

**ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ЮГО-ВОСТОКА СТЕПНОВСКОГО СЛОЖНОГО ВАЛА**

© 2016 г. Д. В. Токарев

АО "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

На рубеже веков нефтегазовая промышленность России столкнулась с проблемой, когда темп прироста разведанных запасов углеводородов (УВ) стал отставать от темпа их добычи. Перспектива открытия новых месторождений практически сводится к минимуму, особенно в хорошо изученных, старых нефтегазодобывающих районах, таких как Саратовское Поволжье.

Рассмотрим оценку перспектив нефтегазоносности на примере Степновского сложного вала (ССВ).

Степновский сложный вал находится в юго-восточной части Русской плиты в пределах Пачелмско-Саратовского авлакогена [1] и относится к Нижне-Волжской нефтегазоносной области (НГО), Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП). На юге ограничен Прибортовой моноклиной, на западе – Карамышской впадиной, на северо-западе – Саратовскими дислокациями, на северо-востоке – Воскресенской впадиной (рис.).

Рассматриваемая территория изучена сейсморазведкой и глубоким бурением неравномерно. Наиболее исследована ее северо-западная часть, где наблюдается большая плотность профилей сейсморазведки МОГТ-2D и большие площади покрыты сейсморазведкой МОГТ-3D. Наименее изученной частью Степновского сложного вала является его юго-восточная часть и зона сочленения с Прибортовой моноклиной, где не проводились сейсморазведочные исследования МОГТ-3D, а плотность профилей МОГТ-2D сравнительно низкая. При этом большинство сейсмиче-

ских работ выполнялись двадцать и более лет назад, то есть устаревшими на сегодняшний день техническими и обрабатываемыми комплексами. В связи с этим в данном районе ССВ целесообразно увеличить плотность сейсморазведки МОГТ-2D и провести переобработку и переинтерпретацию имеющегося геофизического материала современными программными комплексами.

На Степновском сложно построенном валу уже открыто более 30 нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, таких как Степновское, Грязнушинское, Розовское, Советское, Южно-Грязнушинское, Квасниковское и другие, большинство из которых приурочено к средне-верхнедевонскому литолого-стратиграфическому комплексу отложений.

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-нижнекунгурский).

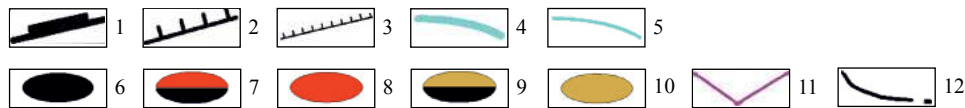


Рис. Обзорно-тектоническая схема Степновского сложного вала

Элементы тектонического районирования: 1 – границы надпорядковых тектонических элементов, 2 – границы тектонических элементов II порядка, 3 – границы тектонических элементов III порядка; элементы нефтегазогеологического районирования: 4 – границы нефтегазоносных провинций (НГП), 5 – границы нефтегазоносных областей (НГО); месторождения: 6 – нефтяные, 7 – нефтегазовые, 8 – газовые, 9 – нефтегазоконденсатные, 10 – газоконденсатные; 11 – граница нераспределенного фонда недр; 12 – зоны перспективности поиска УВ: I – район месторождений Горчаковское, Тамбовское, Соболевское; II – район месторождений Звездное, Осиновское, Лузянинское; III – Западно-Воскресенская – Северо-Васнецовская зона разломов; IV – Ново-Воскресенская – Южно-Романовская зона разломов

Из перечисленных комплексов в пределах Степновского сложного вала непродуктивным является только среднекаменноугольно-нижнепермский НГК.

Выделенные комплексы в разной степени обладают однородным литолого-фациальным составом, общими особенностями гидродинамических и гидрохимических условий, возрастной последовательностью пород, регионально распространенными покрывками – флюидоупоры в кровле и подошве, и промышленно нефтегазоносны.

Наиболее древними породами, в которых установлена промышленная нефтегазонос-

ность, являются отложения среднего девона. В целом можно отметить, что по всему терригенному девону сохраняется тенденция ухудшения коллекторских свойств в юго-восточном направлении, обусловленная первичными условиями осадконакопления, связанными с более мористой обстановкой, в которой оно протекало, а также с увеличением глубин погружения с северо-запада на юго-восток, и как следствие, уплотнением пород и неблагоприятными вторичными катагенетическими преобразованиями. Это относится в основном к терригенным коллекторам. Карбонатные породы по

мере погружения менее подвержены пост-седиментационным процессам уплотнения и, как показывает мировая практика, сохраняют свои коллекторские свойства на значительных глубинах.

Количественные характеристики нефтегазоносности, а также ее качественные особенности зависят от многих факторов, имеющих тектоническую природу либо опосредованно с ней связанных. К таким факторам относятся [2]:

- 1 – интенсивность структур;
- 2 – объем локальных структур;
- 3 – удаленность ловушки от регионального нарушения;
- 4 – амплитуда нарушений;
- 5 – тип структуры;
- 6 – положение локальной структуры на структурном элементе более высокого порядка и т. п.

Однако для глубокопогруженных НГК, геофизическая информация о строении которых часто имеет весьма неоднозначный характер, учет многих факторов либо весьма затруднен, либо невозможен. В данном случае в первую очередь следует принимать во внимание те факторы, которые контролируются хорошо картируемыми параметрами.

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. Однако максимальный пик удельных плотностей запасов нефти смещен в область градации 20–30 м/км [3].

В отложениях верхнедевонско-нижнекаменноугольного карбонатного НГК максимальные удельные плотности запасов нефти приурочены к участкам с региональным наклоном от 0 до 10 м/км, а газа – от 40 до 50 м/км.

Основные запасы нефти и газа и максимальные значения их удельных плотностей

в средне-верхневизейском НГК приурочены к участкам с региональным наклоном от 0 до 10 м/км.

Отсутствие больших запасов нефти 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 отсутствие в результате размыва преимущественно глинистых тимано-пашийской и более древних покровных в ардатовских и воробьевских отложениях. Именно в районе «литологического окна» структуры в терригенном девоне не содержат залежей нефти и газа. Напротив, в вышележащих отложениях карбонатно-верхнедевонско-нижнекаменноугольного НГК именно к этому участку Степновского вала приурочено максимальное скопление открытых здесь залежей УВ. Данный факт позволяет предположить переток углеводородов через «литологическое окно» в покровных из терригенного девона в вышележащий карбонатный НГК, до первой надежной покровной [2].

О реальности новых открытий в отложениях карбонатного девона говорит тот факт, что все известные на Степновском сложном валу залежи в этом комплексе расположены в зоне глубокого размыва нижележащего НГК – терригенного девона.

Таким образом, на территории Степновского сложного вала можно выделить три перспективных направления поиска новых залежей [2]:

1) Залежи в отложениях терригенного девона, приуроченные в первую очередь к блокам, ограниченным субширотными разломами с севера.

2) Блоки, образованные стыками предтиманских разрывных нарушений субмеридионального направления;

3) Локальные поднятия карбонатного комплекса верхнего девона – нижнего карбона на участках выпадения из разреза части терригенного девона.

Оценка степени перспективности Степновского сложного вала выполнялась на основе анализа условий формирования скоплений УВ. В частности, оценивалась возможность миграции УВ, стадия катагенеза в пределах поисковой зоны, величина регионального наклона, то есть была выполнена предварительная оценка степени перспективности поисковых зон, основанная на методических приемах технологии бассейнового моделирования [4]. Исходя из перечисленных критериев, оценивалась как степень перспективности поисковой зоны (вероятность открытия залежей УВ), так и возможные качественно-фазовые характеристики пластовых смесей.

В северной и северо-западной части территории Степновского сложного вала большинство месторождений приурочены к валам – Фурмановско-Степновскому, Осиновско-Луговскому, Грязнушинско-Алексеевскому, которые, согласно гравитационной теории формирования скоплений УВ, являются наиболее благоприятными зонами аккумуляции нефти и газа. Что же касается локальных поднятий, расположенных между валами, – они обеспечены значительно меньшими по объему нефтегазосборными площадями и, соответственно, оцениваются как существенно менее перспективные поисковые зоны.

К поисковой зоне первой очереди отнесен район Горчаковского, Тамбовского, Соболевского месторождений (рис.). Здесь можно ожидать открытия структурных и тектонически-экранированных залежей в терригенном девоне, а также структурных залежей в нижнем и среднем карбоне. По девонским отложениям данная территория представляет собой ступенчатую систему сбросов, к которым приурочены в выше-

лежащих пластах антиклинали. К началу тиманского времени данный участок был расчленен разноамплитудными сбросами на отдельные сравнительно плоские блоки – горсты и грабены, слабо наклоненные в южном и юго-восточном направлении. В результате проседаний грабенов над горстами к началу алексинского времени были сформированы своды положительных структур, в вышележащих отложениях переходящие в моноклинали. Данная поисковая зона приурочена к участкам с крутыми углами залегания пластов (около 50 м на 1 км), стадия катагенеза МК1-МК2 (около –3000 м), что должно способствовать накоплению газообразных УВ. Учитывая это и высокую вероятность притока УВ со стороны Прибортовой моноклинали, в том числе больших масс газообразных УВ, можно предположить наличие здесь газоконденсатных залежей.

К поисковой зоне второй очереди относится район месторождений Звездное, Осиновское, Лузянинское (рис.). На исследуемом участке данной зоны, учитывая достаточно нефтегазосборную площадь, вероятны высокие перспективы формирования скоплений углеводородов. В аналогичных условиях уже открыты Заречное, Звездное, Приволжское, Лузянинское месторождения. В течение девонско-каменноугольного времени данная территория развивалась унаследовано, не подвергаясь расформированию и сохраняя ловушку УВ. Месторождения в этой поисковой зоне преимущественно нефтегазоконденсатные, также встречаются нефтяные и нефтегазовые. Возможно, определяющую роль играла миграция УВ со стороны Прибортовой моноклинали (стадия катагенеза МК1). Следовательно, в этой поисковой зоне предполагается наличие нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей.

В южной части Степновского сложного вала расположены две системы разломов

(сбросовых нарушений): Западно-Воскресенско-Северо-Васнецовская и Ново-Воскресенско-Южно-Романовская. К первой из них приурочен ряд известных месторождений в отложениях терригенного девона: Розовское, Васнецовское, Южно-Степновское, Северо-Васнецовское. При этом сбросы данной системы нарушений являются тектоническими экранами для ловушек УВ. Здесь в настоящее время выявлен ряд локальных поднятий, отнесенный к поисковой зоне третьей очереди (рис.).

Южнее расположена Ново-Воскресенско-Южно-Романовская система разломов (сбросовых нарушений), являющаяся тектонической границей между Степновским

валом и Прибортовой моноклиной. Амплитуда сбросов здесь достигает 300 м, что также может являться надежным тектоническим экраном для формирования ловушек УВ в отложениях терригенного девона. Наиболее вероятны здесь газоконденсатные залежи. Вследствие малой степени изученности эта система разломов отнесена к поисковой зоне четвертой очереди (рис.).

Говоря о перспективности Степновского сложного вала, следует отметить, что при выборе первоочередных на УВ поисковых зон необходимо выполнение более детальных прогнозно-оценочных работ. Что позволит дать качественную оценку нефтегазоносности Степновского сложного вала.

Л и т е р а т у р а

1. Шебалдин В. П. Тектоника Саратовской области. – Саратов: ОАО "Саратовнефтегеофизика", 2008.
2. Орешкин И. В., Орешкин А. И. Направления поисковых работ на нефть и газ в девонско-нижнекаменноугольных отложениях Степновского сложного вала // Известия Сарат. ун-та, сер. науки о земле. – 2013. – С. 68–75.
3. Орешкин И. В., Тяжева О. В. Комплекс критериев прогноза нефтегазоносности подсольевых структур и качественно-фазовых характеристик флюидов // Прогнозирование геологического разреза в Прикаспийской впадине. – Саратов, 1987. – С. 68–76.
4. Орешкин И. В. Бассейновое моделирование: история создания, методология, практические результаты // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – Вып. 28. – С. 7–10.

УДК 553.98.041:551.734.3

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СРЕДНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ КАРАМЫШСКОЙ ВПАДИНЫ

© 2016 г. С. А. Новиков

АО "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

Карамышская впадина является составной частью Рязано-Саратовского прогиба и обладает сложным геологическим строением. Она сложена породами девонского, каменноугольного и мезо-кайнозойского возраста. На раннем этапе палеозоя Карамышская впадина постепенно унаследова-

но развивалась. Происходило формирование относительно небольших узких прогибов и приподнятых зон над грабенами и горстами. Относительно интенсивные структуроформирующие движения, способствовавшие формированию разрывных нарушений в отложениях девона, отмечались в конце