

это способствовало возникновению газовых залежей Багаевского и Александровского месторождений. Однако отсутствие газовых залежей в девонских отложениях Александровского месторождения может свидетельствовать об отсутствии миграционного притока газа со стороны более окруженных участков. Учитывая эти факты и то, что в пределах рассматриваемого участка существуют структуры древнего заложения, можно предположить следующее: 1) миграция углеводородов по среднедевонским отложениям протекала преимущественно за счет жидких углеводородов собственной генерации; 2) происходила достаточно интенсивная миграция газообраз-

ных углеводородов, которые аккумулировались южнее Александровского месторождения в пределах рассматриваемого участка. Полученный результат, к сожалению, не позволяет сделать однозначный вывод. Требуется более детальное изучение палеотектоническими методами в варианте изобахического треугольника, как данного участка, так и участков, расположенных южнее и восточнее, для подробного исследования возраста объектов и эволюции нефтегазосборных площадей всего фонда обнаруженных структур. Что позволит выявить наиболее перспективные объекты, а следовательно, снизит риски поискового этапа работ.

#### Л и т е р а т у р а

1. Машкович К. А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. – М.: изд-во «Недра», 1976. – 221 с.
2. Нейман В. Б. Теория и методика палеотектонического анализа. – М.: изд-во «Недра», 1984. – 80 с.

УДК 553.98.041

### **ФОРМИРОВАНИЕ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮГА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

© 2016 г. А. И. Орешкин

АО "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

Важнейшим фактором успешного прогноза нефтегазоносности поискового объекта (структуры) является понимание совокупности процессов, приводящих к формированию залежей нефти и газа в данных геологических условиях.

Одним из основных условий формирования залежей УВ является наличие миграции углеводородов (УВ), генерированных нефтегазоматеринскими породами (НГМП), создающей необходимые предпосылки для накопления УВ и особенности нефтегазоносности бассейнов.

Особенностью южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУ НГП) является ее пограничное расположение с мощным очагом генерации – подсолевыми отложениями Прикаспийской впадины. Существование латерального миграционного потока из внутренних частей Прикаспийской впадины в юго-восточные участки ВУ НГП достаточно отчетливо демонстрируется характером распространения газовых залежей, тяготеющих именно к этому району (Волгоградская, Саратовская, юг Самарской и Оренбургской обла-

стей). Севернее известны только нефтяные залежи с растворенным в нефтях газом, залежи свободного газа здесь отсутствуют.

Таким образом, можно сформулировать следующие требования к условиям формирования крупных скоплений углеводородов, определяющих, в свою очередь, и возможную дальность латеральной миграции. Для формирования крупных залежей УВ, в дополнение к наличию крупной ловушки, требуется:

- наличие достаточной по площади нефтегазосборной территории (структурный фактор);
- наличие протяженных литологически выдержанных путей миграции углеводородов (литологический фактор);
- достаточное количество генерированных углеводородов (генерационный фактор).

Соответственно эти же факторы контролируют и дальность миграции жидких и газообразных углеводородов.

При этом отмечается 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 (рис. 1).

Мощным источником жидких и газообразных УВ для Волго-Уральской НГП являлся северо-западный участок прибортовой зоны Прикаспийской впадины, где нефтематеринские породы терригенного девона прошли главную зону нефтегенерации

(стадии катагенеза МК1, МК2, нефтяное окно) и вошли в главную зону преимущественно газогенерации (стадии катагенеза МК3, МК5, газовое окно). В результате для этой территории характерно распределение не крупных залежей по разрезу от бийских до нижнепермских отложений.

Анализ состава нефтей в залежах южной части Самарской области свидетельствует о наличии здесь различных очагов генерации УВ. Так, в работе [6] отмечается: «В пределах основных региональных продуктивных комплексов палеозоя (пласт Д1 пашийского горизонта и пласт Б2 (С1) бобриковского горизонта) по соотношению отдельных компонентов, по групповому и структурно-групповому составу фракций выделяются в пределах изученной территории две самостоятельные зоны нефтенакопления: первая охватывает залежи нефти северо-западного борта Бузулукской впадины и Жигулёвского свода, вторая – южный склон Альметьевской вершины и Ставропольской впадины, что может быть поставлено в связь с существованием нескольких очагов нефтеобразования».

Отсюда логично предположить существование в первом случае очага генерации в Бузулукской впадине, особенно в ее южной части, и во втором случае в Ставропольской депрессии.

На юге ВУ НГП расположена Воскресенская впадина, которая занимает восточную часть Рязано-Саратовского прогиба, с востока граничит с Пугачёвским сводом, с запада – со Степновским сложным валом. Увеличенные толщины отложений девона, карбона и мезозоя определили унаследованный характер ее развития в течение всего фанерозоя.

Как видно из структурной карты по кровле терригенного девона (рис. 2), миграция УВ в Воскресенскую депрессию извне возможна только со стороны Прикаспийской впадины. Однако подток боль-

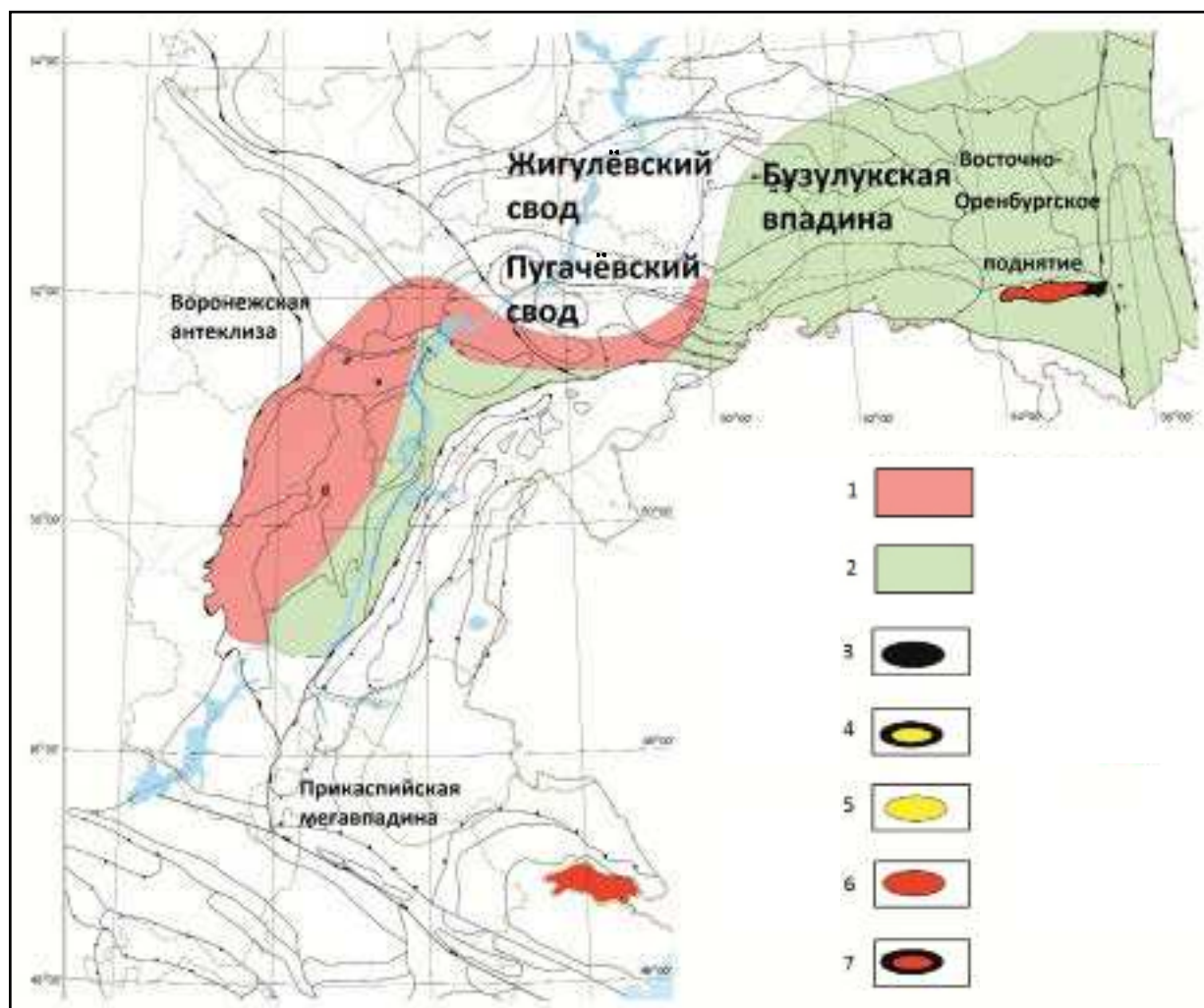


Рис. 1. Схема распределения состава свободных газов юга Волого-Уральской НГП

Типы газов: 1 – метановый, сухой; 2 – метановый, сернистый; месторождения: 3 – нефтяные, 4 – нефтегазовые, 5 – газовые, 6 – нефтегазоконденсатные, 7 – газоконденсатные

шого количества УВ с юга маловероятен, поскольку, согласно гравитационной теории формирования залежей УВ, 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 и ее прибортовой зоны.

Сопоставление составов ардаатовской нефти Калининского месторождения – единственного месторождения в Воскресенской впадине, с одновозрастными нефтями месторождений Степновского вала, в

том числе расположенными в непосредственной близости (Первомайское, Восточно-Суловское, Любимовское), показывает, что нефть Калининского месторождения значительно более обогащена смолами, асфальтенами и серой (табл.).

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

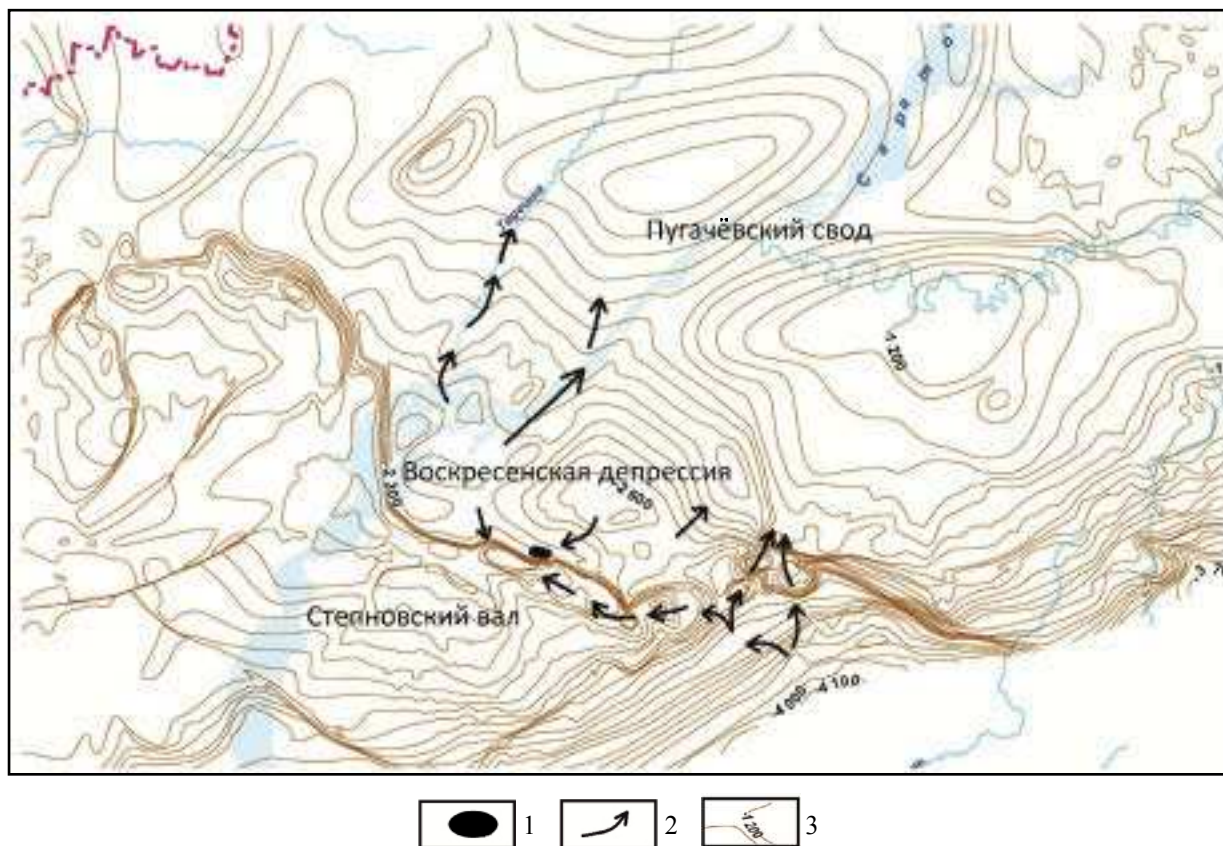


Рис. 2. Направления миграции УВ в районе Воскресенской впадины

1 – Калининское месторождение, 2 – направление миграции УВ, 3 – изогипсы по кровле D3tm

собственного источника в Воскресенской впадине.

Таким очагом генерации здесь могла послужить наиболее погруженная часть Воскресенской впадины, расположенная северо-восточнее Калининского месторождения, в непосредственной близости от него.

Характер распределения месторождений нефти и газа на юге Волго-Уральской НГП (рис. 2) указывает на то, что под влиянием миграции УВ с юга, со стороны приборто-

вой зоны Прикаспийской и южной части Бузулукской впадин, находились следующие территории: в западной части – Прибортовая моноклираль, Милорадовский прогиб, Каменско-Золотовская терраса, Степновский сложный вал, южные вершины Пугачёвского свода. В восточной части территории – элементы, расположенные западнее Бузулукской впадины, – Карповский вал, Камелик-Чаганская зона поднятий, восточная часть Иргизского прогиба,

**Компонентный состав нефтей ардатовского горизонта Степновского вала и Калининского месторождения**

Таблица

Тектонический элемент (зона нефтегазонакопления)	Весовые %		
	Смолы	Асфальтены	Сера
Степновский вал	6	1	0,21-0,55
Калининское месторождение	15,58	3,66	1,23

западные склоны Жигулёвского свода, северная часть Бузулукской впадины, а также, вероятно, Каменско-Ровенская моноклираль.

Особенности структурных планов и формирования нефтегазос-

борных площадей, а также сопоставление составов нефтей показывают, что месторождения остальных зон нефтегазоаккумуляции (тектонических элементов) формировались после предсреднеюрской инверсии в значительной степени за счет собственного генерационного потенциала и при участии локальных очагов генерации, таких как Воскресенская впадина, Ставропольская депрессия и т. д. (рис. 3).

Особенности формирования залежей нефти и газа на юге Волго-Уральской нефтегазоносной провинции необходимо учитывать как при локальном прогнозе нефтегазоносности выявленных и подготовленных поисковых объектов (структур), так и при количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата данной территории.

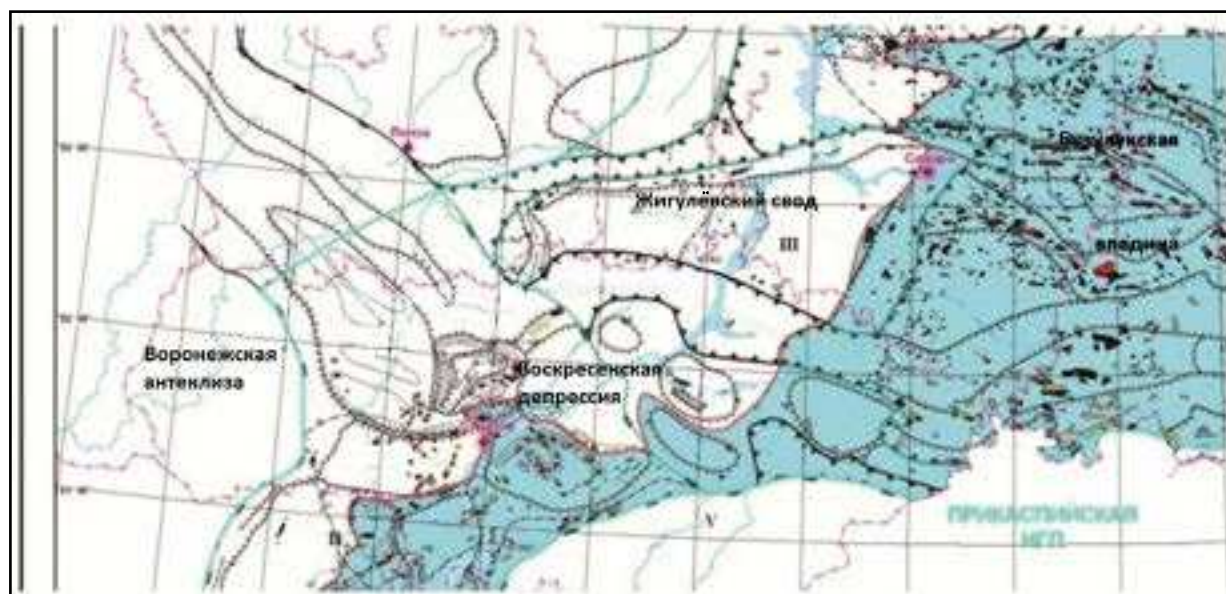
Одной из главных задач, которые необходимо решить при выполнении работ на поисково-оценочном этапе ГРП, является обоснование и выбор оптимального комплекса методов оценки перспективности

локальных объектов для данной территории.

При решении задач добутового прогноза нефтегазоносности локальных объектов на рассматриваемой территории достаточно результативно зарекомендовали себя следующие методы.

*Бассейновое моделирование.* Полученные результаты применения данной методики, особенно по восточному сектору Прикаспийской впадины (Сев. Бактыгарын, Аккум, Аккудук, Локтыбай) [8], свидетельствуют о том, что даже в таком, казалось бы, «обеспеченном» углеводородами нефтегазоносном бассейне, которым являются подсолевые отложения Прикаспийской впадины, необходимо выполнение исследований по бассейновому моделированию, особенно для территорий, с собственным генерационным потенциалом.

Зоны, обеспеченные только собственным генерационным потенциалом, являются участками, на которых вследствие возможного дефицита объемов генерированных



**Рис. 3. Районирование территории юга Волго-Уральской НГП по условиям формирования скоплений нефти и газа**

1 – территории, доступные миграции УВ с юга; 2 – территории, обеспеченные только собственным потенциалом

УВ выполнение исследований по методике бассейнового моделирования является необходимым. Этот факт заставляет зоны, в которых формирование залежей в значительной степени зависит от миграции УВ со стороны Прикаспийской впадины, выделить как участки, где выполнение работ по бассейновому моделированию весьма желательно.

Исследования по методике бассейнового моделирования могут быть полезными и при оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. В настоящее время базовым методом данной оценки в Российской нефтегазовой геологии является метод сравнительных геологических аналогий [7, 8]. Он основан на количественной характеристике начальных суммарных ресурсов расчетного участка, а также на сравнении с аналогичными параметрами выбранного, достаточно хорошо опосредованного и разведанного эталонного участка. Однако в связи с тем, что в природе полная аналогия наблюдается крайне редко, в геологических способах метода аналогий применяются поправочные коэффициенты, учитывающие изменения основных параметров нефтегазонакопления на расчетном участке по сравнению с эталонным участком [7].

Если расчетный участок отличается от эталонного эффективной мощностью коллекторов, то вводится поправка на изменение эффективной мощности как отношение  $h_p/h_э = K_{аh}$ , если изменяется пористость, то вводится поправка на изменение пористости  $K_{п_p}/K_{п_э} = K_{а_{Kn}}$ , удельная плотность ловушек и т. д. Сводный коэффициент аналогии равен  $K_{ан} = K_{аh} \times K_{а_{Kn}} \times \dots \times \dots$  и т. д.

В Методических указаниях за 1983 год [5] отмечается, что в методе сравнительных геологических аналогий удельный объем мигрантспособных УВ принимается постоянным для всей области прогноза. А в аналогичном издании за 2000 г. [4] об обеспеченности углеводородами вы-

деленных участков прогноза вообще не упоминается. При таком подходе рекомендуемые и учитываемые в практике количественной оценки коэффициенты аналогий справедливы в том случае, если конечная цель оценки – коллекторы (эффективная мощность, пористость) или ловушки (удельная плотность ловушек), а не ресурсы нефти и газа. Иными словами, методически не учитываются количественные параметры самого объекта прогноза.

Очевидно, что обеспеченность углеводородами процессов формирования залежей на практике не может быть постоянной для всей области прогноза [5], то есть и для расчетных, и для эталонных участков. Во-первых, они имеют, как правило, разные площади зон дренирования, во-вторых – могут достаточно существенно различаться по мощности нефтегазоматеринских пород (НГМП) содержанием и генетическим типом РОВ и, в-третьих, их НГМП могут находиться на разных стадиях созревания ОБ.

При этом по мере создания новых методических указаний и руководств их авторы все дальше отходят от возможности учета обеспеченности процессов формирования залежей УВ самими УВ. Так, в работе 1983 года [5] в требованиях к эталонным и расчетным участкам было указано: «Как эталонный, так и расчетный участки должны располагаться в пределах единого элемента нефтегазогеологического районирования и по возможности быть замкнутыми в структурном и миграционном отношении». А в Методическом руководстве, изданном в 2000 году [4], следующее определение: «Эталонный участок (ЭУ) – объект в геологическом пространстве, выделяемый в объеме нефтегазоносных пород и содержащий (или не содержащий) залежи углеводородов. Необходимым условием выделения эталонного объекта является относительно хорошая его изученность, в первую

очередь бурением, и, следовательно, наличие комплекса информативных картируемых геолого-геофизических и геохимических характеристик объекта. Граница эталонного участка проводится между месторождениями или посередине между структурой и месторождением таким образом, чтобы в эталон вошли только изученные территории (месторождения, пустые площади и структуры)».

Следовательно, исходя из последнего определения, ни о какой миграционной замкнутости речь не идет, а выделение эталонного участка зависит не от особенностей формирования в его пределах скоплений УВ и даже не от его геологического строения, а только от сложившейся на данное время истории его изучения и опоискования.

В связи с этим в метод сравнительных геологических аналогий рекомендуется внести учет данных о степени обеспеченности процессов формирования скоплений УВ углеводородами, способными к миграции и аккумуляции в ловушках, для эталонного и расчетного участков, то есть данные об основном объекте количественной оценки. С этой целью необходимо при выделении эталонного и расчетного участков соблюдать требование их миграционной замкнутости.

Таким образом, в методику сравнительных геологических аналогий предлагаем ввести следующие методические приемы:

1. эталонный и расчетный участки должны представлять собой нефтегазосборные площади (НГСП), выделенные на структурных картах по подошве флюидоупора, перекрывающего данный НГК;

2. в пределах НГСП эталонного и расчетного участков рассчитывается количество жидких и газообразных УВ, способных к аккумуляции (QUВак., тыс. т);

3. для эталонного и расчетного участков рассчитывается удельная плотность жидких

и газообразных УВ, способных к аккумуляции ( $\rho_{УВак.}$ , тыс. т/км<sup>2</sup>);

4. на основе полученных данных рассчитывается соответствующий коэффициент аналогии путем деления значения для расчетного участка ( $K_{pУВак.}$ ) на значение для эталонного участка ( $K_{эУВак.}$ ):

$$K_{анУВак.} = K_{pУВак.} / K_{эУВак.}$$

5. полученный частный коэффициент аналогии вводится в основную формулу расчета  $K_{ан}$  [7, 8].

Кроме того, полученные данные должны учитываться и при отдельном прогнозе, поскольку метод бассейнового моделирования позволяет рассчитать количество УВ, способных к аккумуляции, отдельно как для жидких, так и для газообразных углеводородов (QUВак.Ж, QUВак.Г).

*Палеотектонический и палеоструктурный анализ.* Особое внимание при выполнении работ по бассейновому моделированию следует уделить палеоструктурному анализу формирования и локальных структур, и более крупных тектонических элементов, особенно с инверсионной историей развития.

Территория исследований расположена в сложном тектоническом узле Русской плиты – в зоне сочленения Волго-Уральской антеклизы, Рязано-Саратовского прогиба и краевой Прикаспийской мегавпадины. Основной тенденцией развития являлось общее погружение территории в сторону Прикаспийской впадины. Каждый из перечисленных крупных тектонических элементов характеризуется своеобразной историей тектонического развития и осадконакопления. Эти различия отразились на процессах формирования здесь скоплений нефти и газа, на ресурсном потенциале различных участков и, соответственно, на особенностях локального прогноза нефтегазоносности объектов.

На юге Волго-Уральской антеклизы выявлены только элементы унаследован-

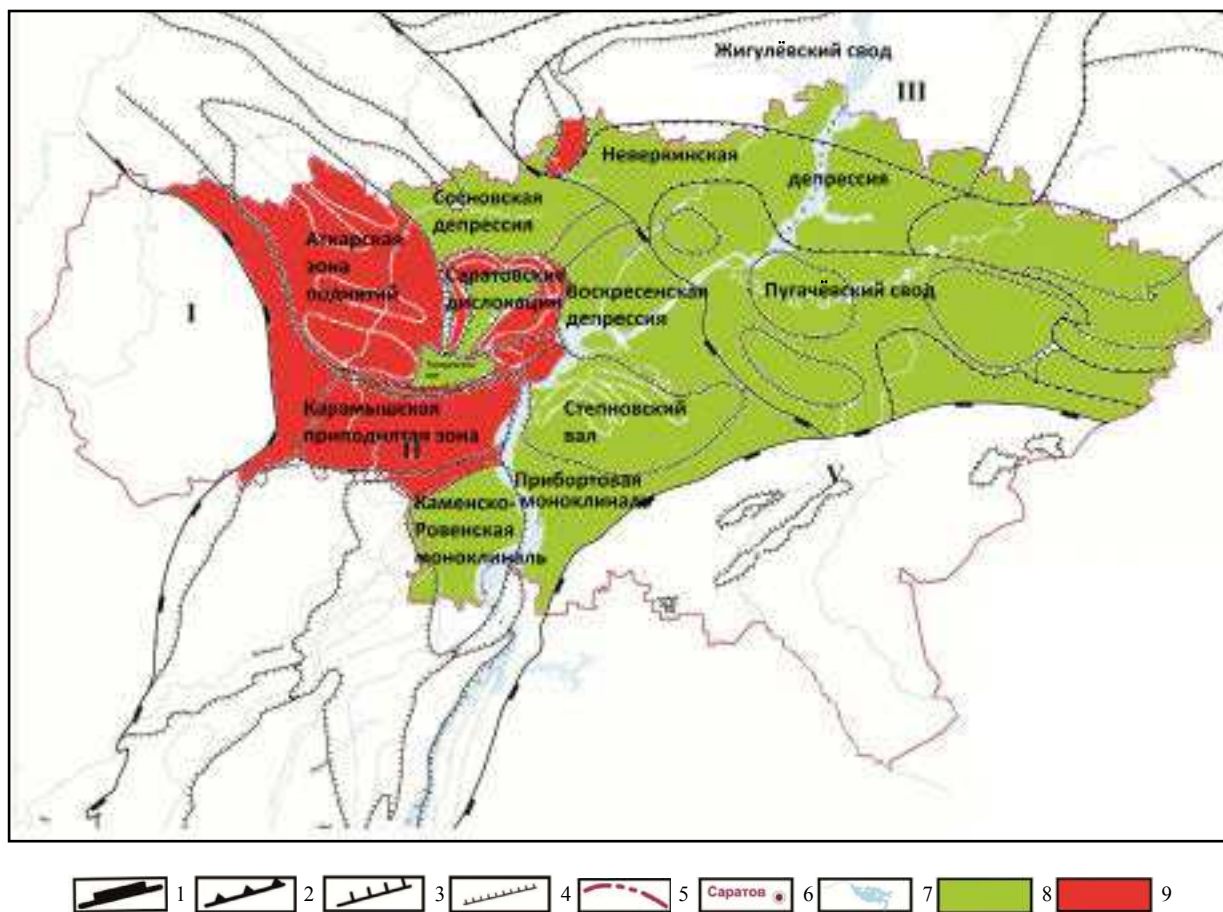
ного развития – с унаследованными тектоническими движениями положительного знака: Пугачёвский и Жигулёвский своды, Бузулукская впадина (рис. 4).

В пределах Рязано-Саратовского прогиба выделяются структуры меньшего порядка с различной историей развития на герцинском и более поздних этапах тектогенеза. Здесь выделяются как унаследованные, так и инверсионные структуры. К унаследованным относятся Степновский сложный вал, Воскресенская впадина, Каменная структурная терраса, Сосновская депрессия, Базарно-Карабулакская дислокация, Корсаковская депрессия в пределах Саратовских дислокаций, Татищевский вал. Характер

изменения толщин отложений девона, карбона и мезозоя определил унаследованный характер их развития в течение всего фанерозоя.

К инверсионным структурам относятся Аткарская впадина, Карамышская впадина, Ртищевско-Баландинский вал, Елшано-Сергиевский вал, Казанлинский вал. В пределах Саратовских дислокаций – Косолаповский, Тепловский, Смирновский и Ивановско-Покровский грабены.

С начала среднего девона здесь на месте современных положительных элементов формируются зоны прогибания, а на месте отрицательных – зоны приподнятого залегания. В послепалеозойское время в ре-



**Рис. 4. Историко-тектоническая схема основных структурных элементов**

Элементы тектонического районирования: 1 – границы надпорядковых тектонических элементов: I – Воронежская антеклиза, II – Рязано-Саратовский прогиб, III – Волго-Уральская антеклиза, IV – Предуральский мегапрогиб, V – Прикаспийская впадина; 2 – границы тектонических элементов I порядка; 3 – границы тектонических элементов II порядка; 4 – границы тектонических элементов III порядка; элементы географической основы: 5 – административные границы; 6 – административные центры; 7 – гидросеть; 8 – унаследованные структуры; 9 – инверсионные структуры



зультате инверсии движений происходит коренная перестройка структурного плана. Эта перестройка связана с двумя фазами тектогенеза – предсреднеюрской и преднеогеновой, которые сопровождались структуроформирующими движениями [9].

На протяжении более чем 60 лет для территории правобережья Саратовской области геологи не могли решить проблему поисков в терригенном девоне. Основная причина – значительное несоответствие структурных планов терригенного девона и вышележащих отложений. В результате все немногочисленные открытия здесь являлись практически случайными.

Локальные структуры могли быть сформированы в разные тектонические фазы (в предсреднеюрскую или в преднеогеновую) либо при совместном их участии, а могли быть расформированы из-за наложения фаз и регионального наклона. Более того, даже в пределах унаследованных структур второго порядка для разных локальных поднятий отмечаются различные этапы структурообразования [9], отличающиеся как по времени, так и по интенсивности.

Таким образом, при восстановлении истории распределения УВ, возможного «перехвата» миграционных потоков или их палеотранзита через участки современных структур и аккумуляции даже для зон унаследованного развития остается актуальной реконструкция истории структуроформирующих движений как оцениваемой структуры, так и структур, расположенных на путях миграционных потоков к ней.

Воробьев В. Я. [2] выделяет пять, а для рассматриваемой территории четыре различных направления, характеризующихся преобладанием определенных типов структур и, соответственно, набором косвенных показателей прогнозирования.

1. Внешнее обрамление Прикаспийской впадины с широким развитием погребенных структур.

2. Системы поднятий с развитием унаследованных структур.

3. Депрессии новейшего этапа формирования (наложенные) с развитием погребенных поднятий двухфазного формирования.

4. Инверсионные системы дислокаций.

Такая сложная история формирования территории в целом и каждой локальной структуры в частности не могла не отразиться на особенностях формирования залежей углеводородов и должна учитываться как при оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур, так и при количественной и качественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата территории.

Учитывая эти различия, работы по палеорекострукции структуроформирующих движений при локальном прогнозе нефтегазоносности локальных объектов необходимо выполнять, в первую очередь, на тектонических элементах, испытавших инверсионные движения. При этом особое внимание следует уделять двум фазам тектогенеза – предсреднеюрской и преднеогеновой, которые сопровождались структуроформирующими движениями.

Особенно следует подчеркнуть, что ввиду значительных различий по времени проявления, интенсивности тектонических движений и дизъюнктивной тектоники на различных участках в данных районах такие исследования необходимо выполнять для каждой локальной структуры на фоне общей реконструкции истории тектонических движений тектонического элемента в целом.

На участках с унаследованной историей тектонических движений эти исследования можно считать необязательными, но желательными (рис. 4).

Использование сделанных выводов и рекомендаций необходимо в практике поиско-

во-оценочных работ на стадиях выявления и подготовки объектов к поисковому бурению, а также при количественной оценке прогнозных ресурсов УВ.

## Л и т е р а т у р а

1. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области [Текст]: [В 8 т.] /М-во нефт. пром-сти. АН СССР. Ин-т геологии и разраб. горючих ископаемых. Волж. отд-ние. – Москва: Недра, 1973–1979. Т. 5: Куйбышевское Поволжье [Текст] / [Авт. С. Я. Вайнбаум, М. И. Зайдельсон, Н. А. Копрова [и др.]. – 1973. – 295 с.
2. Воробьев В. Я. Информационность методов прогнозирования платформенных структур. – Л.: Недра, 1991. – 272 с.
3. Жузе Т. П. Миграция углеводородов в осадочных породах. – М.: Недра, 1986. – 188 с.
4. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 82 с.
5. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. – М.: ВНИГНИ, 1983. – 215 с.
6. Милешина А. Г., Калинин М. К., Сафонова Г. И. Изменение нефтей при фильтрации через породы. – М.: Недра, 1983. – 175 с.
7. Неручев С. Г. и др. Справочник по геохимии нефти и газа /под ред. С. Г. Неручева. – СПб.: Недра, 1998. – 567 с.
8. Орешкин И. В. Бассейновое моделирование: история создания, методология, практические результаты //Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – Вып. 28. – с. 7–10.
9. Шебалдин В. П. Тектоника Саратовской области. – Саратов: ОАО «Саратовнефтегеофизика», 2008. – 60 с.

УДК 550.8.05:551.7.022

## К МЕТОДИКЕ ПОСТРОЕНИЯ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ

© 2016 г. В. Н. Староверов

АО "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

В последние десятилетия седиментационное моделирование стало неотъемлемой частью фациальных и палеогеографических исследований. Специфика процессов терригенного и карбонатного осадконакопления обуславливает построение двух самостоятельных вариантов седиментационных моделей. Основная цель моделирования заключается в реконструкции палеобстановок и прогнозе распределения фаций. То есть выступает в качестве основного инструмента для построения геологически корректной фациальной модели осадочных комплексов высокой точности.

При анализе закономерностей процесса осадконакопления с различной степенью детальности могут быть оценены следующие седиментационные параметры.

1) Поступление и транспортировка материала (скорость и тип привноса осадочного материала, состав аллотигенных компонентов, примесь из тафрогенных источников, количественная и качественная характеристика биофильных элементов.

2) Аккумуляция, в частности уточнение таких деталей, как тип процесса (площадная, локальная, ритмичная); его интенсивность – гидравлический режим (скорость,