

О критериальной основе нефтегазопроисловых работ в Поволжье и Прикаспии

■ В.Я. Воробьев, Ю.С. Кононов, Е.В. Воробьева, АО «НВНИИГГ», г.Саратов

Рассмотрение критериальной основы нефтегазопроисловых работ имеет в виду, главным образом, ее двоякую оценку. С одной стороны, рассматривается система критериев, при которой в общем плане определяется направленность прогнозно-поискового процесса. С другой стороны, важное значение в данном случае придается также критериальной оценке эффективности уже самих нефтегазопроисловых работ. В рассматриваемом плане оба указанных аспекта относятся к регионам Поволжья и Прикаспия.

Вообще, как уже отмечалось [17], на региональном уровне оценка перспектив нефтегазонаосности с нефтегазогеологическим районированием выполняется двояким способом. В одном случае на таком уровне это - обособление нефтегазонаосных провинций (НГП). Оно может считаться традиционным и как бы официальным. В частности, первая карта с показом перспектив нефтегазонаосности СССР на такой основе была издана по состоянию изученности на 01.01.1967 г. [15]. Особенности нефтегазогеологического районирования Поволжья и Прикаспия на основе обособления НГП рассматривались уже совсем недавно [8].

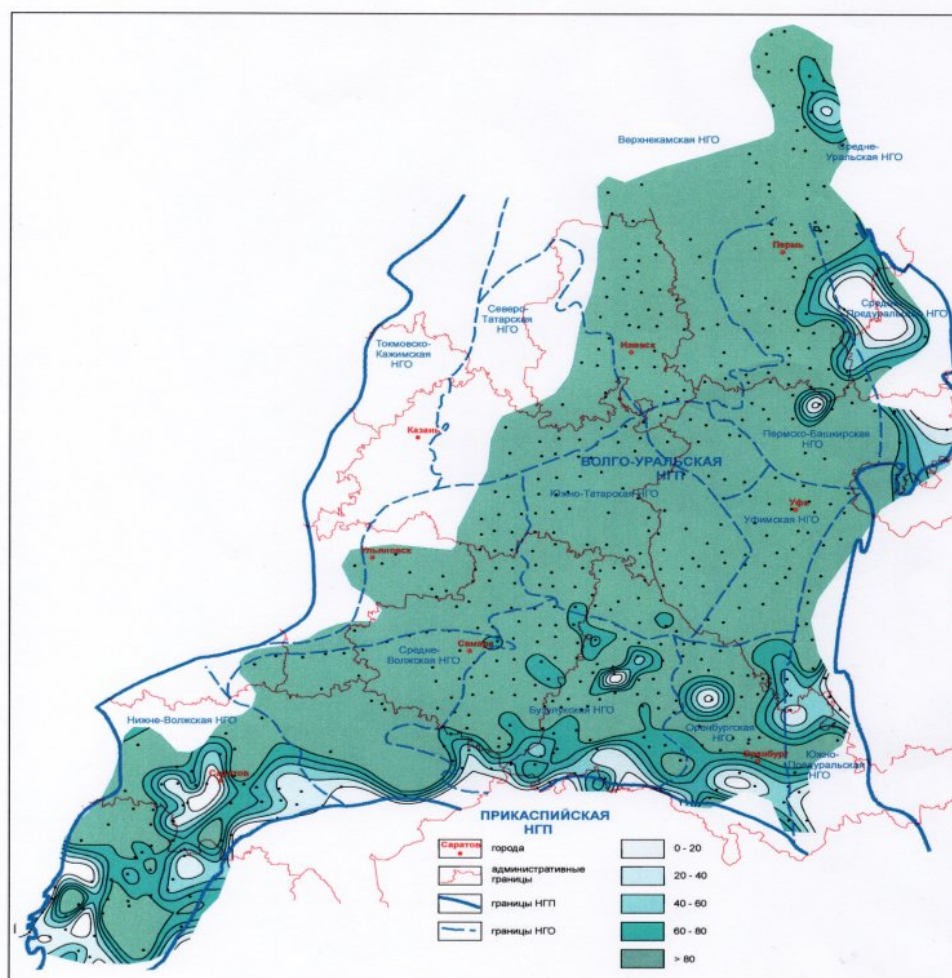
Другой подход предусматривает обособление наиболее крупного объекта, подобного провинции - нефтегазонаосного бассейна (НГБ). Он выглядит как бы неофициальным. Тем не менее, в последнее время довольно широкое развитие получило бассейновое моделирование на компьютерной основе. Оно, как известно, используется при прогнозировании нефтегазонаосности.

Оба подхода - с обособлением НГП и НГБ - объединяет то, что и в том, и в дру-

гом случае в разрезе выделяются нефтегазонаосные этажи (НГЭ), подразделяемые на нефтегазонаосные комплексы (НГК). При обособлении НГП главным образом используется геоструктурно-тектоническая основа. При этом даже тогда, когда выделение границ структурных элементов отличается некоторой условностью, они (границы), как правило, довольно четко закреплены. Это относится и к НГП в целом, и к выделяемым внутри них элементам более низкого порядка. Такой подход, в частности, позволяет осуществлять мониторинг ресурсной базы.

Выделение НГБ, как правило, осуществляется исходя из того, что они соответствуют седиментационным бассейнам. Чаще всего это совокупность нескольких бассейнов, сменяющих друг друга во времени. Границы же их, как правило, в той или иной мере мигрируют, что придает условность определению общей границы НГБ. Чтобы такую условность снизить, среди совокупности бассейнов определяется главный. В частности, такой подход более полувека тому назад для совокупности бассейнов мезо-кайнозойской части осадочного чехла Прикаспия использовал И.О.Брод.

При традиционном многолетнем использовании нефтегазогеологического районирования на основе выделения НГП Прикаспий обособляется именно в качестве провинции. Что же касается Поволжья, то оно лишь только часть другой - Волго-Уральской НГП. Эта часть в системе нефтегазогеологического районирования представлена двумя областями. Одна из них - Средне-Волжская нефтеносная (НО), другая - Нижне-Волжская нефтегазонаосная (НГО). Обе области находятся в южной



▲ Рис. 1. Карта распределения доли нефтяных запасов (%) в общих запасах углеводородов по категориям A+B+C₁

части НГП. Здесь они, как и вся южная часть Волго-Уральской НГП в целом, граничат с Прикаспийской НГП, имея с ней довольно тесную связь (рис.1), что особенно ярко проявляется в характере фазового состава углеводородных месторождений. Поэтому Поволжье нередко относится к обрамлению Прикаспия.

Характер взаимосвязей Прикаспия и его обрамления отличает ряд особенностей. Их рассмотрение целесообразно осуществлять на основе установленной многоуровневой системы геологических критериев оценки перспектив (прогноза) нефтегазоносности и определения направлений нефтегазопроисловых работ. Обычно указанные критерии нефтегазоносности принято рассматривать в следующем порядке:

- литолого-стратиграфический;

- фациально (формационно)-палеогеографический;
- структурно (геоструктурно)-тектонический;
- емкостно-фильтрационный;
- гидрогеохимический;
- термобарический;
- собственно нефтегазоносный.

В прогнозно-поисковом отношении эта система критериев используется на разных уровнях - от регионального до локального. В том числе при повышении изученности при переходе от регионального прогноза к зональному и локальному, как правило, происходит нарастание значения собственно нефтегазоносного критерия по сравнению со всеми остальными. К тому же помимо остальных указанных критериев имеется некоторая

неоднозначность их использования в основном по двум причинам. Одна из них - достигнутая степень изученности. Другая заключается в том, что прогноз и поиски нефти и газа или углеводородов (УВ) в целом принято ограничивать глубиной 7 км. Правда, однажды в Прикаспии давался прогноз до 8 км. Однако практического, поискового значения он так и не имел. Впрочем, пока еще и глубина в 7 км также достигнута очень редко. К сожалению, бурение на такую глубину единичных скважин весьма сложно и очень дорогостоящее, но к положительным итогам оно фактически не привело.

Что же касается системы критериев нефтегазоносности, то ее использование в прогнозно-поисковом отношении в данном случае применительно к регионам Поволжья и Прикаспия выглядит следующим образом.

В соответствии с литолого-стратиграфическим критерием в наиболее крупном плане в Прикаспии принято выделять надсолевой и подсолевой мегакомплексы (этажи) и разделяющий их соленосный комплекс.

В составе надсолевого комплекса (этажа) обособляются, прежде всего, (снизу вверх) верхнепермская, триасовая, юрско-меловая и не повсеместно развитая кайнозойская части. Стратиграфическое расчленение их осуществляется вплоть до ярусов, подъярусов и горизонтов. В верхнепермской и триасовой частях разреза существуют посвитные схемы их расчленения.

Наибольшей изученностью и выдержанностью разреза отличается юрско-меловая часть мегакомплекса (этажа), а наименее изучена и изменчива по составу его верхнепермско-триасовая часть.

В общем виде надсолевой мегакомплекс (этаж) характеризуется преобладанием терригенных песчано-глинистых

отложений. При этом в триасовой и особенно верхнепермской частях разреза в значительной мере получают развитие красноцветные образования.

В составе подсолевого мегакомплекса (этажа) выделена довольно детально изученная и расчлененная артинско-среднедевонская часть разреза. Для нее установлена формационная изменчивость. С одной стороны, довольно широко развиты карбонатные отложения, включая рифогенные. Особенно это характерно для башкирского яруса. С другой - не менее широко распространены терригенные породы от грубообмолочных до тонкослоистых глинисто-кремнистых. Все это известно на глубинах менее 7 км в окраинных частях Прикаспия. Во внутренних его районах по геофизическим данным кровля этажа погружается на глубины 10-15 км, поискового значения не имеющие. Впрочем, это относится и к нижней части надсолевого этажа - той, которая представлена, в основном, верхнепермскими отложениями.

Соленосный комплекс, разделяющий надсолевой и подсолевой этажи, в стратиграфическом отношении отвечает кунгурскому ярусу, но иногда включает также нижнеказанские отложения. Этот комплекс сложен галитом (каменной солью) с прослоями ангидритов и даже доломитов, с одной стороны, а с другой - калийных и калийно-магнезиальных солей. В ряде случаев (Баскунчак, Индер, Челкар) установлен различный характер их чередования.

В отличие от Прикаспия, в Поволжье надсолевой этаж и соленосный комплекс в основном резко редуцированы. Здесь повсеместно развит только среднедевонско-артинский этаж (мегакомплекс), расчлененный до ярусов, подъярусов, горизонтов. Такая его изученность послужила основой для стратификации этого

этажа и в Прикаспии. Вместе с тем за пределами развития соленосного комплекса верхи этажа бывают порою размыты.

Литологический состав этого этажа в Поволжье представлен в основном слоистыми известняками. Иногда зонально они приобретают массивное рифогенное строение, чаще всего в зонах выклинивания (замещения). Присутствующие в разрезе терригенные отложения развиты на трех стратиграфических уровнях. Снизу вверх: среднедевонско-нижнефранский, бобриковско-тульско-алексинский и мелекесско-верейский комплексы. Зонально терригенные породы встречаются также в косьвинско-радаевском интервале разреза. В то же время внутри комплексов, выделяемых в качестве терригенных, присутствуют многочисленные прослои карбонатных пород. Это, в частности, относится к так называемому "терригенному девону", выделяемому в отличие от "карбонатного девона" (точнее верхнего девона - нижнего карбона). Для него в южной части Нижне-Волжской НГО характерно, с одной стороны, появление рифогенных образований, а с другой - глинистых толщ.

Если же обособление девонско-артинского этажа в Поволжье и Прикаспии позволяет сопоставлять его с НГЭ, то его литологическая дифференциация способствует обособлению внутри него НГК. В этом, пожалуй, наибольшая прогностно-поисковая значимость литолого-стратиграфического критерия. При этом, например, в Прикаспии более широкая продуктивность приурочена к карбонатному башкирскому комплексу. В Поволжье при ее многозалежном характере на разных уровнях все же более широка продуктивность бобриковско-тульско-алексинского комплекса в обеих областях, особенно в Средне-Волжской. Подстила-

ются отложения среднедевонско-артинского этажа в Поволжье разнородными породами, по имеющимся данным непродуктивными.

Прежде всего, это породы архейско-нижнепротерозойского фундамента, а также рифей-вендские авлакогенные образования. Кроме них ограниченное, зональное распространение в окраинных частях Нижне-Волжской НГО имеют также породы ордовика и силура.

В соответствии с особенностями фациально(формационно)-палеогеографического критерия для Поволжья и Прикаспия может считаться вполне установленной весьма тесная взаимосвязь. Она, прежде всего, видна на региональном уровне в виде изменений формационных парагенезов, а на локальном и зональном - в виде фациальных рядов (либо сочетаний) внутри среднедевонско-артинского этажа [12, 29, 34 и др.].

Что же касается надсолевого этажа в Прикаспии, то формационно-фациальные изменения в нем наиболее присущи верхнепермской и триасовой частям его разреза. Однако именно они наименее изучены, в том числе в наименьшей мере охарактеризованы образцами керна. Фациальная характеристика юрско-меловых отложений несколько иная в западной части Прикаспия, по сравнению с восточной. Например, среднеюрские отложения на западе считаются более "мористыми", а отложения волжского (титонского) яруса опесчаниваются, тогда как на востоке представлены карбонатами. Впрочем, эти отличия могут считаться несущественными в прогностно-поисковом отношении.

Отдельные резкие фациальные изменения имеют зональный "мульдовый" характер, включая развитие нескольких палеогеновых мульд. Судя по всему, их образование было обусловлено сочета-

нием ряда ингрессий с интенсивным оттоком соли из мульд в соседние купола. Прямая связь с новокаспийской ингрессией выражена в виде неогеново-четвертичного плащеобразного покрова в западной части Прикаспия, обычно обособляемой в качестве междуречья Урала и Волги.

В Поволжье в послеоартинское время в основном преобладала пенепленизация. Седиментационные процессы были угнетены и редки. В среднедевонско-артинский период седиментация обычно оценивается в качестве мелководно-шельфовой с разработкой для терригенной седиментации аллювиально-дельтовой модели [2, 3 и др.]. В поисковом отношении более предпочтительными считаются рифогенные образования из-за возможности обнаружения в них залежей массивного типа. В то же время нефти, добытые из карбонатных комплексов, отличаются повышенной сернистостью.

В отношении структурно(геоструктурно)-тектонического критерия прежде всего следует заметить, что внутри него существуют два аспекта. Один из них за длительную историю прогноза и поисков нефти (УВ) не претерпел существенных изменений. Связан он со структурной (геоструктурной) основой прогнозно-поисковых исследований, включая элементы регионально-зонального уровня (например, своды). Ко второму аспекту относится тектоническая трактовка образования, главным образом, глобально-региональных геоструктурных элементов.

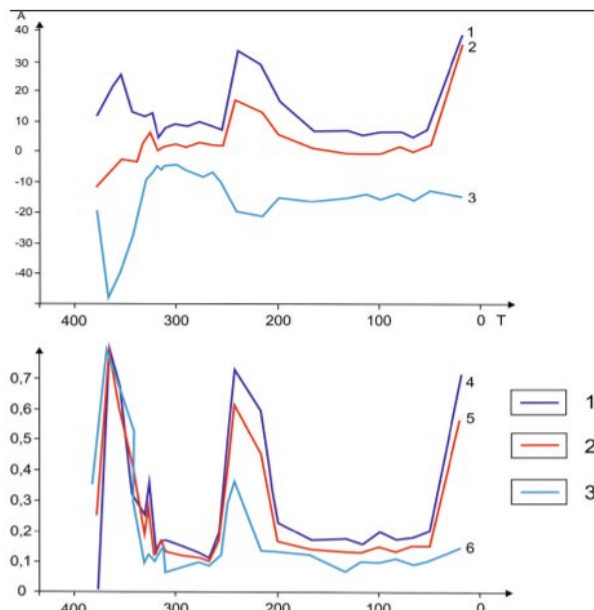
Как известно, первоначально (примерно до 80-х годов XX века) прогнозно-поисковые исследования наиболее тесно были связаны в тектоническом отношении с геосинклинально-платформенным учением. В отечественной геологии тогда был сделан ряд крупнейших открытий [32], в том числе включая Волго-Ураль-

скую и Прикаспийскую НГП, но особенно Западно-Сибирскую. Затем к концу XX - началу XXI века все более популярной становится тектоника плит. Изначально в ней речь шла лишь о нескольких плитах, а затем о множестве террейнов [30, 38 и др.]. Тем не менее, и ныне есть ряд исследователей, по крайней мере отечественных, относящихся к концепции тектонических плит критически [4, 5, 14, 20, 25, 31, 37 и др.]. Что же касается поискового аспекта в отечественной геотектонике, то он в журнале "Недра Поволжья и Прикаспия" уже рассматривался [7].

Вообще можно считать, что схема геотектонического подхода на принятую геоструктурную основу нефтегазогеологического районирования Поволжья и Прикаспия не очень повлияла. Так, Прикаспийская и Волго-Уральская НГП в платформенно-геосинклинальной модели относились, во-первых, к древней Восточно-Европейской платформе. Во-вторых, в ее пределах обе НГП были составными элементами Русской плиты с развитым осадочным чехлом. Его резкое распространение в целом составляет главную особенность Прикаспийской НГП. Поэтому в геоструктурном плане она выделялась в качестве области перикратонных прогибаний. Наиболее древние из них связывались с продолжением в Прикаспии рифей-вендских толщ Пачелмского авлакогена и разделением ее в районе Аралсора на Сарпинскую и Центрально-Прикаспийскую ветви в виде тройного сочленения.

В концепции же тектоники плит Восточно-Европейская платформа меняется на континент Балтию с его пассивной окраиной океана в Прикаспии. Вместо авлакогенов выделяются рифтогены, либо при океанообразовании - зона спрединга.

На рисунке 2 показано изменение характеристик развития локальных подня-



▲ Рис. 2. Развитие локальных структур юго-востока Восточно-Европейской платформы в фанерозое. Условные обозначения: 1-3 – средняя амплитуда движений: 1 – положительных, 2 – всех, 3 – отрицательных; 4-6 – доля структур, испытавших структуро-формирующие движения: 4 – положительных, 5 – всех, 6 – отрицательных.

тий юго-востока Восточно-Европейской платформы во времени. Изменение этих характеристик во времени имеет четко выраженное сочетание цикличности и направленности. Для положительных тектонических движений средний прирост амплитуд структур имеет слабую тенденцию увеличения от каледонского к новейшему этапу тектогенеза, а отрицательных – четкую тенденцию к уменьшению в том же направлении. Несмотря на непрерывное во времени развитие локальных структур, отмечается три этапа их интенсивного развития, совпадающие с завершающими этапами тектогенеза. Лишь для структур, испытавших отрицательные структуроформирующие движения, присутствует четко выраженная тенденция к уменьшению их числа к новейшему этапу тектогенеза (рис.2).

По имеющимся геолого-геофизическим данным наиболее интенсивное прогибание во внутренних частях Прикаспия происходило в два этапа. Первый из них – девонский, выделяемый, главным образом, по геофизическим данным, и поэтому неоднозначно оцениваемый разными исследователями (особенно в отношении развития раннего палеозоя). Второй этап оценивается гораздо более надежно. Он связывается с накоплением соленосного кунгура и, в основном, молассоидных (включая красноцветы) толщ верхней перми и триаса. Для этого этапа характерны преимущественно континентальные либо мелководноморские (триасовые карбонаты в западной части Прикаспия) условия.

В геоструктурном отношении Прикаспийская НГП относится к рангу крупнейших надпорядковых объектов, чаще всего именуясь впадиной, изредка синеклизой. Однако, как уже отмечалось, лучше всего для нее подходит название мегавпадина. В частности, оно отличает ее и от впадин, выделяемых в пределах Волго-Уральской НГП, включая Поволжье, и от таких синеклиз, как, например, Московская (более близкая).

Наиболее существенная геоструктурная особенность Прикаспия, как известно, выражена в различии стиля дислокаций надсолевого и подсолевого этажей в виду специфики соляной тектоники. При этом для надсолевого этажа характерно обилие разрывных нарушений. Это в основном ядра соляных куполов и сопутствующие им сбросы растяжения. В связи с этим в надсолевом этаже чаще всего встречаются тектонически экранированные залежи (особенно крутыми склонами соляных ядер).

К региональным особенностям надсолевого этажа можно отнести прослеживание отражений на границе юры и мела

или близкой к ней поверхности, в основном внутри межкупольных мульд. Глубина залегания этой отражающей границы на востоке Прикаспия обычно не превышает 1-1,5 км, а на западе порой возрастает до 2-2,5 км. Размеры мульд в поперечнике, как правило, не превышают первых десятков км при общей ячеистой форме в плане, ограниченной разломами над соляными перешейками между куполами. Зонально-локальные виды связей куполов и мульд наиболее изучены на юго-востоке Прикаспия.

В подсолевом этаже, в основном по геофизическим данным, преобладают пликативные дислокации с пологим его погружением от окраинных частей к центру. В среднем величина уклона кровли этажа (отражающий горизонт П1) колеблется от 20-30 до 50 м на километр. Лишь в зоне сочленения Прикаспия с Поволжьем выделяется флексурная зона, где уклон пород достигает 80-100 м/км и даже несколько больше. Ширина такой зоны обычно не превышает 10 км, а перепад глубин - 1-1,5 км. Более или менее сходная картина прослежена и по горизонту П3, стратифицируемому в качестве границы между карбонатным и терригенным девоном. Вместе с тем внутри Прикаспия структурные планы горизонтов П1 и П3 существенно не совпадают главным образом в пределах Астраханско-Актюбинской системы поднятий.

В российской части Прикаспия это относится к Астраханскому своду. При сечении профиля через 0,5 км на региональных обзорных картах (масштаба 1:1000000) он по горизонту П1 выглядит как полусвод. По горизонту П3 его форма четко замкнутая. Что же касается разломной тектоники, то она в подсолевом этаже (горизонты П1, П3) Прикаспия и области его сочленения с Поволжьем весьма

редка. Значительно чаще разломы выделяются по поверхности фундамента, где глубины ее залегания, как правило, гораздо больше 7-ми км.

В Поволжье среднедевонско-артинский этаж в целом в региональном плане может считаться полого воздымающимся в северном и северо-западном направлениях. В Нижне-Волжской НГО на такой региональный фон накладывается образование структур, называемых инверсионными. Однако в связи с тем, что их амплитуды, как правило, не превышают первых сотен метров, это мало влияет на общий региональный фон. На зонально-локальном уровне вполне приемлемым считается выделение поднятий даже с амплитудой до 50 м [13].

В соответствии с емкостно-фильтрационным критерием прежде всего в разрезе выделяются породы-коллекторы и покрышки. Если внутри первых идет фильтрация флюидов, включая УВ, то вторые служат барьерами на ее пути. В то же время за последние десятилетия появились представления о таких объектах, как субколлекторы и полупокрышки, с возможными близкими условиями весьма ограниченной фильтрации (в частности УВ). Как правило, эти особенности проявляются на зонально-локальных уровнях и обусловлены действием, прежде всего, двух факторов. Один из них - литофациальный с замещением покрышек на полупокрышки и коллекторов на полукolleкторы. Другой связан с проявлением повышенной трещиноватости, превращающей покрышки в полупокрышки, особенно когда глины преобразуются в аргиллиты. У коллекторов же трещиноватость способствует тому, что их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) в общем повышаются.

Одна из основных тенденций заключается в ухудшении ФЕС коллекторов с

глубиной по мере уплотнения пород, особенно терригенных. Так, в 70-е годы XX века довольно резкое их снижение выявлялось на глубинах 4,5-5 км (и более) в пограничных районах Поволжья и Прикаспия в ходе реализации Ровенско-Краснокутского и Ершовско-Мокроусовского комплексных проектов. В дальнейшем такая же тенденция подтвердилась при бурении на глубине 5 км и более в окраинных частях Прикаспия. Одновременно довольно много данных получено по карбонатным породам (прежде всего на Карачаганаке, Жанажоле, Тенгизе, Астраханском свде). У них пористость обычно несколько ниже, чем у терригенных пород, но снижение их ФЕС с глубиной происходит гораздо слабее ввиду кавернозности и трещиноватости. Последняя в терригенных и карбонатных породах выражена по-разному из-за характера ее цементации. В условиях больших глубин возрастает роль вторичных процессов, которые уже не только влияют на ФЕС пород-коллекторов, но контролируют развитие типа коллектора. На месторождениях Прикаспия тип коллектора поровый, порово-трещинный, порово-кавернозно-трещинный.

При общей тенденции уменьшения пористости с глубиной в отдельных интервалах разреза наблюдаются участки ее аномального увеличения. В большинстве случаев они приурочены к зонам, распо-

ложенным ниже поверхностей перерывов в осадконакоплении.

Об отсутствии однонаправленного влияния регионального уплотнения карбонатных пород на их коллекторские свойства свидетельствуют и данные по Карачаганакскому и Астраханскому месторождениям (табл. 1).

Уникальные результаты получены по скважине Черная Падина, 1 с забоем на глубине более 5900 м, которая пробурена в зоне, объединяющей северную группу предполагаемых однотипных органогенных построек (Черная Падина, Алтинско-Ершовская, Озинская, Каменковская приподнятые зоны). Здесь впервые в девонских отложениях встречены мелководные карбонатные отложения (кораллы *in situ*), имеющие открытую пористость на этой глубине 10%, хорошую газопроницаемость, повышенные содержания Сорг и суммарного генерационного потенциала (S_1+S_2) по данным пиролиза, АВПД. Отражательная способность витринита (R°) находится в интервале 0,85-1,35, т.е. породы расположены в зоне мезокатагенеза, и нефтематеринские породы до сих пор могут продуцировать газообразные УВ поздней генерации.

Одним из факторов, благоприятствующих сохранению, а также возникновению пористости на больших глубинах, является АВПД. Коэффициент аномальности для девонских отложений в скв. Черная

▼ Табл. 1. Значение величины открытой пористости в интервалах проницаемости для нижнекаменноугольных карбонатных пород-коллекторов ($K_p \geq 6\%$), залегающих на различных глубинах.

Глубина, м	Интервал проницаемости, мД	Интервал и среднее значение открытой пористости, %
3800-4600	0.1-1.0	6.0-16.6 (9.6)
	1.0-10	7.0-19.4 (12.3)
	10-100	9.0-22.0 (15.5)
4600-5340	0.1-1.0	6-12.5 (8.3)
	1.0-10	6-16.7 (10.3)
	10-100	7-18.3 (13.4)

Падина, 1 колеблется в пределах 1,4-1,6. В скв. 1 Упрямовской даже песчанистые алевролиты на глубине 6031-6045 м имеют пористость от 9,5 до 11,3%.

В результате деформационных процессов в породах происходит образование дополнительной деформационной пустотности, контролируемое их литолого-петрографическими особенностями и определяющее характер процессов деформации и разрушения пород. При этом эффект разуплотнения пород может быть настолько значительным, что он полностью снимает уплотнение пород, вызванное действием эффективных напряжений, и в некоторых случаях может увеличить емкость в 1,5-2 раза. [39]

К покрышкам обычно относятся глинистые породы. В Прикаспии и в пограничных с ним районах Поволжья довольно важной покрышкой принято считать также соленосный комплекс кунгурского яруса. Однако эта покрывка имеет зональный характер двоякого рода. В обрамлении Прикаспия при пластовом залегании соли она быстро выклинивается. В самом же Прикаспии при соляной тектонике известны бессолевыя мульды.

Согласно гидрогеохимическому критерию в Поволжье и Прикаспии есть несколько особенностей его проявления. Прежде всего, это относится к определению гидрогеохимического режима. Например в Прикаспии, особенно в его восточной части, где на приподнятых крыльях куполов нередко обнажены породы мела, юры и даже триаса, установлено сочетание инфильтрационного и элизионного режимов. Последний характерен для опущенных крыльев куполов, где те же породы продуктивны, и особенно для залегающих на больших глубинах в межкупальных мульдах пород триаса и верхней перми. В отличие от таких особенностей надсолевого этажа, для подсо-

левого свойственен элизионный режим. Что соответствующим образом сказывается на гидрогеологической характеристике, тесно связанной с вмещающими породами и их рассеянным органическим веществом (РОВ), включая воднорастворенное (ВОВ) и насыщающую воды газовую составляющую. Например, дана оценка изменения дебитуминизированной части РОВ подсолевого этажа при катагенезе [21]. Предельная же газонасыщенность вод подсолевого этажа во многом определяет высокий газовый фактор нефтяных залежей, а также наличие газоконденсатных. Об этом, в частности, свидетельствует исследование термодинамического состояния пластовой смеси месторождения Карачаганак [6].

В Поволжье степень раскрытости недр, вплоть до каменноугольных отложений, нарастает в северном и северо-западном направлениях. Таким же образом элизионный режим замещается инфильтрационным, а условия нефтегазонакопления становятся менее благоприятными. Газонасыщенность вод в Нижне-Волжской НГО выше по сравнению со Средне-Волжской. В водах, насыщающих карбонатные комплексы, обычно повышена концентрация сернистых соединений, а УВ содержат сероводород, меркаптаны.

Термобарический критерий в Прикаспии проявляется несколько по-разному, по сравнению с Поволжьем. Так, для Прикаспия прежде всего характерен пониженный фон температурного поля, что чаще всего связывается с наличием в разрезе соленосных отложений. Вместе с тем установлено общее нарастание напряженности геотермии в юго-западном направлении. По подсолевым отложениям наиболее интенсивна она на Астраханском своде. Однако наиболее интенсивная аномалия геотермического

поля установлена на небольшом удалении от свода (порядка 100 км) в урочище Мынтобе и приурочена к надсолевому этажу. Хотя точно пока не известно, но скорее всего, именно она повлияла в том числе и на повышенное значение теплового поля подсолевого этажа не только в районе Мынтобе, но и в пределах Астраханского свода. Еще одна зональная Ждановская геотермическая аномалия известна также в районе северо-западной окраины Прикаспия в Саратовской области.

Барическая составляющая рассматриваемого критерия в Прикаспии довольно существенно отличается в надсолевом и подсолевом этажах. Так, в надсолевом нарастание давления с глубиной, как правило, соответствует гидростатическому. В подсолевом же этаже широко развиты аномально высокие пластовые давления (АВПД). Их оценки даются с середины 70-х годов XX века [23]. К тому же такие давления встречаются в соленосном комплексе, сопровождаясь рапопроявлениями. При стремлении во время бурения "застраховаться от выбросов" продуктивные интервалы разреза нередко кольматируются в призабойной зоне скважин.

В Поволжье общий фон изменения с глубиной температуры и давления может считаться средненормальным. Наряду с этим в карбонатных комплексах иногда происходит катастрофическое поглощение бурового раствора, то есть встречаются зоны аномально низкого пластового давления (АНПД). Судя по всему, это зоны карстования, не компенсируемого минерализацией. Соответственно нефтегазовый критерий в значительной мере используется в соответствии с принципом геологических аналогий. Например, открытие в 50-х годах XX века средних по запасам месторождений в надсолевом НГЭ Прикаспия, где до этого были извест-

ны лишь мелкие, стимулировало усиление поисковых работ. Еще больше интенсивность прогнозно-поисковых видов исследований уже на подсолевой НГЭ возросла после открытия гигантского Оренбургского месторождения на небольшом удалении от Прикаспия. Так, в начале 70-х годов ставится задача сосредоточения поисковых работ в северной (бортовой) части Прикаспия [16, 22, 24, 26 и др.]. До этого времени поиски подсолевой нефти велись в основном в Актюбинском Приуралье [1] и в меньших объемах на Южно-Эмбинском поднятии. Одной из рекомендаций [22] предлагалось и продолжение их здесь, и начало на севере (прежде всего в Тепловской зоне). При развитии работ на подсолевой НГЭ оценка его ресурсной базы стала намного выше по сравнению с уже довольно хорошо разведанной базой надсолевого НГЭ. В дальнейшем такой прогноз подтвердился в ходе открытия серии крупнейших месторождений в основном на рубеже 70-80-х годов (Астраханское, Карачаганакское, Тенгизское, а также Жанажольское), а затем в конце XX-начале XXI века (Кашаган).

Помимо основных различий величины ресурсной базы и запасов двух НГЭ Прикаспия, у них имеется ряд других существенных отличий. Так, для совокупности месторождений, отличающихся высокой разведанностью ресурсной базы, распределение их запасов в общем виде отвечает усеченному распределению Парето [19]. Это свойственно надсолевому НГЭ. Иная картина в подсолевом НГЭ при современной его разведанности. Главной его особенностью можно считать концентрацию основных запасов в крупных и крупнейших залежах массивного типа, приуроченных к карбонатным НГК. Вблизи крупных месторождений появляются "спутники", но практически отсутствует

шлейф мелких месторождений. В связи с этим возникает вопрос: нужны ли они на больших глубинах и при каких запасах разработка открываемых залежей окажется рентабельной на фоне роста стоимости скважин?

Освоению мелких по запасам месторождений в надсолевом НГЭ большей частью обусловлено их залеганием на глубинах в основном до 1-1,5 км, а иногда вообще не превышающих сотен метров. К тому же нередко они многочисленны. Наиболее значимые месторождения в этом НГК приурочены к куполам со слабо-нарушенной мезозойской частью разреза, а большинство месторождений пространственно тяготеет к Астраханско-Актюбинской системе поднятий. Распределение ресурсной базы надсолевого НГЭ на современном уровне изученности оценивается с меньшей четкостью.

Основные массивные залежи подсолевого НГЭ связаны с крупными поднятиями карбонатных НГК рифогенного типа. Попытки поисков УВ в терригенных НГК успеха не имели, хотя и получались иногда фонтаны.

Главные перспективы нефтегазоносности Прикаспийской НГП, исходя из имеющейся оценки ресурсной базы, сосредоточены вдоль ее окраины. Здесь в пределах относительно узкой полосы шириной 100-150 км, где глубина кровли подсолевого НГК не превышает 7 км, сосредоточено свыше 90% ресурсов. Вообще и в надсолевом НГЭ разведанная часть его ресурсов находится в таких же условиях.

В Поволжье в среднедевонско-артинском НГЭ преобладают, хотя и многочисленные, но все-таки мелкие по запасам месторождения. Вместе с тем уровень запасов в Средне-Волжской НО все же выше, чем в Нижне-Волжской НГО при достаточно высокой разведанности

ресурсной базы. В связи с этим ожидать в Поволжье открытия не только крупных, но и средних месторождений весьма затруднительно. Единственным, пожалуй, районом, где такое возможно, считается зона предполагаемого развития на север группы месторождений в Волгоградской области, связанных с рифогенными ловушками. Самое крупное из них - Пмятно-Сасовское.

В Саратовской области в подобных условиях получен приток нефти на Луговом поднятии. Оно выявлено СГЭ НВНИИГГ совместно с другими, соответствующими ему поднятиями также предположительно рифогенного типа. Однако здесь проявилась особая специфика поисковых работ. Обычно получение притока нефти или УВ в общем виде оценивается в качестве открытия месторождения (залежи). Вслед за этим следует промышленная оценка сделанного открытия для подготовки месторождения (залежи) к разработке. Сопутствующие же выявленные поднятия подготавливаются для ввода в бурение с вероятными новыми открытиями и наращиванием базы добычи нефти (УВ). В случае Лугового поднятия этого нет, что в известной мере как бы отвечает общей трансформации в данном случае геологоразведочных работ (ГРР), произошедшей на рубеже XX-XXI веков. Так, в конце 80-х годов была дана оценка развития ГРР на нефть и газ в СССР и США [27]. При этом указано, что создание в СССР мощной топливно-энергетической базы осуществлено при гораздо меньших объемах ГРР и затратах, чем в США. Такой результат достигнут прежде всего за счет более высокой успешности поисков при выявлении вдвое большего количества гигантских месторождений. Это относится и к гигантским месторождениям, открытым в Прикаспийской НГП. Затем произошло

резкое падение и объемов, и эффективности ГРП [28]. К тому же осуществлено беспрецедентное списание ранее приращенных запасов нефти и конденсата [36]. Если ранее речь шла о сравнительном анализе систем запасов и ресурсов отечественной и американской [36], то ныне фактически осуществлен переход на американскую систему [11]. Это один из показателей предельно высокой зависимости отечественного нефтегазового комплекса от иностранных монополий, когда экспорт УВ-сырья - главная статья дохода.

Что же касается нефтегазопроисковых работ, то открытие месторождения (залежи) определяет переход от оценки ресурсов УВ к подготовке запасов в ходе дальнейших ГРП. Одним из важнейших в определяемой системе критериев эффективности поисков [18] является предварительно оцениваемая крупность открытия, в дальнейшем уточняемая вплоть до разработки месторождения (залежи). В общей схеме принятого нефтегазогеологического районирования наиболее важно положение в разрезе, НГЭ, НГК и глубина, а также флюидальный состав УВ. Последний, в свою очередь, характеризуется фазовым составом, качеством флюидов и тем геолого-техническим состоянием, которое определяет современный уровень извлечения из недр сложных и однофазных УВ-систем.

Литература

1. Авров П.Я., Космочева Л.Г. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Актюбинского Приуралья и Западного Примугд-жарья. – Алма-Аты: АН Каз. ССР, 1963. – 163 с.
2. Аллювиально-дельтовые системы палеозоя Нижнего Поволжья /под ред. В.А.Бабадаглы. – Саратов: изд-во Саратов. ун-та, 1982.
3. Аллювиально-дельтовые системы Саратовского Правобережья и их связь с блоковой тектоникой /С.В.Яцкевич, В.Я.Воробьев, В.Д.Ма-
мулина, Л.Н.Умнова //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2000. – Вып.24. – С.27-34.
4. Бакулин Ю.М. Геологическое развитие Земли и геодинамические концепции //Отечественная геология. – 2005. – №2. – С.33-39.
5. Блюман Б.А. Основные концептуальные следствия неоднородности Земли //Отечественная геология. – 2005. – №2. – С.87-93.
6. Былинкин Г.П., Тимофеев Г.И., Кулинич М.П. Термодинамическое состояние пластовой смеси Карачаганакского месторождения //Геология нефти и газа. – 1989. – №8. – С.44-48.
7. Воробьев В.Я., Кононов Ю.С. О состоянии отечественной геотектоники и геодинамики (поисковый аспект) //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2008. – Вып.55. – С.8-21.
8. Воробьев В.Я., Кононов Ю.С. Особенности нефтегазогеологического районирования на примере Урало-Поволжья, Прикаспия и Предкавказья//Недра Поволжья и Прикаспия. – 2009. – Вып.59. – С.3-11.
9. Воробьев В.Я., Кононов Ю.С. Некоторые проблемы современных нефтегазопроисковых работ в Поволжье и Прикаспии //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2011. – Вып.66. – С.8-15.
10. Воробьев В.Я., Кононов Ю.С. Еще раз о проблемах нефтегазоносности//Отечественная геология. – 2014. – №?. – С.58-64.
11. Габриэлянц Г.А. О новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов //Отечественная геология. – 2007. – №4. – С.3-11.
12. Геолого-геофизические модели и нефтегазоносность палеозойских рифов Прикаспийской впадины /под ред. Ю.С.Кононова. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
13. Горьков Ю.Д. Больше-Чалыклинский-2 лицензионный участок. Перспективы открытия месторождений нефти и газа //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2012. – Вып.72. – С.19-30.
14. Горяинов П.М., Иванюк Г.Ю. Поможет ли синергетика “теории” тектоники плит? //Отечественная геология. – 2005. – №2. – С.93-102.
15. Ерёменко Н.А. Карат перспектив нефтегазоносности СССР //Геология нефти и газа. – 1971. – №9. – С.57-59.
16. Колупаев А.Н., Петров В.Н., Шептунов В.П. Геологическое строение северного борта Прикаспийской впадины //Геология нефти и газа. – 1972. – №4. – С.31-32.
17. Кононов Ю.С. О нефтегазогеологическом районировании при оценке ресурсов углеводородов //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – №7. – С.13-17.

18. Кононов Ю.С. Оценка эффективности нефтегазопроисловых работ по геологическим критериям //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. - №1. – С.16-19.

19. Конторович А.Э., Дёмин, 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.

20. Михалёв Ю.М. Кризис новой глобальной тектоники //Отечественная геология. – 2005. - №2. – С.81-87.

21. Изменение дебитуминизированной части РОВ подсолевых отложений Прикаспийской впадины в процессе катагенеза /О.К.Навроцкий, И.Н.Сидоров, Г.П.Былинкин, И.В.Орешкин//Геология нефти и газа. – 1983. - №6. – С.45-48.

22. Обоснование глубокого и сверхглубокого бурения на подсолевые газ и нефть в восточной части Прикаспийской впадины /Я.С.Эвентов, А.А.Альжанов, З.Е.Булекбаев и др. //Геология нефти и газа. – 1970. - №7. – С.15-19.

23. Оценка аномально высоких пластовых давлений в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины /Н.Я.Кунин, Г.А.Былевский, С.С.Гаццолеева, Н.Ш.Курбанов//Геология нефти и газа. – 1976. - №1. – С.64-69.

24. Перспективы нефтегазоносности подсолевого палеозоя и направления поисково-разведочных работ в центральной части северного борта и обрамления Прикаспийской впадины /К.Х.Бакиров, Е.И.Иванов, К.А.Ли и др. //Геология нефти и газа. – 1970. - №7. – С.9-15.

25. Пущаровский Ю.М. Глобальная тектоника в перспективе //Бюл. МОИП. Отд. геол. – 2004. – Т.79. – Вып.2. – С.3-17.

26. Разведка бортового уступа Прикаспийской впадины – неотложная задача /Н.С.Ерофеев, А.Г.Алексин, Г.П.Макаров и др. //Геология нефти и газа. – 1970. - №5. – С.10-16.

27. Развитие геологоразведочных работ на нефть и газ в СССР и США /Г.А.Габриэлянц, Г.Х.Дикенштейн, М.И.Лоджевская, А.А.Размышляев//Геология нефти и газа. – 1989. - №11. – С.16-22.

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

29. Седиментационные модели подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской

впадины /под ред. А.К.Замарёнова. – М.: Недра, 1986. – 137 с.

30. Соколов С.Д. Аккреционная тектоника (современное состояние проблемы) //Геотектоника. – 2003. - №1. – С.3-13.

31. Томсон И.Н. Океанизация Земли – альтернатива неомобилизму//Отечественная геология. – 2005. - №2. – С.76-81.

32. Трофимук А.А. 60 лет развития геологии нефти и газа в СССР//Геология нефти и газа. – 1982. - №12. – С.1-8.

33. Тяпкин К.Ф. О кризисе в современной тектонике и возможности выхода из него //Геофизика. – 2003. - №5. – С.70-72.

34. Формации среднедевонско-артинского нефтегазоносного этажа юго-востока Русской плиты (Прикаспийская мегавадина и ее обрамление) /С.В.Яцкевич, В.Я.Воробьёв, Ю.И.Никитин и др. //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2010. – Вып.63. – С.3-16.

35. Халимов А.М., Фейгин М.В. Сопоставимость категорий запасов и ресурсов, применяемых в СССР и США //Геология нефти и газа. – 1985. - №8. – С.39-44.

36. Шелепов В.В. Обеспечить энергетическую безопасность России //Использование и охрана природных ресурсов России. – 2001. - №2. – С.38-41.

37. Шолпо В.Н. Процессы самоорганизации в тектонике и геодинамические модели //Геотектоника. – 2002. - №2. – С.3-14.

38. Шолпо В.Н. Эмпирические обобщения и парадигмы в геологии //Бюл. МОИП. Отд. геол. – 2003. – Т.78. – Вып.5. – С.3-14.

39. Павлова Н.Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород. – М.: Недра, 1975. – 240 с.