

О ПОИСКАХ НЕФТИ И ГАЗА В ПОГРАНИЧНЫХ РАЙОНАХ ПРИКАСПИЙСКОЙ И ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИЙ

© 2016 г. Ю. С. Кононов

АО "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

В последние годы на страницах журнала «Недра Поволжья и Прикаспия» опубликован ряд статей, так или иначе связанных с поисками нефти и газа в пограничных районах Прикаспийской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций (НГП). Эти районы имеют довольно тесные структурно-формационные связи и нередко объединяются под общим понятием юго-востока Русской плиты [23 и др.]. К тому же издавна районы Волго-Уральской НГП, пограничные с Прикаспийской, принято относить к ее обрамлению. В последнее же время такой подход может быть удобным и в связи с обособлением Каспийского региона [9]. При этом к пограничным относятся районы Волгоградской, Саратовской и Оренбургской областей в пределах Российской Федерации, а также Уральской (Западно-Казахстанской) области Казахстана. Она граничит со всеми тремя российскими областями, но в Оренбургскую при этом «вклинивается».

Нефтегазогеологическое районирование существенно отличается от административного деления, и в обрамлении Прикаспийской НГП оно осуществляется гораздо более дробно. В частности, это можно видеть на примере выделения нефтегазоносных областей (НГО).

Так, на северо-западе обособляется Нижне-Волжская НГО. Она в основном охватывает правобережную часть реки Волги в пределах Волгоградской и Саратовской областей. Граница же НГП здесь как бы от-

деляет Заволжье от Правобережья. В то же время это не совсем так. В Саратовской области к Нижне-Волжской НГО относятся и Ближнее Саратовское Заволжье. Обособляемое восточнее Дальнее Саратовское Заволжье в основном включается в состав Средне-Волжской нефтеносной области (НО). Она преимущественно расположена на территории Самарской области. Там же сосредоточены почти все открытые ныне месторождения.

Сравнение особенностей продуктивности Нижне-Волжской НГО и Средне-Волжской НО, помимо фазового состава углеводородов (УВ), свидетельствует о следующих различиях. В пределах Нижне-Волжской НГО количество открытых месторождений в южной (Волгоградской) и северной (Саратовской) частях примерно одинаково. При этом общее количество месторождений Нижне-Волжской НГО двукратно превышает Средне-Волжской НО. Вместе с тем не раз отмечалось [4, 17, 21 и др.], что в пределах Нижне-Волжской НГО преобладают мелкие по запасам месторождения, хотя есть и одно крупное (Коробковское). В целом же разведанные запасы месторождений и объемы добычи по ним в Средне-Волжской НО выше, чем в Нижне-Волжской НГО. Иначе говоря, месторождения Средне-Волжской НО являются более промышленно ценными.

В пределах Нижне-Волжской НГО фазовый состав УВ изменчив. Ее северная

(Саратовская) часть отличается более повышенной газоносностью. Южная же (Волгоградская) часть в основном нефтеносна.

Преимущественно нефтеносна и Бузулукская НГО, выделяемая восточнее Средне-Волжской НО. В административном отношении она приурочена к западной части Оренбургской области, но наряду с этим охватывает восточные участки Самарской и Саратовской областей, а также два северных участка (выступа) Уральской области в пределах Казахстана [12]. Одной из главных особенностей Бузулукской НГО является то, что она резко выделяется среди других по количеству открытых в ней месторождений, среди которых есть ряд крупных и средних по запасам.

Восточнее Бузулукской НГО в пределах той же Оренбургской области выделяются еще две НГО (или ГНО), относящиеся, как и предыдущие, к обрамлению Прикаспийской НГП. Одна из них именуется Оренбургской, другая – Южно-Предуральской.

Наиболее специфической особенностью Оренбургской НГО служит ее довольно резкое разделение на северную, главным образом нефтеносную часть, и южную – в основном газоносную. При этом особенно важными могут считаться два аспекта. Во-первых, буквально к границе нефтеносности и газоносности «прижато» гигантское Оренбургское газоконденсатное месторождение с нефтяной оторочкой. Во-вторых, для большинства НГО, характеризующихся высокой степенью разведанности запасов, установлена зависимость изменения их крупности, что находит выражение в усеченном распределении Парето, когда крупным месторождениям сопутствует широкий «шлейф» мелких. В случае же газоносности «шлейф» оказался гораздо короче. Это, прежде всего, относится к Оренбургской НГО, но даже и в том случае, если его дополнять по Южно-Предуральской НГО. Здесь выявленные месторождения в основном тяготе-

ют к западной части этой НГО, «прижатой» к Оренбургской НГО (даже к ее нефтяной части).

Вообще, как известно, при обособлении и НГП в целом, и НГО в их пределах превалирует геоструктурная основа. На этой же основе внутри НГО также выделяются отдельные нефтегазоносные районы (НГР).

Например, Прикаспийской НГП в целом соответствует крупнейшая надпорядковая геоструктура, которая чаще всего именуется впадиной. Однако более правомерно все же называть ее мегавпадиной, исходя прежде всего из ее размеров и глубины погружения фундамента в ее пределах по сравнению с сопредельными районами. Изредка предлагаемое название «синеклиза» не прижилось. Судя по всему, это обусловлено значительными отличиями Прикаспийской мегавпадины от типичных синеклиз, включая наиболее близкую – Московскую.

В то же время основная особенность Волго-Уральской НГП состоит в следующем. Она наряду с одноименной антеклизой включает в себя полностью или частично два очень протяженных прогиба, которые опять-таки лучше именовать мегaproгибами. Один из них, с востока окаймляющий антеклизу, – Предуральский. В пределах рассматриваемой территории он представлен южным, Бельским прогибом, а при нефтегазогеологическом районировании – Южно-Предуральской НГО. Другой мегaproгиб, примыкающий к антеклизе с юго-запада, – Рязано-Саратовский. Его юго-восточный раструб соответствует Нижне-Волжской НГО. Наиболее характерной особенностью здесь можно считать широкое развитие структур, получивших название инверсионных (включая валообразные поднятия, а также структурные элементы, называемые здесь дислокациями, с одной стороны, и впадины, прогибы, депрессии – с другой).

В пределах самой Волго-Уральской антеклизы выделяется ряд структур I порядка (в основном типа сводов и впадин), к ним осуществляется «привязка» НГО (НО). На рассматриваемой территории это относится к Средне-Волжской НО, Бузулукской и Оренбургской НГО.

Так, Средне-Волжская НО приурочивается к Жигулёвскому и Пугачёвскому сводам. Некоторые исследователи их объединяют, однако между ними пролегает, хоть и неглубокий, Иргизский прогиб. В пределах Жигулёвского свода принято выделять два валообразных поднятия, к которым приурочен ряд месторождений. Вдоль северной части свода выделяется протяженный Жигулёвский вал, считающийся приразломным. Другой вал, называемый Чапаевским, приурочен к восточному погружению свода. Эти структурные элементы (и Чапаевский вал, и восточное погружение свода) выражены менее контрастно.

Еще к одному внутриантеклизному сводовообразному поднятию приурочена Оренбургская НГО. Как правило, поднятие также называется Оренбургским, или Восточно-Оренбургским, и характеризуется довольно сложным строением. Его южная часть, имеющая в плане треугольную форму, обычно выделяется в качестве Соль-Илецкого блока. В его пределах в основном фиксируется моноклинальное погружение пород в направлении к Прикаспийской мегавпадине. На севере же Соль-Илецкий блок ограничен ордовикским грабеном-горстом с развитым над ним протяженным валом. Открытие здесь месторождения, крупнейшего во всей Волго-Уральской НГП, как уже отмечалось [2], способствовало развитию поисковых работ в подсолевом палеозойском этаже Прикаспийской НГП. Что же касается самого рассматриваемого Оренбургского поднятия в целом, то в его северо-восточной погруженной части выделяется Салмышская впадина. В принци-

пе это соответствует общему погружению Волго-Уральской антеклизы в восточном направлении к Предуральскому мегапрогибу.

Между Жигулёвским и Пугачёвским сводами на западе, а на востоке Оренбургским расположена Бузулукская внутриантеклизная впадина (и одноименная НГО). На севере она примыкает к Южно-Татарскому своду. Южная же граница этой впадины гораздо менее определена. Обусловлена такая ситуация тем, что здесь выделяются Карповский и Чинаревский, а также Кошинский (Булатовский) валы, но вместе с тем Рубежинский или Погодаевско-Остафьевский прогибы. В связи с этим Бузулукская впадина оказывается как бы раскрытой в сторону Прикаспийской мегавпадины. Таким образом, здесь положение границы и НГО, и НГП довольно условно.

В пределах рассматриваемой территории Прикаспийской НГП, в отличие от более изученных прилегающих районов Волго-Уральской НГП, при существующем варианте нефтегазогеологического районирования есть лишь одна НГО – Северо-Прикаспийская. Внутри этой НГО в пределах Российской Федерации выделены три резко различающихся по размерам нефтегазоносных района (НГР), причем два из них обособлены на территории Оренбургской области. В ее пределах к северо-восточной части НГП приурочен небольшой Соль-Илецкий НГР с выделенной внутри него Базыровской (или Каинсайской) зоной поднятий. Еще меньше по размерам Дарьинский НГР с одноименной зоной поднятий.

В то же время на западе НГО (и Прикаспийской НГП в целом) обособляется громадный Карасальско-Алтатинский НГР, который, протягиваясь вдоль Калмыкии, Волгоградской и Саратовской областей, довольно резко структурно дифференцирован. В южной (юго-западной) его части выделены Абганеровский свод (скорее

небольшая зона поднятий) и элементы иного рода. Это – Карасальская и Цацынская моноклинали (вместо одной Карасальской), северо-западные склоны (скорее борта) Сарпинского прогиба и западная часть его самого. Севернее, в основном на территории Волгоградской области, обособляются три протяженных валообразных поднятия (Волгоградско-Краснокутское, Эльтонско-Джакуевское и Ахтубинско-Палласовское). Наконец, еще севернее, уже внутри Саратовской области, выделяются лишь четыре «группы» поднятий (Мироновская, Алексашкинская, Алтатинская и Озинско-Модинская). Как видно, подход к структурному районированию в пределах данного НГР оказался довольно изменчивым.

Еще более отличен он в пределах той части рассматриваемой территории, которая относится к Казахстану. Здесь выделяется [12] внешняя прибортовая часть Прикаспийской впадины, а также зона разновозрастных карбонатных уступов и внутренняя прибортовая часть с глубиной залегания кровли подсолевого этажа до 7 км. При таком подходе внешняя прибортовая часть Прикаспийской впадины относится к Бузулукской впадине в пределах Волго-Уральской антеклизы (и НГО в составе той же НГП). Что же касается карбонатных бортовых уступов, то здесь необходимо остановиться на некоторых аспектах поисковых работ.

Дело в том, что с момента выявления таких уступов по данным сейсморазведки их природа считается рифогенной, включая приуроченные к ним поднятия. Соответственно граница Прикаспийской впадины (мегавпадины) стала проводиться таким образом, чтобы в ее состав (и в НГП) включалась цепочка подобных вдольбортовых поднятий рифогенной природы. В основном они выделялись по первому подсолевому горизонту, который, как правило, прослеживается наиболее четко, что важно для

обособления подсолевого нефтегазоносного этажа (НГЭ). В том числе эта структурная поверхность (горизонт П) на глубине 7 км ограничивает область прогнозирования нефтегазоносности и поисков в подсолевом этаже. При этом ресурсы углеводородного (УВ) сырья в интервале глубин 5–7 км обычно принято относить к наиболее условной категории Д2.

Поиски нефти и газа в подсолевом НГЭ в пределах вдольбортовых нижнепермских поднятий начались в 70-х годах XX века в Уральской области. Это привело к открытию в 1973 году Западно-Тепловского месторождения. Оно, в свою очередь, имело довольно важное значение для разработки так называемого «Северного проекта», который затем был использован при составлении «Технико-экономического доклада об усилении работ в Прикаспийской НГП в целом». В течение 70-х годов наряду с Западно-Тепловским месторождением в полосе «рифового гребня» протяженностью около 100 км было открыто еще 6 месторождений. В таких же условиях месторождения открыты в пределах Волгоградской, Саратовской и Оренбургской областей.

Помимо этого в результате бурения параметрической скважины П-10 уже во внутренней прибортовой зоне в марте 1979 года был получен высокодебитный приток газоконденсата, что свидетельствовало об открытии уникального месторождения Карачаганак. Разведка его основной массивной залежи была завершена в 1989 году с защитой запасов в ГКЗ СССР. Кроме того, в 1987 г. был получен приток нефти из девона, ныне в дополнение к основной залежи выделен пока еще слабо изученный этаж продуктивности в интервале глубин 5470–6270 м. Особенностью казахстанского участка Северо-Прикаспийской НГО следует также считать наличие нескольких месторождений в пределах так называемой зоны разновозрастных бортовых уступов.

В той части этой НГР, которая относится к Российской Федерации, нет выявленных месторождений. Имеющиеся нефтегазопроявления не могут рассматриваться в качестве промышленно значимых. Этим, в частности, тоже обусловлены громадные размеры Карасальско-Алтатинского НГР без возможности более дробного деления.

Кстати, и само выделение НГР хотя и подразумевает преимущественно структурную основу, со временем претерпевает изменения. Это относится и к НГР, характеризующимся высокой степенью разведанности в пределах Волго-Уральской НГП. В том числе в Бузулукской НГО существуют два варианта выделения НГР – максимальный и минимальный. В первом с севера на юг выделяются Мало-Кинельский, Самаркинский, Кулешовско-Малаховский, Южно-Оренбургский и Камелик-Чаганский НГР. При этом имелось в виду сочетание ступенчатого погружения фундамента и зон с разной концентрацией известных месторождений. Во втором из указанных вариантов выделяются лишь Северо- и Южно-Бузулукский НГР. Естественно, что для поисковых работ более дробная дифференциация предпочтительнее. К тому же в поисковом отношении наряду с выделением НГР внутри НГО важно обособление отдельных зон нефтегазонакопления (ЗНГН). Они, как правило, уже достаточно тесно связаны с выделением в разрезе этажей нефтегазоносности (НГЭ) и нефтегазоносных комплексов (НГК) внутри них.

Это другая форма в целом единого нефтегазогеологического районирования и прогноза нефтегазоносности. Она также в значительной степени влияет на успешность осуществления нефтегазопроисловых работ.

Как известно, в Прикаспийской НГП изначально поиски нефти велись в залегающих на малых глубинах преимущественно мезозойских надсолевых отложениях. К тому же сосредоточены они были в основ-

ном в пределах Эмбинского района. Здесь на исходе первого десятилетия XX века было открыто и начата разработка месторождения Доссор, а к середине века уже эксплуатировались десятки месторождений. Однако по запасам все они были мелкими. Затем, во второй половине 50-х – начале 60-х годов открыты сразу четыре средних по запасам месторождения – Кекниак, Терень-Узюк, Прорва, Мартыши.

Первые попытки поисков подсолевой нефти тогда успеха не имели. Только во второй половине 70-х годов последовала серия открытий, прежде всего, крупнейших месторождений (Астраханского, Тенгизского, Карачаганакского). В этот же период было выявлено крупное Жанажольное месторождение. В дальнейшем оно со своими «спутниками» стало называться «Большой Жанажол». Что же касается «спутников», – одним из них стал Кенкиак, который по сумме запасов в надсолевом и подсолевом этажах уже достиг уровня крупного месторождения. По сравнению с другими «спутниками» Жанажола он – наиболее значим.

Очевидно, нельзя не отметить явное тяготение крупнейших месторождений – Астраханского, Тенгизского, а также «Большого Жанажола» – к такому обособляемому внутри мегавпадины геоструктурному элементу, как Астраханско-Актюбинская система поднятий. Такое тяготение можно считать подчеркнутым открытием крупнейшего месторождения Кашаган. Оно расположено на более или менее равном удалении от Астраханского и Тенгизского месторождений, занимая между ними как бы среднее положение. Само же указанное открытие стало возможным после того, как был ликвидирован Советский Союз и снят запрет на работы в природоохранной зоне акватория Северного-Каспия.

Можно также считать пространственно тяготеющими к той же системе поднятий (Астраханско-Актюбинской) и месторо-

ждения, приуроченные к надсолевому этажу. Во всяком случае, это вполне правомочно к подавляющему числу из них. Вместе с тем пока только лишь в единственном случае – на месторождении Кенкияк – однозначно установлена связь продуктивности подсолевых и надсолевых отложений. Известен также ряд надсолевых месторождений и в районе подсолевого месторождения Тенгиз, но непосредственной связи между ними не наблюдается.

Нередко высказываются соображения о широком развитии на соляных куполах разрывных нарушений в качестве признаков вертикальной миграции УВ, в результате которой формировались приуроченные к ним месторождения. При этом они соотносятся с глубинными разломами [17 и др.]. На самом же деле обычно разрывные нарушения в надсолевом комплексе обусловлены специфическими особенностями проявления именно соляной тектоники. Эти особенности к настоящему времени изучены весьма детально. Однако, когда речь идет о поисках надсолевой нефти [6, 17, 22], признаков использования результатов таких исследований не видно.

К концу 80-х годов XX века получен своеобразный «нежданчик», когда вблизи ряда мелких месторождений были осуществлены поисковые работы на площади Котырмас Северный – Молдабек Восточный. В результате этих работ впервые в надсолевом этаже открыто крупное месторождение, получившее название Кенбай. К тому времени уже общее количество месторождений, открытых в надсолевом этаже, перевалило за сотню. При этом подавляющее их большинство расположено в казахстанской части Прикаспийской НГП. В российской же части открыто в общей сложности два десятка месторождений в надсолевом НГЭ, преимущественно мелких. Территориально они приурочены к Астраханско-Калмыцкому Прикаспию и частично

к Саратовской области. Вместе с тем в той части Прикаспийской НГП, которая относится к Волгоградской области, месторождений в надсолевых отложениях не выявлено.

Это объясняется двояким образом. Так, при оценке поисков скоплений УВ в Волгоградско-Саратовском секторе Прикаспийской впадины [17] делается следующий вывод. Открытию заметных скоплений УВ в надсолевых отложениях главным образом препятствовала интенсивная дислоцированность солевого и надсолевого комплексов, тектоническая раскрытость их недр. Вместе с тем при оценке перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений Волгоградского сектора Прикаспийской впадины [6] делается несколько иной акцент. Здесь предлагается исходить из зональности развития на рассматриваемой территории (и не только) соляной тектоники с выделением двух зон. Одна из них (западная или северо-западная) обособляется как зона соляных гряд и разделяющих их прогибов. Ее предлагается считать бесперспективной по надсолевым отложениям. А зона типичных соляных куполов (расположенная восточнее или юго-восточнее) считается перспективной в поисковом отношении. При этом отмечается, что территория пока еще слабо изучена, значит предполагается необходимость ее дальнейшего исследования. В том числе делается акцент на такие особенности, как наличие бессолевых мульд и возможных проводящих разломов в подсолевом комплексе, погруженное положение сводов соляных массивов, увеличенные мощности отложений. Последние около полувека тому назад стали именоваться трендами, и в рассматриваемом случае они относятся к числу поисковых признаков. Если же учитывать основные особенности распределения залежей нефти и газа (УВ) в надсолевых отложениях, главным образом мелких, как по запасам, так и по глубине их

приуроченности, то несомненно следующее.

Эти залежи (и образуемые ими многопластовые месторождения), как правило, расположены именно на соляных куполах. Единственным, пожалуй, исключением может считаться месторождение Прорва (или группа Прорвинских месторождений). Здесь предполагается развитие слабо выраженной соляной гряды в районе выклинивания соленосной толщи к Южно-Эмбинскому поднятию. Непосредственно же на соляных куполах залежи УВ чаще всего бывают экранированы боковыми склонами соляных ядер. В том числе таковы многопластовые месторождения Кулсары, Корсак, Байчунас. В то же время средние по запасам месторождения (Кенкияк, Прорва, Терень-Узюк, Мартыши) характеризуются слабой нарушенностью, а основные сводовые залежи крупного месторождения Кенбай практически не нарушены.

С другой стороны, более полувека тому назад были начаты, а затем продолжались поисковые работы на поднятиях, выявленных в пределах межкупольных мульд. Однако это направление поисков не привело к успеху. В дальнейшем поисковые работы в надсолевом НГЭ осуществлялись главным образом на соляных куполах, причем в ограниченных масштабах. Главное внимание, особенно в последние десятилетия существования Советского Союза и Прикаспийской НГП как единого целого, уделялось поискам и промышленной оценке крупных месторождений в подсолевом НГЭ.

Фактически при этом также создавался единый (общесоюзный или, по крайней мере, крупнейший региональный, межреспубликанский) нефтегазовый комплекс. В том числе, например, пересечение НГП на небольшом удалении от месторождения Карачаганак магистральным газопроводом Средняя Азия-Центр было важным для разработки этого месторождения. Исходя

из особенностей его флюидальной характеристики (высокое содержание конденсата и нефтяная оторочка) здесь можно было осуществлять сайклинг-процесс с целью значительного повышения коэффициентов извлечения УВ. Однако в постсоветский период, когда рухнули межреспубликанские связи, все это, естественно, «осталось в прошлом».

Из новаций же этого периода, весьма существенно сказавшихся на поисковом процессе, нельзя не отметить введенную систему лицензирования недропользования. В соответствии с ней появился так называемый распределенный фонд недр. Как уже отмечалось [2], «кусковость» такого фонда делает его подобным лоскутному одеялу. При этом «лоскуты» произвольно натянуты на элементы нефтегеологического районирования, что не способствует успеху поисковых работ. К тому же на них отрицательно воздействует и отмечаемый [22] в каждом из «лоскутов» лицензионных участков конфиденциальный характер геолого-геофизической информации (именуемый «коммерческой тайной»). Кстати, одновременно в качестве одной из важных причин, снижающих эффективность поисковых работ, упоминается «человеческий фактор». Судя по всему, здесь имеется в виду недостаточно обоснованная интерпретация имеющихся геолого-геофизических данных, в том числе обусловленная неполнотой использования существующей информации.

Вместе с тем в данном случае существует необходимость привести некоторые замечания по поводу высказываний, содержащихся в статье «Найти Качаганак-2» [22]. Прежде всего это относится к утверждению, что сам Карачаганак все-таки был найден, несмотря на фактор соляной тектоники и запредельные ошибки структурных моделей сейсморазведки. В сущности именно поэтому в силу неоднозначности интерпретации существовавших геофизических

данных поисковому этапу предшествовало тогда параметрическое бурение. Соответственно, первооткрывательницей месторождения Карачаганак стала как раз параметрическая скважина (П-10). Между прочим, ее бурение показало, что положение кровли каменноугольного карбонатного поднятия было здесь определено довольно точно. Сюрпризом оказалось то, что в пределах этого поднятия была встречена рифогенная «нашлепка» более молодых образований, в основном ранней перми.

Когда речь идет о том, что при поисках объектов «типа Карачаганак» за 30 лет «Карачаганак-2» так и не найден, одновременно отмечается, что наиболее оптимистичный результат по рифовому резервуару получен в скв.1 Черная Падина. Однако при постановке поисков на этой площади под объектом «типа Карачаганак» подразумевалась совершенно иная модель, что позволило выиграть конкурс. Другое дело, когда начальная модель не получила подтверждения, с каменноугольной части разреза был осуществлен перенос основного внимания на девонскую.

Высказывание о том, что прогнозы на рифовые объекты потерпели полный крах по всему периметру Прикаспийской впадины, мягко говоря, неточно. Это не относится, например, к ее южной (акваториальной) части, прежде всего ввиду открытия здесь крупнейшего месторождения Кашаган. Это своего рода «Карачаганак-2».

Далее отмечается, что по мере роста числа неподтвердившихся объектов «карачаганакского типа» стали предлагаться другие направления поисков. При этом в качестве перспективного направления называется открытие мелких (и возможно, средних) по запасам месторождений в мезозойских (надсолевых) отложениях. В конце же статьи [22], исходя из того, что кто ищет – тот всегда найдет свой Карачаганак, делается уже иное заключение. «Возможно,

что надсолевое направление ГРП оправдается крупным открытием и в Саратовской области». Как видно, от мелких (и возможно, средних) месторождений вдруг делается шаг к крупным открытиям. Но только, конечно, к Карачаганаку все это не имеет никакого отношения.

Что же касается «рифового» направления поисков в подсолевом НГЭ рассматриваемой НГО Прикаспийской НГП, то здесь, в сущности, осталась лишь одна нереализованная рекомендация. Она давалась несколько лет тому назад на бурение скважины глубиной 7 км на Озинской площади (Саратовская область). Как уже отмечалось [2], реальность воплощения такой рекомендации зависит именно от указанной глубины скважины. Что касается прогнозируемого объекта «типа Карачаганак», то по сравнению с прототипом он, во-первых, гораздо меньше по размерам, во-вторых, залегает примерно на километр глубже.

В последнее время в пределах северо-западной части Прикаспийской впадины (мегапдины) выделяется еще одно перспективное направление геологоразведочных работ на нефть и газ в подсолевом НГЭ. Оно связано с прогнозируемой нефтегазоносностью в этой части Прикаспийской НГП среднекаменноугольных глубоководных конусов выноса [14]. При этом говорится о высокой перспективности объектов, выделяемых по данным сейсморазведки для поисков в их пределах крупных и гигантских скоплений УВ (ориентировочно на глубинах 5200–5800 м). При структурно-формационной интерпретации данных сейсморазведки использованы результаты сейсмогеологического районирования.

С другой стороны, взамен указанного варианта интерпретации данных сейсморазведки выдвигается предположение об аномальности в той части, где выделен конус выноса, насыщенный глубинными флюидами [17]. Затем речь идет о том, что

это характерно уже для всего подсолевого НГЭ. К тому же возможная продуктивность этого НГЭ (а также верхней части коры) связывается с миграцией УВ по разломам и зонам трещиноватости. Как известно, такой подход при оценке нефтегазоносности в последнее время получает все большее развитие. В том числе довольно большое внимание ему уделено при обзоре данных о нижнепермских глубоководных отложениях Прикаспийской впадины как возможных объектах нефтегазовой геологии [11]. Также особый акцент делается опять-таки на конусах выноса. С ними связываются возможности освоения пока еще недостаточно изученных потенциальных объектов поисков и их ресурсов. Что касается выделения объектов для постановки поисковых работ либо параметрического бурения, то до них пока дело не доходит. Наряду с этим применительно к прогнозу конусов выноса и оценке их нефтегазоносности нельзя не отметить, в частности, следующее.

В свое время, в первой половине 70-х годов XX века уже давался такого рода прогноз, причем на меньших глубинах. Для намечающегося открытия крупных скоплений УВ было специально отработано так называемое Карпенское пересечение. В пробуренных скважинах при этом кое-какие проявления были получены. Однако в целом результаты работ по тому проекту оцениваются как отрицательные.

Между прочим, в районе Карпенского пересечения и на сравнительно небольшом удалении от него было накоплено небольшое количество геолого-геофизических данных о строении конуса выноса среднекаменноугольных отложений. Эти данные (в основном – сейсморазведка и бурение) собирались попутно в процессе реализации разных проектов (начиная от Ровенско-Краснокутского) вплоть до последних десятилетий. На такой основе уже появля-

ется возможность объемного моделирования конуса выноса (а также конкретизации объекта поисков). С помощью данных бурения установлено, что район развития конуса выноса как бы оконтуривается скважиной Тимофеевской на западе, а на востоке – скважинами на площадях Черная Падина и Графовская [22].

Кстати, очевидно, именно на указанной геолого-геофизической основе была выделена осевая зона Карпенско-Мокроусовского конуса выноса [24]. Однако затем [14] он вообще не упоминается как перспективный объект, хотя при этом используется разрез по линии скв.2 Карпенской – скв.1 Тимофеевской. Следует ли из того, как преподносится материал, что Карпенско-Мокроусовский конус выноса вообще более не рассматривается в качестве заявленного перспективного направления геологоразведочных работ – в таком случае остается неясным.

К тому же, видимо, в целом необходимо согласиться с мнением [15] о локальном прогнозе, когда он относится к наиболее ответственным видам поисковых работ. Именно по такой причине локальный прогноз с выделением конкретных объектов поисков (в частности, объектов «типа Карачаганак») встречается особенно редко. По крайней мере так можно рассматривать состояние поисковых работ в пределах тех районов Прикаспийской НГП, которые граничат с Волго-Уральской НГП.

Существенно иная ситуация в обрамлении Прикаспийской НГП, или в данном случае – в более изученных районах Волго-Уральской НГП. Здесь наряду с общими рассуждениями о бурении на фундамент ввиду развития разломной тектоники [4, 17] при одновременно отмечаемом [4, 17] очень пологом залегании осадочного чехла есть также ряд рекомендаций иного рода. Например, к ним можно отнести обособление зональных объектов в основном в той ча-

сти НГП, которая относится к Нижне-Волжской НГО [3, 16, 18, 21], хотя и сами объекты, и подходы к их выделению различны.

За пределами этой НГО в последнее время стали проявляться два подхода к обособлению объектов зонального уровня. Один из них связан с оценкой влияния додевонской тектоники на нефтегазоносность юга Волго-Уральской провинции [1]. В таком аспекте (оценка нефтегазоносности) отмечено [8], что термин «додевон» является излишне расплывчатым. Это связано со значительной изменчивостью характера продуктивности различных НГК, выделяемых в разрезе общего НГЭ. В частности, нижний НГК этого НГЭ, именуемый терригенным девонем, продуктивен далеко не всегда в пределах того самого юга провинции, о котором идет речь и в данном случае в связи с поисковыми работами.

Другой подход основан на выделении грабенообразных прогибов в пределах Волго-Уральской НГП [20], приуроченных к той части НГЭ, которая представлена НГК терригенного девона. По поводу такого подхода, особенно применительно к поисковым работам, также уже высказаны замечания [10], сохраняющие в этом плане силу и поныне.

Наконец, к зонально-локальным рекомендациям среди публикаций в журнале «Недра Поволжья и Прикаспия» можно

отнести две. Одна из них связана с поисками верхнефранских рифов Рубежинского прогиба [13], выделяемого в пределах Бузулукской НГО. Другая дает основание для поисковых работ при обособлении Больше-Чалыклинского-2 участка [5], который выделен в пределах Средне-Волжской НО.

Как видно из приведенных примеров, возможности зонально-локальных прогнозно-поисковых работ в пределах Волго-Уральской НГП можно считать более широкими, чем в Прикаспийской. Необходимо также отметить, что есть стремление расширить рамки Волго-Уральской НГП. В частности, такие попытки предпринимаются с целью выявления продуктивности палеозойских отложений в пределах передовых складок Уральской системы [19]. При этом имеется в виду, что такие складки представляют собой восточное ограничение той НГО, которая именуется Южно-Предуральской, и могут относиться к ней.

В целом же можно говорить о двух особенностях существующих подходов к определению направлений прогнозно-поисковых работ. Во-первых, они довольно разнообразны, в том числе исходя из специфики пограничных районов Прикаспийской и Волго-Уральской НГП. Во-вторых, они в той или иной мере неоднозначны опять-таки по той же причине, но все же более достоверны в тех районах, которые относятся к Волго-Уральской НГП.

Л и т е р а т у р а

1. Влияние тектоники додевона на нефтегазоносность юга Волго-Уральской провинции // Ю. И. Никитин, С. В. Остапенко, Г. В. Валеев, В. И. Днистринский, В. М. Черваков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 8. – С. 23–28.
2. Воробьев В. Я., Кононов Ю. С. Некоторые проблемы современных нефтегазопоскоковых работ в Поволжье и Прикаспии // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2011. – Вып. 66. – С. 3–15.
3. Воробьева Е. В. Информативные модели зонального прогнозирования нефтегазоносности // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2014. – Вып. 80. – С. 11–34.
4. Горьков Ю. Д. Миграция и аккумуляция углеводородов в условиях разрывно-блоковой тектоники (на примере Саратовского Правобережья) // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2010. – Вып. 61. – С. 34–43.

5. Горьков Ю. Д. Больше-Чалыклинский-2 лицензионный участок. Перспективы открытия месторождений нефти и газа // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2012. – Вып. 72. – С. 19–30.
6. Оценка перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений Волгоградского сектора Прикаспийской впадины / В. А. Жингель, В. М. Абрамов, Ю. А. Герасименко, Н. Г. Мазина // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2015. – Вып. 81. – С. 3–14.
7. Кононов Ю. С. О миграции углеводородов и формирование месторождений нефти и газа в условиях Поволжья и Прикаспия // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2014. – Вып. 64. – С. 29–35.
8. Кононов Ю. С. О влиянии тектоники додевона на нефтегазоносность юга Волго-Уральской провинции // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2012. – Вып. 70. – С. 3–9.
9. Кононов Ю. С. Обособление Каспийского региона и некоторые проблемы оценки его нефтегазоносности // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2012. – Вып. 72. – С. 31–41.
10. Кононов Ю. С. Еще раз о девонских грабенообразных прогибах в пределах Волго-Уральской НГП // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2014. – Вып. 77. – С. 7–15.
11. Кухтинов П. Д. Обзор данных о нижнепермских глубоководных отложениях Прикаспийской впадины как возможных объектах нефтегазовой геологии // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2014. – Вып. 78. – С. 30–39.
12. Марченко О. Н. Предуральский нефтегазовый комплекс // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2010. – Вып. 62. – С. 50–60.
13. Никитин Ю. И., Щеглов В. Б., Чикина Н. Н. Верхнефранские рифы Рубежинского прогиба Оренбургской области // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2011. – Вып. 68. – С. 3–6.
14. Никитин Ю. С., Яцкевич С. В. Среднекаменноугольные глубоководные конусы выноса – перспективные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах северо-западной части Прикаспийской впадины // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2013. – Вып. 76. – С. 3–7.
15. Орешкин И. В., Гончаренко О. П., Орешкин А. И. Роль миграции углеводородов в формировании крупных месторождений нефти и газа и основные закономерности нефтегазоносных бассейнов // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2010. – Вып. 62. – С. 3–10.
16. Орешкин И. В., Воробьев В. Я., Постнова Е. В. О перспективах нефтегазоносности верхнепермских отложений Саратовской области // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2013. – Вып. 76. – С. 46–48.
17. Рихтер Я. А. Перспективы поисков УВ в Волгоградско-Саратовском секторе Прикаспийской впадины // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2014. – Вып. 80. – С. 3–12.
18. Роггелин И. Ю., Даньшина Н. В., Саблина В. А. Палеофациальная схема верхнедевонских карбонатных отложений Волгоградского Поволжья // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2013. – Вып. 76. – С. 7–19.
19. Литология и коллекторские свойства отложений ассельского яруса нижней перми зоны передовых складок Южного Урала по результатам бурения параметрической скв.117 Предуральской / Т. В. Силагина, В. В. Дроздов, А. М. Тюрин, М. А. Политыкина // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2012. – Вып. 72. – С. 12–19.
20. Староверов В. Н., Трегуб А. И., Матвеев В. В. Новая точка зрения на происхождение девонских грабенообразных прогибов в пределах Волго-Уральской НГП // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2013. – Вып. 75. – С. 3–15.
21. Фадеева Г. А., Меняйленко Ю. А., Лим Е. Ю. Альтернативная модель геологического строения группы месторождений Кудиново-Романовской зоны // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2010. – Вып. 61. – С. 3–6.
22. Феоктистов А. В., Лепилин В. М., Феоктистов В. А. Найти Крачаганак-2! // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2012. – Вып. 70. – С. 44–66.
23. Формации среднедевонско-артинского нефтегазоносного этажа юго-востока Русской плиты (Прикаспийская мегавпадина и ее обрамление) / С. В. Яцкевич, В. Я. Воробьев, Ю. И. Никитин и др. // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2010. – Вып. 63. – С. 3–16.
24. Яцкевич С. В., Воробьев В. Я., Никитин Ю. И. Палеореки: это миф, рекомания или плод научных изысканий? // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2011. – Вып. 66. – С. 15–40.