

мониторинг и анализ результатов ГРП позволят правильно выбрать скважины-кандидаты и повысить эффективность мероприятий.

УДК 553.98.061.12/.17

УСЛОВИЯ МИГРАЦИИ И ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРЕДЕЛАХ САРАТОВСКОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП

© 2015 г.

И. В. Орешкин, А. И. Орешкин, С. А. Новиков, К. В. Мудренова, Д. В. Токарев
ФГУП "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

Сфера недропользования, в частности успешность поисково-оценочных работ, являющихся высоко наукоемкой отраслью, находится в прямой зависимости от выбранного комплекса и качества проводимых работ. Причем это не только "личное" дело недропользователя, даже если он проводит работы за счет собственных средств, оно непосредственно касается и интересов недровладельца, то есть государства и его субъектов.

В частности, недропользователь, закладывая первые поисковые скважины без соответствующего научного обоснования, с большой долей вероятности может получить отрицательный поисковый результат. Тем самым на его участке значительно затягивается срок открытия и, соответственно, ввод в эксплуатацию месторождений нефти и газа. При этом автоматически происходит отсрочка поступления в бюджет соответствующих платежей и налогов.

На успешность поисково-оценочных работ большое влияние оказывает оценка степени перспективности локальных поисковых объектов, подготовленных к глубокому бурению. В свою очередь, адекватность такой оценки находится в прямой зависимости от понимания процессов формирования скоплений нефти и газа в конкретных геологических условиях. Рассмотрим данный вопрос для территории Саратовской части

юга Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, степень разведанности суммарных ресурсов которой оценивается около 30%.

Одним из основных условий формирования скоплений углеводородов (УВ), генерированных нефтегазоматеринскими породами (НГМП) из очагов генерации, является их миграция. Весьма существенная особенность южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (В-У НГП) состоит в том, что она, наряду с собственным генерационным потенциалом, граничит с мощным очагом генерации, которым являются подсолевые отложения Прикаспийской впадины и ее прибортовой зоны. Существование латерального миграционного потока из внутренних частей Прикаспийской впадины в юго-восточные участки Волго-Уральской НГП достаточно отчетливо демонстрируется характером распространения газовых залежей, тяготеющих именно к этому району (Волгоградская, Саратовская, юг Самарской и Оренбургской областей). При этом наблюдается изменение состава свободных газов на запад и на север от бортовой зоны Прикаспийской впадины. В частности, для большинства нефтегазоносных комплексов, по мере удаления от бортовой зоны Прикаспийской впадины, отмечается постепенный переход от жирных метановых к сухим метановым свободным газам. Для визейско-

нижнебашкирского нефтегазоносного комплекса (НГК) – основного продуктивного комплекса в Прикаспийской впадине, газы которого содержат сероводород, характерен переход от метановых сернистых к метановым газам на север от бортовой зоны Прикаспийской впадины [1] (рис. 1).

Косвенным подтверждением определяющего влияния Прикаспийской НГП на формирование скоплений УВ является

сопоставление нефтерастворенных газов Оренбургского участка с газами залежей западного и северо-западного обрамления впадины. В частности, соотношение $CH_4/C_2H_{6+в}$ в нефтяных газах Оренбургского участка прибортовой зоны, литологически раскрытой в сторону Прикаспийской впадины, составляет от 3,22 до 0,48. Район Саратовско-Волгоградского обрамления, изолированный от подтока УВ из внутрен-

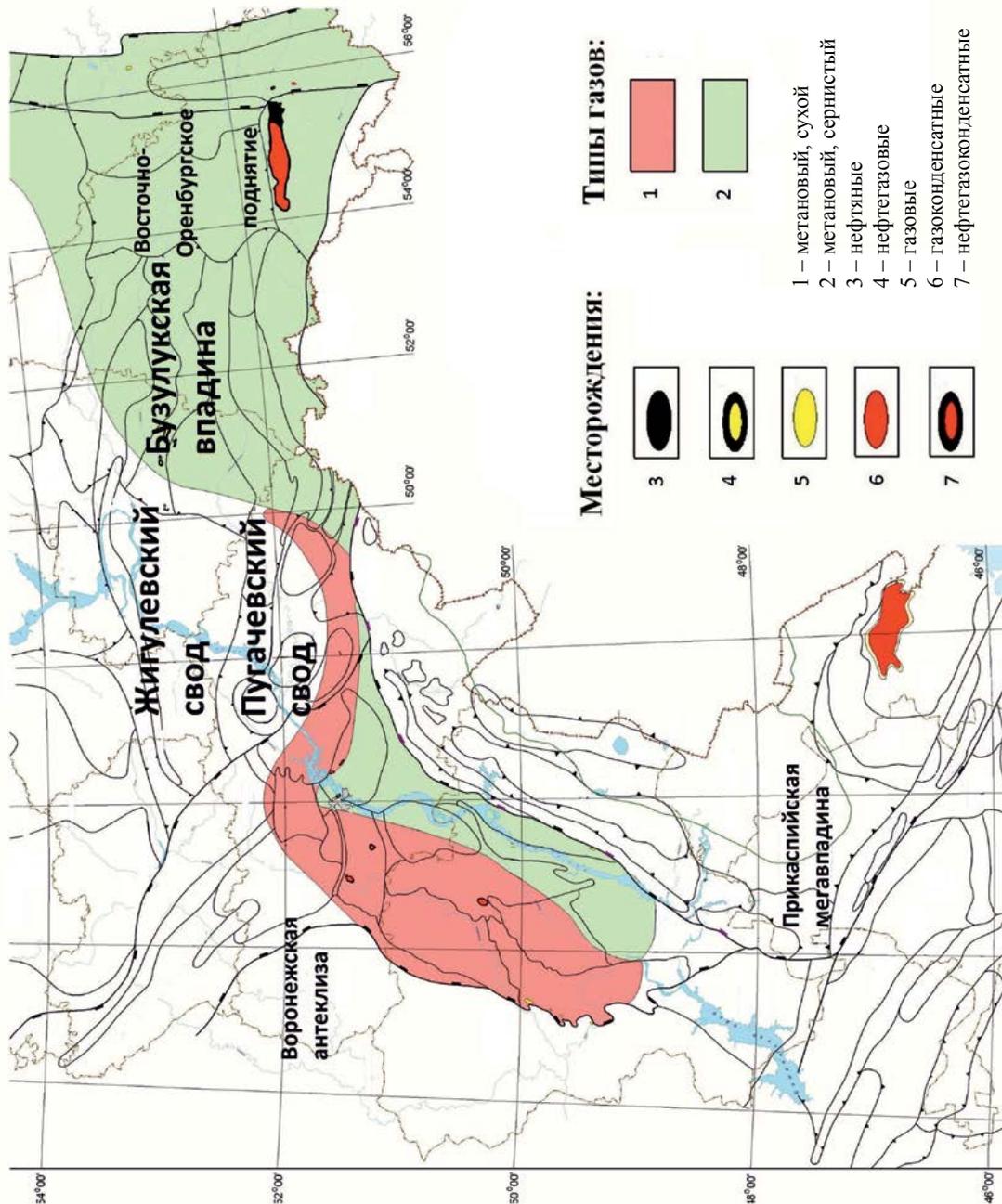


Рис. 1. Схема распределения состава свободных газов в визейско-нижнебашкирском НГК юга Волго-Уральской НГП

них частей впадины, характеризуется отношением CH_4/C_2H_{6+8} от 3,36 до 6,23, то есть значительно более сухими газами [1].

Анализ небольшой выборки аналитических данных показывает тенденцию некоторого уменьшения содержания ароматических УВ в составе бензиновых фракций нефтей в эйфельско-нижнефранском нефтегазоносном комплексе Средне-Волжской и Нижне-Волжской нефтегазоносных областей с юго-востока на северо-запад, то есть также по мере удаления от бортовой зоны Прикаспийской впадины.

О существовании подтока УВ из Прикаспийской впадины к Оренбургскому НГКМ свидетельствуют особенности углеводородного состава аллохтонных битумоидов в нижнепермских отложениях. По мере удаления от впадины вверх по моноклинали, по линии Копанское – Бердянское – Комаровское – Оренбургское – Шуваловское месторождения, в эпигенетических битумоидах наблюдается относительное обеднение ароматическими и обогащение парафиновыми УВ [2]. Объяснить такое направленное изменение состава эпитумоидов можно меньшей миграционной способностью ароматических углеводородов. При этом расстояние от Копанского до Шуваловского месторождения составляет 81 км. Следовательно, установив возможность латеральной миграции на расстояние 81 км, нетрудно представить и миграцию на расстояние в 200–250 км.

Расчеты показывают [2], что формирование Оренбургского НГКМ происходило в основном за счет латеральной миграции из внутренних частей Прикаспийской впадины по карбонатным коллекторам и контролируется структурным планом региональной соленосной покрышки кунгурского возраста.

Можно сформулировать следующие условия и факторы, контролирующие даль-

ность миграции жидких и газообразных углеводородов:

- наличие достаточной по площади нефтегазосборной территории (структурный фактор);

- наличие протяженных, литологически выдержанных путей миграции углеводородов (литологический фактор);

- достаточное количество генерированных углеводородов (генерационный фактор).

Таким образом, приведенный фактический материал свидетельствует о весьма значительном влиянии процессов миграции УВ из глубокопогруженных палеозойских отложений Прикаспийской впадины на формирование залежей нефти и газа в южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в частности Саратовской части В-У НГП.

Рассмотрим условия формирования залежей УВ в пределах некоторых крупных тектонических элементах, расположенных в двух нефтегазоносных областях (НГО) – Нижне-Волжской и Средне-Волжской (рис. 2). С этой целью были выделены нефтегазосборные площади (НГСП) по структурным картам бобринского горизонта нижнего карбона и кровле тиманских отложений «терригенного» девона – основных нефтегазоносных комплексов на данной территории.

Воскресенская впадина расположена в Нижне-Волжской НГО и занимает восточную часть Рязано-Саратовского прогиба, с востока граничит с Пугачёвским сводом и Гусихинским валом, с запада и юга – с Саратовскими дислокациями и Степновским сложным валом. Увеличенные толщи отложений девона, карбона и мезозоя определили унаследованный характер ее развития в течение всего фанерозоя.

Миграция УВ в Воскресенскую депрессию извне возможна только со стороны Прикаспийской впадины. Однако подток

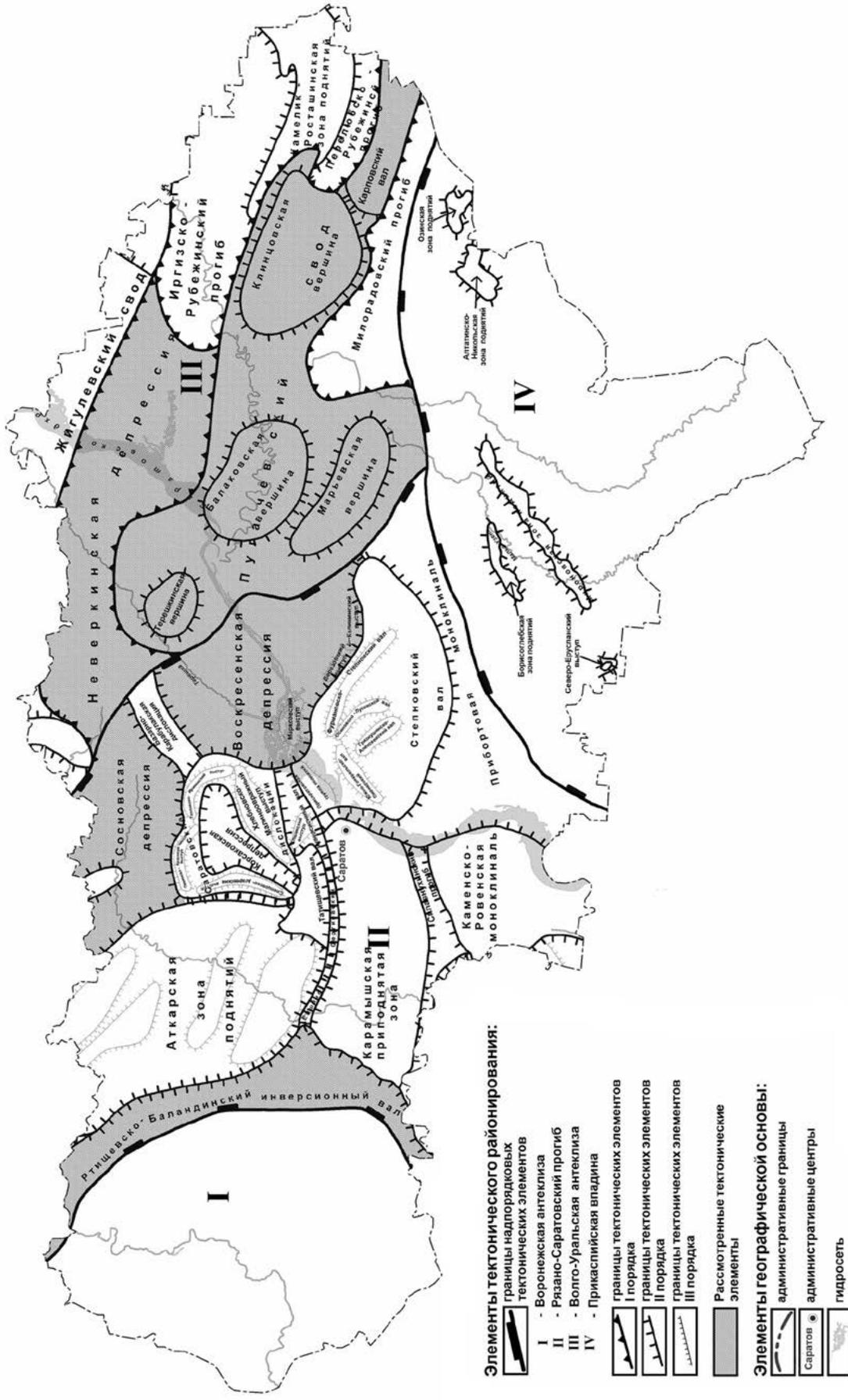


Рис. 2. Обзорно-тектоническая схема рассматриваемых участков

большого количества УВ с юга маловероятен, поскольку, согласно гравитационной теории формирования залежей УВ, миграционный поток с юга должен быть направлен в сторону положительных структурных форм, то есть к Степновскому валу и Пугачёвскому своду. Таким образом, Воскресенская впадина практически изолирована от миграционного потока со стороны Прикаспийской впадины (рис. 3).

Сопоставление составов ардаатовской нефти Калининского месторождения, единственного месторождения в Воскресенской впадине, с одновозрастными нефтями месторождений Степновского вала, в т.ч. расположенными в непосредственной близости (Первомайское, Восточно-Суловское, Любимовское) (табл.), показывает, что нефть Калининского месторождения значительно более обогащена смолами, асфальтенами

Таблица

Сопоставление составов нефтей месторождений Степновского вала и Калининского месторождения

Месторождение	Смолы	Асфальтены	Сера
Степновский вал	6	1	0,21-0,55
Калининское	15,58	3,66	1,23

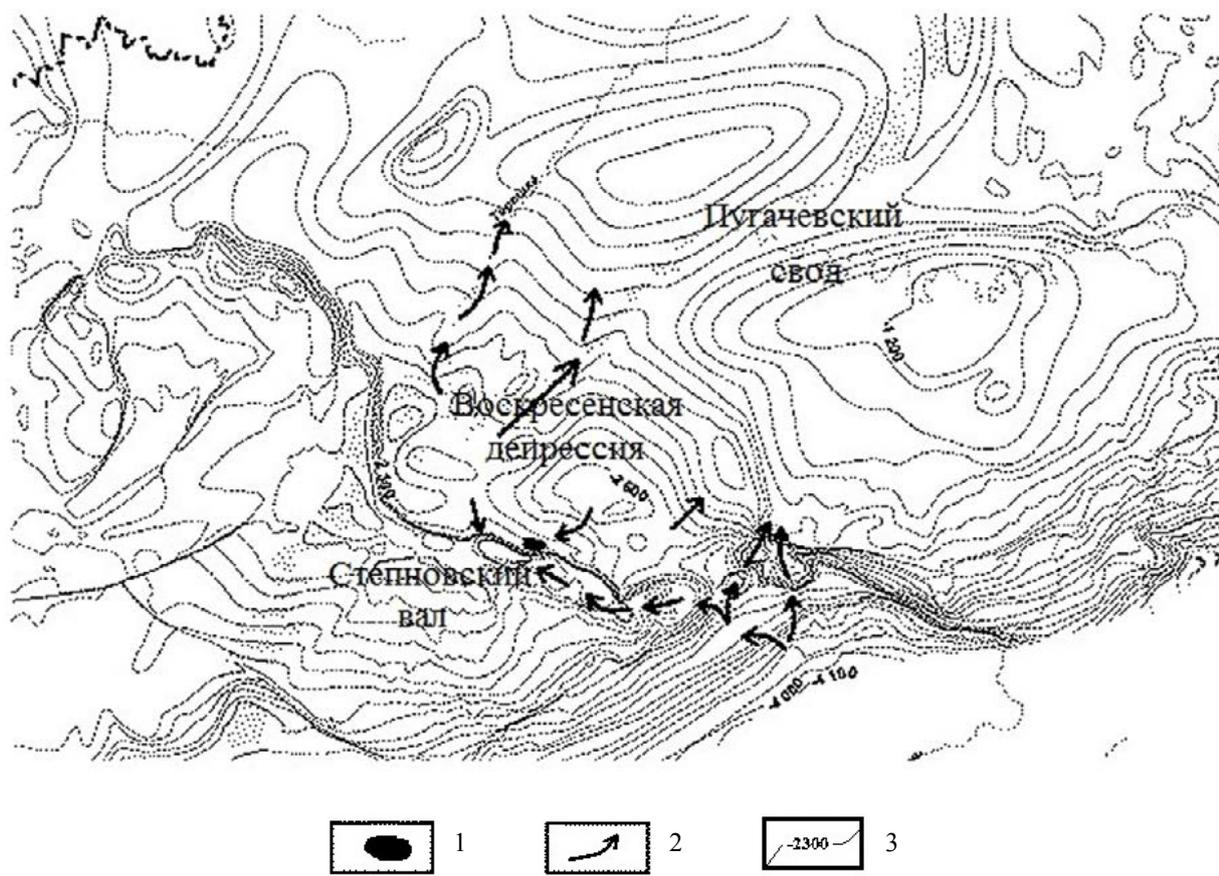


Рис. 3. Направление миграции УВ в районе Воскресенской впадины

1 – Калининское месторождение, 2 – направление миграции УВ, 3 – изоги́псы кровли D_2tm

и серой. Согласно проведенным исследованиям нефти Саратовской области являются малосернистыми (0,24–0,47%) и малосмолистыми (смола силикагелевых 4,40–7,50%, асфальтенов 0,24–0,63%).

Приведенные данные свидетельствуют о том, что залежи Степновского вала и Калининского месторождения формировались за счет различных очагов генерации. Для Степновского вала значительную, возможно, определяющую роль играла миграция УВ со стороны Прикаспийской впадины, тогда как Калининское месторождение, видимо, сформировалось за счет собственного источника. Таким очагом генерации здесь могла послужить наиболее погруженная часть Воскресенской впадины, расположенная на северо-востоке от Калининского месторождения, в непосредственной близости от него.

В связи с этим перспективной частью Воскресенской впадины для открытия мелких залежей УВ являются ее участки, приуроченные к наиболее погруженной части депрессии.

Пугачёвский свод – крупный тектонический элемент Волго-Уральской антеклизы, с начала среднего девона до конца фанерозоя испытывал постоянную унаследованную тенденцию к воздыманию относительно смежных блоков. В результате, например, над Марьевским и Пугачёвским блоками от разреза терригенного девона сохранились лишь низы бийского или клинцовского горизонтов толщиной в первые десятки метров, которые залегают на рифейских отложениях [3].

В пределах Пугачёвского свода выделяются четыре вершины: Терешкинская, Балаковская, Марьевская и Клинцовская. Нефтегазоносность не доказана только на Терешкинской вершине.

На структурных картах по бобриковскому горизонту и кровле терригенного девона были выделены нефтегазосборные площа-

ди. По результатам этих построений видно, что миграция УВ к Пугачёвскому своду возможна со стороны прибортовой зоны Прикаспийской впадины, с севера Иргизского прогиба. Следует отметить, что миграция УВ к Терешкинской вершине со стороны Прикаспия практически исключена и перехватывается Клинцовской, Марьевской и Балаковской вершинами.

Кроме того, можно предположить, что определенный вклад в формирование скоплений УВ дает собственный генерационный потенциал (вершины и межвершинные мульды), однако весьма невысокий, за счет глубокого размыва (неотложения) отложенный терригенного девона и невысоких стадий катагенеза (не выше стадии МК1).

Возможный тип ожидаемых ловушек: антиклинальная – в основном в каменноугольных отложениях: в отложениях терригенного девона преобладают литологически, стратиграфически и тектонически экранированные ловушки.

Наиболее перспективным является южный склон Пугачёвского свода (Марьевская и Клинцовская вершины) за счет миграционного потока со стороны прибортовой зоны Прикаспийской впадины, где нефтегазоматеринские породы находятся на стадиях катагенеза МК3 и выше, то есть прошли главную зону нефтеобразования (ГЗН) и вошли в главную зону газообразования (ГЗГ). Здесь, вероятно, могут формироваться преимущественно газоконденсатные залежи.

На севере (Балаковская вершина, северный склон Клинцовской вершины) за счет миграции углеводородов из Иргизского прогиба, где НГМП только вошли в ГЗН, ожидаются преимущественно нефтяные залежи.

Наиболее перспективной, видимо, является восточная часть свода – Клинцовская вершина и Карповский вал, за счет миграции УВ со стороны бортовой зоны

Прикаспия, из Иргизского прогиба с севера и миграции с востока – из Бузулукской впадины. В данном случае можно ожидать формирование нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных залежей.

Наименее перспективными, вероятно, являются седловины между вершинами (формирование мелких, преимущественно нефтяных залежей только за счет собственного генерационного потенциала).

Неверкинская депрессия, по данным [3], возникла в девонское время. В дальнейшем она выполаживалась и в настоящее время прослеживается по девону и нижнему карбону. Депрессия плавно сочленяется почти со всеми соседними структурами, кроме Пугачёвского свода, где имеется довольно резкая граница, по-видимому, обусловленная тектоническими нарушениями. Тектоническое развитие депрессии было спокойным. Положительные структуры, которые здесь отмечаются, относятся к IV порядку и имеют малую амплитуду (до 20 м) и площадь. По подошве карбонатного девона глубина Неверкинской депрессии от –1800 до –1600 м. По кровле тульских отложений – от –1200 до –1100 м.

При оценке возможных путей миграции УВ были использованы структурные карты по подошве карбонатного девона и кровле бобриковских отложений, на которых были выделены нефтегазосборные площади в пределах Неверкинской депрессии и прилегающих территорий.

По подошве карбонатного девона УВ должны мигрировать из Неверкинской депрессии в сторону Пугачёвского и Жигулёвского сводов. Возможен подток УВ из Иргизского прогиба. Подток УВ со стороны Прикаспийской впадины практически исключен. Собственный генерационный потенциал УВ девонских отложений и степень его реализации относительно невысоки, так как, судя по глубине –1800–1600 м (не более 2200 м по отложениям терриген-

ного девона), стадия катагенеза МК1, или начало ГЗН, ожидаемый тип флюида в залежах – нефть.

По кровле бобриковских отложений УВ внутри впадины будут мигрировать в тех же направлениях, что и по подошве карбонатного девона. Хотя значительно изменились контуры нефтегазосборных площадей. Но миграция УВ из Иргизского прогиба на данном уровне в основном направлена в сторону Жигулёвского свода. Подток УВ со стороны Прикаспийской впадины практически исключен. Собственный генерационный потенциал УВ по отложениям карбона очень низкий, так как глубина по кровле бобриковских отложений всего около –1200–1300 м, то есть стадия катагенеза не выше начала МК1. Верхне- и среднекаменноугольные отложения стадии мезокатагенеза вовсе не достигают, например кровля верейских отложений лежит на глубине –600 м, стадия ПК.

Ртищевско-Баландинский вал представляет собой инверсионную структуру: по фундаменту – прогиб, а по осадочному чехлу – валообразное поднятие. Согласно [3], инверсионные движения, сформировавшие современный структурный план палеозоя, произошли здесь в предсреднеюрское и, в основном, преднеогеновое время.

Сосновская депрессия является отрицательной унаследованной структурой.

Глубина кристаллического фундамента Сосновской депрессии от –2400 м до –2600 м, а глубина кристаллического фундамента Ртищевско-Баландинского вала от –2200 м до –2800 м. Такие глубины залегания даже низов терригенного девона характерны для стадий катагенеза ПК3 – начало МК1, а значит основные НГМП девонского возраста здесь только вступили в начало ГЗН, то есть возможна генерация преимущественно жидких УВ.

Основной чертой, характерной как для унаследованной Сосновской депрессии, так

и для инверсионного Ртищевско-Баландинского вала, является их значительная удаленность от прибортовой зоны Прикаспийской впадины – мощного очага генерации жидких и газообразных УВ.

Миграция УВ со стороны прибортовой зоны Прикаспийской впадины к Ртищевско-Баландинскому валу должна была проходить через южную часть Каменско-Ровенской моноклинали, Сплавнухинский инверсионный вал и Карамышскую инверсионную впадину, представлявшую собой до середины мезозоя приподнятую зону. Таким образом, по крайней мере до середины юрского времени, Сплавнухинский палеопрогиб был серьезным препятствием для миграционного потока с юго-востока. Карамышская палеоприподнятая зона являлась крупной зоной аккумуляции мигрировавших УВ. И только с началом инверсии, за счет инверсионной структурной перестройки и возможного расформирования части локальных структур, некоторое количество УВ из миграционного потока со стороны Прикаспия, ранее аккумулярованных в ловушках Карамышской палеоприподнятой зоны, могло мигрировать далее на северо-запад и скопиться во вновь сформировавшихся ловушках инверсионного Ртищевско-Баландинского вала.

Вероятно, одним из существенных источников УВ в послесреднеюрское время, для ловушек Ртищевско-Баландинского вала как в девонских, так и в каменноугольных отложениях, является собственный генерационный потенциал и УВ генерированных в пределах современной Карамышской впадины.

Учитывая степень катагенетической преобразованности рассеянного органического вещества (РОВ) девонских НГМП, а также возможное распределение залежей по принципу дифференциального улавливания, в пределах Ртищевско-Баландинского

вала можно ожидать наличие мелких нефтяных залежей.

Миграция УВ со стороны прибортовой зоны Прикаспийской мегавпадины в пределы Сосновской депрессии еще более затруднена и маловероятна. Причиной этого является наличие на пути предполагаемого миграционного потока таких структур, как унаследованный Степновский сложный вал, на протяжении всего фанерозоя являвшийся крупной зоной нефтегазонакопления. Саратовские дислокации также являются зоной аккумуляции и представлены унаследованной Корсаковской депрессией, окруженной системой инверсионных валообразных поднятий. Это означает, что и в до- и в послейинверсионные этапы с большой долей вероятности миграционный поток углеводородов «перехватывался» этими тектоническими структурами (зонами аккумуляции). Возможный подток УВ со стороны Воскресенской депрессии весьма затруднен Базарно-Карабулакской дислокацией.

Следовательно, основным источником УВ для ловушек Сосновской депрессии остается только собственный генерационный потенциал. Учитывая низкую степень катагенеза РОВ, стадия МК1 и ниже, здесь можно предположить формирование мелких или мельчайших залежей нефти.

Полученные результаты показали, что более конкретные данные по оценке перспектив нефтегазоносности юга В-У НПП могут быть получены только при условии выполнения целенаправленных работ по анализу истории развития тектонических элементов в целом и каждой структуры в отдельности и исследований по моделированию процессов формирования скоплений УВ, то есть бассейновому моделированию.

Таким образом, выполненный анализ условий формирования скоплений углеводородов в пределах различных тектонических элементов Волго-Уральской антеклизы и Рязано-Саратовского прогиба показывает,

что такие исследования необходимо выполнять как при локальном прогнозе нефтегазоносности поисковых объектов (структур), так и при количественной оценке прогнозных ресурсов рассмотренной территории.

Для количественной оценки прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата следует выполнить работы по методике учета полученных данных, а также работы по ме-

тодике бассейнового моделирования и палеорекострукции тектонических и структуроформирующих движений для региона в рабочем масштабе количественной оценки (1:500 000).

В целом полученные результаты призваны повысить эффективность поисковых работ и увеличить прирост запасов углеводородов на юге Волго-Уральской НГП.

Л и т е р а т у р а

1. Орешкин А. И. Влияние подсолевого мегакомплекса Прикаспийской впадины на нефтегазоносность юга Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2012. – № 8. – С. 12–14.

2. Орешкин И. В., Гончаренко О. П., Орешкин А. И. Роль миграции углеводородов в формировании крупных месторождений нефти и газа и основных закономерностей нефтегазоносности недр // Недр Поволжья и Прикаспия. – 2010. – Вып. 62. – С. 3–19.

3. Шебалдин В. П. Тектоника Саратовской области. – Саратов: ОАО «Саратовнефтегеофизика», 2008. – 60 с.

УДК [567/559:551.736.3] (282.247.414)

НОВЫЕ ДАННЫЕ О ПРЕДСТАВИТЕЛЯХ ФАУНЫ ПОЗВОНОЧНЫХ В ВЯТСКОМ ЯРУСЕ ВЕРХНЕЙ ПЕРМИ БАСЕЙНА ВЕРХНЕЙ ВОЛГИ

© 2015 г. М. Г. Миних¹, А. В. Миних¹, А. Г. Сенников^{2,3}, В. К. Голубев^{2,3}, И. Коган⁴

1 – Саратовский госуниверситет

2 – Палеонтологический институт им. А. А. Борисяка РАН

3 – Казанский федеральный университет

4 – Геологический институт Технического университета
Фрайбергской горной академии, Германия

В 1999 году в окрестностях г. Гороховец Владимирской области (рис. 1) А. Г. Сенниковым было открыто местонахождение позднепермских позвоночных – тетрапод и рыб, которое по таксономическому составу является одним из самых богатых на территории России [1, 2]. Из тетрапод в работах [2, 3] упоминаются двенадцать форм, из ихтиофауны – восемь; в ориктоценозе доминируют рыбы, а также водные и амфибиотические тетраподы. Среди тетрапод здесь при-

сутствуют брахиоподные лабиринтодонты *Dvinosaurus campbelli* Gubin, сеймуриаморфы *Kotlassia prima* Amalitzky, *Microphon cf. arcanus* Bulanov, *Karpinskiosaurus secundus* (Amalitzky), парейазавры Pareiasauridae gen. indet. и Elginiidae gen. ind., хронюзухиды *Chroniosuchus licharevi* (Riabinin), дицинодонты Dicynodontinae gen. indet., крупные горгонопсы *Inostranzevia sp.* и мелкие Gorgonopidae gen. indet., тероцефалы *Gorochovetzia sennikovi* Ivachnenko,