



12. Япаскерт О. В. Генетическая минералогия и стадийный анализ процессов осадочного породо- и рудообразования. М. : ЭСЛАН, 2008. 356 с.
13. Коробов А. Д., Коробова Л. А. Пульсирующий стресс как отражение тектоно-гидротермальной активизации и его роль в формировании продуктивных коллекторов чехла (на примере Западной Сибири) // Геология, геофизика, разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 6. С. 4–12.
14. Абдуллин Р. А. Природа высокой проницаемости пород-коллекторов шеркалинского горизонта Краснотеннинского района Западной Сибири // Докл. АН СССР. 1991. Т. 316, № 2. С. 422–424.
15. Лукин А. Е., Гарипов О. М. Литогенез и нефтеносность юрских терригенных отложений Среднеширотного Приобья // Литология и полезные ископаемые. 1994. № 5. С. 65–85.
16. Набоко С. И. Физико-химические условия гидротермальной калишпатизации и альбитизации // Проблемы петрологии и генетической минералогии : в 2 т. М. : Наука, 1970. Т. 2. С. 88–97.
17. Копелювич А. В. Явления эпигенетической альбитизации плагиоклазов в песчаниках древних толщ Приднестровья // Тр. Вост.-Сиб. геол. ин-та. Сер. геол. 1962. Вып. 5. С. 109–122.
18. Коржинский Д. С. Очерк метасоматических процессов // Основные проблемы в учении о магматогенных рудных месторождениях. М. : Изд-во АН СССР, 1953. С. 332–452.
19. Григорьев Д. П. Основы конституции минералов. М. : Госгеолтехиздат, 1962. 327 с.
20. Белкин В. И., Бачурин А. К. Строение и происхождение высокопроницаемых коллекторов из базальных слоёв юры Талинского месторождения // Докл. АН СССР. 1990. Т. 310, № 6. С. 1414–1416.
21. Наковник Н. И. Вторичные кварциты СССР и связанные с ними месторождения полезных ископаемых. М. : Недра, 1968. 335 с.
22. История гидротермального минералообразования Паужетского месторождения парогидротерм и палеогидротермальных систем района / А. Д. Коробов, О. П. Гончаренко, С. Ф. Главатских [и др.] // Структура гидротермальной системы. М. : Наука, 1993. С. 88–120.
23. Нуднер В. А., Резник А. Д. Минеральные подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна // Подземные воды Сибири и Дальнего Востока. М. : Наука, 1971. С. 118–124.
24. Елизаров В. И., Толстиков Г. А. Гидрогеологическая характеристика разрабатываемых нефтяных месторождений Сургутского свода // Подземные воды Сибири и Дальнего Востока. М. : Наука, 1971. С. 219–222.
25. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазосности Западно-Сибирского мегабассейна Тюмень : Изд-во ТюмГНГУ, 2005. 225 с.
26. Нелюбин В. В., Обидин Н. И., Розин А. А., Ставицкий Б. П. Нижний гидрогеологический этаж // Гидрогеология СССР. Т. 26. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). М. : Недра, 1970. С. 130–182.
27. Розин А. А. Роль вертикальной миграции глубинных флюидов в формировании солевого состава подземных вод Западно-Сибирского бассейна // Советская геология. 1974. № 2. С. 96–104.
28. Бетехтин А. Г. Минералогия. М. : Гостехиздат, 1950. 956 с.
29. Куковский Е. Г., Мовчан Н. П., Шевченко В. И., Щербань И. П. Роль натрия в процессе гидротермальной аргиллизации вмещающих пород Славянского ртутного месторождения в Донбассе // Докл. АН Укр. ССР. 1982. № 3. С. 18–21.

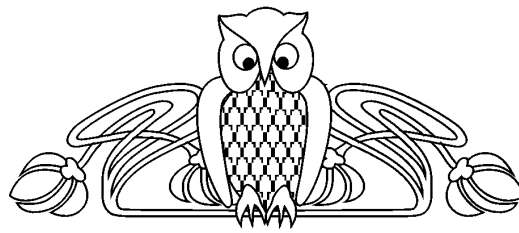
УДК 550.812:553.98:551.734.3/5(470.44)

НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ДЕВОНСКО- НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СТЕПНОВСКОГО СЛОЖНОГО ВАЛА

И. В. Орешкин, А. И. Орешкин

ФГУП Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики (НВНИИГГ), Саратов
E-mail: oreshkin@nvniigg.san.ru

Обосновывается связь залежей девонско-нижнекаменноугольного и визейского нефтегазосных комплексов Степновского вала с зоной размыва (от тиманских до воробьевских отложений) нижежащего эйфельско-нижнефранского комплекса. На основе данных о составах нефтей и свободных газов показано наличие латерального миграционного потока от Прикаспийской впадины к южным и юго-западным районам Волго-Уральской нефтегазосной провинции. Рассмотрена приуроченность ловушек в эйфельско-нижнефранском комплексе к разрывным нарушениям,



экранирующим миграцию из Прикаспийской впадины. На этой основе выделены приоритетные направления поисковых работ в пределах Степновского сложного вала.

Ключевые слова: миграция, составы битумоидов и газов, зоны размыва, распределение залежей, тектонически экранированные ловушки, направления поисковых работ.

Trends of Hydrocarbon Exploration in the Devonian-Lower Carboniferous Beds of the Stepnovskij Composite Swell

I. V. Oreskin, A. I. Oreskin

Arguments are provided to substantiate relationship between the beds from the Devonian-Lower Carboniferous and the Visean petroleum complexes in the Stepnovskij swell and the wash-out zone (from the



Timansian to the Vorobyevskian beds) of the underlying Eifelian-Lower Frasnian complex. The data on the compositions of oils and free gases is used to show the presence of a lateral migration flow from the Pricaspian Depression to the southern and the southwestern areas of the Volga-Ural petroleum province. Considered is confinement of the traps in the Eifelian-Lower Frasnian complex to disjunctive dislocations screening migration from the Pricaspian Depression. This was used as the basis for outlining priority exploration trends within the Stepanovskij composite swell.

Key words: migration, bitumoid and gas compositions, washout zones, deposit distribution, tectonically screened traps, exploration trends.

Саратовская область характеризуется наименьшей степенью разведанности ресурсной базы УВ в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП). При неоднородной изученности территории наиболее освоенным является Степновский сложный вал (ССВ). Однако и здесь существуют реальные перспективы для поисков месторождений нефти и газа.

Проблеме обоснования направлений таких поисков посвящена данная статья.

Степновский сложный вал представляет собой Степновский нефтегазоносный район (НГР) Нижне-Волжской нефтегазоносной области (НГО) Волго-Уральской НГП.

На территории Саратовской области выделяют 6 крупных регионально выдержанных нефтегазоносных комплексов (НГК):

- 1) преимущественно терригенный средне-верхнедевонский (эйфельско-нижнефранский);
- 2) карбонатный верхнедевонско-нижнекаменноугольный (среднефранско-нижневизейский);
- 3) терригенный средне-верхневизейский (бобриковско-алексинский);
- 4) карбонатный верхневизейско-нижнебашкирский;
- 5) терригенный верхнебашкирско-нижнемосковский;
- 6) карбонатный среднекаменноугольно-нижнепермский (верхнемосковско-нижнекунгурской).

Из перечисленных комплексов, в пределах ССВ, непродуктивным является только среднекаменноугольно-нижнепермский НГК. Промышленная нефтегазоносность остальных пяти НГК доказана открытыми здесь месторождениями.

Выделенные комплексы в разной степени обладают однородным литолого-фациальным составом, общими особенностями гидродинамических и геохимических условий, характером нефтегазоносности, возрастной последовательностью пород, нефтегазопроводящими свитами, коллекторами, регионально распространенными покровками.

Количественные характеристики нефтегазоносности, а также ее качественные особенности зависят от многих факторов, имеющих тектоническую природу либо опосредованно с ней связанных. К таким факторам относятся:

- интенсивность структур;

- объем локальных структур;
- удаленность ловушки от регионального нарушения;

- амплитуда нарушений;
- тип структуры;
- положение локальной структуры на структурном элементе более высокого порядка и т. п.

Одним из существенных факторов, определяющих характер нефтегазоносности, является региональный наклон, на фоне которого локальные структуры формируются как осложняющие его элементы.

На территории саратовской части Нижне-Волжской НГО объектом исследований послужили средне-верхнедевонский карбонатно-терригенный, верхнедевонско-нижнекаменноугольный карбонатный нефтегазоносные комплексы (НГК), содержащие основные разведанные запасы и прогнозные ресурсы региона.

Структурной основой для выделения участков с различными значениями регионального наклона для перечисленных НГК послужили структурные карты соответственно кровли тимано-пашийского, кровли данково-лебедевского и кровли тульского горизонтов.

По каждой из перечисленных карт были построены карты региональных наклонов. При этом выделялись участки с более или менее однородным региональным наклоном по градациям: 0–10, 10–20, 20–30, 30–40, 40–50, 50–60 и более 60 м/км [1].

В пределах каждого выделенного участка подсчитывалось суммарное количество балансовых запасов нефти и свободного газа месторождений (включая суммарную добычу). Для каждого участка рассчитывались значения удельных плотностей запасов нефти и свободного газа на квадратный километр.

В средне-верхнедевонском НГК, на территории Степновского вала, наиболее высокие удельные плотности запасов нефти характерны для участков со значениями региональных наклонов от 0 до 30 м/км, с максимумом удельных плотностей запасов нефти в области градации 20–30 м/км.

В отложениях верхнедевонско-нижнекаменноугольного карбонатного НГК максимальные удельные плотности запасов нефти (22.2 тыс. т/км²) приурочены к участкам с региональным наклоном от 0 до 10 м/км, а газа (17.4 млн³/км²) от 40 до 50 м/км. Основные запасы нефти и максимальные значения их удельных плотностей в средне-верхневизейском НГК приурочены к участкам с региональным наклоном от 0 до 10 м/км.

Анализ полученных результатов показывает, что по трем рассмотренным НГК основные запасы нефти и их максимальные удельные плотности приурочены к участкам с региональным наклоном от 0 до 30 м/км. Максимальными удельными плотностями запасов газа характеризуются участки, региональный наклон которых составляет от 40 до 60 м/км.



Таким образом, для нефтяных месторождений характерно отчетливое тяготение к участкам с минимальными значениями регионального наклона. Максимальные удельные плотности (9,5 тыс. т/км) запасов нефти для всей рассмотренной территории, по всем трем НГК, приурочены к участкам с региональным наклоном от 0 до 10 м/км.

Необходимо отметить, что при смещении пика максимальных удельных плотностей запасов нефти в область региональных наклонов 20–30 м/км в средне-верхнедевонском НГК (с которым связана основная доля запасов рассмотренных НГК) приуроченность этого пика к градации 0–10 м/км в целом для трех НГК обеспечивается исключительно четкой концентрацией нефтяных залежей в верхнем девоне – нижнем карбоне на участках с минимальным региональным наклоном.

Максимальные удельные плотности запасов газа (суммарно для трех НГК) тяготеют к участкам с региональными наклонами 40–50 м/км. Как отмечалось выше, в средне-верхнедевонском НГК пик максимальных удельных плотностей запасов нефти смещен на градацию 10–20 м/км регионального наклона.

Отсутствие больших запасов нефти в терригенном девоне на участке Степновского вала с региональным наклоном от 0 до 10 м/км можно объяснить влиянием литологического фактора. В частности, в северной части Степновского вала, характеризующейся минимальными значениями регионального наклона (0–10 м/км), отмечается значительный размыв нижней части разреза карбонатного и верхней части терригенного девона. В результате эвано-ливенские отложения здесь залегают на разновозрастных отложениях от тимано-пашийского до воробьевского возраста. Именно в районе этого «литологического окна» структуры в терригенном девоне не содержат залежей нефти и газа. Напротив, в вышележащих отложениях верхнедевонско-нижнекаменноугольного и визейского карбонатных НГК именно к этому участку приурочены все открытые на Степновском валу залежи УВ (рис. 1, 2).

Данный факт позволяет предположить переток углеводородов через «литологическое окно» в покрывке, из ловушек в терригенном девоне – в вышележащий карбонатный НГК, до первой надежной покрывки.

Таким образом, часть запасов нефти и газа, которые должны были сконцентрироваться в ловушках терригенного девона на участке Степновского вала с региональным наклоном 0–10 м/км, в результате их размыва и отсутствия надежных покрывок мигрировали вверх по разрезу и аккумуляровались в отложениях верхнедевонско-нижнекаменноугольного карбонатного комплекса. Следовательно, отсутствие максимального пика нефтегазоносности в отложениях терригенного девона Степновского вала на градации 0–10 м/км не связано с особенностями структурного характера (региональный наклон), оно могло явиться

следствием наложения на общую закономерность литологического фактора.

С одной стороны, подобное отступление от общей закономерности свидетельствует о необходимости достаточно осторожного применения выявленных связей удельных плотностей запасов (ресурсов) УВ с региональным наклоном подошвы региональных и зональных покрывок. С другой стороны, в конкретном случае полученные данные могут помочь уточнить количество неразведанных прогнозных ресурсов Степновского вала.

Если исходить из того, что установленная закономерность между удельными плотностями запасов и значениями регионального наклона справедлива и для средне-верхнедевонского комплекса, то с учетом УВ, мигрировавших в вышележащий карбонатный НГК, удельные плотности запасов нефти с наклоном 0–10 м/км должны быть выше или, по крайней мере, не ниже участка с наклоном 10–20 м/км. Отсюда можно рассчитать прогнозируемое количество нефти, мигрировавшей из терригенного девона в вышележащий карбонатный НГК. Приняв, что удельные плотности запасов участка с наклоном 0–10 м/км равны удельным плотностям участка следующей градации (10–20 м/км) и составляют 95,5 тыс. т/км², суммарные прогнозные ресурсы при площади 358 км² оцениваются в 34189 тыс. т.

Из этого количества в терригенном девоне данного участка Степновского вала (0–10 м/км) аккумуляровалось (разведано) 9757 тыс. т, т. е. остальные, примерно 24 млн т, мигрировали в вышележащий карбонатный НГК. В карбонатном комплексе разведано на этом участке пока около 2 млн т. Следовательно, неразведанные запасы нефти верхнедевонско-нижнекаменноугольного НГК Степновского вала составляют около 22 млн т.

Надежность такого прогноза представляется достаточно высокой, поскольку в данном районе специальные поисковые работы на карбонаты верхнего девона – нижнего карбона не велись. Практически все известные здесь залежи были открыты попутно, в процессе основных поисковых работ на терригенный комплекс среднего-верхнего девона. Видимо, целенаправленные поисковые работы на объекты в карбонатном девоне могут дать значительный прирост запасов УВ на этом относительно небольшом участке Степновского сложного вала. О реальности новых открытий в отложениях карбонатного девона говорит тот факт, что все известные на ССВ залежи в этом комплексе, а также в визейском карбонатном НГК расположены именно над зоной глубокого размыва нижележащего НГК терригенного девона (см. рис. 1, 2).

Немаловажным фактором размещения залежей нефти и газа и, как следствие, поисковым признаком являются направления миграционного потока и размещение на его пути ловушек того или иного типа.

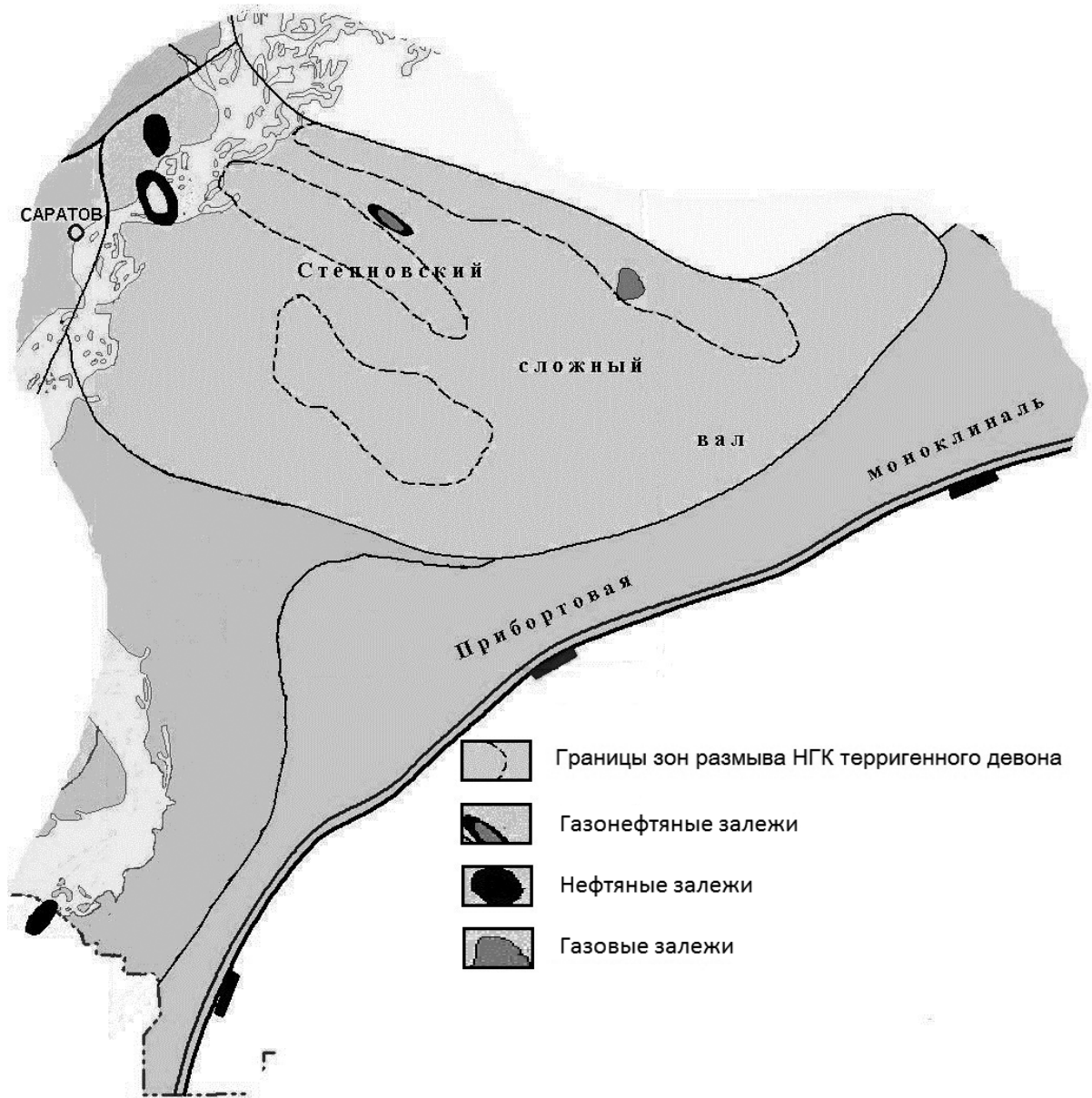


Рис. 1. Верхнедевонско-нижнекаменноугольный НГК

Влияние латерального миграционного подтока УВ от Прикаспийской впадины в юго-восточные участки Волго-Уральской НГП достаточно отчетливо видно по распространению газовых залежей, тяготеющих именно к этому району (Волгоградская и Саратовская области, юг Самарской и Оренбургской областей). При этом отчетливо видно 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, сернистых к сухим метановым свободным газам.

Как отмечается в [2], формирование Оренбургского НГКМ происходило в основном за счет латеральной миграции со стороны Прикаспийской

впадины по карбонатным коллекторам и контролируется структурным планом региональной соленосной покрышки кунгурского возраста.

Имеется лабораторное подтверждение данного направления миграционного потока.

В частности, о существовании подтока УВ из Прикаспийской впадины к Оренбургскому НГКМ свидетельствуют особенности углеводородного состава миграционных битумоидов (из продуктивных горизонтов месторождений) в нижнепермских отложениях. Лабораторно установлено, что по мере удаления от впадины вверх по моноклинали, по линии Копанское – Бердянское – Оренбургское – Шуваловское месторождения, наблюдается относительное обеднение эпигенетических битумоидов ароматическими и обогащение парафиновыми УВ.

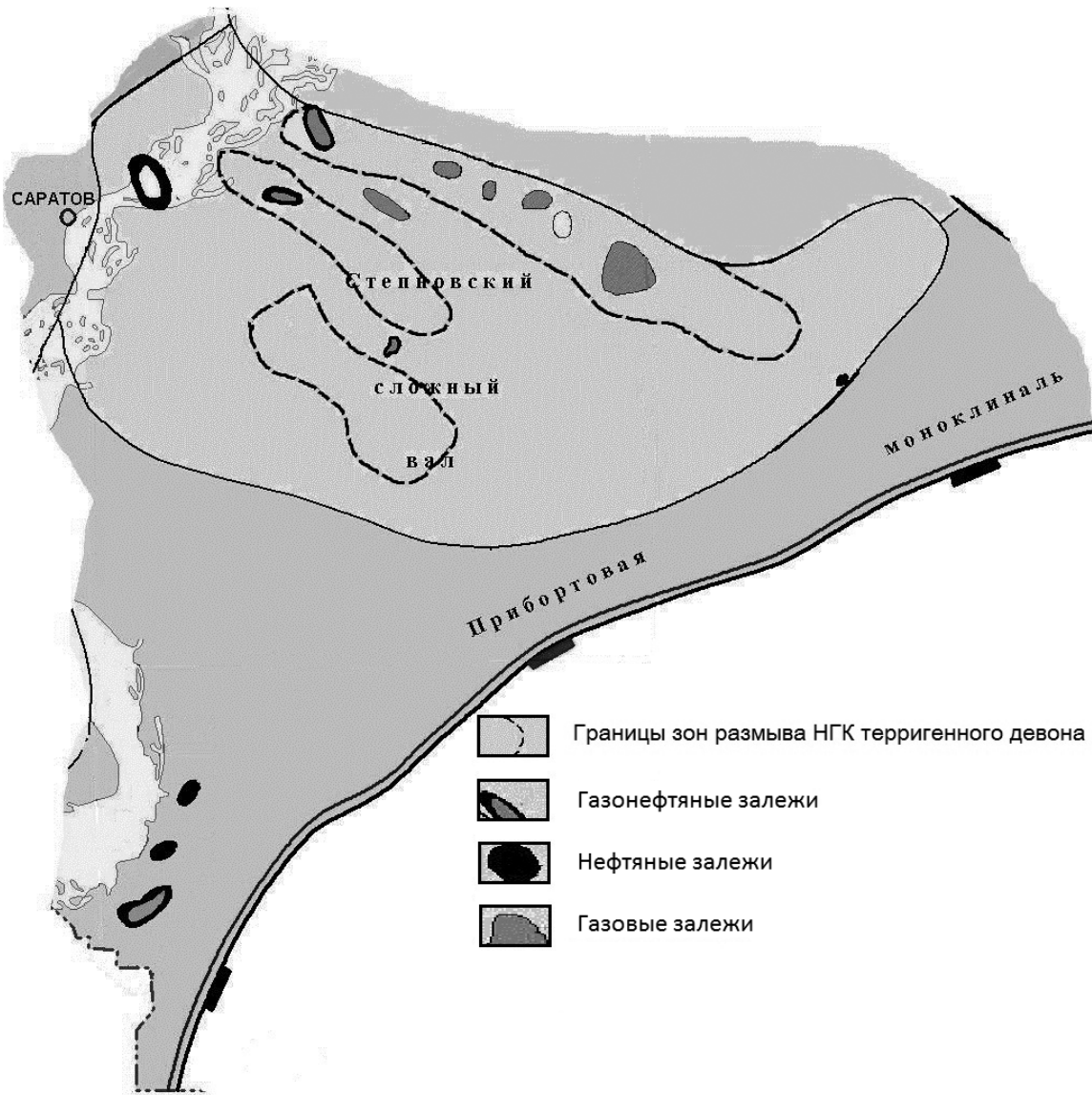


Рис. 2. Нижнекаменноугольный (визейский) НГК

Такое направленное изменение состава эпибитумоидов можно объяснить меньшей миграционной способностью ароматических углеводородов, по сравнению с парафиновыми [3].

При этом необходимым условием является наличие миграционного потока из внутренних частей Прикаспийской впадины на север. Расстояние от Копанского до Шуваловского месторождения составляет 81 км. В данном случае нетрудно представить себе и миграцию на расстояние в 200–250 км. Для этого необходимо наличие достаточно выдержанных каналов миграции и достаточного количества мигрирующих УВ.

Из приведенных выше фактических данных следует вывод о наличии весьма существенного латерального потока газообразных и жидких углеводородов по направлению от Прикаспийской впадины в юго-восточные области Волго-Уральской НГП. Причем этот миграционный поток, очевидно, имеет региональный характер.

Естественно, такой миграционный поток должен оказывать весьма существенное влияние на формирование залежей нефти и газа в ловушках палеозоя данного региона, к которому относится и Степновский сложный вал.

Как известно, на размещение ловушек УВ в эйфельско-нижнефранских отложениях ССВ большое, если не определяющее, значение оказывает разрывная тектоника, преимущественно предтиманского и предфаменского возраста. Соответственно значительная часть известных залежей здесь приурочена к ловушкам тектонически экранированным именно этими разрывными нарушениями.

Следовательно, наиболее перспективными являются ловушки, приуроченные: а) к блокам, расположенным южнее широтных разломов, таким как Любимовское (7), Розовское (14), Васнецовское (24), Горчаковское (26) (рис. 3); б) к своеобразным «мешкам», сформированным сопряженными сходящимися в северном направлении разломами субмеридианального направления,



по аналогии с Алексеевским (19), Стрепетовским (18), Пионерским (15) и Осиновским (12) месторождениями (см. рис. 3).

Таким образом, можно выделить три основных направления поиска новых залежей в девонско-нижнекаменноугольных нефтегазоносных комплексах Степновского вала.

1) в отложениях терригенного девона в ловушках тектонически экранированных субширотными разрывными нарушениями выше по региональному наклону – на пути миграционного потока с юга;

2) поиски в ловушках аналогичного типа – на стыках разрывных нарушений субмеридиаль-

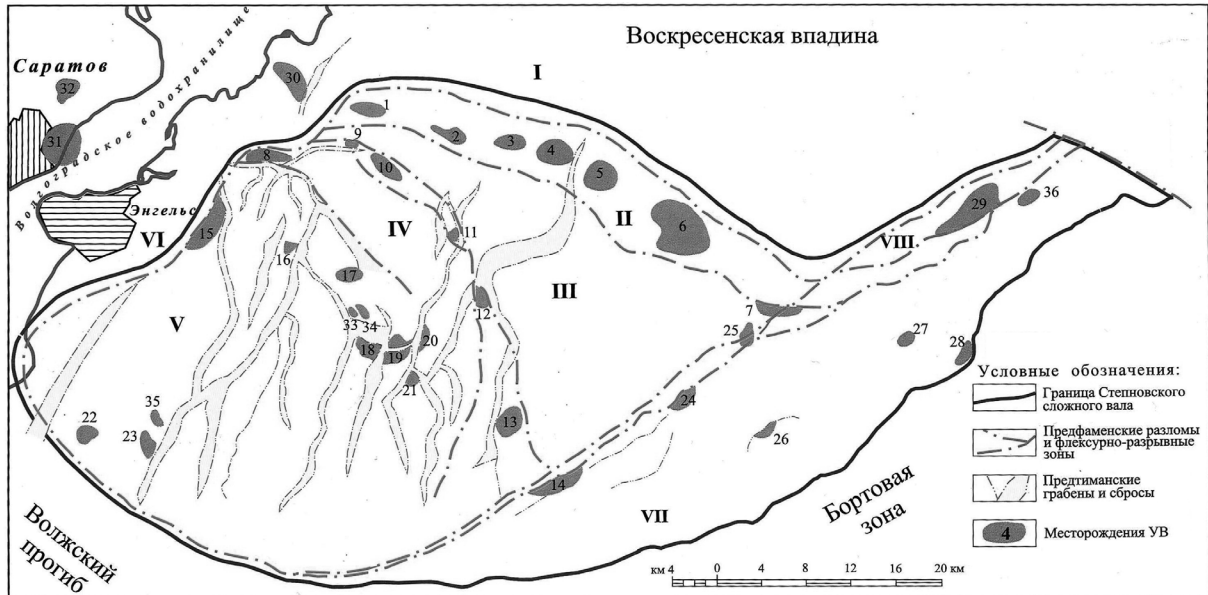


Рис. 3. Тектоническая схема Степновского сложного вала (Шебалдин, 2005): Предфаменские структурные блоки: I – Воскресенский; II – Фурмановско-Степновский; III – Отроговский; IV – Полянско-Приволжский; V – Грязнушинский; VI – Покровский; VII – Васнецовский; VIII – Мечеткинский. Месторождения нефти и газа: 1 – Старицкое; 2 – Фурмановское; 3 – Суловское; 4 – Восточно-Суловское; 5 – Первомайское; 6 – Степновское; 7 – Любимовское; 8 – Южно-Генеральское; 9 – Полянское; 10 – Луговское; 11 – Южно-Советское; 12 – Осиновское; 13 – Приволжское; 14 – Розовское; 15 – Пионерское; 16 – Грязнушинское; 17 – Южно-Грязнушинское; 18 – Стрепетовское; 19 – Алексеевское; 20 – Южно-Алексеевское; 22 – Терновское; 23 – Квасниковское; 24 – Васнецовское; 25 – Северо-Васнецовское; 26 – Горчаковское; 27 – Тамбовское; 28 – Соболевское; 29 – Мечеткинское; 30 – Генеральское; 31 – Соколовогорское; 32 – Гусельское; 33 – Заречное; 34 – Звездное; 35 – Восточно-Терновское; 36 – Преображенское

ного направления в отложениях эйфельско-нижнефранского НГК;

3) в верхнедевонско-нижнекаменноугольном карбонатном НГК зоной возможной нефтеносности могут быть участки на северо-востоке ССВ, связанные с размывом отложений терригенного девона и вертикальной миграцией нефти в вышележащий верхнедевонско-нижнекаменноугольный карбонатный НГК.

Возможные суммарные геологические запасы данного НГК могут достигать 20–25 млн т условного топлива.

Очевидно, что в современных условиях недропользования, когда на относительно небольших лицензионных участках недропользователь имеет 1–2 подготовленные структуры, в поисковое бурение они вводятся исходя из других критериев (надежность подготовки, объем ресурсов СЗ и т. д.). Однако при наличии выбора из фонда структур, а также при их поиске и подготовке, следует учитывать все перечисленные рекоменда-

ции, основанные на особенностях формирования залежей в терригенном и карбонатном девоне.

Кроме того, учет перечисленных особенности формирования и размещения залежей актуален не только для Степновского вала, но и для обширной территории прибортовой моноклинали, южных склонов и центральных частей Пугачевского свода и т. д.

Библиографический список

- Орешкин И. В., Тяжева О. В. Комплекс критериев прогноза нефтегазоносности подсолевых структур и качественно-фазовых характеристик флюидов // Прогнозирование геологического разреза в Прикаспийской впадине. Саратов, 1987. С. 68–76.
- Орешкин И. В. Бассейновое моделирование : история создания, методология, практические результаты // Недра Поволжья и Прикаспия. 2001. Вып. 28. С. 7–10.
- Жузе Т. П. Миграция углеводородов в осадочных породах. М., 1986.