

## **О ВЛИЯНИИ ТЕКТОНИКИ ДОДЕВОНА НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЮГА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ**

© 2012 г. Ю.С. Кононов

ФГУП "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

В 2011 году почти одновременно в журналах "Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений" и "Геология нефти и газа" появились две статьи с разным названием, но близкие по содержанию. В частности, в них речь идет о тектонике обобщенного понятия "додевона" [1] и об одной из главных структурных поверхностей внутри него – кровле фундамента [2]. К тому же в обеих статьях в основном рассматриваются материалы по территории Оренбургской области, а не по югу Волго-Уральской провинции, как заявлено в первом случае, или юго-востоку Восточно-Европейской платформы, как во втором. Кстати, и в первом случае эта платформа также упоминается, но в рассматриваемом плане более важна провинция, в том числе и потому, что на юго-востоке платформы выделяется также Прикаспийская НГП. Внутри же провинции, как известно, принято выделять нефтегазоносные области (НГО) и районы (НГР), либо зоны нефтегазонакопления (ЗНГ). В связи с предложением [1] одну из обычно выделяемых НГО – Бузулукскую – считать нефтегазоносным бассейном (НГБ), следует отметить, что вопрос об особенностях нефтегазогеологического районирования уже рассматривался специально [3]. Предлагавшийся подход критике не подвергался и им вполне можно руководствоваться ныне, в частности по отношению к НГП и НГБ, включая южную часть Волго-Уральской провинции. Высказанное предложение о ее переводе в ранг нефтегазоносной облас-

ти при сопоставлении НГП с Русской плитой [4] поддержки не получило.

Традиционно обособление НГО внутри провинции, включая Волго-Уральскую, осуществляется в основном исходя из их совпадения со структурными элементами первого порядка. Из них положительные чаще всего именуются сводовыми поднятиями, отрицательные – в основном впадинами, что свойственно и южной части Волго-Уральской НГП. Однако при этом структурное районирование обязательно сочетается с выделением в разрезе нефтегазоносных комплексов (НГК) и этажей (НГЭ), объединяющих несколько НГК. Например, в Волго-Уральской НГП обычно выделяется девонско-нижнепермский НГЭ с подразделением его на 6 НГК. В последнее время целесообразна дополнительная детализация двух из них [5]. Выделение же бассейна внутри НГП возможно лишь с учетом структурно-формационных особенностей конкретных НГК. Это относится, например, к обособлению так называемой Камско-Кинельской системы прогибов, в известной мере близких Рубежинскому прогибу и Умётовско-Линёвским депрессиям. Их структурно-формационные особенности с тектоникой додевона почти не связаны.

Вообще термин додевон [1] весьма расплывчат, особенно когда с его тектоникой связывается структурная основа нефтегазогеологического районирования. Структурные планы отдельных НГК несколько меняются, но принимаемая для районирова-

ния основа чаще всего более или менее однозначна. Обычно это наиболее глубокая, достаточно надежно и устойчиво прослеживаемая структурная поверхность. В Волго-Уральской НГП она в одном варианте связана с обособлением карбонатного и терригенного девона, в другом – с залеганием девона непосредственно на кристаллическом фундаменте. Применительно к соотношению девона и додевона это, в сущности, первый его тип. В данном случае важно, что преддевонская поверхность седиментации обычно слабо дифференцирована, а фиксируемые несогласия выше поверхности фундамента оказываются внутридевонскими или последевонскими. Наиболее надежно этот тип отношений додевона и девона выделяется главным образом при неглубоком залегании кристаллического фундамента и подтверждении геофизических данных бурением.

Здесь следует остановиться на выделении примерно в течение полувека Жигулёвско-Оренбургского свода, упоминаемого поныне [2]. Однако, несомненно, в данном случае его правильнее именовать не сводом, а массивом [1], в том числе с учетом приуроченности его к восточной части Бузулукской впадины в осадочном чехле. К тому же, во-первых, западнее ее расположена более мелкая Мелекесская впадина (над тем же массивом фундамента). Во-вторых, судя по всему, этот массив протягивается до Токмовского свода, и потому его лучше именовать Токмовско-Оренбургским. Вопрос о возможном его распространении на север, за пределы южной части Волго-Уральской провинции, пока не рассматривается. В отношении же первого типа додевона в целом можно ограничиться его двумя основными характеристиками. Во-первых, он развит довольно широко. Во-вторых, подвижки в осадочном чехле, влияющие на нефтегазоносность, включая разломно-блоковые, от тектоники додевона первого типа практически не зависят. Они осуществлялись в девонское и последующее время, вплоть до кай-

нозоя, как наложенные на внутреннюю структуру архейско-раннепротерозойского фундамента.

Второй тип додевона обусловлен достаточно интенсивной разломной тектоникой, проявившейся в широком диапазоне времени от позднего протерозоя до раннего палеозоя. Образовавшиеся при этом геоструктуры, вслед за Н.С. Шатским, принято называть авлакогенами. Применительно к южной части Волго-Уральской НГП речь идет обычно о трех из них – Пачелмском, Серноводско-Абулинском и Калтасинском. В плане оценки влияния тектоники додевона на нефтегазоносность [1] первый лишь упоминается, хотя он изучен гораздо лучше других, по крайней мере – его юго-восточная часть. Кроме того, по сравнению с другими авлакогенами здесь есть ряд особенностей.

В юго-восточной части Пачелмского авлакогена выявлена довольно резкая дифференциация слагающего его рифей-вендского комплекса. Этому способствовал большой объем геолого-геофизических исследований, поскольку в платформенном чехле здесь издавна выделяется, прежде всего, Нижне-Волжская НГО. В ее пределах к 2000 году открыто порядка 170 месторождений нефти и газа. В структурном плане чехла ей соответствует юго-восточный раструб Рязано-Саратовского прогиба (мегапрогиба). Самым нижним НГК в составе НГЭ здесь принято считать так называемый терригенный девон, обычно охватывающий живетские и пашийско-тиманские (кыновские) отложения. При этом породы живетского яруса большей частью перекрывают непосредственно рифейские, а иногда ложатся даже прямо на фундамент (Аткарский, Карамышский блоки). Вместе с тем в северной (Саратовской) части НГО под основной поверхностью несогласия, приуроченной к подошве среднего девона, спорадически выявляются также нижнедевонские палеограбенные образования. Примерно такой же характер свойствен силурийско-ордовикским об-

разованиям в южной (Волгоградской) части НГО. Таким образом, можно полагать, что в основном юго-восточная часть Пачелмского авлакогена в пострифейско-досреднедевонское время испытывала воздымание. Однако в отдельных грабенообразных блоках, занимающих сугубо подчиненное положение, в раннем палеозое накапливались отложения вплоть до раннего девона.

Основные геоструктурно-формационные особенности Нижне-Волжской НГО с оценкой характера соотношений продуктивности по НГК, рассмотренные на рубеже веков [6], с тех пор существенно не изменились. В значительной мере это относится и к результатам более частных исследований, связанных, например, с оценкой особенностей продуктивности девонских отложений [7] или зональности нефтегазонакопления на Степновском валу [8]. Такие особенности обусловлены разным характером структуроформирующих движений, в том числе на неотектоническом этапе [9]. Поскольку структуроформирующие движения фиксируются в виде несогласий в разрезе, в пределах Нижне-Волжской НГО из них отмечаются два основных. Одно – в подошве среднефранских отложений. Это несогласие внутри НГЭ. Другое, вне его, приурочено к подошве средней юры. Отражение же тектоники додевона на фоне последующих структуроформирующих движений здесь условно, разве что в виде инверсии.

Особый вопрос связан с выделением разломов в очень пологозалегающем осадочном чехле, включая южную часть Волго-Уральской НГП. Как известно, в таких условиях есть стремление подчеркнуть выделенные структурные формы. Для этого, например, профили строятся с искажением масштаба, чаще всего пятикратным, а на картах используются такие сечения изогипс, чтобы выделялись даже малоамплитудные поднятия. Затем об этих процедурах как бы "забывается" и, уже исходя из завышенной крутизны падения пород, намечается положение разлома. Проверка его реальности вполне

осуществима восстановлением начальной (неискаженной) картины, но она обычно не выполняется. Поэтому большинство выделенных в платформенном чехле разломов, как минимум, гипотетично.

Для соотношения платформенного чехла и додевона существенно неполное соответствие юго-восточной части Пачелмского авлакогена растробу Рязано-Саратовского прогиба (мегапрогиба) и Нижне-Волжской НГО. Окраинные части авлакогена подстилают другие элементы районирования, прежде всего Пугачёвский свод и разделяющий его от Жигулёвского свода Иргизский прогиб. Это одна из причин нецелесообразности выделения единого Жигулёвско-Пугачёвского свода, как иногда делается.

При нефтегазогеологическом районировании все указанные структурные элементы включаются в Средне-Волжскую нефтеносную область (НО), а продуктивность в ней в основном тяготеет к Жигулёвскому своду. Здесь она в первую очередь сосредоточена в НГК, приуроченных к каменноугольной части разреза. В низах НГЭ живецкие отложения нередко отсутствуют, а продуктивны лишь пашийско-тиманские. По отношению же к додевону южная часть этой НО находится над окраиной Пачелмского авлакогена, а северная – над Жигулёвско- или Токмовско-Оренбургским массивом фундамента.

Характер распределения продуктивности в разрезе НГЭ, свойственный Средне-Волжской НО, в общем довольно сходен и с выделяемой севернее Мелекесской НО. Только здесь основная приуроченность НГК к каменноугольной части разреза еще более акцентированна. В структурном плане осадочного чехла (и его НГЭ) Мелекесская впадина несколько погружена относительно Жигулёвского свода, располагаясь над единым массивом фундамента. Считается также, что вдоль их границы проходит разлом с валообразным поднятием на Жигулёвском своде, к которому приурочивается отдельный нефтеносный район (НР).

К востоку от Средне-Волжской и юго-востоку от Мелекесской НО обособляется Бузулукская НГО со сосредоточением в ее пределах максимального количества месторождений (более 300). Подавляющее их большинство расположено в северной части нефтегазоносной области, тяготея к Южно-Татарскому своду и одноименной НО, которая к югу Волго-Уральской НГП обычно уже не относится. При существующем варианте выделения здесь трех НГР основная масса месторождений сосредоточена в северном (Мало-Кинельском) и южном (Кулешовско-Малаховском). В разделяющем их Самарском НГР месторождений гораздо меньше. Вообще месторождения здесь в основном многопластовые с преимущественной продуктивностью каменноугольной части НГЭ. В Мало-Кинельском НГР есть также единичные залежи, расположенные в кунгурских (нефтяные и нефтегазовые) и верхнепермских (газовые) отложениях. По отношению к остальным месторождениям, это – аномалия. Залежи в отложениях, относимых к терригенному девону (в основном к тиманско-пашийским отложениям), здесь довольно редки и расположены преимущественно в северо-западной зоне. В ней Бузулукская впадина сочленяется с восточным склоном Жигулёвского свода, южным склоном Южно-Татарского и разделяющей их Соккской седловиной. Вместе с тем в юго-западной части НГО обособляется самостоятельная ЗНГН с установлением продуктивности среднедевонских отложений при околоскритическом состоянии пластовых систем УВ. Чаще всего эта специфически обособленная ЗНГН именуется Зайкинско-Росташинской (иногда Камелик-Чаганской).

К особенностям строения додевона под Бузулукской впадиной в осадочном чехле (и НГО) прежде всего относится его двойственный характер. Здесь наряду с упоминавшимся массивом фундамента выделяется западное замыкание Серноводско-Абдулинского авлакогена. На структуру осадочного чехла и его нефтегазоносность это су-

ществленного влияния не оказывает. Проявляется лишь приуроченность большинства месторождений к наиболее приподнятой части впадины, примыкающей к Южно-Татарскому своду. От него (и Жигулёвского свода) общее погружение пород в целом соответствует структурному плану поверхности фундамента [2].

На таком фоне наиболее существенное значение имеет вопрос о замкнутости, хотя бы частичной, или раскрытости Бузулукской впадины (и НГО) в сторону примыкающей более обширной Прикаспийской мегавпадины (и НГП). В этом отношении, пожалуй, особенно важны сведения по Чинаревскому так называемому вдольбортовому поднятию, где выявлено довольно крупное месторождение сложного строения. Оно, в частности, обусловлено крупным несогласием в девонской части разреза, вначале установленным параметрической скв.3 Рожковской. В ее разрезе фаменские отложения залегают на породах рифея, что существенно в двух аспектах. Во-первых, это могло считаться продолжением одного из отрогов Пачелмского авлакогена вплоть до Чинаревского поднятия. Во-вторых, намечалось юго-западное обрамление Бузулукской впадины, по крайней мере, по НГК так называемого терригенного девона (Карповско-Чинаревское). При его обособлении севернее Рубежинского прогиба или палеопргиба амплитуда подъема в районе скв.3 Рожковской оценивается на уровне 1100-1200 м [1]. Примерно настолько же приосевая часть прогиба считается погруженной относительно Гаршинского блока по поверхности фундамента. В то же время на юго-востоке остается возможность раскрытости Бузулукской впадины (и Рубежинского прогиба как ее части) в Прикаспий.

С востока эта впадина (и НГО) ограничена в основном Восточно-Оренбургским поднятием, именуемым сводовым, валообразным или даже выступом. Ориентировано оно субмеридионально и на юге продолжается имеющим клинообразную форму в

плане Соль-Илецким поднятием (выступом, сводом). Вдоль границы указанных структурных элементов выделяется протяженный Оренбургский вал. Основной его особенностью в плане соотношений с додевонским является наличие под ним ордовикского грабена, трансформировавшегося в горст главным образом в девоне. В отличие от него, находящийся под северной частью Восточно-Оренбургского поднятия Серноводско-Абдулинский авлакоген в структуре осадочного чехла практически не ощущается.

При нефтегазогеологическом районировании территории Восточно-Оренбургского и Соль-Илецкого поднятий (включая Оренбургский вал) относятся к Оренбургской НГО. Характер продуктивности месторождений в ее пределах в зависимости от приуроченности к указанным структурным элементам значительно меняется. Это выражено и в приуроченности скоплений УВ к разным частям разреза НГЭ, и в их фазовой характеристике, и в крупности. Так, в районе Восточно-Оренбургского поднятия главным образом выявлены нефтяные залежи в живецких и пашийских отложениях или в самом нижнем НГК. Более молодые отложения НГЭ продуктивны гораздо реже, хотя единичные газовые залежи (как и в Бузулукской НГО) есть в отложениях нижней и даже верхней перми. Гораздо меньше месторождений выявлено на Соль-Илецком поднятии с нефтяными, нефтегазовыми и газовыми залежами в карбоне и нижней перми. На этом фоне резко выделяется крупнейшая газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой Оренбургского месторождения, приуроченного к одноименному валу. Он сформировался в основном в послепермское время, но также имеет особенности в строении додевона.

Самый восточный геоструктурный элемент в составе Волго-Уральской НГП – Предуральский прогиб (мегапрогиб) – обычно делится на северную, среднюю и южную части. Последняя чаще всего обособляется в виде Бельской впадины (прогиба), а при

нефтегазогеологическом районировании выступает как НГР. Большинство месторождений тяготеют к северной его части, а в структурном отношении – к западному борту зоны прогибания. Продуктивны здесь главным образом нижнепермские отложения с нарастанием газоносности к югу.

По существующим представлениям [1 и др.], Предуральский прогиб (мегапрогиб) наследует в плане Калтасинский додевонский (позднепротерозойский) авлакоген (рифтоген). Судя же по имеющимся данным, наиболее интенсивно он формировался в позднем палеозое, особенно в перми. Вместе с тем в конце девона, в позднефаменское время, здесь фиксируется практически такое же несогласие, какое проявилось значительно западнее, у Бузулукской впадины. И на общем фоне Приуралья ничем существенным не выделялось. С другой стороны, в пределах Нижне-Волжской НГО подобное несогласие выражено как предсреднефранское. Признаки же его смещения внутри позднего девона установлены в пределах Средне-Волжской НО (на Пугачёвском своде).

При оценке влияния тектоники додевона на нефтегазоносность [1] главная причина формирования месторождений УВ и ЗНГН видится в том, что сжатие и инверсия рифтов привели к созданию валов, с которыми связана нефтегазоносность. Соответственно указывается на формирование "заметных по запасам" месторождений нефти (Байтуганского, Туймазинского, Ольховского, Землянского-Лебяжинского), крупнейших ЗНГН (Сосновско-Дерюжевский, Большекинельский валы), а также гигантской зоны газоконденсата накопления (Оренбургской). Однако здесь, по крайней мере, необходимы уточнения. Прежде всего это относится к рифтам, которые также именуется авлакогенами, хотя такой подход не однозначен [10, 11 и др.]. Если их сжатие и инверсия связываются с Уральской коллизией, то наиболее подвержен им должен был стать Калтасинский авлакоген (чего нет), а на самом деле

наиболее дифференцирован Пачелмский. В осадочном чехле над ним выделен ряд валов, но ни одного месторождения, относимого к числу заметных, при этом не упоминается (впрочем, как и на Жигулёвском валу). Вообще же додевон авлакогенов (или рифтогенов) – только второго типа, а валы выделяются и над первым. Из четырех же названных месторождений два наиболее крупных расположены в пределах Южно-Татарского свода, где развит додевон первого типа, причем это подтверждено многочисленными данными бурения.

Байтуганское и Туймазинское месторождения прежде всего достаточно резко между собой различаются по характеру продуктивности разреза (что характерно также для НГО и НГР). Кроме того, они значительно уступают и по диапазону продуктивности (многопластовости), и по запасам главному Ромашкинскому месторождению. Запасы же месторождений Бузулукской НГО несравненно более скромны, и Ольховское находится в одном из упоминавшихся НГР. Вообще здесь можно говорить о некоем влиянии Серноводско-Абдулинского авлакогена, но без учета его выраженности в структуре подошвы осадочного чехла и основных структуроформирующих движений. Лишь на Оренбургском месторождении можно видеть прямое влияние подстилающего ордовикского горста на продуктивность низов

НГЭ. Оно главным образом заключается в том, что здесь оказался "лысым" девон. Последующее же образование вала и его продуктивности слишком удалено во времени от того, что называется додевоном в общем виде. Влияние его тектоники на них практически неуловимо.

В регионально-зональном плане структуроформирующие движения сочетаются с формационно-фациальной изменчивостью НГК внутри НГЭ [12]. К тому же в этом отношении южная часть Волго-Уральской НГП достаточно тесно связана с Прикаспийской и зачастую считается обрамлением последней. С другой стороны, в последнее время обособляется Каспийский регион [13, 14] в более широких рамках (на юге) по сравнению с ранее выделявшейся Русской плитой. При этом юг Волго-Уральской НГП также включается в состав указанного региона с древней консолидированной корой. В принципе, ее возраст тоже вполне может считаться додевонским.

Вообще все это, а также отмеченные особенности нефтегазосности в НГО (НО) и НГР (НР) свидетельствуют о многофакторном воздействии на них, включая современные подходы к оценке нелинейных процессов в нафтидогенезе [15]. Влияние додево-на при этом, очевидно, следует по крайней мере отнести не к прямым, а к косвенным факторам.

#### Л и т е р а т у р а

1. Влияние тектоники додево-на на нефтегазосность юга Волго-Уральской провинции //Ю.И. Никитин, С.В. Остапенко, Г.В. Валеев, В.Н. Днистринский, В.М. Черваков //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 8. – С.23-28.
2. Строение кристаллического фундамента в краевой юго-восточной части Восточно-Европейской платформы /А.Г. Соколов, И.А. Денцевич, А.Г. Черепанов, Д.А. Лаверенц //Геология нефти и газа. – 2011. – № 4. – С.30-46.
3. Кононов Ю.С. О нефтегазогеологическом районировании при оценке ресурсов углеводородов //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 7. – С.13-18.
4. Попков В.И., Соловьёв В.А., Соловьёва Л.П. Тектонический принцип районирования нефтегазосности //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 7. – С.4-10.
5. Кононов Ю.С. Детализация нефтегазосных комплексов в Поволжье //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – Вып.27. – С.12-16.

6. Кононов Ю.С. Геоструктурно-формационные особенности Нижне-Волжской нефтегазоносной области //Отечественная геология. – 2000. – № 3. – С.14-20.
7. Кононов Ю.С. Особенности продуктивности додевонских отложений Нижне-Волжской нефтегазоносной области //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1998. – № 10. – С.15-19.
8. Кононов Ю.С. Зональность нефтегазонакопления и поисковые работы в нефтегазодобывающих районах (на примере Степновского вала) //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 2. – С.11-15.
9. Воробьев В.Я. Информативность методов прогнозирования платформенных структур. – Л.: Недра, 1991.
10. Милановский Е.Е. Эволюция рифтогенеза в истории Земли //Доклады 27 Международ. геол. конгресса. Тектоника. – М., 1984. – С.109-126.
11. Рифтогенез и рифтогенный магматизм – особенности проявления в спрединговых зонах и в областях над "горячими" и "холодными" полями мантии /М.И. Кузьмин, А.И. Альмухамедов, В.В. Ярмолюк, В.А. Кравчинский //Проблемы глобальной тектоники. – М.: изд-во ОГТТГН РАН, 2003. – С.7-31.
12. 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.
13. Ермакова Б.В. Шлезингер А.Е. Консолидированная кора: время и место ее образования //Известия ВУЗ. Геология и разведка. – 2009. – № 7. – С.27-38.
14. Консолидированная кора Каспийского региона /Ю.Г. Леонов, Ю.А. Волож, М.П. Антипов и др. – М.: ГЕОС, 2011 (Труды ГИН РАН. – Вып.593).
15. Бурштейн Л.М. К вопросу о нелинейности процессов нефтидогенеза //Геология и геофизика. – 2009. – Т.50. – № 7. – С. 809-821.

УДК 553.982.23

**ВТОРИЧНЫЕ КВАРЦИТЫ И ПРОПИЛИТЫ  
РИФТОГЕННЫХ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ БАССЕЙНОВ –  
НОВЫЙ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫЙ ПОИСКОВЫЙ ОБЪЕКТ**

© 2012 г. А.Д. Коробов, Л.А. Коробова, А.Т. Колотухин, В.М. Мухин, Л.В. Елисеева  
Саратовский госуниверситет

*На основе детальных литологических исследований показано единство эпигенетических преобразований пород переходного комплекса и чехла Западно-Сибирской плиты в процессе тектоногидротермальной активизации. В рифтах с базальтовым комплексом и надрифтовых желобах с терригенными породами возникали насыщенные газоконденсатом и газом низко- и среднетемпературные пропилиты, а в изолированных (локальных) впадинах с риолитовыми куполами и в перекрывающих породах чехла – нефтесодержащие кислотно-выщелоченные породы, слагающие фации вторичных кварцитов. Это доказывает существование особого рифтогенно-осадочного формационного комплекса, который можно рассматривать с новых позиций как нефтегазоперспективный поисковый объект. Оригинальные материалы, полученные на территории Западной Сибири, могут представлять интерес для специалистов, работающих в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.*