

Особенности нефтегазоносности и формирования ресурсного потенциала углеводородов юго-востока Русской плиты

- Орешкин И.В., Орешкин А.И., Новиков С.А., АО «НВНИИГГ», г.Саратов
- Нысанова А.С., Тулегенова Г.П., НАО КазННТУ, г. Алматы (Казахстан)

В статье рассмотрены механизмы формирования месторождений нефти и газа в Прикаспийской и на юге Волго-Уральской НГП. Показана ведущая роль комплексов - доминант в формировании крупнейших месторождений УВ в Прикаспии и значительное влияние миграции УВ со стороны Прикаспийской впадины на формирование ресурсного потенциала юга Волго-Уральской провинции.

Территория, рассматриваемая в данной статье, ограничивается с запада границей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП), юго-восточным склоном Токмовского свода, северными границами Жигулевского свода, Бузулукской впадины и Оренбургского свода, а также включает Прикаспийскую НГП, ее российский и казахстанский участки.

В подсолевых отложениях Прикаспийской НГП в настоящее время открыты такие уникальные скопления УВ как: Астраханское газоконденсатное, Карачаганакское нефтегазоконденсатное, нефтяные Тенгиз и Кашаган, Жанажольская группа нефтяных и газоконденсатных месторождений.

На Волго-Уральской части территории открыто только одно крупнейшее Оренбургское нефте-газо-конденсатное месторождение, а в основном промышленные залежи нефти и газа здесь относятся к классу мелких и средних. При этом севернее, в Волго-Уральской НГП, известно большое количество крупных месторождений углеводородов (УВ) и одно уникальное – Ромашкинское нефтяное месторождение.

В геологии общеизвестно, что для корректной оценки перспектив региона и для успешного поиска месторождений любых видов полезных ископаемых, наряду с изучением геологического строения региона, необходимо понимание условий формирования и закономер-

ностей распределения месторождений в конкретных геологических условиях данной территории.

Для формирования залежей УВ требуется:

- наличие ловушки и достаточно обширной нефтегазосборной площади;
- наличие протяженных литологически выдержанных путей миграции углеводородов;
- достаточное количество генерированных углеводородов.

В пределах Прикаспийской НГП залежь Астраханского месторождения (АСГКМ) лишь частично заполняет крупнейшую ловушку и представлена газоконденсатной смесью значительно недонасыщенную жидкими УВ. По перечисленным особенностям АСГКМ коренным образом отличается от Тенгизского и Кашаганского нефтяных месторождений. Залежи Тенгиза и Кашагана характеризуется максимальной заполненностью ловушки и представлены нефтяными пластовыми системами, предельно насыщенными растворенным газом, при отсутствии свободного газа. При этом по ряду параметров (литология, тип РОВ, геотермический режим, соленосная покрывка, удаленность от зоны ее выклинивания и т.д.) АСГКМ и Тенгиз – Кашаганская зона весьма сходны.

Как показывают расчеты, АСГКМ, в современном его объеме, могло сформироваться за счет собственного генераци-

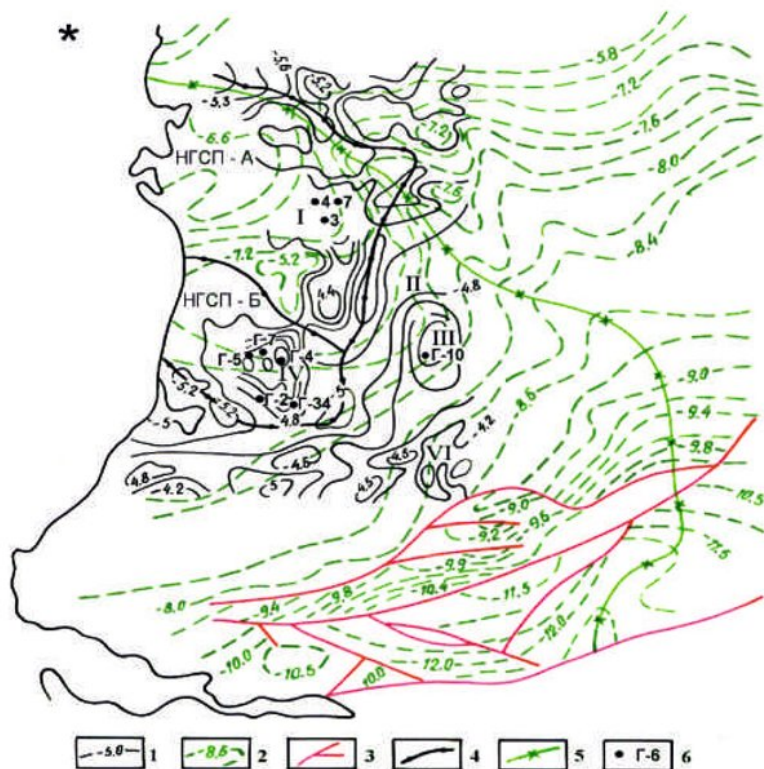


Рис. 1. Нефтегазосборные площади по отражающим горизонтам P_1 и P_3 .

онного потенциала подсолевого палеозоя Астраханского свода. Мощными источниками преимущественно газообразных УВ для Астраханского свода, особенно начиная с юрского времени, могли являться также подсолевые отложения Сарпинского мегапрогиба и Центрально-Прикаспийской депрессии, что и явилось причиной значительного превышения газообразных в сумме УВ АСГКМ и, в результате, недонасыщенности его пластовой смеси жидкими УВ.

Основным источником УВ для Тенгиза и Кашагана являлись мощные девонские нефтегазоматеринские породы, содержащие сапропелевое, либо гумусово-сапропелевое рассеянное органическое вещество (РОВ), преимущественно липоидного состава [9]. Палеоплан кровли девона показывает, что основной миграционный поток постоянно был направлен с юга на север, т.е. со стороны Южно-

Эмбинского поднятия, где эти нефтегазоматеринские породы (НГМП) к концу карбона находились на глубинах около 5000 м, т.е. на стадии главной фазы нефтеобразования (ГФН).

Расчеты масштабов генерации и эмиграции УВ производились только в пределах современного нефтегазоносного бассейна (НГБ) Прикаспийской впадины [9] (Рис. 1).

Однако до начала инверсионных движений на рубеже карбона и перми мощным очагом генерации являлся Южно-Эмбинский авлакоген. На миогеосинклинальном этапе девонско-нижнекаменноугольные отложения, например в районе Туресая, могли находиться на глубинах до 5000-5600 м, т.е. являлись мощным очагом генерации.

Определяющее значение, в формировании нефтегазоносности Каратон-Тенгизской зоны, имеют нижние части

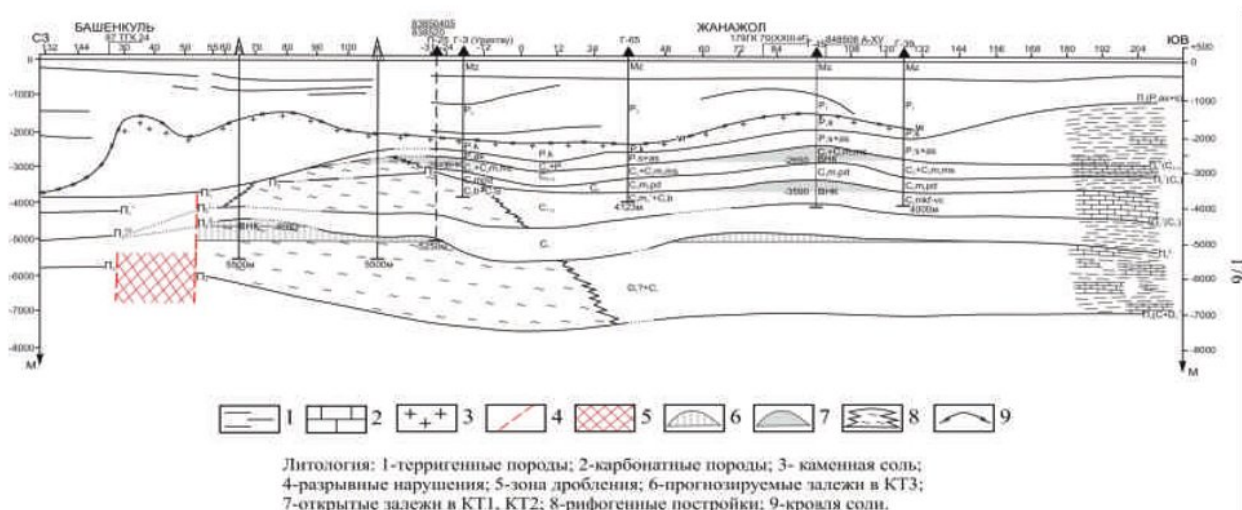
Изменчивости литологического состава терригенных пород и палеоструктурный анализ показывают, что дополнительными источниками УВ здесь не могли быть ни латеральная миграция с запада из внутренних частей Прикаспийской впадины, ни примыкавший с востока миогеосинклинальный прогиб. В результате основным поставщиком УВ являлась вертикальная миграция по тектоническим нарушениям в толщи КТ-2 и КТ-1 из нижележащих отложений. Это предположение подтверждается детальными флюидодинамическими исследованиями на месторождениях Кожасай, Урихтау и Кенкияк, а также особенностями гипсометрии ВНК и наличием "воронки внедрения" водогазонефтяной зоны в тело залежи в КТ-II Жанажольского месторождения [10]. Этот вывод позволил разработать критерии оценки степени перспективности локальных объектов Жаркамысско-Темирского района, которые впоследствии были подтверждены результатами поискового бурения. В частности, подтвердились отрицательные оценки перспектив нефтегазоносности площадей Аккудук, Аккум, Аккемир, Бактыгарын и др. и, напротив, на высоко оцененной структуре Локтыбай в последующем было открыто нефтяное месторождение.

Приведенные фактические данные и результаты расчетов позволяют предположить существование в районе месторождений Жанажол и Урихтау в отложениях толщи КТ-3 газоконденсатной залежи (залежей) с нефтяной оторочкой (Рис. 3).

Данные лабораторных исследований и оценка генерационного потенциала показывают, что основным источником УВ для Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) являлись внутренние участки Прикаспийской впадины, объединенные в единую НГСП. Важнейшим фактором формирования ОНГКМ явилось объединение в единый резервуар вмещающего среднекаменноугольно-нижнепермского НГК с отложениями нижележащего девонско-нижнекаменноугольного, обладающего более значительным НГМ потенциалом [6, 7].

О существовании подтока УВ из Прикаспийской впадины к Оренбургскому НГКМ свидетельствуют особенности углеводородного состава миграционных битумоидов (из продуктивных горизонтов месторождений УВ) в нижнепермских отложениях. Как было показано в работе [8], по мере удаления от впадины вверх по моноклинали наблюдается относительное обогащение эпигенетических битумоидов парафиновыми (более миграцион-

▼ Рис. 3. Сейсмогеологический разрез по профилю 848508 XII "И".



носпособными) и обеднение ароматическими (менее миграционноспособными) УВ [11]. Таким образом, Оренбургское месторождение, тектонически входящее в состав Волго-Уральской антиклизы и соответствующей НГП, генетически обязано своим формированием миграции УВ из Прикаспийской впадины (НГП).

Из шести рассмотренных крупнейших скоплений УВ в Прикаспийской впадине и ее ближайшем обрамлении, на пяти непосредственно (Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Астраханское, Оренбургское,) и на одном по комплексу косвенных данных (Жанажол) установлена гидродинамическая связь вмещающих каменноугольно-нижнепермских отложений с нижележащими комплексами девонско-турнейского возраста, являющимися доминантными НГМ комплексами региона.

Для двух преимущественно карбонатных НГК Прикаспийской НГП – верхнедевонско-нижнекаменноугольного и средне-верхнекаменноугольного, предполагается возможность дальней латеральной миграции от осевой части впадины до её бортовых уступов в пределах обширных нефтегазосборных площадей. Аккумуляция в пределах этих НГК осуществляется в основном в верхних частях разреза под региональной соленосной покрывкой. Все это в комплексе создает благоприятные условия для формирования крупных скоплений УВ. Иллюстрацией изложенной модели нефтегазонакопления служат известные в настоящее время крупнейшие месторождения региона (Астраханское, Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Оренбургское), приуроченные именно к карбонатным НГК.

Для карбонатно-терригенного средне-верхнедевонского НГК в целом также предполагается формирование скоплений УВ в пределах единых крупных НГСП. Значительно более высокая расчленен-

ность разреза на коллекторские и экраннующие пласты и меньшая степень выдержанности разреза по простиранию предполагают меньшую вероятность дальней латеральной миграции и меньшие масштабы межпластовых перетоков и, в результате, возможность формирования крупнейших залежей.

В отложениях нижнепермского НГК, представленных в основном кремнисто-глинисто-карбонатными осадками, масштабы как вертикальной, так и латеральной миграции весьма невысоки. Вероятность формирования крупных скоплений УВ в таких отложениях также невысока. Небольшие залежи здесь приурочены к невыдержанным по простиранию карбонатным пластам. В заполнении таких ловушек углеводородами участвовал небольшой объем окружающих их нефтегазоматеринских пород.

Одним из основных условий формирования скоплений углеводородов, генерированных НГМП, является их миграция из «очагов генерации».

Существование латерального миграционного потока от прибортовой зоны Прикаспийской впадины в юго-восточные участки Волго-Уральской НГП достаточно демонстрируется характером распространения газовых залежей, тяготеющих именно к этому району (Волгоградская, Саратовская, юг Самарской и Оренбургской областей). Севернее известны только нефтяные залежи с растворенным в нефтях газом. 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 переход от жирных метановых к сухим метановым свободным газам. Для визейско-нижнебашкирского нефтегазоносно-

го комплекса (НГК) – основного продуктивного комплекса в Прикаспийской впадине, характерен переход от метановых сернистых к метановым газам на север от бортовой зоны Прикаспийской впадины (Рис. 4).

Дополнительным подтверждением влияния Прикаспийской НГП на формирование ОНГКМ является соотношение метана и его гомологов в составе нефте-растворенных газов Оренбургского участка с газами залежей западного и северо-западного обрамления впадины. В частности, соотношение CH_4/C_2H_6+v 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 внутренних частей впадины, характеризуется отношением CH_4/C_2H_6+v от 3,36 до 6,23.

Анализ состава нефтей в залежах южной части Самарской области свидетельствует о наличии здесь различных

очагов генерации УВ. Первый охватывает залежи нефти северо-западного борта Бузулукской впадины и Жигулевского свода, второй – южный склон Альметьевской вершины и Ставропольской впадины [1].

На юге Волго-Уральской провинции расположена унаследованная Воскресенская впадина, расположенная в непосредственной близости от прибортовой зоны Прикаспийской впадины.

Как видно из структурной карты по кровле терригенного девона (Рис 5) Воскресенская впадина практически изолирована от миграционного потока со стороны Прикаспийской впадины и ее прибортовой зоны.

Сопоставление составов ардатовской нефти Калининского месторождения, единственного месторождения в Воскресенской впадине, с одновозрастными нефтями месторождений Степновского вала показывает, что нефть Калининского месторождения значительно более обогащена смолами, асфальтенами и

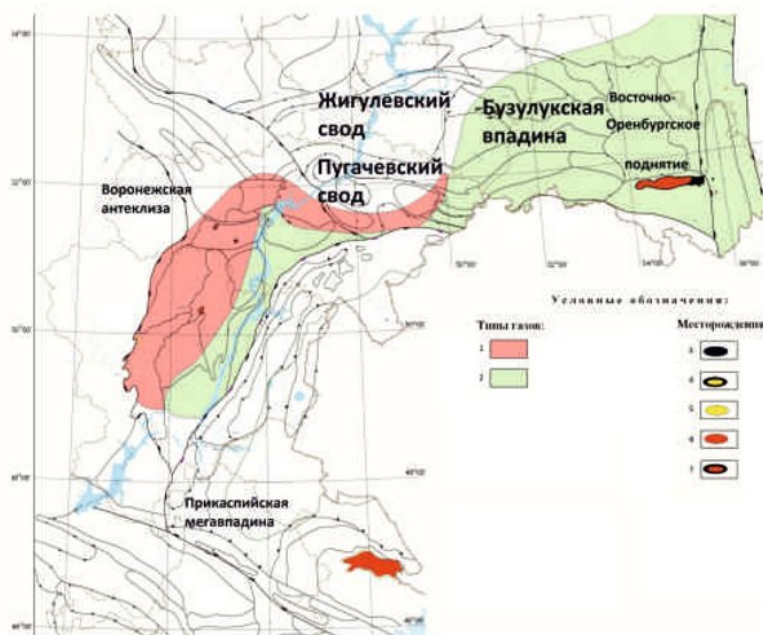


Рис. 4. Схема распределения состава свободных газов в визейско-ниже-башкирском НГК юга Волго-Уральской НГП.

Условные обозначения:

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

серой по сравнению с нефтями месторождений Степновского вала, в т.ч. расположенными в непосредственной близости (Первомайское, Восточно-Сусловское, Любимовское) (Табл. 1).

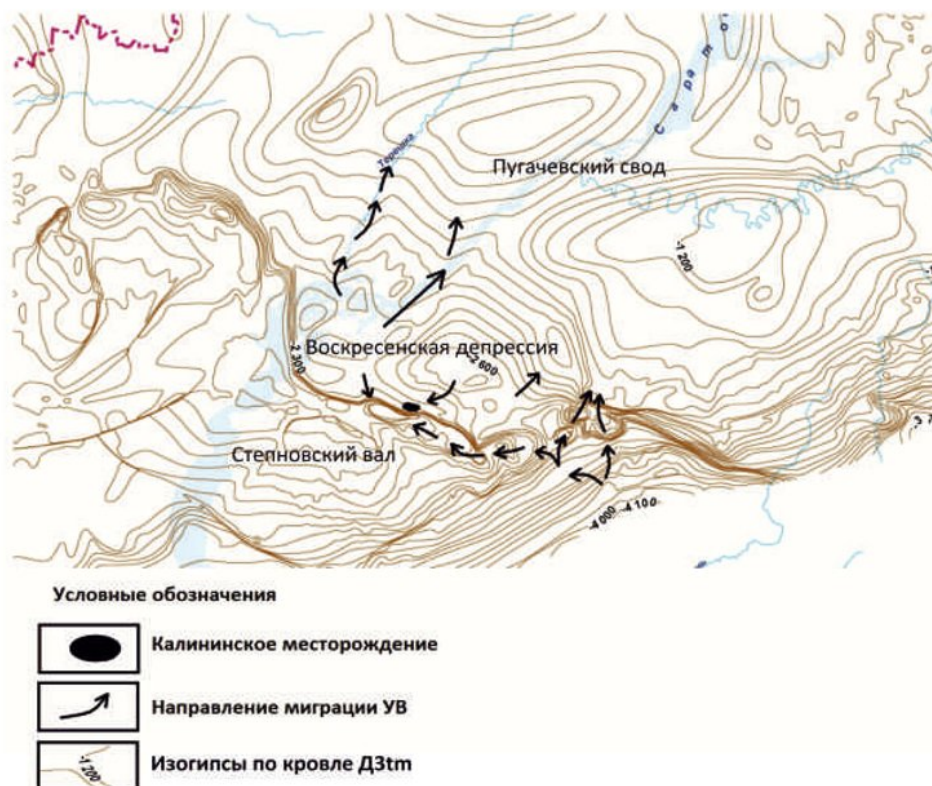
▼ Табл. 1. Компонентный состав нефтей Степновского вала и Калининского месторождения.

Тектонический элемент (ЗНГН)	Смолы	Асфальтены	Сера
Степновский вал	6	1	0,21-0,55
Калининское	15,58	3,66	1,23

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 прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Тогда как Калининское месторождение, видимо, сформировалось за счет собственного источника в Воскресенской впадине.

На юге Волго-Уральской НГП можно выделить участки как подверженные притоку УВ со стороны прибортовой зоны или даже внутренних частей Прикаспийской впадины (Оренбургский, Пугачевский своды, Степновский вал, прибортовая моноклираль и т.д.), так и обеспеченные в основном собственным генерационным потенциалом (Воскресенская, Бузулукская, Ставропольская впадины и т.д.). Условия миграции УВ со стороны Прикаспийской впадины на различных участках не одинаковы.

На Оренбургском участке, между терригенной толщей ордовик-силурийского возраста и региональной галогенной покрывкой кунгура, промежуточные флюидоупоры практически отсутствуют. Преобладание в разрезе карбонатных отложений и, как результат, раскрытость недр этого участка Волго-Уральской НГП на юг, создает благоприятные условия для масштабной миграции УВ из внутренних частей Прикаспийской впадины. В результате основные запасы УВ (Оренбургское



► Рис. 5. Направления миграции УВ в районе Воскресенской впадины.

НГКМ) здесь сосредоточены под региональной соленосной покрывкой кунгура.

На Волгоградско-Саратовском участке сформировался экранирующий барьер, образованный смыканием глинистой мелекесско-верейской толщей депрессионных отложений ассельско-артинского возраста и сульфатно-галогенной толщей кунгура и замещением на юг карбонатных НГК среднего-нижнего карбона и верхнего девона на депрессионные терригенно-карбонатные отложения

Основным источником жидких и газообразных УВ для данного участка 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.

Исходя из генетических критериев генерации углеводородов, значительная доля газовых залежей в косьвинско-алексинском и в верейско-мелекесском комплексах, вероятно, объясняется значительно большей долей гумусовой составляющей в их суммарном органическом веществе, по сравнению с карбонатно-терригенным комплексом среднего-верхнего девона.

Для косьвинско-алексинского комплекса заметную роль играет его нахождение в главной фазе газообразования на юге территории – в прибортовой зоне Прикаспийской впадины, юге Бузулукской впадины и юго-востоке Каменско-Ровенской моноклинали.

Таким образом, приведенный фактический материал свидетельствует о весь-

ма значительном влиянии процессов миграции УВ из глубокопогруженных палеозойских отложений Прикаспийской впадины на формирование залежей нефти и газа в южной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Особое внимание при оценке перспектив нефтегазоносности юга Волго-Уральской НГП следует уделять палеоструктурному анализу формирования как локальных структур, так и более крупных тектонических элементов, особенно с инверсионной историей развития. На протяжении более чем 60 лет геологи не могут решить проблему поисков в терригенном девоне на территории правобережья Саратовской и Волгоградской областей. Основной причиной такого положения является значительное несоответствие структурных планов терригенного девона и вышележащих отложений.

К инверсионным структурам здесь относятся: Аткарская, Карамышская, Линевская впадины, Ртищевско-Баландинский, Елшано-Сергиевский, Казанлинский вал и т.д.

С начала среднего девона здесь на месте современных положительных элементов формируются зоны прогиба, а на месте отрицательных – зоны приподнятого залегания. В послепалеозойское время в результате инверсии движений происходит коренная перестройка структурного плана. Эта перестройка связана с двумя фазами тектогенеза – предсреднеюрской и преднеогеновой, сопровождавшимися структуроформирующими движениями.

Все сказанное выше свидетельствует также о необходимости учета условий формирования скоплений УВ при регулярной количественной оценке прогнозных ресурсов нефти и газа. Однако, при разработке каждого нового Методического указания и руководств их авторы все

дальше отходят от возможности учета обеспеченности процессов формирования залежей УВ самими УВ. Так в Методических указаниях.....1975 г. [3] в требованиях к эталонным и расчетным участкам было указано: «Как эталонный, так и расчетный участки должны располагаться в пределах единого элемента нефтегазо-геологического районирования и по возможности быть замкнутыми в структурном и миграционном отношении». А в методическом руководстве... 2000 г. [4] ни о какой миграционной замкнутости речи не идет, а выделение эталонного участка зависит не от особенностей формирования в его пределах скоплений УВ и даже не от его геологического строения, а по существу только от сложившейся на данное время истории его изучения и опробования.

Положительный опыт практического применения методики бассейнового моделирования на региональном и зональном уровне показывает [6,7-10], что данная методика может и должна использоваться и при количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. В частности, эталонный и расчетный участки должны представлять собой НГСП, выделенные на структурных картах по подошве флюидоупора, перекрывающего данный НГК.

Также, учитывая рассмотренные выше различия в характере развития различных тектонических элементов, необходим учет тектонической истории их развития при выделении эталонных и расчетных участков.

Литература

1. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Том V, Куйбышевское Поволжье. – М.: Недра, 1973. – 293 с.
2. Марабаев Ж.Н., Жолтаев Г.Ж. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия. Астана, 2005. – 195 с.
3. Методические рекомендации по геохимическим методам поисков месторождений нефти и газа. – М.: ОНТИ ВНИИЯГГ, 1975.
4. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 82с.
5. Навроцкий О.К., Федоров Д.Л. и др. Геохимические особенности формирования Карачаганакского месторождения. // Советская геология, 1986, № 12 – с. 109-113.
6. Орешкин А.И. Роль миграции в формировании залежей нефти и газа юга Волго-Уральской НГП. // "Трофимуковские чтения – 2013". Новосибирск. Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. СО РАН. – 2013. – с. 108-111.
7. Орешкин И.В. Влияние дальней миграции и условий аккумуляции углеводородов на нефтегазоносность периферийных частей осадочных бассейнов. // Недра Поволжья и Прикаспия. – 1996. – Вып. 10. – с. 12-15.
8. Орешкин И.В. Генетические критерии оценки перспектив нефтегазоносности подсолевых отложений Прикаспийской впадины. // Геология нефти и газа. 1983, № 10. – с. 20-25.
9. Орешкин И.В. Особенности формирования месторождений и прогноз нефтегазоносности юго-восточной части Прикаспийской впадины. // Геология нефти и газа. – 1992. – № 10. – с. 10-12.
10. Орешкин И.В., Постнова Е.В. и др. Условия формирования залежей углеводородов и локальный прогноз нефтегазоносности подсолевых отложений восточной части Прикаспийской впадины. // Недра Поволжья и Прикаспия. – 1991. – Пробный выпуск. – с. 33-39.
11. Жузе Т.П. Миграция углеводородов в осадочных породах. – М.: Недра, 1986. – 188 с.