

(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

франского времени. В этот период в южном направлении формируется региональный наклон. Осадконакопление в течение палеозоя носило трансгрессивно-регрессивный характер, способствуя отложению переслаивающихся терригенных и карбонатных толщ. На границе палеозоя и мезозоя произошла смена знаков тектонических движений, что привело к формированию инверсионных структур. При этом региональный наклон значительно усиливается, сохраняя прежнее направление. В предюрское время территория впадины представляла собой сушу и испытывала интенсивный размыв. Уже на границе палеогена и неогена завершилось формирование инверсионных

структур. Таким образом Карамышская впадина приобрела современное сложное тектоническое строение со свойственным ей несопадением структурных планов нижнего и верхнего структурных этажей.

Рассматриваемый участок находится в зоне сочленения Елшано-Сергиевского инверсионного вала с Карамышской впадиной и Волжским прогибом, который по разным структурным этажам рассматривается как часть Степновского сложного вала, либо как часть Прибортовой моноклинали, либо как отдельный тектонический элемент (рис. 1).

Северо-восточная часть впадины изучена неравномерно. Наиболее детально буре-

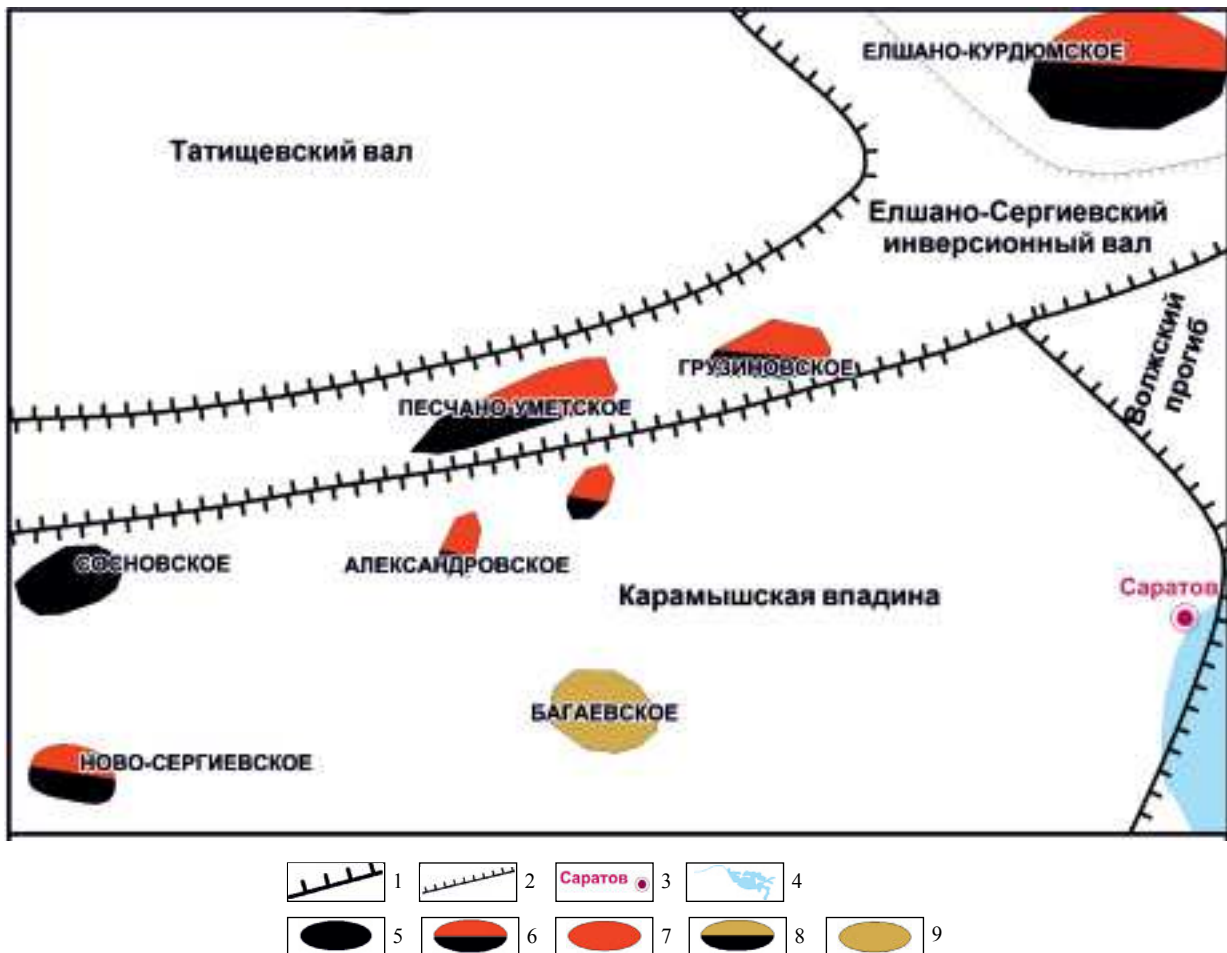


Рис. 1. Обзорно-тектоническая схема изучаемого участка и прилегающей территории

Элементы тектонического районирования: 1 – границы тектонических элементов II порядка, 2 – границы тектонических элементов III порядка; элементы географической основы: 3 – административный центр, 4 – гидросеть; месторождения: 5 – нефтяные, 6 – нефтегазовые, 7 – газовые, 8 – нефтегазоконденсатные, 9 – газоконденсатные

нием и геофизическими методами исследовалась территория Багаевского месторождения и прилегающий к ней участок. С 1967 года по настоящее время здесь различными организациями были проведены высокоточная гравиметрическая и сейсмическая (МОГТ-2D) съемки, пробурено большое количество скважин, в том числе глубоких, неоднократно проводилось обобщение и переинтерпретация геолого-геофизической информации. В значительной степени изучены Александровское, Сосновское месторождения и густо-

населенная приволжская часть впадины, прилегающая к городу Саратову. Здесь до настоящего времени не проводилась сейсморазведка современными методами.

В результате ранее проведенных работ было открыто несколько небольших месторождений (табл. 1). Из таблицы видно, что абсолютное большинство залежей обнаружено в отложениях карбона. Только Александровское месторождение имеет залежи в девоне. Кроме того, Багаевское месторождение содержит в своих газовых залежах незначительное количество газового конденсата.

Таблица 1

Стратиграфическая приуроченность залежей нефти и газа северо-восточной части Карамышской впадины

Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Надгоризонт	Горизонт	Месторождения		
						Александровское	Багаевское	Сосновское
Девонская	Средний	D ₂ zv	D ₂ ef	D ₂ st	D ₂ ar	Н		
			D ₂ ef ₂		D ₂ kl	Н		
	Средний	C ₁ v	C ₁ v ₁	C ₁ kz	C ₁ bb	ГН	Г	Н
			C ₁ v ₂	C ₁ ok	C ₁ tl	ГН		
	Средний	C ₂ b	C ₂ b ₁		C ₁ pk	C ₂ cm	Г	
			C ₂ b ₂				Г	

Н – нефтяные, Г – газовые, ГН – газонефтяные залежи

Наличие достаточно большого количества выявленных и подготовленных к бурению структур, несовпадение структурных планов девона и карбона, неоднозначные перспективы обнаружения новых месторождений в девонских отложениях – все это говорит о необходимости проведения палеотектонических реконструкций северо-восточной части Карамышской впадины, с целью осуществления селективного отбора наиболее перспективных объектов для оптимизации поиска залежей углеводородов. Ранее на рассматриваемой территории и в непосредственной близости уже проводились подобные исследования методом анализа мощностей в варианте изобахического треугольника в пределах Багаевского, Горючкинского и Колотовского месторождений [1]. То есть рассматривались небольшие, хорошо разбуренные участки и только по отложениям карбона. Данные полевых геофизических исследований не использовались, так как их точность на тот момент вызвала сомнение.

В настоящее время точность геофизических исследований значительно возросла, поэтому для построения палеотектонических схем автором были использованы современные структурные карты, построенные по результатам геофизических исследований на наиболее изученную территорию.

Была составлена серия палеоструктурных схем: 1) на кровлю клинцовских отложений к началу саргаевского времени; 2) на кровлю воробьевских отложений к началу саргаевского времени; 3) на кровлю клинцовских отложений к началу среднеюрского времени и 4) на кровлю воробьевских отложений к началу среднеюрского времени. Палеоструктурные схемы создавали по методу мощностей [1, 2]. Выбор горизонтов и временного интервала построения палеоструктурных схем был обусловлен наличием или отсутствием структурных карт, а также особенностями истории тектонического развития рассматриваемого участка. Все палеоструктурные схемы выполнены в пликративном варианте, так как роль дизъюнктивной тектоники, как видно на использовавшихся для их создания структурных картах, в

формировании амплитуды глубин незначительна.

Кровля клинцовских отложений к началу саргаевского времени (рис. 2) представляла собой наклоненную с севера на юг моноклираль, осложненную небольшими малоамплитудными поднятиями и прогибами. Амплитуда глубин участка составляет около 150 м, при этом средний уклон порядка 7,5 м/км, а средняя глубина чуть более –300 м. На рисунке 2 четко выделяются несколько сравнительно крупных поднятий – 1, 2, 3, 4, 5, 6 (небольшая группа объектов) и 7. Все выделенные объекты имеют небольшую площадь, сложную форму в плане и малую амплитуду – менее 25 м, за исключением 7 объекта, его амплитуда составляет более 35 м.

Схожая картина наблюдается по кровле воробьевских отложений к началу саргаевского времени (рис. 3). В данном случае отмечается менее пологая моноклираль. Амплитуда глубин составляет 200 м, средний уклон 7,9 м/км, средняя глубина около – 250 м. Многие объекты, прослеживающиеся по кровле клинцовских отложений, по кровле воробьевских отложений (рис. 3)

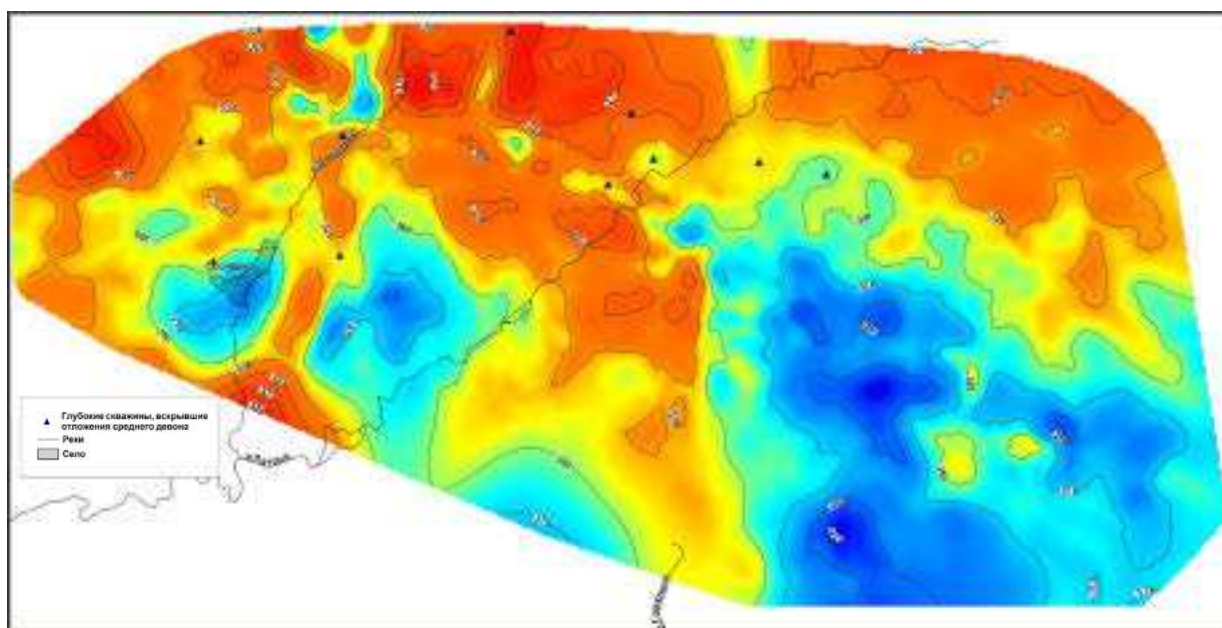


Рис. 2. Схема кровли клинцовских отложений к началу саргаевского времени

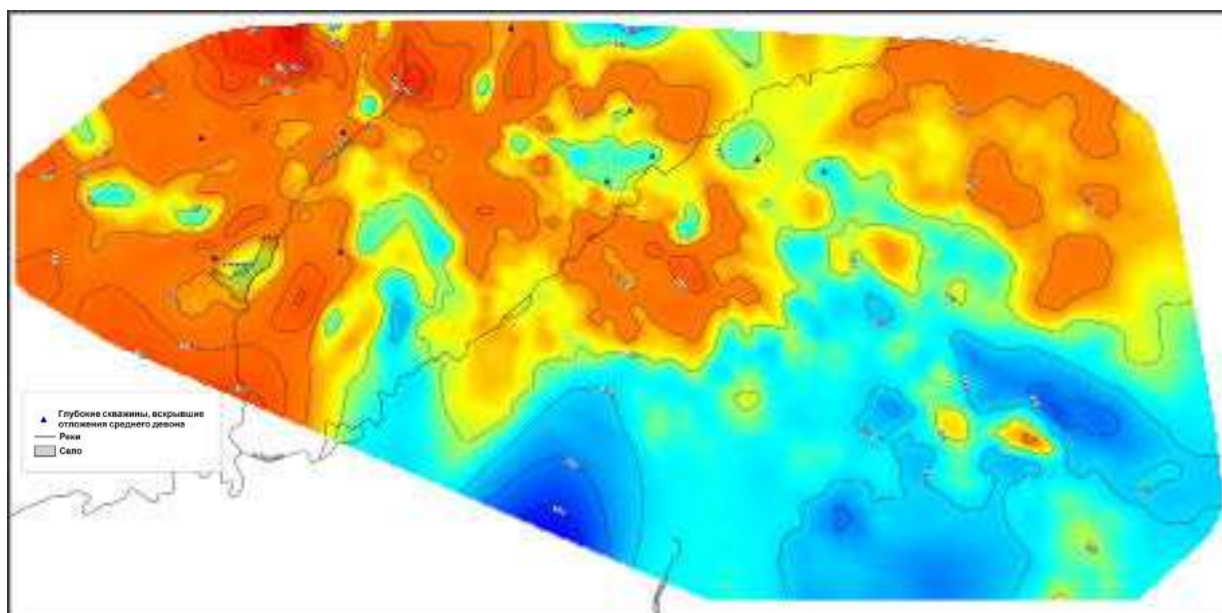


Рис. 3. Схема кровли воробьевских отложений к началу сарматского времени

не выделяются. Исключение составляют 2, 4, 6 и 7 объекты. При этом 2 и 6 объекты имеют большую амплитуду (более 30 м), чем в нижележащих клинцовских отложениях. Кроме того, 6 объект по кровле воробьевских отложений консолидирован в единую структуру и имеет значительно большие размеры.

Кровля клинцовских отложений к началу среднеюрского времени (рис. 4) претер-

певает значительные изменения (табл. 2). Сформировались две структурные террасы – северная приподнятая и южная опущенная. Они отделяются друг от друга четким уступом амплитудой от 50 до 80 м. В целом структурный рисунок уже напоминает современный. Амплитуда глубин составляет около 450 м, средний уклон – 24 м/км, средняя глубина около –2150 м, что соответствует стадии катагенеза МК1.

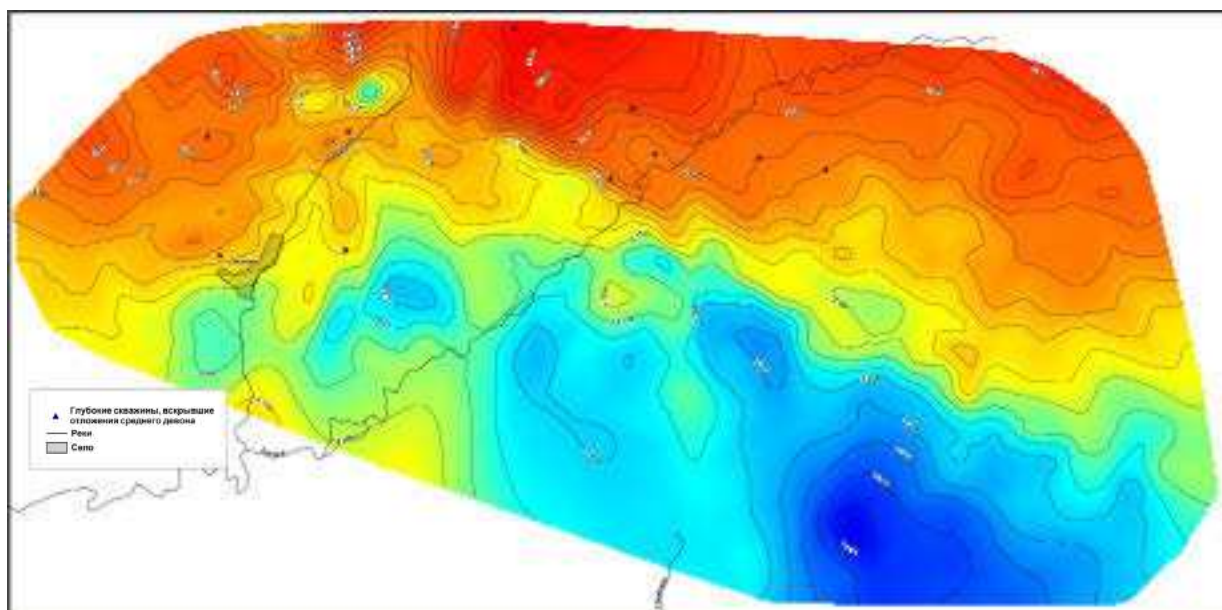


Рис. 4. Схема кровли клинцовских отложений к началу среднеюрского времени

На рисунке 4 прослеживаются 2, 3 и 5 объекты. Они представляют собой небольшие малоамплитудные поднятия. Из рассматриваемых объектов только 2 и 3 довольно крупные и высокоамплитудные, имеют достаточно большие нефтегазосборные площади, раскрывающиеся в южном направлении. Объект 5 в значительной степени расформировался под влиянием регионального наклона и представляет собой небольшую систему поднятий. Но выделяется ряд новых, более молодых объектов – I, II, III и IV, также представляющих собой небольшие поднятия. Только III объект имеет значительную нефтегазосборную площадь. К настоящему времени I объект уже разрушен, промышленных залежей нефтегазоносности в нем не обнаружено. Это может быть связано с перехватом потока флюидов 5 объектом и малой нефтегазосборной площадью.

Кровля воробьевских отложений к началу среднеюрского времени (рис. 5) в значительной степени напоминает современный структурный план (табл. 2). Как и по кровле клинцовских отложений, здесь вы-

деляются две структурные террасы, которые отделяются друг от друга уступом от 50 до 80 м. Амплитуда глубин составляет более 350 м, средний уклон – 20 м/км, средняя глубина – 2000 м, что также соответствует стадии катагенеза МК1. На рисунке 5 прослеживаются только 2, 5, I и IV объекты. Наиболее четко выражен 5 объект, обладающий амплитудой более 30 м и самыми большими размерами.

В настоящее время на данном участке по кровле клинцовских и воробьевских отложений выделяется большое количество мелких антиклинальных поднятий небольших размеров и малых амплитуд. Современный структурный план кровли клинцовских отложений характеризуется наличием южной и северной структурных террас, которые отделяются друг от друга крутым уступом амплитудой от 100 до 250 м. Амплитуда глубин участка составляет около 400 м, средний уклон – 27 м/км, средняя глубина – 2600 м. На лежащей выше кровле воробьевских отложений также выделяются северная и южная структурные террасы, отделяющиеся друг от друга уступом

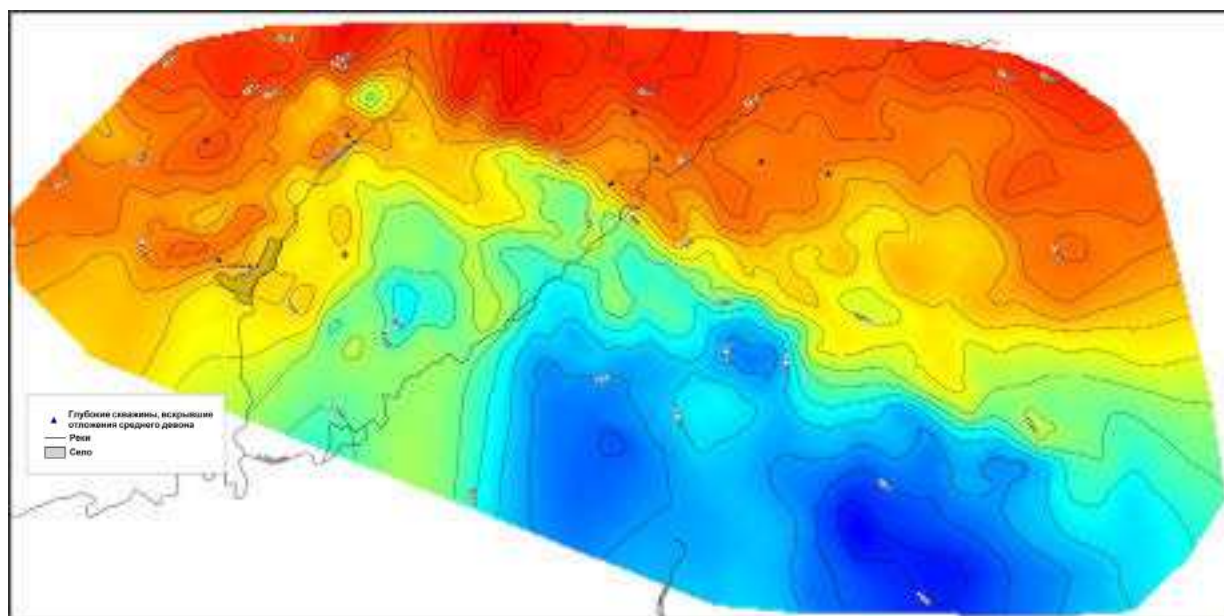


Рис. 5. Схема кровли воробьевских отложений к началу среднеюрского времени

**Корреляция современных и палеоструктурных планов кровли
клинцовских и воробьевских отложений по методу Пирсона**

	kD_2kl	kD_2vb	kD_2kl к началу J_2	kD_2vb к началу J_2	kD_2kl к началу D_3sr	kD_2vb к началу D_3sr
kD_2kl	1	0,98	0,79	0,72	0,46	0,19
kD_2vb	0,98	1	0,78	0,75	0,38	0,25

kD_2kl – кровля клинцовских отложений, kD_2vb – кровля воробьевских отложений,
 J_2 – среднеюрский возраст

от 80 до 200 м. Амплитуда глубин составляет 380 м, средний уклон – 26 м/км, средняя глубина – 2400 м.

Сравнивая современные структурные карты с палеотектоническими схемами, заметно, что практически все выявленные объекты имеют достаточно молодой возраст. Согласно идеям Машковича К. А. [1], они представляют небольшой поисковый интерес. Наиболее древним объектом следует считать 5-й. Его возраст по кровле клинцовских отложений досаргаевский. Кроме того, он обладал и обладает сравнительно большой нефтегазосборной площадью, которая раскрывается в южном направлении, но полностью по имеющимся картам не отслеживается. Также в благоприятных палеоструктурных условиях находились 2, 3 и III объекты. Среди них только 2-й объект всегда прослеживался как по кровле клинцовских, так и по кровле воробьевских отложений. Древний возраст имеет и 3-й объект, но по палеоструктурным схемам кровли воробьевских отложений не выделяется. Аналогичная ситуация у III объекта, однако он возникает гораздо позднее.

Кроме всего прочего, стоит отметить, что и в карбоне в пределах всей Карамышской

впадины, в том числе и в северо-восточной части, отмечается высокое содержание природного газа. Но при этом в пределах рассматриваемого участка современные и палеоглубины по кровле клинцовских отложений не превышали отметки –2850 м, что соответствует преимущественно нефтяной стадии катагенеза МК1. Накопление в таких условиях значительных объемов газа возможно только при условии его миграции со стороны более глубоких участков с южного или восточного направления. В Александровском месторождении, расположенном севернее рассматриваемого района, в ардатовских и клинцовских отложениях выявлены нефтяные залежи, в тульских же отложениях – газонефтяная. При этом южнее было открыто Ново-Сергиевское нефтегазовое месторождение, где в ардатовских отложениях обнаружена газовая залежь, а в воробьевских – нефтяная. На самом участке было открыто Багаевское месторождение с газовой (газоконденсатной) залежью в тульских отложениях (табл. 1). Таким образом, с большой долей вероятности можно утверждать, что по отложениям карбона происходила миграция углеводородов в северном направлении,

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-