

ОБОСОБЛЕНИЕ КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА И НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ ЕГО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

© 2012 г. Ю.С. Кононов

ФГУП "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

В последнее время проявилась тенденция обособления Каспийского региона прежде всего в качестве самостоятельного геоструктурно-тектонического объекта, но представляющего также особый интерес и в нефтегазогеологическом отношении. В этом плане, например, для акватории Каспийского моря, несомненно, весьма существенное значение имело развитие сначала, со второй половины XX века, в ее пределах морских геофизических исследований, а затем и непосредственно нефтегазопоисковых работ. В данном случае речь идет о принципиально иных условиях по сравнению с выходом на прибрежные эстакады в районах Баку и Красноводска. Акваторию же Каспия традиционно принято подразделять на Северный, Средний и Южный Каспий, что в принципе соответствует сложившемуся традиционному нефтегазогеологическому районированию. При нем Северный Каспий относится к Прикаспийской нефтегазоносной провинции (НГП), Средний – к Северо-Кавказско-Мангышлакской и Южный – к Южно-Каспийской. Вместе с тем Каспийский морской бассейн как единое целое во многих отношениях представляет собой уникальное природное образование, не имеющее близких аналогов. Например, к особым свойствам этого крупного внутриконтинентального бассейна относится то, что его уровень в исторически обозримом прошлом при некотором колебании на три десятка метров ниже уровня мирового океана. Для оценки же величины колебания уровня Каспия, например, в XX веке (и начале XXI) принято его значение по состоянию на 1929 год. С

другой стороны, совсем недавно в геологическом отношении Каспийский бассейн испытал довольно широкую хвалынскую трансгрессию, а затем более ограниченную – новокаспийскую. Свообразными следами его мелководья в сравнительно недавнее время стали известняки-ракушечники плато Устюрт (Усть-Урт), довольно высоко возвышающиеся над расположенной севернее Прикаспийской низменностью.

Весьма специфично распределение современных глубин Каспийского моря в пределах его акватории. Северный Каспий характеризуется особо мелкими глубинами, в основном препятствующими судоходству. Вместе с тем из-за очень выположенного рельефа прибрежных равнин в периоды так называемых морян происходит периодическое их затопление на десятки километров. Ввиду крайней мелководности Северного Каспия речной сток Волги и Урала обуславливает повышенную опресненность его вод и приуроченность к нему специфической природной зоны. Она прежде всего характеризуется распространением широкой камышовой полосы вдоль побережья и на многочисленных мелких островах (колках). Весной и осенью здесь появляется множество скоплений перелетных птиц, а круглогодично специфическая среда Северного Каспия служит обиталищем для выгула молоди осетровых. Эта ценная порода рыб до последнего времени считалась главным богатством Каспия, когда он практически целиком находился внутри единого государства и рассматривался как особый эндемический бассейн. При этом все же Северный Каспий

внутри него выделялся в качестве особой природоохранной зоны. Такой подход соответственно сказывался и на вопросах, связанных с оценкой нефтегазоносности. Она главным образом рассматривалась в качестве стратегического резерва.

Средний Каспий по глубинам морского дна занимает промежуточное положение между Северным и Южным Каспием, причем если уподобить его шельфовой области, то здесь выделяются две ее части. Северная, более мелководная, примыкающая к Северному Каспию, на юге в основном распространяется до широты полуострова Тюб-Караган. Глубины моря здесь, по сравнению с Северным Каспием, несколько возрастают, но незначительно. Южнее, до широты залива Кара-Богаз-Гол, в районе которой намечается граница между Средним и Южным Каспием, может быть выделен "глубоководный шельф". В его пределах глубина морского дна нарастает на юг.

Южный Каспий обособляется в качестве глубоководной (относительно, по сравнению с океаническими) впадины. Она попадает в область широких интенсивных кайнозойских прогибаний древней континентальной коры, соседствующих с не менее интенсивными горообразовательными процессами в соседних областях. По существу это – окраинный морской бассейн традиционно выделяемого Альпийско-Гималайского складчатого пояса. Только природа его в одном случае считается геосинклинальной, а в другом – коллизионной. Но при выделении Каспийского региона этот вопрос практически не важен.

При обособлении Каспийского региона разными исследователями [7, 8, 12, 20, 21] имеются некоторые нюансы, несмотря на которые наиболее важное значение имеют несколько общих позиций. Они сводятся к следующему. Земная кора в пределах региона подразделяется на консолидированную кору, складчатые комплексы и платформен-

ный чехол. При этом древняя (докембрийская) консолидированная кора и молодой (послетриасовый) платформенный чехол имеют повсеместное распространение, а складчатые (палеозойские или палеозойско-триасовые) комплексы развиты зонально. Обычно они связываются с подвижными поясами, выделение которых порой неоднозначно, но преимущественно имеется в виду их кулисообразное соотношение, а не непосредственный переход одного в другой. К тому же наряду со складчатыми комплексами намечается фрагментарное развитие доплитного платформенного чехла в пределах древних погруженных в палеозое (в том числе по сбросам) участков. Что же касается кулисообразных соотношений складчатых поясов, то впервые более полувека тому назад именно для рассматриваемого региона такой их характер был отмечен А.Л. Яншиным. Тогда он рассматривал проблему ограничения юго-востока Русской плиты и взаимосвязи складчатости Урала, Тянь-Шаня и Мангышлака при наличии довольно ограниченных данных по "закрытым" территориям. Ныне их геофизическая изученность значительно возросла.

При обособлении Каспийского региона в его состав включаются южная часть древней Русской плиты, а также примыкающие к ней Скифская и Туранская плиты, считавшиеся ранее молодыми. Ныне же главным считается повсеместное распространение древней консолидированной коры. Тем самым как бы древняя плита распространяется далеко на юг, а ее Скифско-Туранский сектор все же сохраняет свое своеобразие благодаря наличию упомянутых складчатых комплексов. Однако их развитие в пределах этого сектора не повсеместно, а фрагментарно. Непосредственно же в той части Русской плиты, которая включается в Каспийский регион, складчатый (довизейский) комплекс выделяется вдоль ее юго-восточной окраины на Южно-Эмбинском палеозойском ин-

версионном поднятии. Оно, в свою очередь, считается кулисообразно расположенным по отношению к Уралидам, с одной стороны, и к комплексам Скифско-Туранского сектора, – с другой.

На севере Каспийский регион охватывает Прикаспийскую впадину (мегавпадину) и ее ближайшее обрамление, включая разрыв Рязано-Саратовского прогиба (мегапрогиба) и подстилающего его Пачелмского авлакогена. Как известно, эта часть обрамления Прикаспийской провинции при нефтегазогеологическом районировании выделяется в качестве Нижне-Волжской нефтегазоносной области (НГО). Хотя она включается в состав Волго-Уральской НГП, но все же традиционно рассматривается совместно с Прикаспийской. Поэтому в нефтегазогеологическом отношении обособление Каспийского региона может считаться удобным, поскольку генетически Нижне-Волжская НГО все же более тяготеет к Прикаспийской НГП. В частности, Пачелмский авлакоген продолжается под Прикаспийской мегавпадиной примерно в район Аралсора, где сочленяется с Сарпинским и Центрально-Прикаспийским (тройное сочленение).

В отношении складчатых комплексов (и подвижных поясов, в пределах которых они выделяются) подходы к оценке их возраста несколько различны. В одном варианте допускается скольжение возраста у разных комплексов от палеозоя до триаса [8], в другом существует тенденция обособления двух этажей, из которых нижний – докунгурский палеозойский, а верхний может включать породы триаса [2]. Последние наиболее интенсивно дислоцированы в обнажениях горного Мангышлака и несколько слабее на Туаркыре. Однако версии их возможных взаимосвязей существенно различны, хотя кулисообразное соотношение представляется наиболее предпочтительным.

К специфическим особенностям Каспийского региона относится характер соот-

ношений Прикаспийской впадины (мегавпадины) с примыкающими к ней с юга районами Скифской и Туранской плит. Речь идет о том, что впадина (мегавпадина) оказывается незамкнутой на юге в докунгурском палеозое и на юрско-кайнозойском этапе ее геологического развития. В известной мере это по-новому переключается с уже забытыми высказываниями И.О. Брода о Прикаспийском нефтегазоносном бассейне (НГБ) в середине XX века. С другой стороны, конечно, структура посткунгурских отложений в пределах Прикаспийской впадины (мегавпадины) резко осложнена соляной тектоникой. К принципиально важным изменениям структурного плана предлагается также отнести те, которые затронули Каспийский регион в плиоценово-четвертичное время [8]. Обычно такие движения относятся к новейшей тектонике, несомненно влияя на современный структурный план, что, в свою очередь, сказывается на особенностях распределения нефтегазоносности. В наиболее же общем виде эти движения выразились в преимущественно крупных меридиональных поднятиях, сопровождавшихся многосотметровыми срезами. В частности, такие поднятия совпали с площадью акватории Каспия, сменившись затем резким опусканием. За пределами акватории Каспийского моря, в Прикаспийской впадине (мегавпадине) это нашло отражение в развитии плиоценовых отложений в основном в междуречье Урала и Волги. Внутри же самой акватории отмечается образование топодепрессий, самыми крупными из которых являются Южно-Каспийская и Северо-Апшеронская. Затем в конце четвертичного периода образуется Дербентская котловина, а современное Каспийское море приурочено к новейшим опусканиям, в частности, ниже уровня мирового океана. При этом отмечается [8], что плеоценово-четвертичный структурный план современного Каспийского моря резко наложен на домиоценовую структуру со сме-

ной преобладавших субширотных ориентировок на преимущественно субмеридиональные. Здесь можно лишь отметить, что хотя контур акватории Каспия и имеет субмеридиональную ориентировку, но подразделение этой акватории на три части – Северную, Среднюю и Южную – также весьма существенно. Это – как бы отголосок субширотной зональности, в частности, с переходом от малых глубин морского дна в Северном Каспии к малым и средним – в Среднем, и к максимальным в пределах Южного.

Для палеозойского же этапа развития Каспийского региона, исходя из фрагментарности распространения в его пределах складчатых комплексов, логично вытекает вывод, что они в основном – рифтогенные образования. При этом наиболее вероятно, что рифтогенез имел пульсационный характер и к тому же несколько мигрировал во времени и пространстве. По отношению к предыдущему, рифей-вендскому, палеозойский (или палеозойско-триасовый) рифтогенез был несравненно более кратковременным. Соответственно горизонтальные (или латеральные) подвижки при этом не могут быть более или менее значительными. Сам же Каспийский регион в целом выглядит как довольно стабильный участок Восточно-Европейского континента (Балтии). Только если до обособления Каспийского региона сам этот континент на юго-востоке обычно ограничивался Прикаспийской впадиной (мегавпадиной), то теперь он распространяется на соседний Скифско-Туранский геоблок. Основой же для такого распространения служит наличие древней консолидированной коры, в принципе не отличающейся от коры Русской плиты, традиционно выделявшейся в составе Восточно-Европейской платформы.

Тем не менее нельзя не отметить, что при признании наличия в пределах Северного Устья и в прилегающих районах

Туранской плиты древней консолидированной коры для них предложена альтернативная геодинамическая модель. Она базируется на выделении далеко мигрирующих в эти районы террейнов (из южных частей океана Тетис). Как известно, в последнее время в общем плане представления о коллажах многочисленных террейнов [17] сменили изначальный вариант тектоники литосферных плит с их очень небольшим количеством. Рядом исследователей [6, 13, 18, 22 и др.] такая трансформация, как и ряд других признаков, воспринимается в качестве кризиса современной тектоники. Что же касается представлений о миграции террейнов за тысячи километров, то они как раз в последнее время изложены в геодинамической модели, представляющей альтернативу обособлению Каспийского региона в рассмотренном виде. Такая модель на примере эволюции Северного Устья и прилегающих районов Туранской плиты в связи с нефтегазоносностью палеозойского комплекса предложена В.П. Гавриловым [4]. При этом им сделаны следующие выводы:

1. Северный Устье – древний (байкальский-?) фрагмент континентальной коры, мигрировавший в позднем палеозое на свое современное положение из южных широт океана Тетис. В связи с чем его можно рассматривать как мегатеррейн.

2. Формирование Туранской плиты происходило одновременно за счет придвигания к Евро-Американскому палеоконтиненту материковых фрагментов коры из южных широт океана Тетис. Можно выделить 3 основных эпохи становления Туранского пространства:

– поздний палеозой ($D_3 - C_1$); – присоединение Северного Устья к Восточно-Европейской платформе (Евроамерике), что маркируется аккреционной граувакковой формацией ($D_3 - C_1$) современного Южно-Эмбинского поднятия;

– конец палеозоя – начало мезозоя ($P_2 - T$); – соединение Южного Устюрта и других фрагментов Туранской плиты, что маркируется пермотриасовым аккреционным комплексом;

– конец кайнозоя; – причленение Альпийско-Гималайского складчатого комплекса (Копетдаг, Эльбрус и др.).

3. Зоны "раздутия" толщин граувакковой формации позднего девона – раннего карбона Южной Эмбы и красноцветной формации пермотриаса Мангышлака, Туаркыра трактуются как аккреционные комплексы, где увеличенные толщины отложений – результат счешуивания, сдваивания разрезов, а не как авлакогены (палеорифты).

4. Структуры типа Южно-Эмбинской зоны поднятий интерпретируются как погребенные вулканические дуги.

5. Палеозойский комплекс Северного Устюрта весьма перспективен в нефтегазовом отношении, однако требует пристальных и целенаправленных исследований с использованием мобилистских (плитотектонических) подходов с целью количественного обоснования потенциальных ресурсов нефти и газа, заключенных в этих отложениях.

Наряду с этим отмечается, что палеозойский комплекс Северного Устюрта продолжает оставаться "вещью в себе", а аналогию для него предлагается искать с Таримским массивом Китайской платформы, то есть очень далеко. Это в корне отличается от подхода основанного на поисках наибольшего сходства в строении соседних геоблоков Скифской и Туранской плит.

С тем, что палеозой Северного Устюрта и прилегающих районов Туранской плиты (или соответствующей части Каспийского региона) во многом пока остается "вещью в себе", несомненно, следует согласиться. Это определяется двумя главными причинами – преимущественно значительными глубинами его залегания и пока еще слабой изу-

ченностью при наличии в основном неоднозначно интерпретируемых данных, полученных геофизическими методами. Один из вариантов такой интерпретации, который может быть назван "наиболее мобилистским", предложен В.П. Гавриловым. Однако, например, одинаковый подход к выделению и трактовке зон "раздутия" толщин граувакковой формации позднего девона – раннего карбона Южной Эмбы и красноцветной формации пермотриаса Мангышлака и Туаркыра нельзя признать удачным. В обоих случаях такие зоны оцениваются как аккреционные комплексы, где увеличение толщины отложений – результат счешуивания, сдваивания разрезов, но такой подход не правомерен прежде всего из-за разной степени изученности указанных зон.

В пределах Южно-Эмбинской зоны поднятий в районе Жанасу-Мынсуалмаса бурением вскрыты самые верхи девона. Керном вскрытый бурением разрез в общем охарактеризован слабо, а промыслово-геофизическая характеристика не дает основания для однозначной корреляции вскрытых разрезов. Гораздо же большая часть разреза до границы, выделяемой в качестве поверхности фундамента, как раз остается "вещью в себе". Здесь вполне можно допускать счешуивание в равной мере, как и другие варианты интерпретации имеющихся данных. Совершенно иное дело – обнаженные на земной поверхности разрезы верхнепермско-триасовых отложений Мангышлака и Туаркыра. Они в свое время явились объектами детальных исследований, включая, например, изменчивость как внутри горного Мангышлака, так и от Мангышлака к Туаркыру. Такие исследования осуществлялись как в рамках государственного геологического картирования, так и последующего монографического описания. Здесь для доказательства правомерности замены базового варианта расчленения разрезов иным ("счешуенным") по крайней мере потребуется достаточно убе-

дательная аргументация прежде всего специалистов – стратиграфов. Как известно, В.П. Гаврилов к таким специалистам не относится и потому убедительных аргументов в пользу замены базового варианта расчленения разреза не приводит.

Несколько странно выглядит вывод, посвященный оценке перспектив нефтегазоносности палеозойского комплекса Северного Устья. С одной стороны, заявляется, что он весьма перспективен в нефтегазоносном отношении. С другой, – говорится о том, что он требует пристальных и целенаправленных исследований с использованием мобилистских (плитотектонических) проходов для обоснования потенциальных ресурсов нефти и газа. Таким образом, создается впечатление, что предложенная геодинамическая модель не позволяет предполагаемые высокие перспективы хоть в какой-то мере более или менее конкретизировать. В этом отношении она, несомненно, уступает данной одновременно с ней оценке сейсмостратиграфии, палеогеографии и нефтегазоносности палеозойских и триасовых отложений Устья [2]. Что же касается плитотектонических подходов к оценке нефтегазоносности, то они отнюдь не одинаковы. Это, в частности, нашло отражение даже на страницах одного и того же сборника "Геодинамика нефтегазоносных бассейнов" [5]. Так, в одном варианте [3] основная нефтегазоносность связывается с зонами субдукции, в другом, – с пассивными континентальными окраинами [9]. В этом случае нефтегазовый потенциал зон субдукции оценивается как наименьший. Между прочим, в указанном сборнике весьма противоречивые суждения с позиций плитотектоники высказываются также о палеозойском этапе развития Прикаспийского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и его Скифско-Туранского обрамления [1, 3, 9, 10, 19].

Вместе с тем очевидна необходимость максимального комплексного учета и анали-

за всех фактических данных об особенностях нефтегазоносности непосредственно рассматриваемого региона. В этом отношении весьма существенное значение имеет такая особенность, как широкое развитие естественных нефтепроявлений, преимущественно тяготеющих к побережью Каспийского моря. В основном это – районы Апшеронского полуострова, Челекена и нижнего течения реки Эмбы, причем в первых двух уже к середине XIX века довольно широко осуществлялась кустарная колодезная добыча нефти. Затем в связи с развитием роторного бурения (в основном глубиной не более 200-250 м) здесь, а также в Предкавказье и Фергане уже в первой половине 70-х годов были получены первые фонтаны нефти. Несколько позже, уже в XX веке, открыто первое месторождение (Доссор) в Эмбинском районе, причем здесь поиски вблизи нефтепроявлений (Карачунгул и др.) к успеху не привели. В значительной мере это обусловлено такой отличительной особенностью Эмбинского района, как соляная тектоника.

В 1913 году, перед началом первой мировой войны, Россия стала ведущей нефтедобывающей страной. Уровень добычи нефти в ней достиг 10 млн т в год, причем именно за счет Каспийского региона, в пределах которого к тому времени было открыто и введено в разработку два с половиной десятка месторождений. Внутри же региона более 80 % добычи было сосредоточено на Апшеронском полуострове (район Баку). Добыча нефти главным образом осуществлялась иностранными компаниями, причем большинство месторождений разрабатывалось одновременно несколькими фирмами. Такой порядок, а также погоня за извлечением максимально возможной прибыли каждой из конкурирующих фирм обуславливали ускоренное падение пластовой энергии, обводнение продукции и в конечном итоге низкий коэффициент извлече-

ния нефти (КИН). По этой причине многие промыслы быстро приходили в упадок. В годы же мировой, а затем и гражданской войны такое состояние, названное разрухой, стало повальным, охватив все народное хозяйство.

Восстановить довоенный уровень добычи нефти опять-таки главным образом за счет Каспийского региона (особенно района Баку) и даже несколько нарастить его удалось лишь во второй половине двадцатых годов. Вместе с тем широкое развитие при советской власти, особенно начиная с тридцатых годов, геологических исследований (включая геофизику и бурение) привело к открытию и освоению новых нефтегазоносных регионов. Первым из них стало Урало-Поволжье, названное первоначально "Вторым Баку", но уже к 1960 году резко превысившее первое по уровню нефтедобычи. Затем последовала серия открытий и освоения прежде всего месторождений-гигантов Западной Сибири, определивших уровень нефтегазодобычи в стране на долгий период, включая постсоветские десятилетия при обвальном спаде геологоразведки.

Одновременно нефтегазопроисковые работы непосредственно в пределах Каспийского региона также увенчались достаточно выдающимися успехами. Так, в северо-западной части Туранской плиты в шестидесятые годы и начале семидесятых на Мангышлаке (включая Бузачи) открыта и введена в разработку серия месторождений, среди которых наиболее крупные Жетыбай и Узень. Южная часть этой плиты оказалась преимущественно газоносной, включая такие месторождения-гиганты, как Газли и Шатлык. Это послужило основанием для ввода в строй магистрального газопровода Средняя Азия – Центр. Все указанные открытия в структурно-стратиграфическом отношении связаны с мезо-кайнозойским осадочным чехлом. На севере Каспийского региона, где эта часть чехла осложнена со-

ляной тектоникой, в ней были открыты лишь четыре средних по запасам месторождения (Кенкияк, Терень-Узюк, Прорва, Мартыши), а превалировали мелкие. Главное их преимущество заключалось в том, что многие из них содержали масляные нефти. Кроме того, глубина залегания продуктивных горизонтов на них большей частью не превышала 1-1,5 км, а то и сотен метров. Глубина же залегания подсолевых (докунгурских) отложений, большинством исследователей считавшихся весьма перспективными, в том числе по аналогии с Урало-Поволжьем, была гораздо значительнее. Это обстоятельство служило главным фактором, сдерживающим широкий разворот геологоразведочных работ на подсолевые отложения Прикаспия, по крайней мере до семидесятых годов XX века. Тем не менее по инициативе НВНИИГГ во второй половине шестидесятых годов было проведено два Всесоюзных совещания, посвященных результатам работ в бортовой зоне Прикаспия, анализу перспектив ее нефтегазоносности и направлениям дальнейших исследований. Это послужило одной из важных причин определения НВНИИГГ в качестве головной организации по Прикаспию (на период 70-80-х годов) при широком развороте в нем геологоразведочных работ на подсолевой палеозой при достижении соответствующих возможностей геофизики и бурения.

Здесь все же следует заметить, что еще в шестидесятых годах в Прикаспии были заложены две сверхглубокие (СГ) скважины – Биикжальская и Аралсорская. Однако, во-первых, обе скважины так и не достигли проектных глубин. Во-вторых, информативность Биикжальской скважины в отношении возможных перспектив нефтегазоносности подсолевых отложений на глубинах более 5 км оказалась весьма низкой. В-третьих, альтернативный вариант относительно неглубокого (порядка 5 км) залегания кровли подсолевого палеозоя в районе Аралсора не

подтвердился. В соответствии же с базовым вариантом интерпретации геофизических данных скважина отложения подсолевого палеозоя вообще не вскрыла, а оказалась, как и ожидалось, "зависшей" в надсолевых.

Широкий разворот бурения на глубины порядка 5 км во второй половине 70-х годов привел к открытию крупнейших месторождений углеводородов (УВ) – Астраханского, Карачаганакского и Тенгизского. Кроме того, было открыто крупное месторождение Жанажол с серией компактно расположенных вблизи него сопутствующих месторождений, что дало основание говорить о так называемом "Большом Жанажоле". Одной из основных особенностей продуктивности подсолевых отложений на указанных месторождениях стала ее приуроченность к карбонатным коллекторам. При этом залежи, как правило, имеют массивный (пластово-массивный) характер и большую высоту. В частности, на Карачаганаке и Тенгизе, где она максимальна, ее величина превышает 1 км, что определяет очень высокую концентрацию запасов на единицу площади. Например, при соизмеримости запасов (в пересчете на нефть) на Карачаганакском и Ромашкинском (многопластовом) месторождениях в пределах последнего величина удельной плотности запасов на единицу площади гораздо меньше. Особенности строения открытых в подсолевом этаже месторождений заставляли сконцентрировать основное внимание в восьмидесятых годах на их промышленной оценке и подготовке к вводу в разработку. В частности, было показано, что наиболее полное извлечение нефти и конденсата на Карачаганаке может быть обеспечено при сайклинг-процессе. Принятый же ныне режим на истощение приводит к их большим потерям.

Наряду с выявлением наиболее высоких перспектив карбонатных комплексов в подсолевом палеозое Прикаспия определились также весьма ограниченные перспективы

терригенных комплексов. Даже в случаях их продуктивности с получением фонтанных притоков они очень быстро иссякают вследствие двух главных причин. Одна из них заключается в более быстром ухудшении коллекторских свойств с глубиной терригенных пород по сравнению с карбонатным. Другая причина связана с преимущественно линзовидным распространением коллекторов внутри терригенных отложений. Например, на восточной и юго-восточной окраинах Прикаспия это может считаться характерным для нижнепермских комплексов Кенкияка и Тартая. Попытки выделения "акжаритов" наподобие баженитов Западной Сибири по сути дела ничего принципиально не меняют в отношении невыдержанности коллекторов внутри терригенных комплексов. В северо-западной окраине Прикаспия это наиболее характерно для так называемого терригенного девона Ровенско-Краснокутского и Ершовско-Мокроусовского участков, где в семидесятых годах пробурены десятки скважин. Хотя в них были получены многочисленные признаки продуктивности, в основном они так и остались признаками. Предполагавшихся крупных открытий не произошло.

В палеозойских комплексах Скифско-Туранского обрамления Прикаспийской НГП, по возрасту примерно соответствующих подсолевому разрезу, судя по имеющимся данным, в основном преобладают терригенные породы. Применительно к оценке перспектив их нефтегазоносности они представляют промышленный интерес, особенно на глубинах более 4,5-5 км, что также в наибольшей мере зависит от возможности выявления удовлетворительных коллекторских свойств пород. Наряду с этим и здесь установлены как прямые признаки промышленной продуктивности карбонатных отложений, так и зоны их наиболее вероятного развития, перспективные для нефтегазопроисковых работ. Прежде всего речь идет о

такого рода объектах в пределах Скифской плиты или Предкавказской части Предкавказско-Мангышлакской НГП [11]. Здесь наиболее близка к Прикаспийской НГП группа месторождений (13, два из которых – нефтяных) в зоне сочленения юго-восточного склона Воронежской антеклизы (ЮСВА) и кряжа Карпинского. Все эти месторождения хотя и многопластовые, но невелики по запасам. На самом крупном из них (Марковском) выявлено 40 залежей в двух карбонатных разновозрастных комплексах, развитых в Нижне-Волжской НГО. К тому же нижний из них продуктивен на Астраханском месторождении. При этом продуктивность нижнебашкирских карбонатных отложений в Прикаспии вообще развита наиболее широко.

Если в зоне сочленения кряжа Карпинского с ЮСВА глубина залегания продуктивных горизонтов невелика, то на границе его непосредственно с Прикаспием она возрастает. Так промышленная нефтегазоносность на площади Хангр установлена на глубине превышающей 5 км, что позволяет считать прогнозируемые карбонатные комплексы перспективными на таких глубинах и в других районах. В частности, одним из них может быть район сочленения Ростовского выступа и Песчановского прогиба. Кроме того, в Предкавказье помимо непосредственно палеозоя установлена продуктивность триасовых карбонатов в пределах Манычского прогиба и они здесь с достаточным основанием считаются перспективными в отношении новых открытий.

В целом можно считать, что в указанном отношении Скифская плита рассматриваемого региона дифференцирована значительно более, чем отделяемая от нее акваторией Каспийского моря Туранская часть. Правда, с другой стороны в пределах последней на Мангышлаке и Туаркыре верхнепермско-триасовые отложения вообще выведены на поверхность, а Карабогазгольский

палеозойский массив высоко приподнят, но в отношении нефтегазоносности также бесперспективен. К тому же это относится и к району Айбугира. Что же касается акватории Каспия, то в ее пределах взаимосвязи основных элементов, выделяемых внутри Скифской и Туранской плит, оцениваются неоднозначно.

Бурение и открытие месторождений внутри акватории Каспия в немалой мере инициировалось ее дележом между новообразованными независимыми государствами после ликвидации единого (Советского Союза). При этом, например, Северный Каспий практически полностью отошел к Казахстану. Здесь, конечно, главнейшее значение имеет открытие гигантского Кашаганского месторождения, приуроченного к крупной карбонатной постройке в подсолевом палеозое. Вообще она прогнозировалась еще в первой половине восьмидесятых годов XX века, причем с учетом дугообразного в плане положения на суше Тенгизского, Королевского и Каратонского карбонатных массивов предполагалось, что это – часть мегапалеоатолла [15]. В сущности практически также она оценивается и на современном уровне изученности [14].

Российский сектор охватывает западную часть Среднего Каспия, а восточная его часть, как и Северный Каспий, отошла к Казахстану. К настоящему времени здесь в общей сложности открыто 10 месторождений [16]. В связи с тем, что 3 из них (Каламкас-море, Хазар, Ауэзов), расположенные в казахстанской части акватории, находятся в зоне сочленения с Прикаспийской НГП, есть вариант отнесения их не к Среднему, а к Северному Каспию [14]. Примерно в таких условиях в российской части акватории среднего Каспия выявлена группа поднятий, продуктивность которых пока не оценена бурением. Это – Ракушечное, Морское, Жемчужное, Астраханский рейд, банка Сигнал. Однако при этом следует отметить, что ка-

захстанское побережье Каспия в таких условиях более насыщено месторождениями (в частности, – в Бузачинском районе) по сравнению с российским, где Промысловский район расположен южнее. Кстати, как бы на продолжении его находятся месторождения, открытые в российской части акватории Среднего Каспия. Это: Западно-Ракушечное, Ракушечное, им. Филановского, им. Корчагина, Сарматское, Центральное, 170-й км. На всех указанных средних и крупных месторождениях залежи УВ заполнены до замка. Продуктивны в Среднем Каспии отложения мезозоя (юрские и меловые). В целом же в пределах Каспия намечается тенденция омоложения продуктивности разреза в направ-

лении от Северного Каспия к Южному. Это в общем свойственно не только акватории, но и выделяемым здесь НГП в целом.

Таковы некоторые основные особенности строения и нефтегазоносности выделяемого в последнее время Каспийского региона. Главные проблемы оценки его нефтегазоносности по существу сводятся прежде всего к возможности прогнозирования внутри палеозоя (и триаса) зон развития карбонатных формаций. Именно они представляются наиболее перспективными в отношении выявления нефтегазоносности на больших глубинах с точки зрения сохранения на них удовлетворительных коллекторских свойств.

Л и т е р а т у р а

1. Беленицкая Г.А. Карта литогеохимического районирования нефтегазоносных территорий //Геодинамика нефтегазоносных бассейнов. – М.: изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – С.77-85.
2. Палеозойские и триасовые отложения Устюрта (сейсмостратиграфия, палеогеография, нефтегазоносность) /Ю.А. Волож, В.А. Быкадоров, М.П. Антипов и др. //Бюл. МОИП, отд. геол. – 2011. – Т.86. – Вып.2. – С.47-66.
3. Гаврилов В.П. Геодинамическая цикличность эволюции литосферы и пояса нефтегазонакопления //Геодинамика нефтегазоносных бассейнов. – М.: изд-во РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2005. – С.6-19.
4. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель эволюции Северного Устюрта и прилегающих районов в связи с нефтегазоносностью палеозойского комплекса //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 10. – С.4-12.
5. Геодинамика нефтегазоносных бассейнов. – М.: изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.
6. Горяинов П.М., Иванюк Г.Ю. Поможет ли синергетика "теории" тектоники плит? //Отечественная геология. – 2005. – № 2. – С.98-102.
7. Ермаков Б.В., Шлезингер А.Е. Консолидированная кора: время и место ее образования //Известия ВУЗов. Геология и разведка. – 2009. – № 3. – С87-88.
8. Ермаков Б.В., Киревичев В.К., Шлезингер А.Е. Тектоника Каспийского региона //Бюл. МОИП, отд. геол. – 2011. – Т.86. – Вып.2. – С.29-35.
9. Клещев К.А., Шеин В.С. Современное состояние геодинамических основ прогноза, поисков и разведки нефти и газа //Геодинамика нефтегазоносных бассейнов. – М.: изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – С.20-35.
10. Костюченко С.Л., Фёдоров Д.Л. Палеозой Предкавказья: геодинамика и перспективы нефтегазоносности //Геодинамика нефтегазоносных бассейнов. – М.: изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – С.161-167.

11. Лебедько Г.И. Нефтегазоносность палеозоя юга Русской плиты и ее складчатого обрамления //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 10. – С.12-17.
12. Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования /Ю.Г. Леонов, Ю.А. Волож, М.П. Антипов и др. – М.: ГЕОС, 2011.
13. Михалев Ю.М. Кризис новой глобальной тектоники //Отечественная геология. – 2005. – № 2. – С.81-87.
14. Мурзин Ш.М. Нефтяные системы и история их формирования в акватории Северного Каспия //Вестник МГУ, сер. геол. – 2010. – № 6. – С.28-35.
15. Перспективы нефтегазоносности подсолевых карбонатных отложений Прикаспийской впадины /Л.И. Ровнин, Н.В. Овчаренко, Д.Л. Фёдоров и др. //Тезисы докл. 27-го Международ. конгр. – М.: Наука, 1984. – Т.7. – Секции 13-16. – С.105-107.
16. Сабанаев К.А., Черкашин В.И., Магомедова Б.К. Анализ результатов ГРП и особенностей флюидодинамики и генерации УВ в пределах Российского сектора акватории Каспия //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 2. – С.44-53.
17. Соколов С.Д. Аккреционная тектоника (современное состояние проблемы) //Геотектоника. – 2003. – № 1. – С.3-18.
18. Тяпкин К.Ф. О кризисе в современной тектонике и возможностях выхода из него //Геофизика. – 2003. – № 1. – С.70-72.
19. Чернецкая Н.Г. Геодинамическая эволюция юго-запада Прикаспия //Геодинамика нефтегазоносных бассейнов. – М.: изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2005. – С.135-142.
20. Шлезингер А.Е. Вертикальная аккреция и консолидированная континентальная кора //Известия ВУЗов. Геология и разведка. – 2001. – № 1. – С.154-155.
21. Шлезингер А.Е. О монографии "Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования" //Геотектоника. – 2011. – № 4. – С.79-80.
22. Шолпо В.Н. Анализ палеотектонических реконструкций //Геотектоника. – 2005. – № 3. – С.14-22.

