5. Пермские галогенные отложения северной окраины Прикаспийской впадины (на примере Карачаганакского участка) /Ю.А. Писаренко, А.К. Замарёнов, Н.Н. Маркина [и др.] //Новые данные по геологии соленосных бассейнов Советского Союза. – М.: Наука, 1986. – С.87-93.

6. Местные стратиграфические подразделения верхней перми Прикаспийского региона /Ю.А. Писаренко, Н.П. Прохорова, Д.А. Кухтинов [и др.] //Недра Поволжья и Прикаспия. – 1999. – Вып.20. – С.3-11.

7. Местные стратиграфические подразделения нижней перми Прикаспийского региона /Ю.А. Писаренко, В.И. Левина, Д.А.Кухтинов [и др.] //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2000. – Вып.21. – С. 3-19.

8. Палеогеографические условия пермского этапа соленакопления в обрамлении Прикаспийской впадины и Предуральском прогибе /Ю.А. Писаренко, О.П. Гончаренко, В.Ю. Писаренко [и др.] //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2010. – Вып.63. – С.22-33.

9. Свидзинский С.А. Внутренняя тектоника соляно-купольных структур и методы ее изучения. – Ростов-на-Дону: изд-во Ростов. ун-та, 1992.

10. Тихвинский И.Н. Закономерности распространения калийных солей в Предуральско-Прикаспийском бассейне //Советская геология. – 1976. – № 2. – С.102-113.

УДК 553.98.061.33 (470.4/.5)

О МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ФОРМИРОВАНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В УСЛОВИЯХ ПОВОЛЖЬЯ И ПРИКАСПИЯ

© 2010 г. Ю.С. Кононов
ФГУП "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

Вопросам миграции углеводородов (УВ) и формирования месторождений нефти и газа в условиях Поволжья и Прикаспия в последнее время посвящено две статьи, опубликованные в соседних выпусках журнала "Недра Поволжья и Прикаспия" [5, 9]. Следует отметить, что между собой они практически никак не связаны даже в критическом отношении. По исходным же позициям статьи, несомненно, противоречивы, хотя, казалось бы, прямо речь об этом не идет. Например, в статье Ю.Д. Горькова [5] высказываются соображения о миграции и аккумуляции УВ на примере так называемого Саратовского Правобережья. Этот район представляет собой составную часть издавна выделяемой при нефтегазогеологическом районировании Нижне-Волжской нефтегазоносной области (НГО).

Как было показано [6], геоструктурно-формационные особенности девонско-артинского нефтегазоносного этапа (НГЭ) здесь довольно изменчивы. Поэтому внутри него, у основных нефтегазоносных комплексах (НГК) продуктивность на месторождениях Саратовской и Волгоградской частях НГО существенно различна. Именно это, пожалуй, прежде всего, дает основание для обособления в нефтегазогеологическом отношении Саратовского Правобережья (реки Волги). В Нижне-Волжской НГО еще в конце 70-х годов XX века отмечалось преобладание мелких по запасам месторождений при небольшом количестве средних и одном крупном (Котовском), расположенном в Волгоградской области [10]. С тех пор общая картина существенных изменений практически не претерпела, хотя и были осуществлены некоторые открытия. Наиболее существенные из них связаны с выявлением нефтеносности евлановско-ливенских карбонатных отложений рифогенного типа. Эти открытия тяготеют к пограничным районам Волгоградской и Саратовской областей. При

этом в Волгоградской области наиболее значительное по запасам месторождение в евлановско-ливенских отложениях получило название Памятно-Сасовское. В Саратовской области долгое время было лишь одно такое месторождение – Белокаменное. Теперь к нему добавилось еще Луговое, которое по предварительной оценке считается самым крупным [8]. Однако это лишь предварительная оценка, к тому же только геологических, а не промышленных запасов. Впрочем, даже если Луговое месторождение действительно достигнет уровня крупного, то общего представления о преобладании в Нижне-Волжской НГО мелких месторождений это не изменит.

Вполне вероятно, что именно по такой причине продуктивность не упоминается во второй статье [9], где рассматриваются особенности нефтегазоносности приграничных районов севера Прикаспийской и юга Волго-Уральской нефтегазоносных провинций (НГП). Авторами сделан акцент на оценку роли миграции УВ в формировании крупных месторождений нефти и газа. Обращается внимание на разрастание в пределах крупнейших (Оренбургского и Карачаганакского) месторождений, стратиграфического диапазона единых каменноугольно-нижнепермских карбонатных НГК, что обеспечивает возможность формирования высокоэтажных массивных (псевдомассивных) залежей на указанных месторождениях. В пределах же Нижне-Волжской НГО преимущественно карбонатный разрез каменноугольных отложений дифференцирован двумя в основном терригенными НГК (бобриковско-тульско-алексинским и мелекесско-верейским). Всего же в палеозойском разрезе традиционно выделяются 6 НГК, продуктивность которых на месторождениях НГО существенно различна. Наиболее широко она распространена (примерно на половине месторождений) в бобриковско-тульско-алексинском НГК. Далее, в несколько убывающем порядке, следуют преимущественно терригенные среднедевонско-нижнефранский и мелекесско-верейский НГК, а также карбонатные верхнефранско-нижнекаменноугольный (бобриковский) и окско-нижнебашкирский НГК. Буквально единичная продуктивность отмечена в отложениях надверейского каменноугольно-нижнепермского НГК. От общего количества месторождений Нижне-Волжской НГО на рассматриваемый Ю.Д. Горьковым район Саратовского Правобережья приходится примерно четверть (упоминаемых в его статье).

Сам автор фактически не обращает внимания на распределение продуктивности разреза на месторождениях НГК, где наблюдается картина, характерная в целом для НГО. На этом фоне некоторая специфика выражается в следующем: в преимущественно терригенных мелекесском и (в особенности) бобриковско-тульско-алексинском НГК доля продуктивных месторождений по сравнению с НГО в целом несколько повышена. Примерно около 40 % месторождений продуктивны и в окско-нижнебашкирском и верхнефранско-нижнекаменноугольном (добобриковском) НГК. А вот продуктивность среднедевонско-нижнефранского НГК значительно понижена. Основная причина этого заключается в том, что в Саратовской части НГО основное количество продуктивных в "терригенном девоне" месторождений сосредоточено на Степновском сложном валу. Из них в статье Ю.Д. Горькова упоминаются лишь три (Трофимовское, Соколовогорское, Гуселское), приуроченные к северо-западному замыканию вала, называемого в данном случае Соколовогорско-Гуселским структурно-тектоническим блоком.

В месте с тем нетрудно видеть, что продуктивность разреза на Гуселском и Трофимовском месторождениях, с одной стороны, и на Соколовогорском, с другой, существенно различна. В первом случае залежи приурочены лишь к отложениям терригенного девона, как и на большинстве остальных месторождений Степновского сложного вала, продуктивных в этой части разреза. Во-втором случае диапазон продуктивности возра-

стает в основном за счет серии зележей в каменноугольных отложениях. В этом отношении Соколовогорское месторождение сходно как с соседними, но расположенными западнее – Елшанским (Елшано-Курдюмским) и Песчано-Умётским месторождениями, так и с большинством других месторождений Саратовского Правобережья. В целом же и для него, и для всей НГО, при преимущественной многопластовости месторождений, залежи УВ главным образом приурочены к указанным выше интервалам разреза. При этом в карбонатных НГК проявляются две тенденции: либо залежи УВ в них тяготеют к соседним, терригенным НГК, с более широкой продуктивностью, либо оказываются единственными в разрезе. Последнее свойственно евлановско-ливенским отложениям в пограничных районах Волгоградской и Саратовской областей. В палеоструктурном отношении – это область развития рифогенных образований, приуроченных к Умётовско-Линёвской и Волжской депрессиям, сопряженным с формированием Прикаспийской мегавпадины. Несколько обособлено в этом плане выглядят Жирновское и Бахметьевское месторождения с более широким диапазоном продуктивности карбонатных НГК верхнего девона и карбона.

Между прочим, уже более 30 лет тому назад было отмечено, что примерно 90 % запасов Нижне-Волжской НГО обязаны своим происхождением нефтематеринским отложениям терригенных НГК [10]. При этом различие УВ-состава масляной фракции нефтепродуктивных горизонтов свидетельствуют об отсутствии значительных масштабов вертикальной миграции нефти, обуславливающей формирование нефтяных залежей. С тех пор аргументированной критике такое заключение не подвергалось. К тому же отмечено, что важное значение в пределах НГО имеет соотношение структурных ловушек с поверхностями региональных контактов в каждом из отдельных горизонтов того или иного НГК.

В статье Ю.Д. Горькова эти аспекты в сущности игнорируются, скорее всего, из-за желания доказать ведущую роль вертикальной миграции УВ по глубинным разломам. В частности, автор ведет речь о магматическом происхождении нефти, по крайней мере в Саратовском Правобережье. Сама по себе идея миграции нефти по разломам неоднократно высказывалась многими исследователями, а в последнее время она получила выражение в разных вариантах микстгенерической концепции [1, 3]. Что же касается данной статьи, то в ней главным образом делается упор на подток УВ в формирующиеся ловушки по разломам в предакчагыльское время. В отношении оценки формирования структур (и разломов) Ю.Д. Горьков ссылается на свою статью тридцатилетней давности [4]. Структурные же и палеоструктурные построения осуществлены в масштабах 1 : 200 000 и 1 : 50 000, а выполненные оценки региональных наклонов показали, что их максимальные углы менее одного градуса. На локальных поднятиях они возрастают до начальных градусов, но структуры все равно остаются очень пологими ("платформенного типа"). Чтобы визуализировать их (и к "крутым" крыльям приурочить разломы) издавна принято допускать искажение масштабов на профилях (чаще всего – 1 : 5) и сгущение изогипс (например, через 10 м) на картах. Впоследствии об искажении забывается, и "нарисованная" картина воспринимается как реальная. В противном случае, для нанесения подавляющего количества разломов на столь пологих локальных и зональных структурах не было бы существенных оснований. Другая сторона вопроса, об амплитудах разломов, в статье Ю.Д. Горькова фактически не рассматривается, тогда как для оценки миграции УВ она весьма существенна.

Высказывания о "зияющих щелях", в свете недостаточной достоверности большинства выделяемых разломов при пологих пликативных дислокациях, в сущности, выглядят правдоподобно. Предлагаемая же оцен-

ка перспективности для выявления новых залежей УВ дислокаций, осложняющих выделенные блоки, довольно невразумительна. В частности, непонятно, какие же именно объекты могут считаться наиболее перспективными. В статье лишь упоминается, что при суммарной протяженности в пределах рассматриваемой территории всех дислокаций (порядка 1000 км) из них бесперспективны около 400 км. Далее же, почему-то, говорится, что, судя по схеме (?), в пределах бесперспективных дислокаций находятся поднятия, продуктивность которых, с позиций традиционных представлений, объяснить трудно. При этом упоминаются Елшанское, Урицкое и Соколовогорское поднятия. Кроме того, традиционными подходами объяснение продуктивности Багаевского, Некрасовского, Вольновского, Иловлинского, Новинского поднятий кажется невозможным. Однако такое объяснение давалось ранее, в упоминавшейся работе [10]. Другое дело, что об этом можно дискутировать, но Ю.Д. Горьков, очевидно, предпочитает ссылаться лишь на свои труды по территории исследования. Ссылка на работу К.А. Машковича полувековой давности здесь – единственное исключение. Что же касается формирования указанных поднятий, то в одном случае говорится об аналогичном развитии Елшанского и Урицкого поднятий, а в другом – о подобии формирования ловушек Елшанского, Песчано-Умётского, Жирновского и Бахметьевского поднятий. В плане оценки влияния условий формирования структур на их продуктивность было бы правомернее рассматривать отдельно Елшанское и Песчано-Уметское месторождение, с одной стороны, а Бахметьевское и Жирновское – с другой. Это бы больше соответствовало классификации структур в Нижне-Волжской НГО [2], которая автором также фактически проигнорирована.

Некая условная "точка соприкосновения" статей Ю.Д. Горькова [5], с одной стороны, и И.В. Орешкина с соавторами [9], с другой, может быть принята в оценке глубин миграционно-аккумуляционных процессов при выделении в разрезе нефтегазопроизводящих комплексов. В первом случае речь идет о необходимой нагрузке отложений мощностью 500 м на нефтематеринские породы, когда эти процессы начинают протекать в связи с уплотнением пород. Во-втором случае, с использованием результатов обширных исследований С.Г. Неручева, дается оценка главной зоны нефтеобразования, относящейся к стадии МК-2. Максимум ее приурочивается к глубине 3 км. Главная же зона нефтегазонакопления при этом находится на стадии МК-1 с максимумом на глубине 2 км. Такой вариант более предпочтителен, т. к. при нем отпадают "недоуменные вопросы", задаваемые Ю.Д. Горьковым, или его заявления о невозможности объяснения особенностей формирования тех или иных месторождений. В сущности, этот аспект определяет различие и в подходах к оценке соотношений масштабов латеральной и вертикальной миграции УВ. У Ю.Д. Горькова [5] наиболее реальными источниками для формирования залежей УВ считаются глубинные очаги их генерации, а проводящими путями – отходящие от очагов субвертикальные разломы в земной коре. Он почему-то, вопреки общепринятому мнению, полагает, что земная кора по объему больше литосферы, которая составляет лишь ее верхнюю часть. Перспективность же выделяемых разломов в целом или отдельных их отрезков ставится в зависимость от нахождения в их корнях очагов генерации УВ и от размеров этих очагов. Таким образом, предыдущие рассуждения о необходимых "нагрузках" на нефтепроизводящие комплексы, как и приводимые сведения о региональных уклонах, в основном призваны показать недостаточность генерационного потенциала для формирования месторождений. Что касается глубины залегания подошвы земной коры (поверхность М), то она в рассматриваемом районе оценивается на глубине порядка 40 км. Соответственно в варианте вертикальной миграции должен оцениваться и

ее масштаб. Если же вести речь о районе Саратовского Правобережья обособленно, вне связи с существующим нефтегазогеологическим районированием, то и соотношение масштабов вертикальной и латеральной миграции может считаться достаточно близким.

На самом деле, как уже отмечалось, Саратовское Правобережье представляет собой составную часть Нижне-Волжской НГО, которая на юго-западе граничит с Прикаспийской НГП. Поскольку эта НГП в геоструктурном отношении представляет собой мегавпадину, то по направлению к ней отмечавшиеся Ю.Д. Горьковым региональные уклоны достаточно существенно возрастают (до первых градусов). Кроме того, по данным сейсморазведки, частично подтвержденным бурением, в Прикаспийской НГП по сравнению с Нижне-Волжской НГО установлено довольно резкое разрастание толщин верейско-мелекесского и бобриковско-тульско-алексинского преимущественно в терригенных НГК. Более уверенно оно намечается по НГК так называемого терригенного девона. В данном случае весьма существенное значение имеют приводимые в статье [9] обоснования дальности латеральной миграции УВ и выделения в разрезе доминантных комплексов. В первую очередь это относится к районам сочленения северной части Прикаспийской НГП и южной части Волго-Уральской НГП. Если предлагаемая схема достаточно достоверна, то она вполне обоснованно может быть использована и для районов сочленения Прикаспийской НГП с Нижне-Волжской НГО. Способствует этому и использование разработанного В. Гассоу принципа дифференцированного улавливания УВ. Как известно, одна из первых его апробаций в отечественной практике была осуществлена в начале 50-х годов прошлого века С.Ф. Фёдоровым с соавторами, именно на примере месторождений Нижне-Волжской НГО. При этом считалось, что миграционный поток УВ направлен из Прикаспийской НГП. Иначе говоря, общая принципиальная картина с тех пор, в сущности, не изменилась. Соответственно она предполагает достаточно далекую латеральную миграцию при масштабах вертикальной миграции, не превышающей первых километров. Кстати, это относится, и к месторождению Кенкияк, которое рядом исследователей считается прямым доказательством миграции УВ (нефти) из подсолевых отложений в надсолевые. При этом на фоне преобладающих в надсолевых отложениях мелких по запасам месторождений в них сформировалось одно из немногих средних. С другой стороны, авторами [9] по восточной части Прикаспийской НГП дается оценка условий формирования месторождений в подсолевых отложениях. В первую очередь речь идет о наиболее крупном из них Жанажольском, но в том числе говорится и о других, расположенных поблизости от него, включая Кенкияк. Нередко эта группа месторождений объединяется под названием "Большой Жанажол". При оценке генерационного потенциала отложений показывается его ограниченность и делается вывод о том, что наиболее вероятен подток УВ в сформированные залежи (в КТ-1 и КТ-2) по тектоническим нарушениям из более древних отложений. Предполагается, что такие нарушения вскрывают залежи предположительно в части разреза, выделяемой по данным сейсморазведки в качестве КТ-3, и отмечается, что этому условию отвечают все известные в районе месторождения. Особенно же подчеркивается подтверждение положительного прогноза по Локтебаю и отрицательного по некоторым другим структурам. На таком фоне ничего не говорится о масштабах потерь УВ при их миграции из подсолевых отложений в надсолевые. При формировании же в них только одного, среднего по запасам месторождения, такие потери должны быть достаточно существенными.

В целом же делается вывод, что доминантный источник УВ в регионе приурочен к нижней (девонско-турнейской) части подсолевого разреза. Его генерационные спо-

собности примерно на порядок превышают потенциал вышележащих пород, считающихся ныне основными нефтегазоносными комплексами (визейско-башкирскими, вплоть до нижней перми). Формирование крупнейших месторождений внутри Прикаспийской НГП (Карачаганакского, Жанажольского, Тенгизского, Кашаганского, Астраханского), а также в ее обрамлении (Оренбургского) обусловлено миграционной связью с доминантным комплексом. При этом, в частности, специфика фьюидального состава Тенгизского и Кашаганского месторождений объясняется основным потоком жидких УВ из района Южно-Эмбинского инверсионного палеозойского поднятия. Жаль только, что на одной и той же странице (с.14), почти в соседних абзацах это поднятие именуется то миогеосинклиналью, то авлакогеном. Если уж использовать геосинклинально-платформенную терминологию, то все же надо было определиться в этих, весьма различных понятиях.

Наряду с генерационным и миграционным факторами, требующимися для формирования крупных скоплений УВ, И.В. Орешкин с соавторами указывают и структурно-литологический, ставя его на первое место. Применительно к Прикаспийской НГП они фактически обходят молчанием возможность обнаружения крупных скоплений УВ в его северо-западной части. О причине этого можно лишь догадываться. Дело в том, что здесь и в прилегающей к НГП Нижне-Волжской НГО издавна выделяется ряд структур, именуемых валами и даже мегавалами. Однако они не идут ни в какое сравнение, например, с Оренбургским валом. В таких условиях отрицательную оценку не хочется давать, но и для положительной нет достаточных оснований. В этой связи можно вспомнить, что чаще всего, когда давалась сравнительная оценка нефтегазоносных бассейнов, речь шла о подобии Прикаспийского бассейна с Примексиканским. На основе такого сравнения, в свое время, был сделан вывод о наименьших перспективах нефтегазоносности именно северо-западной части Прикаспия [7]. Правда, среди других он был единственным такого рода.

То, что северо-западная бортовая зона Прикаспийской мегавпадины весьма существенно отличается от северной, в пределах которой открыто крупнейшее Карачаганакское месторождение, а в обрамлении Оренбургское – бесспорно. Другое дело: означают ли эти различия, что на северо-западе исключается возможность открытия хоть одного крупного месторождения? Очевидно, в этом направлении необходимо осуществление дополнительных специальных исследований.

Литература

1. Абидов А.А., Долгополов Ф.Г., Тилябаев З.У. Микстгенетическая модель образования нефти и газа в земной коре //Геодинамика нефтегазоносных бассейнов. – М.: изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2005. – С.36-42.

2. Воробьёв В.Я. Информативность методов прогнозирования платформенных структур. – Л.: Недра, 1991.

3. Гаврилов В.П. Современные тенденции в геологии нефти и газа //Геология нефти и газа. – 2005. – № 4. – С.3-8.

4. Горьков Ю.Д. Происхождение и строение линейных дислокаций Саратовского Правобережья в связи с поисками залежей нефти и газа //Вопросы геологии Южного Урала и Нижнего Поволжья. – Саратов: изд-во Сарат. ун-та, 2002. – Вып.20.

5. Горьков Ю.Д. Миграция и аккумуляция углеводородов в условиях разрывной тектоники (на примере Саратовского Правобережья) //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2010. – Вып.61. – С.34-43.

6. Кононов Ю.С. Геоструктурно-формационные особенности Нижне-Волжской нефтегазоносной области //Отечественная геология. – 2000. – № 3. – С.14-20.

7. Корчагин В.И. Закономерности размещения месторождений нефти и газа по площади и разрезу //Геология нефти и газа. – 1994. – № 8. – С.17-23.

8. Лавренченко Ю. НВНИИГГ: "Открыто Луговое месторождение – самое крупное в Саратовской области" //Курс. Русский проект. – 2009. – № 5(17). – С.22-27.

9. Орешкин И.В., Гончаренко О.П., Орешкин А.И. Роль миграции углеводородов в формировании крупных месторождений нефти и газа и основных закономерностей нефтегазоносных бассейнов //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2010. – Вып.62. – С.3-19.

УДК 553.492.1 (470.45)

АЛЛОФАН-ГИББСИТОВЫЕ ПОРОДЫ ЛИНЁВСКОГО УЧАСТКА (ВОЛГОГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ)

© 2010 г. В.Ф.Салтыков
Саратовский госуниверситет

В конце 1970-х годов в карьерах и скважинах, расположенных на своде Жирновско-Иловлинского вала вблизи Жирновска, были обнаружены и детально описаны высокоглиноземистые породы [2, 5]. Позднее образования подобного химического и минерального состава открыты на своде Линёвской брахиантиклинали, составляющей восточную часть указанного вала. Участок находится в 12 км к востоку от одноименного поселка и занимает площадь около 8 км^2 (рис.1). Здесь пробурено более 100 скважин по сетке 100 х 200 м при проведении детальной разведки месторождения карбонатного сырья. В некоторых оврагах известняки обнажаются на современной поверхности (т. н. 165 и 61).

В пяти скважинах была обнаружена высокоглиноземистая минерализация, залегающая в виде гнездо- и линзовидных скоплений на глубинах до 15 м под четвертичными суглинками и гнилушкинскими песками среднеюрского возраста. Наибольшая мощность (около 4 м) была установлена в керне скв.124а. Подстилающие карбонатные породы гжельского яруса представлены в основном доломитами и в меньшей степени известняками. По данным многочисленных скважин построена геологическая карта палеозойской поверхности [8], показывающая последовательное омоложение отложений от мячковского горизонта среднего карбона до частей гжельского яруса с запада на восток, с гипсометрическим поднятием карбонатного ложа, так что в пределах Линёвского участка развиты разные свиты верхнего карбона.

Эти отложения по всей мощности (более 50 м) не несут значительных изменений. Редкая вкрапленность неокисленных сульфидов обязана влиянию современных блуждающих потоков углеводородных газов из нижележащих нефтяных и газовых залежей, которые часто наблюдали геологи нефтепромыслов на небольшой глубине. В одной из наших скважин, после проходки терригенной пачки парубинской свиты позднекасимовского возраста мощностью до 30 м [7], на глубинах порядка 150 м был получен приток газов, исход которых продолжался около трех суток. Однако вблизи рудных тел аллофан-гиббситовых пород наблюдались ореолы мучнистых известняков и реже карбонатных пелитов. Они в литературе часто именуются таким не литологическим термином как "мука", на неправомерность такой терминологии обращено внимание в сводке [10]. Этот вопрос подробно рассмотрен в статье В.Ф. Салтыкова [6]. При этом его состав находится в зависимости от типа исходных