложением, позволяют создавать архитектуру резервуара во всем его разнообразии. К сожалению, гидродинамические расчеты очень часто громоздки, поэтому гидродинамики-разработчики для ускорения своих расчетов обычно огрубляют тонкоячеичную геологическую модель. Но очень важно проводить расчеты именно для таких резер-

вуаров с высоким разрешением, пусть даже за счет огрубления калибровки модели. В этом случае возможно ясно выделить незатронутые или слабо-затронутые участки и зоны, где остаточные запасы все еще высоки. Таким образом можно решить следующие задачи:

- найти дополнительные участки с высокими запасами (то есть прирастить запасы);
- скорректировать проект разработки за счет правильного выбора места дополнительного бурения, закачки воды или другого агента, объединения объектов разработки, а возможно, и планирования бурения горизонтальных скважин, что также приведет к увеличению коэффициента нефтеотдачи, а следовательно, и к повышению извлекаемых запасов.

Для построения трехмерной модели неоценимую роль сыграли бы качественные трехмерные сейсмические исследования. Поэтому отстрел сейсмики на уже открытых площадях является приоритетом не только для уточнения

структуры, картирования тектонических разломов и, возможно, находления структурных спутников (Абасов и др., 2003), но и для выявления архитектуры резервуара.

Еще один аспект, относящийся к оптимизации разработки и приросту запасов, приведен в работе (Абасов и др., 2003) и связан с находением пропущенных пластов, обычно тонких. Но проблему можно рассмотреть и шире. Современные технологии гидроразрыва позволяют добывать углеводороды не только из проницаемых, но и из очень низкопроницаемых коллекторов. Таким образом, пласти с высоким насыщением углеводородов, но очень низкой проницаемостью, которые ранее не принимались во внимание, сейчас могут рассматриваться как резервуары, а следовательно, налицо прирост запасов. Для выявления пропущенных пластов требуется привлечение современных промыслово-геофизических методов, в том числе в обсаженных скважинах.

Поиски новых месторождений в акватории Каспия

Проведение поисково-разведочных и промысловых работ на Каспии имеет давнюю историю. Уже с начала XX века началось освоение месторождения Пираллахи, Бухта Ильича. Далее работы продолжились на Абшеронском пороге и потом переместились в район Бакинского архипелага, где были открыты крупные и гигантские залежи нефти и газоконденсата. Новый виток поисково-разведочных работ начался с конца 90-х годов прошлого века. Результаты поисковых работ подробно даны в (Гулиев и др., 2006). В настоящее время продолжаются поисковые работы на Каспии, и сложилась четкая картина геологии углеводородных систем, поэтому остановимся на отдельных направлениях исследований.

– *Центральный Каспий*. Является частью Скифско-Туранской платформы и слабо осложнен структурами. Пробуренные скважины на N-блоке в Казахстане (Нурсултан-Ракушечная) показали, что мы еще недостаточно изучили геологию углеводородных систем данного региона. При наличии всех условий для формирования залежей здесь не были обнаружены коммерческие скопления.

– *Северо-Восточная часть Абшеронского архипелага*. Анализ результатов бассейнового моделирования показал, что структуры севернее Абшерон-Прибалханского порога находятся как

бы в «тени» потоков миграции. Основные потоки углеводородов задерживаются в ловушках Абшеронского порога, а местного очага углеводорообразования недостаточно для формирования крупных скоплений. Расчет на очаг севернее Абшеронского полуострова не оправдал надежды, и найденные в структурах Дан-Улдуз-Ашрафи и Гарабах объемы углеводородов оказались незначительными.

– *Абшеронско-Прибалханский порог*. Это, пожалуй, наиболее благоприятная зона для формирования залежей нефти. Механизм их формирования описан авторами в работах (Гулиев, Багиров, 2016а,б). Здесь помимо залежей, находящихся в разработке, имеются также объекты, из которых добыча не начата: это месторождение Кяпаз (или Сердар по туркменским источникам), добыча с которого задерживается по политическим причинам, и горизонты нижнего отдела продуктивной толщи (ПТ) месторождения Азери-Чираг-Гюнешли. И если в неглубоководной части Гюнешли добыча с этих горизонтов давно уже идет, то на остальной части мегаструктуры контракт на операционные работы был подписан только недавно.

– *Транзитная (прибрежная) зона Южного Абшерона*. Здесь в настоящее время идут совместные поисковые работы SOCAR и ВР. Перспективы данной зоны авторы подробно описали в работе (Гулиев, Багиров, 2016б). Было показано, что наиболее ожидаемы нефтяные залежи на территории, прилегающей к площади Сангачал, если там найдутся подходящие ловушки и газоконденсатные месторождения(е) на изгибе берега Каспия, прилегающие к месторождениям Биби-Эйбат и Локбатан. Впрочем, эти газоконденсатные месторождения могут содержать подобно месторождению Бахар также и нефтяные горизонты.

– *Бакинский архипелаг и глубоководная часть Южного Каспия*. В этом районе расположены крупные залежи углеводородов, такие как Сангачал-Дуванный-Хара-Зиря, Булладениз, Бахар и газоконденсатный супергигант – Шах-дениз. Последние положительные результаты на структурах Умид и Абшерон подтвердили их высокий потенциал. Но наряду с успешными поисковыми работами имелся и целый ряд отрицательных результатов – сухие скважины либо непромышленные запасы. В работе (Гулиев, Багиров, 2016а) дан детальный анализ поисковых работ и показано, что главным контролирующим фактором в этом районе является

флюидоупорность покрышек, причем речь идет о гидродинамической ловушке, когда поровое давление в перекрывающих резервуар глинах намного превышает пластовое давление внутри резервуара (такой эффект называется еще регрессией давления). По ряду геологических причин граница существования этой регрессии давления проходит где-то между структурами Шахдениз и Зафар (см. рис. 2).

Севернее этой линии имеется регрессия давлений, а значит, существуют хорошие условия для сохранности залежей, в то время как южнее этот эффект отсутствует. Именно по этой причине такие гигантские структуры, как Зафар, Нахчыван и, по всей видимости, еще неразбуренный Шафаг-Асиман находятся в зоне слабой флюидоупорности покрышек, и следовательно, ожидать там больших запасов не приходится. Добавим

сюда большие глубины воды и резервуара, очень высокие градиенты давления. Все это делает поисково-разведочные и промысловые работы через скважины дорогими. Поэтому для того, чтобы работы на перечисленных площадях оказались экономически оправданными, нужно чтобы цены на энергоресурсы поднялись очень высоко, чего в настоящий момент не наблюдается. Севернее границы регрессии давления находятся структуры Умид, Бабек, а возможно, и Машал. И если на Умиде уже идет добыча с первых скважин, то Бабек еще не разбурен. Вместе с тем анализ геологической и геофизической информации показывает, что перспективы структуры Бабек очень высоки, и в случае успеха запасы в ней окажутся, вероятнее всего, выше, чем в Умиде. И последняя структура – Араз-Алов-Шарг, которая находится в зоне, на которую претендует Иран.



Рис.2. Карта распространения регрессии давления в резервуарах, формирующей высокую флюидоупорность в покрышках

Если рассматривать эту структуру, как часть углеводородной системы северной части Южного Каспия, то перспективы этого участка очень малы как с точки зрения присутствия резервуара, так и с точки зрения флюидоупорности покрышек. Но мы очень мало знаем о структуре Южного Каспия как единого бассейна. Так, например, согласно Голонке (Golonka, 2007), Южный Каспий делится валом Абиха, который предлагается считать микроконтинентом, на два предгорных прогиба – Приабшеронский и Приэльбурский. Если это на самом деле так, то структура Араз-Алов-Шарг может оказаться частью совсем другой углеводородной системы и подпрыгиваться с юга. Но это только гипотетическое предположение. К сожалению, отсутствие сейсмических данных не позволяет нам делать вывод по этому поводу. Для решения этой задачи нужны региональные сейсмические профиля с 18-20-секундной записью, проходящие от северной оконечности Южного Каспия до его южного берега.

Поиски традиционных месторождений на суше Азербайджана

Поисковые работы на суше Азербайджана велись непрерывно в течение всего XX века. Нужно отметить, что прилагались действительно титанические усилия для поисков новых источников нефти. За эти годы согласно базе данных IHSEnergy было пробурено порядка 500 поисковых скважин. К сожалению, эти работы не увенчались успехом. В настоящее время известно около 90 открытых месторождений, из которых половина имеет запасы меньше 1 млн. тонн. Таким образом, коэффициент успеха можно оценить приблизительно как 9%. Вместе с тем, по мнению авторов, суши Азербайджана не исчерпала своего потенциала. В работе (Гулиев, Багиров, 2016в) авторы дают прогноз неизведанных ресурсов для суши Азербайджана в объеме 80-85 млн. тонн, причем это будут небольшие месторождения объемом от 4 до 20 млн. тонн каждый. Данная оценка сделана из предположения, что распределение месторождений по запасам идеально подчиняется лог-нормальному закону. Кроме этих запасов возможны дополнительные открытия, связанные с новыми углеводородными системами и с новыми плеями. Но прежде чем продолжать поисковые усилия на суше, нужно подвести все работы под единую геологическую концепцию, основанную на бассейновом анализе. Прежде

всего необходимо определить какие материнские породы имеются в бассейне. В настоящее время доказанными материнскими породами являются только олигоцен-миоценовые комплексы, отложенные в условиях закрытого морского бассейна. Этот комплекс представляет собой чередование нефте- и газоматеринских и нематеринских слоев, причем газоматеринские слои преобладают. Возникает фундаментальный вопрос, а имеются ли еще материнские комплексы (эоценовые, меловые, юрские), достаточно мощные, чтобы потенциально генерировать объемы углеводородов, достаточные для заполнения ловушек промышленного размера. Этот вопрос должен предшествовать всем остальным. Для его решения необходимо проведение полевых работ и последующих лабораторных геохимических исследований. Далее необходимо построить карты распределения этих материнских пород, а на основе бассейнового моделирования – карту их зрелости. Сопоставляя эти карты со структурно-тектоническим планом, можно определить приблизительные пути миграции и ареалы возможного нахождения углеводородных скоплений. Нужно отметить, что отсутствие эффективных материнских пород в доолигоценовых отложениях, еще не означает отсутствие в них скоплений. Стратиграфически более молодые породы могут снабжать углеводородами и более древние отложения, но это значительно затрудняет формирование таких залежей. Таким образом, в Куринской впадине можно выделить зоны, в которых могут быть сформированы залежи из олиго-миоценовых источников, либо из других, если такие существуют, и именно на этих участках необходимо сосредоточить поисковые усилия.

Но наибольший интерес, по-видимому, представляют поднадвиговые зоны предгорий Большого Кавказа – Шамаха-Гобустанский, а возможно, и Аджиноурский районы. Именно здесь имеются все условия для формирования залежей – материнские породы (от незрелой до перезрелой стадии), резервуары, перекрытые надвигом, и большое количество структур, образовавшихся в результате стрессового режима. Самая большая проблема – это отстрел и обработка сейсмических данных и их качество. Получив хорошую сейсмическую информацию, можно было бы спланировать поисковую программу. По-видимому, на суше Азербайджана именно этот район, несмотря на труднодоступ-

ность, можно считать наиболее перспективным и с наибольшим потенциалом.

Поиски нетрадиционных месторождений на суше Азербайджана

Вырвавшиеся вперед новые технологии позволяют извлекать углеводороды из резервуаров, о которых раньше никто не задумывался. «Сланцевые» резервуары вывели США на первое место в мире по добыче вначале газа, а затем и нефти. Данные резервуары – есть не что иное, как сами материнские породы (Эфендиева, 2015). По мере созревания образовавшиеся углеводороды вытесняются из матрицы материнской породы, и далее мигрируют вверх по разрезу. Но определенный объем углеводородов остается и в самих материнских породах. Раньше недооценивали объемы остаточных углеводородов. Сейчас лабораторные исследования показали, что значительные объемы углеводородов сохраняются в самих материнских породах, и они стали объектами разработки. Специфика извлечения углеводородов из этих резервуаров состоит в том, что бурятся горизонтальные скважины внутри органически насыщенного пласта и производится гидроразрыв. Благодаря этому из малопроницаемой породы (< 1 микропарси) начинают поступать углеводороды. Производительность скважин очень мала, и они истощаются в течение первых двух лет. Таким образом, уровень добычи сохраняется только за счет непрерывного бурения новых скважин. Плотность сетки скважин может быть сколь угодно малой. Но для разработки данных скважин должны быть выполнены следующие условия (Эфендиева, 2015):

- должен быть единый пласт с эффективной толщиной не менее 30-50 м: именно на такое расстояние распространяются трещины при гидроразрыве;
- породы в этом слое должны содержать не менее 4-5% $C_{\text{орг}}$;
- материнские породы должны быть морскими с высоким содержанием водородного показателя: в противном случае пористость в органическом веществе будет недостаточной;
- органическое вещество должно быть зрелым, причем не в начальной стадии зрелости, для того чтобы в ней содержалась более легкая нефть, которую легче добывать;

– порода должна содержать менее 40-50% глинистых минералов: в противном случае порода не будет подвергаться гидроразрыву;

– пласт не должен быть сильно смятым в складки либо раздроблен разломами: в противном случае будет трудно удерживать ствол бурящейся горизонтальной скважины внутри пласта.

Таким образом, необходимо составить программу по планированию работы на «сланцевые» источники, которая включала бы в себя обобщение всего известного геолого-геохимического материала, дополнительные лабораторные исследования по геохимии и механическим свойствам пород. Выявив стратиграфический интервал, надо составить карты зрелости и порового давления с использованием аппарата бассейнового моделирования и затем приступить к бурению пилотных скважин с полным отбором керна и дополнительными лабораторными исследованиями.

Другим возможным нетрадиционным источником углеводородов могут быть «гибридные» резервуары, аналогом которых являются глины Баккена на севере США. Гибридные резервуары представляют собой переслаивание пород с высоким содержанием органики с низкопроницаемыми породами без органики. Последние насыщаются углеводородами из надстилающих и подстилающих материнских прослоек. Такие комплексы более характерны и вероятны для майкопской и диатомовой свит в Южно-Каспийском и Куринском бассейнах, но требуют углубленного изучения, включая сплошной отбор и анализ керна из изучаемого интервала.

Еще одним нетрадиционным источником углеводородов могут стать субвертикальные геологические тела, о которых говорилось в (Абасов и др., 2003; Гулиев, 2008). Это геологические тела, сложенные разуплотненными и газонасыщенными породами. К сожалению, в настоящее время нет технологий для безопасного бурения и освоения этих источников. Этот факт и нынешние низкие цены на энергоносители отодвигают эту задачу на второй план.

Очередность работ по наращиванию запасов

Предлагаемая очередность проведения мероприятий по наращиванию запасов приведена в следующей таблице:

НАПРАВЛЕНИЕ РАБОТ	ОПЕРАЦИИ	ОЧЕРЕДНОСТЬ		
		СТАДИЯ I	СТАДИЯ II	СТАДИЯ III
Проведение работ на разрабатываемых площадях	Выявление зон концентрации остаточных запасов	Построение 3-х мерных моделей резервуара	Проведение 3-х мерной сейсморазведки на площадях и обработка данных	
	Выявление пропущенных пропластков	Пересмотр имеющихся каротажей, проведение ГИС		
	Выделение пластов для гидроразрыва	Выявление объектов и применение технологии гидроразрыва		
Поиски в акватории Каспия	Поиски в Центральном Каспии			Выявление ловушек и подготовка к бурению
	Абшеронский порог	Нижний отдел ПТ в Азери-Чираг-Гюнешли	Кяпаз	
	Транзитная зона	Проведение сейсморазведочных работ	Разбуривание выявленных структур	
	Глубоководная зона	Умид-Бабек		Шафаг-Асиман, Зафар, Нахчыван, Алов
Поиски на суше Азербайджана	Поиски в Куринском бассейне и Гобустане			
	Поиски в поднадвиговой зоне предгорий Кавказа	Детальная геологическая съемка	Сейсморазведочные работы	Бурение выявленных структур
	Нетрадиционные источники	Детальное изучение гибридных и сланцевых резервуаров	Бурение пилотных скважин, проведение 3-х мерной сейсморазведки	Освоение субвертикальных геологических тел

Данная очередность обусловлена прежде всего технико-технологическими возможностями. Так, например, поиски в поднадвиговых зонах представляются авторам как очень перспективные и многообещающие. Вместе с тем получение качественной сейсмической информации в этих условиях очень проблематично и отодвигает данный проект на вторую стадию. Вместе с тем другой проект, также связанный с проведением сейсморазведки в сложных условиях транзитной зоны, уже начат. Работы по характеризации резервуара в разрабатываемых месторождениях могут начаться безотлагательно, хотя в идеале было бы полезно провести 3-х мерную сейсморазведку.

Резюмируя, можно сказать, что потенциал дополнительных запасов углеводородов Азербайджана еще достаточно высок и требует большого внимания как в смысле поисково-разведочных операций, так и оптимизации процессов разработки.

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., АЛИЯРОВ, Р.Ю., ГУЛИЕВ, И.С. 2003. О геологических проблемах развития нефтедобычи в Азербайджане. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*. 3, 119-123.

ГУЛИЕВ, И.С. 2008, Откроется ли у Каспийской «нефтянки» второе дыхание. *Нефть России*, 4, 90-93.

ГУЛИЕВ, И.С., БАГИРОВ, Э.Б. 2016а. Роль флюидоупоров в формировании залежей углеводородов в Южно-

Каспийском бассейне и прогноз скоплений в прибрежной зоне Абшерона (Часть I). *АНХ*. 6, 3-12.

ГУЛИЕВ, И.С., БАГИРОВ, Э.Б. 2016б. Роль флюидоупоров в формировании залежей углеводородов в Южно-Каспийском бассейне и прогноз скоплений в прибрежной зоне Абшерона (Часть II). *АНХ*. 7-8, 3-10.

ГУЛИЕВ, И.С., БАГИРОВ, Э.Б. 2016в. Статистический прогноз объема неразведанных ресурсов углеводородов в Азербайджане. *АНХ*. 5, 3-8.

ГУЛИЕВ, И.С., РУСТАМОВ, Р.И., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, А.А. 2006. Анализ результатов и перспективы поисков нефти и газа в Южном Каспии. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*. 2, 9-18.

ШИЛОВ, Г.Я., ДЖАФАРОВ, И.С. 2001. Генетические модели осадочных и вулканогенных пород и технология их фациальной интерпретации по геолого-геофизическим данным. Информационный центр ВНИИгеосистем. Москва. 393 с.

ЭФЕНДИЕВА, М.А. 2015. Сланцевый углеводородный комплекс Азербайджана, *АНХ*. 10, 12-20.

ABDULLAYEV, T., FALT, L.-M., AKHUNDOV, A., VAN GRAAS, G.W., KVAMME, T., FLOLO, L.H., MENDAROV, K., NARIMANOV, A.A., OLSEN, T.S., SELJESKOG, G., SKONTORP, O., SULTANZADE, T., TANK, N., VALIYEVA, E. 1998. A reservoir model for the main Pliocene reservoir of the Bahar Field in the Caspian Sea, Azerbaijan. *Petroleum Geoscience*. 4, 259-270.

GOLONKA, J. 2007. Geodynamic evolution of the South Caspian Basin. In P.O.Yilmaz and G.H.Isaksen eds.: *Oil and Gas of the Greater Caspian area: AAPG Studies in Geology*. 55, 17-41.

Рецензент: член-корреспондент НАН Азербайджана А.А.Фейзуллаев