

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/10_2020

УДК 553.98:551.734(470.44)

Пятаев А.А.ООО «Геосистемы», Саратов, Россия, geosystems@mail.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ РЯЗАНО-САРАТОВСКОГО МЕГАПРОГИБА НА ПРИМЕРЕ СВИНЦОВСКОЙ ВПАДИНЫ

Саратовское Поволжье является одним из старейших нефтегазоносных районов в составе обширной Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в пределах которой в терригенно-карбонатных отложениях девонского и каменноугольного возраста открыты многочисленные газовые, газоконденсатные и нефтяные месторождения. Многие месторождения многопластовые. Однако остается неясным геологическое строение и перспективы открытия месторождений углеводородов в пределах Свинцовской впадины и её обрамления. Исходя из анализа результатов геологоразведочных работ предшествующих лет можно с уверенностью предположить возможность открытия месторождений нефти и газа в терригенно-карбонатных отложениях девонского комплекса, перспективы которых доказаны повсеместно в пределах прилегающих территорий Рязано-Саратовского мегапрогиба и Степновского сложного вала. Представлена геологическая характеристика воробьевского, ардатовского, тимано-пашийского, семилукско-саргаевского нефтегазоносных комплексов. Дано описание перспективных выявленных и подготовленных положительных структур. Выполнена геолого-экономическая оценка освоения перспективных ресурсов.

Ключевые слова: *терригенно-карбонатные отложения девона, нефтегазоносность, Свинцовская впадина, Рязано-Саратовский мегапрогиб, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция.*

Юго-восточная часть Рязано-Саратовского мегапрогиба входит в состав многочисленных нефтегазоносных районов обширной Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в пределах которой выявлены многочисленные газовые, газоконденсатные и нефтяные месторождения. Нефтегазоносность связана как с терригенными, так и с карбонатными отложениями палеозойского комплекса, многие месторождения многопластовые. В работе рассмотрены некоторые особенности геологического строения, нефтегазоносности и перспективы открытия месторождений углеводородов в терригенно-карбонатных отложениях палеозойского комплекса, в пределах Свинцовской впадины.

Геологическое строение

Рязано-Саратовский мегапрогиб является структурой 1 порядка. Продольная протяженность мегапрогиба составляет порядка 650 км и до 200 км в поперечнике. Борты мегапрогиба четко ограничиваются серией параллельных глубинных разломов северо-западного простирания. В пределах прогиба в осадочном покрове выделены зоны поднятий (Саратовские дислокации, Петровско-Карабулакский, Елшано-Сергиевский, Мокроусовский

и Ерусланский валы, Степновский сложный вал, Мироновская приподнятая зона) и погружений (Корсаковская, Свинцовская, Воскресенская и Карамышская впадины, Дубровский и Волжский прогибы) (рис. 1). В пределах юго-восточного замыкания Рязано-Саратовского мегапрогиба расположена Свинцовская впадина.

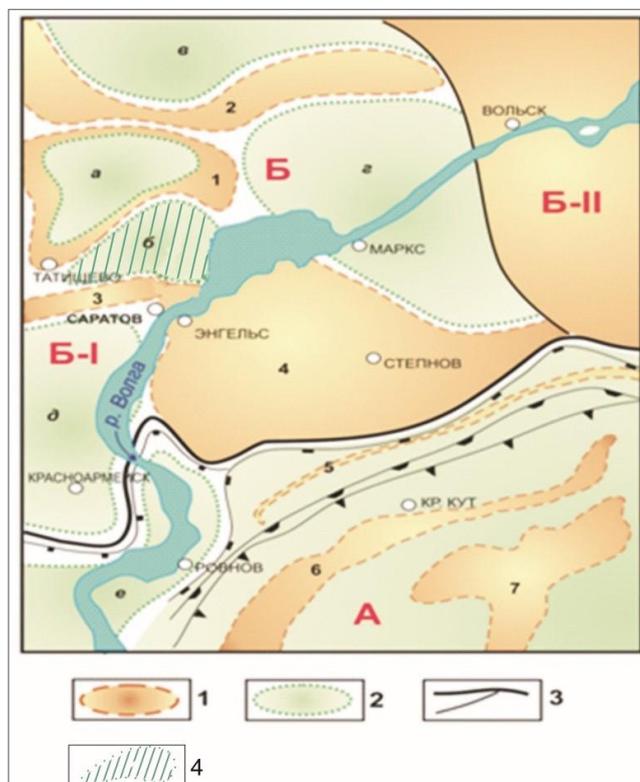


Рис. 1. Обзорно-тектоническая схема центральной части Саратовской области

1) зоны поднятий: 1 - Саратовские дислокации, 2 - Петровско-Карабулакский вал, 3 - Елшано-Сергиевский вал, 4 - Степновский сложный вал, 5 - Мокроусовский вал, 6 - Ерусланский вал, 7 - Мироновская; 2) зоны погружений: а - Корсаковская впадина, б - Свинцовская впадина, в - Дубровский прогиб, г - Воскресенская впадина, д - Карамышская впадина, е - Волжский прогиб; 3) границы структурных зон: А - Прикаспийская синеклиза; Б - Волго-Уральская антеклиза; Б-I - Рязано-Саратовский прогиб, Б-II - Жигулевско - Пугачевский свод; 4) территория исследований.

Таким образом, Свинцовская впадина является тектоническим элементом II порядка и расположена в сложно построенной зоне сочленения Степновского вала, Саратовских дислокаций, включающих три флексуорообразные складки (Слепцовско-Полчаниновская, Ириновско-Оркинская и Хлебновско-Радищевская), Елшанско-Сергиевского вала и Воскресенской депрессии. В соответствии с существующими представлениями Свинцовская впадина в додевонское время относилась к Пачелмскому авлакогену, выделяемому по структуре фундамента, в пределах которого в результате интенсивных тектонических движений сформировалась система взброшенных и опущенных блоков, в основном, юго-восточного простирания. Строение кристаллического фундамента Свинцовской впадины изучено слабо. Отмечается неравномерное ступенчатое погружение поверхности

кристаллического фундамента в южном, юго-западном и юго-восточном направлениях с перепадом абсолютных отметок от -1905 до -2895 м. В целом рассматриваемая структура представлена как крупный опущенный тектонический блок, осложненный многочисленными тектоническими нарушениями субширотного и субмеридионального направлений. Эти нарушения контролируют ряд менее крупных блоков, перемещения которых обусловили формирования положительных и отрицательных структурных форм в терригенной части девона.

Особенностью геологического строения осадочного чехла Свинцовской впадины и граничащего Степновского вала является несовпадение структурных планов по мезозойским, каменноугольным и девонским образованиям. Наибольшие несовпадения отмечаются по карбонатным отложениям каменноугольной и девонской систем и отложениями терригенного девона, что связано с инверсионным, возвратным характером тектонических движений. Максимальная интенсивность движения блоков отмечена в предсреднедевонское, предсаргаевское, предмезозойское и, особенно, предакчагыльское время – моменты наиболее крупных региональных перерывов в осадконакоплении и размывов с переносом ранее накопленного материала (рис. 2).

В конце рифея и в раннем девоне рассматриваемая территория подвергалась длительному размыву, в результате которого формировались эрозионные останцы, и поверхность додевонского рельефа перекрывалась разновозрастными отложениями. Одним из таких останцев является Аряшская структура, в сводовой части которой отложения рифея перекрываются терригенными образованиями пашийского горизонта верхнего девона.

Трансгрессивно-регрессивный режим формирования геологического разреза отмечается и внутри формационных комплексов среднего и верхнего девона, каменноугольной системы, что выражается цикличностью смены литологического состава пород от мелководноморского до глубоководного открытого моря. Все это обусловлено образованием линейных дислокаций и осложняющих их поднятий на краях ранее опущенных блоков. В результате вдоль разрывных нарушений формировались два типа дислокаций:

- погребенные, развитые в нижней части разреза: Тарханская, Ларионовская, Расловская, Трофимовская, Гуселская и другие структуры;

- инверсионная, развитая преимущественно в верхах разреза: Елшанская, Харламовская, Ириновская, Казанлинская и другие структуры [Геология и нефтегазоносность..., 1967].

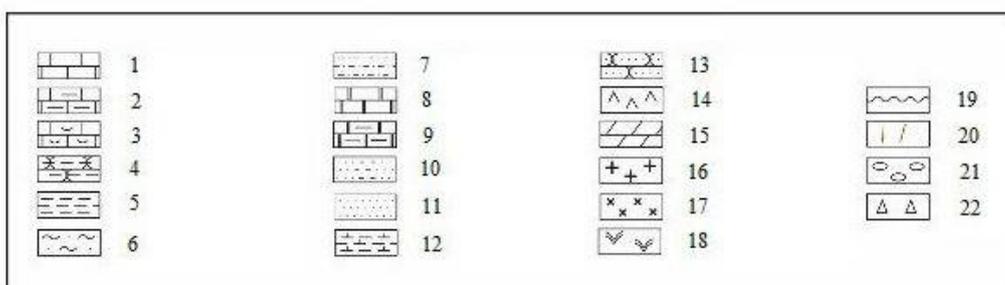
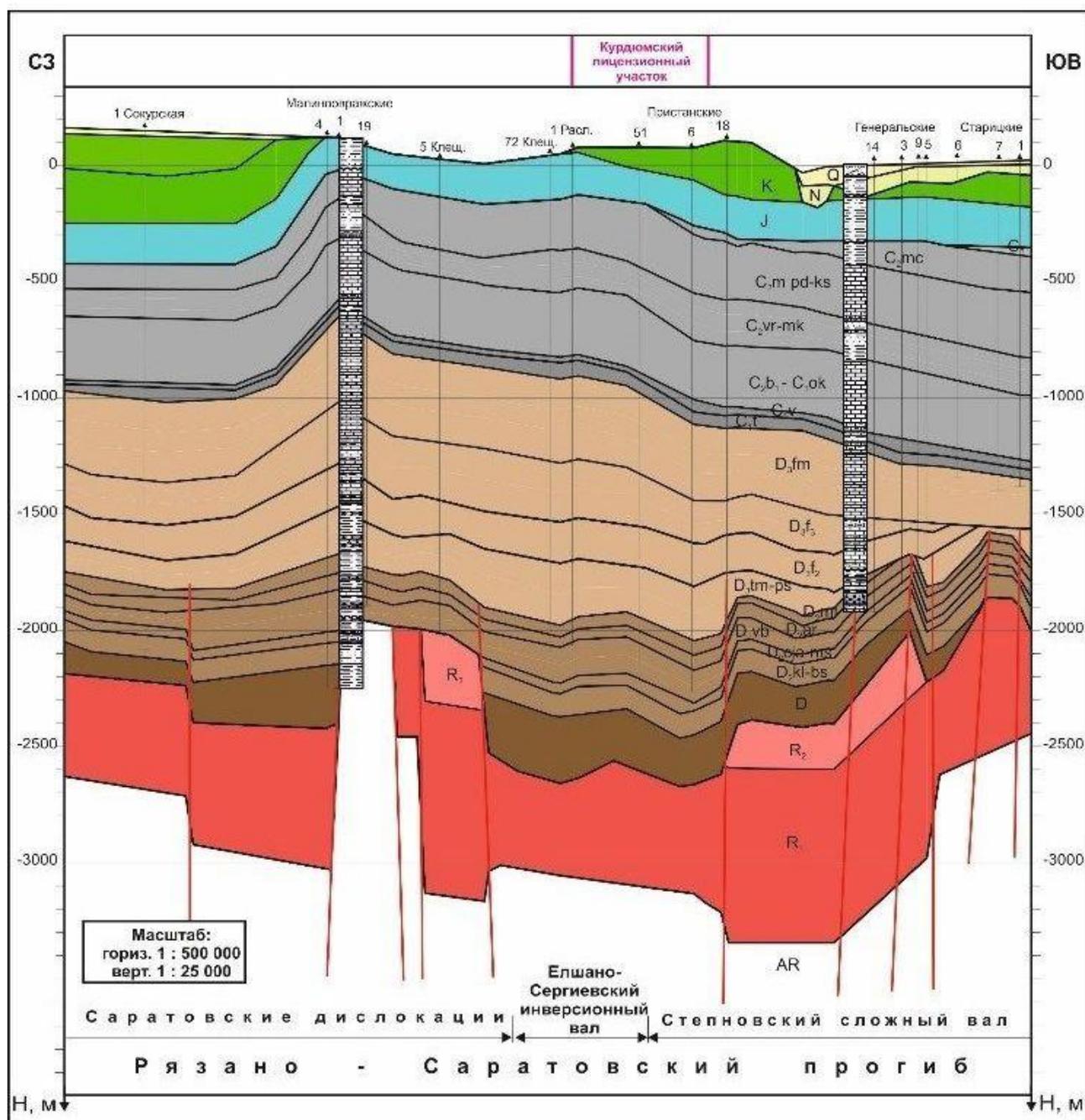


Рис. 2. Геологическая модель строения юго-восточной части Рязано-Саратовского мегапрогиба (по материалам АО «НВНИИГГ», 2013 г.)

1 - известняк, 2 – известняк глинистый, 3 - известняк органогенный, 4 – песчаник глинистый, 5 – глина, аргиллит, 6 – суглинки, 7 – алевролит, 8 – доломит, 9 – доломит глинистый, 10 – алевро-глинистая порода, 11 - песок, 12 – аргиллит известковистый, 13 – песчаник, 14 – ангидрит, 15 – мергель, 16 – каменная соль, 17 – кристаллические породы фундамента, 18 – органогенная постройка, 19 – перерыв в осадконакоплении, 20 – разрывные нарушения, 21 – конгломераты, 22 – брекчии.

Считается, что Свинцовская впадина по отложениям рифея располагается в пределах центральной части обширной Тепловской палеовпадины. С эйфельско-живетским временем связан этап компенсационного выполнения досреднедевонского рельефа. В ардатовское время на отдельных участках возникали условия, благоприятные для формирования рифогенных построек, что подтверждается данными бурения (скв. 18 Пристанская) и результатами сейсморазведочных работ 1995-2002 гг. Предполагается, что рифогенные постройки имеют незначительные размеры (0,7 x 0,2 км), высотой 40-65 м.

Основные геологоразведочные работы предшествующих лет направлены на выявление залежей углеводородов в терригенно-карбонатных отложениях среднего и нижнего карбона.

Глубоким бурением Свинцовская площадь изучена неравномерно. Материалами глубокого бурения наиболее полно освещена южная прибортовая часть (Гуселские, Трофимовская, Долго-Буеракские, Пристанские скважины), где установлены промышленные залежи углеводородов.

В 2005-2008 гг. вдоль бортовых уступов и в непосредственной близости к нему пробурены поисковые скважины 1, 2 Северо-Трофимовские, 14 Трофимовская, 204 Трофимовская, 1 Южно-Дубковская, 1 Харламовская, 1 Расловская, 1 Аряшская, 1 Леонидовская. В 2005-2006 гг. ОАО «Ставропольнефтегеофизика» провела комплексную геолого-геофизическую интерпретацию данных ГИРС по разведочным и эксплуатационным скважинам, пробуренных в пределах Свинцовской впадины и её обрамления. В результате обработки и переинтерпретации сейсмических материалов прошлых лет, выполненных ООО «ГЕММА», уточнено геологическое строение восточной части, северного и южного обрамлений Свинцовской впадины на предмет выявления положительных структур перспективных для формирования залежей углеводородов и составлены структурные карты по отражающим горизонтам (ОГ) верхнего и среднего девона (см. рис. 3а, 3б).

Вблизи северного ограничения впадины по ОГ девона D3šr, D3tm-pš, D2vb выделяется Тарханская структура, располагающаяся в пределах одного из самых крупных на площади структурных выступов (Аряшского) и отделённая прогибом от его северного моноклинального погружения. Тарханская структура по горизонту D2vb представляет собой двухкупольное поднятие изометрической формы с субширотной ориентировкой свода. По северному склону поднятие осложнено разрывом переменной амплитуды с максимальным значением до 30 м. Размеры структуры по изогипсе -1900 м, ограниченной с севера разломом, составляют 2,6 x 1,5 км, амплитуда структуры - до 45 м. Размеры куполов по изогипсе -1860 м: западного - 425 x 375 м, восточного - 500 x 675 м, наивысшие отметки – 1855 м. По ОГ D3tm-pš структура однокупольная, сохраняет ориентировку. Размеры её по изогипсе -1570 м - 2,5 x 1,75 км, амплитуда - до 45 м.

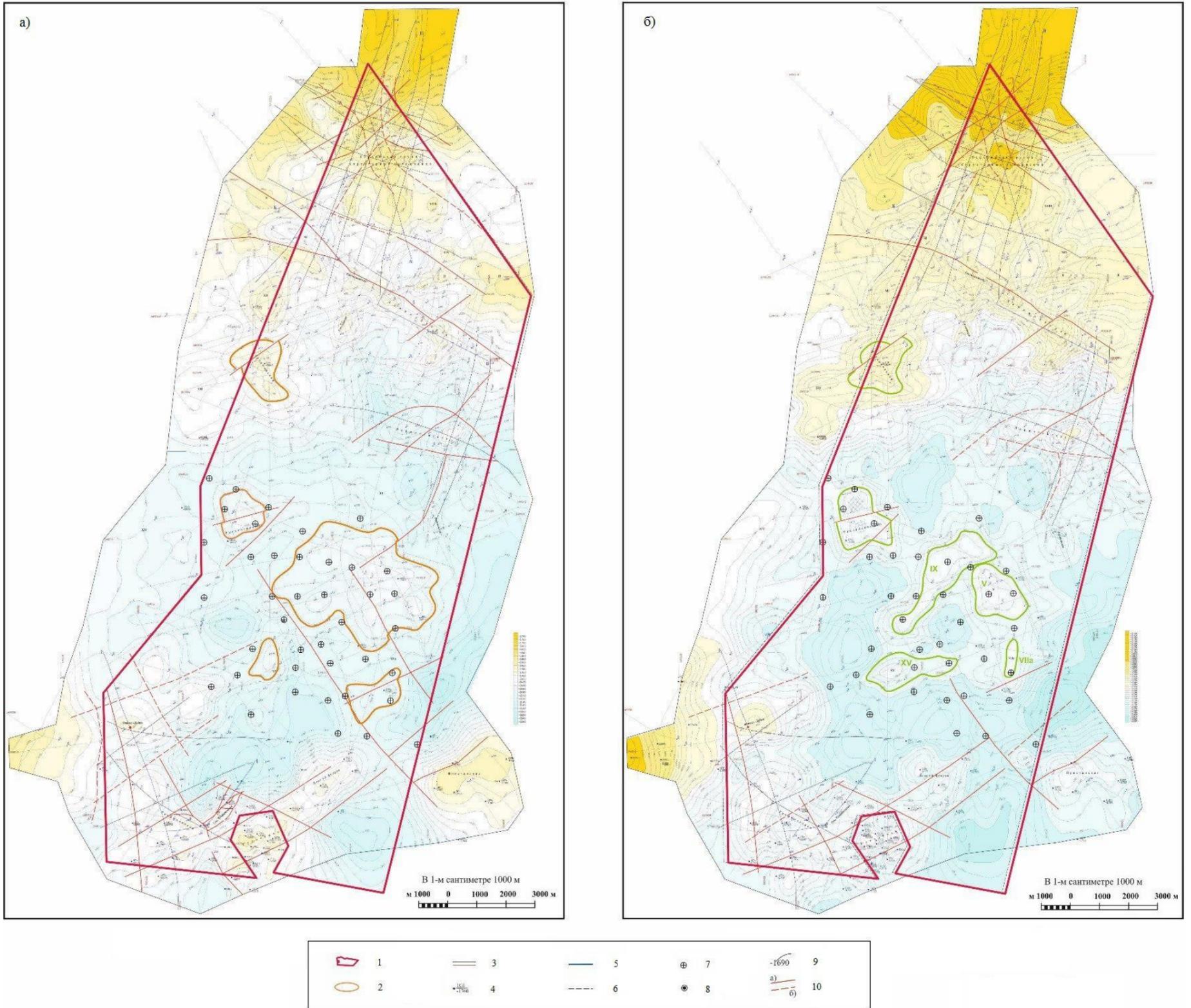


Рис. 3. Структурные карты по отражающим горизонтам D2vb (а) и D3sr (б)

1 – граница Курдюмского лицензионного участка, 2 – структуры по ОГ D2vb, выявленные ОАО «Ставропольнефтегеофизика», 3 – сейсмические профили МОГТ-2D прошлых лет, 4 – скважина глубокого бурения (в числителе – номер и индекс скважины, в знаменателе – абсолютная отметка кровли горизонта, м), 5 - проектные профили МОГТ-2D, 6 – выносы пунктов приема, 7 – точки изучения ЗМС (МПВ/МСК), 8 – скважины глубокого бурения, 9 – изогипсы по ОГ D2vb и D3sr, 10 – тектонические нарушения: а) более уверенные, б) менее уверенные.

Леонидовская структура располагается к юго-востоку от Тарханской, в пределах восточной части валообразной структурной формы субширотного простирания. По горизонту D2vb Леонидовская структура представлена брахиформным, двухкупольным поднятием субширотной ориентировки с укороченной западной и протяжённой восточной периклиналями. С запада и по северному крылу структура ограничена разрывами с амплитудой до 20 м. По сравнению с результатами ранее проведённых исследований сводовая часть структуры в настоящее время отображается западнее. Размеры структуры по изогипсе -1950 м, ограниченной разрывами, - 2,6 x 1,3 км. Сводовые купола – с наивысшими отметками -1925 м, малых размеров, оконтуриваются изогипсой -1930 м. Таким образом, амплитуда структуры составляет около 25 м (см. рис. 3а). По ОГ D3tm-рѣ структура сохраняется как брахиформное поднятие, также ограниченное с запада и севера разрывами. Размеры поднятия по изогипсе -1620 м - 4,5 x 1,15 км, амплитуда - до 25 м (см. рис. 3б). В пределах структуры, на основании ранее проведенных исследований, пробурена поисковая скв. 1, вскрывшая воробьевские отложения и ликвидированная с отрицательными геологическими результатами. По заключению комплекса ГИС, пласты-коллекторы воробьевского, ардатовского, тимано-пашийского и черемшано-прикамского горизонтов определены как водонасыщенные. При испытании 1-го пласта ИПТ получен приток 520 м³/сут пластовой воды. На отчётных структурных планах по горизонтам девона скважина находится на восточном погружении структуры ниже наивысших отметок свода на 28 м по горизонту D2vb и 12 м по горизонту D3tm-рѣ. Таким образом, по результатам выполненных работ вопрос опоскования Леонидовской структуры по девонским отложениям остаётся открытым.

Ларионовская структура, расположенная к югу от Леонидовской, сформировалась на юго-западном погружении, вероятно, крупной повышенной структурной зоны, развитой к востоку. По горизонтам девона структура представлена поднятием усложнённой изометрической формы, при этом сводовые части по обоим горизонтам приобретают субширотное простирание на фоне общего погружения поднятия к юго-западу. Южный склон структуры очень пологий, продолжающийся далее к югу в виде выступа субмеридиональной ориентировки. Северный и восточный склоны структуры относительно крутые и осложнены разрывами. Амплитуда северного разрыва достигает максимальных значений (до 40 м) в центральной части поднятия, амплитуда восточного разрыва - порядка 20 м. По горизонту D2vb размеры структуры по изогипсе -2000 м с ограничением по разрывам составляют 3,75 x 3,15 км при амплитуде 35–40 м. По горизонту D3tm-рѣ отмечается некоторое выполаживание структуры, и её размеры по изогипсе -1650 м с ограничениями по разломам равны 3,15 x 3,2 км при амплитуде до 30 м. Следует отметить некоторую схематичность в отображении строения восточной части структуры из-за увеличения расстояния между профилями. На

противоположном от Леонидовской и Ларионовской структур западном обрамлении рассматриваемого участка территории, по ОГ девона на фоне общего субмеридионального погружения крупного выступа формируется обширная повышенная структурная зона. В её общем контуре, ограниченном отметками -1950 м по ОГ D2vb и -1640 м по ОГ D3tm-рş, фиксируется ряд локальных куполовидных форм. Размеры по замыкающим изогипсам, соответственно, -1940 м и -1620 м примерно одинаковы: 1,8 x 1,0 км, своды в плане не смещены, амплитуда - до 20 м (см. рис. 3а, 3б). На западном её склоне пробурена скв. 71 Клещёвская с отрицательными геологическими результатами, вскрывшая кровлю отложений воробьёвского горизонта на отметке -1944 м. Относительно наивысших отметок сводов по обоим горизонтам скважина вскрывает соответствующие реперы гипсометрически ниже (до 20 м), что может представлять интерес для дальнейших работ бурением. К югу от объекта отображается небольшой локальный купол амплитудой 15–20 м, в контуре которого пробурена скв. 1 Харламовская. По комплексу ГИС разрез скважины охарактеризован как водонасыщенный или не содержащий коллекторов в интервале воробьёвских, ардатовских, тимано-пашийских и черемшано-прикамских отложений. И лишь при испытании толщи осадков бобриковского горизонта в интервале глубин 840,6–834,2 м получен приток свободного газа дебитом 146,8 тыс. м³/сут.

Кроме описанных, в пределах структурной зоны выделяются ещё два малоразмерных купола по ОГ D2vb и D3tm-рş. Южнее Харламовской структурной зоны через глубокий и достаточно широкий прогиб закартирована Расловская положительная структура (см. рис. 3а, 3б, 4).

Расловская структура по ОГ D2vb представлена структурами, вторая – между скважинами 71 Клещевская и 1 Леонидовская. В этих двух зонах повышенных значений эффективных толщин возможно увеличение песчаности продуктивных горизонтов, что указывает на улучшение емкостных свойств терригенного резервуара (рис. 5). Выделенные прогнозные зоны в песчаных пластах D3-II, D3-I, D3-Ia находятся на территории Елшано-Сергиевского инверсионного вала, где открыты месторождения Атамановское ГН, Елшанское НГ, Грузиновское НГ и другие.

В пределах восточной части Свинцовской впадины и ее обрамления подготовлены к поисково-оценочному бурению Тарханская, Ларионовская, Расловская и другие структуры. Возможные залежи здесь прогнозируются в саргаевско-семилукском D3sm, тимано-пашийском (пласты D3-Ia, D3-I), воробьёвском (D2-V), ардатовском (D2-IVa, D2-IVб) горизонтах. По типу природного резервуара возможны пластовые, сводовые и тектонически экранированные залежи [Клещев, Шеин, 2010].

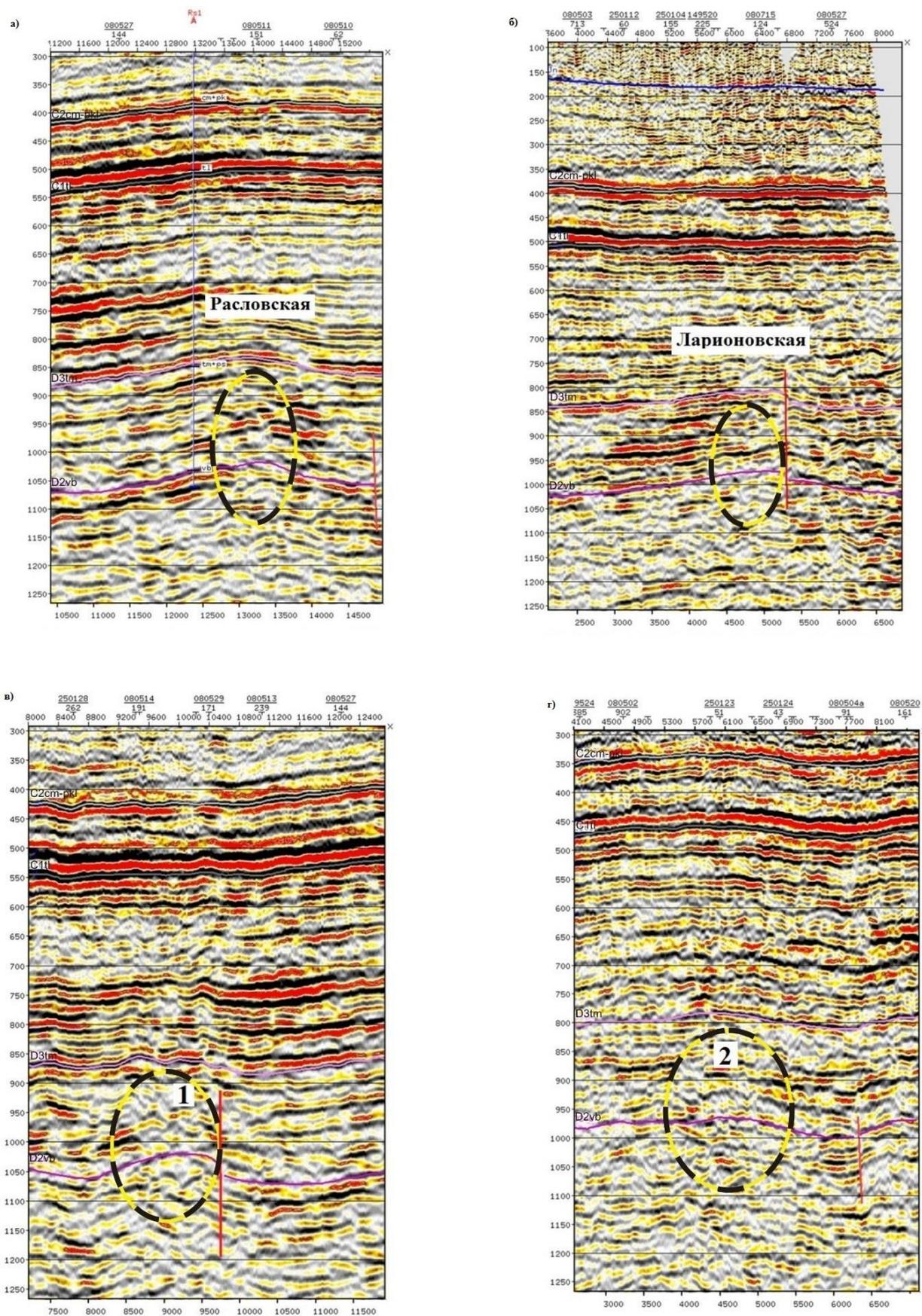


Рис. 4. Фрагменты временных разрезов

а – 080502 (ПК 8000-12800), *б* – 080526 (ПК 4100-8500), *в* – 080526 (ПК 3600-8400), *г* – 080502 (ПК 11200-15600).

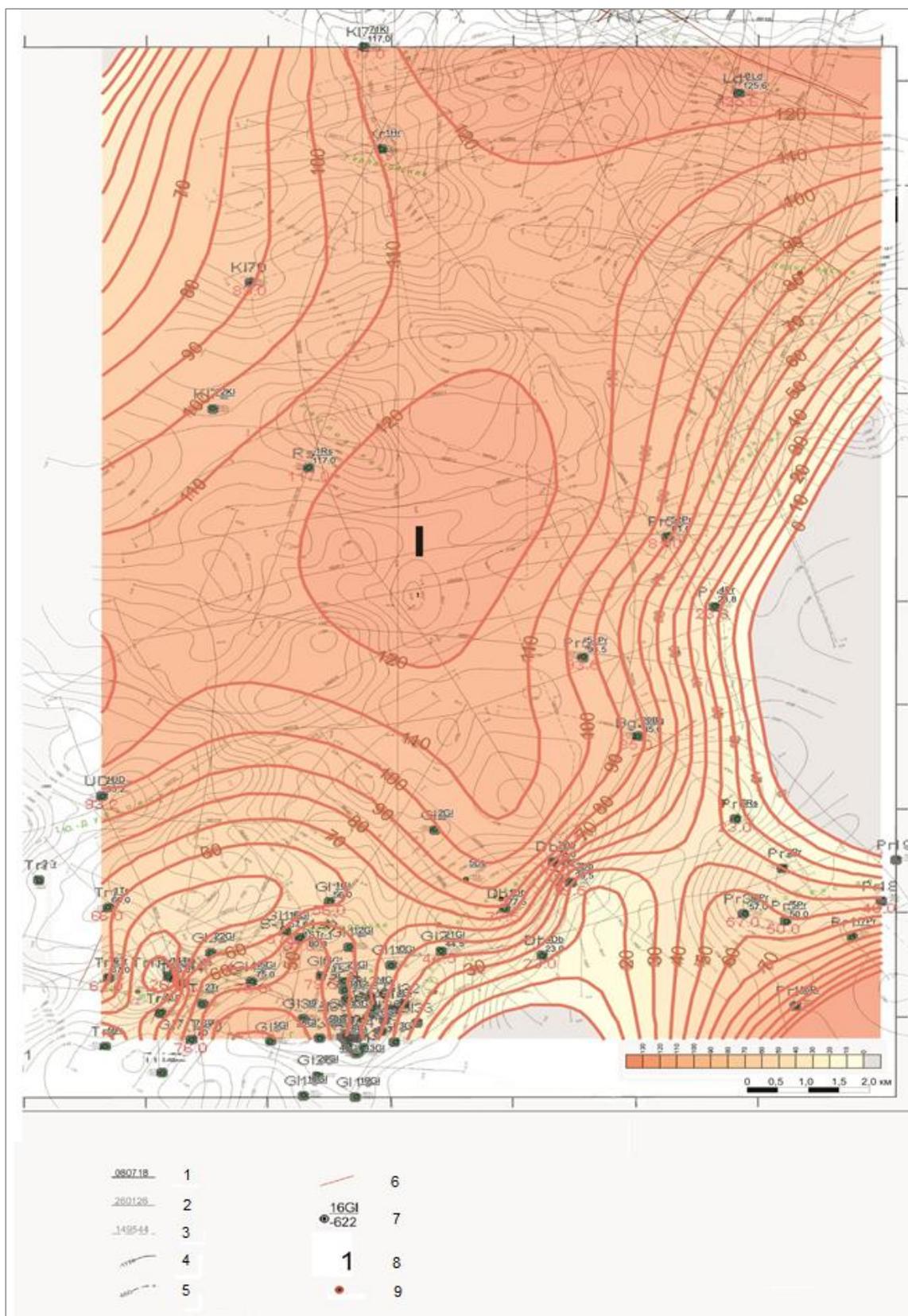


Рис. 5. Структурная карта по отражающему горизонту D3tm-rf совмещенная с картой эффективных толщин тимано-пашийского горизонта

Сейсмические профили МОГТ: 1 – обработанный в ОАО «ГЕММА», 2 – привлеченные к интерпретации, 3 – частично привлеченные к интерпретации, 4 – изогипсы ОГ D3tm-rf, 5 – изогипсы промежуточного сечения, 6 – разрывные нарушения, 7 – номер и индекс скважины/абсолютная отметка кровли тимано-пашийских отложений, 8 – перспективный объект, 9 – рекомендуемые скважины.

Нефтегазоносные комплексы девонских отложений (D₂-D₃)

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, Рязано-Саратовский мегапрогиб входит в единую Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию и приурочен к Приволжскому нефтегазоносному району Нижне-Волжской нефтегазоносной области [Габриэлян, 1979]. Промышленная нефтегазоносность распространена по разрезу от среднего девона (морсовские слои) до среднего карбона (каширский горизонт). Многие месторождения многопластовые. Предметом исследований являются отложения девонского нефтегазоносного комплекса.

Воробьевский комплекс (D₂vb). Стратиграфически относится к живетскому ярусу девона. Представлен преимущественно неравномерно зернистыми кварцевыми песчаниками (пласт D₂-V) с прослоями алевролитов и аргиллитов. Пористость песчаных пластов колеблется в пределах 12-25%. Продуктивность пласта D₂-V установлена на Соколовогорском и Гуселском месторождениях. Также разная степень нефтенасыщенности этого пласта отмечена в скважинах 8, 24 и 34 Гуселские, 39 (6) Пристанская (-2181-2185 м), 2 Трофимовская (-1995-1997 м), 7 Трофимовская (-1994-1995 м), 1 Долгий Буерак (-1988-1992 м). В скважинах 20 Бажановская, 1, 5, 6, 15 Гуселские, 1 (ниже -1992 м), 2, 3 Долгий Буерак, 4, 5, 18, 38, 39 (ниже -2189 м), 51, 52 Пристанские, 2 (ниже -1997 м), 4, 9 Трофимовские, отложения воробьевского горизонта водонасыщены.

В кровле воробьевского комплекса залегает пласт известняка, характеризующийся региональным постоянством развития и являющийся маркирующим горизонтом. На ряде площадей Саратовской области отмечено его нефтенасыщение [Скловский и др., 1963; Эздрин, 1963].

Ардатовский комплекс (D₂ar). Стратиграфически относится к живетскому ярусу девона. Нефтенасыщение установлено в трех пластах комплекса: D₂-IVb, D₂-IVa, D₂-IV. Покрышкой являются глины мулинского горизонта. Пласт D₂-IVb выделяется в подошвенной части терригенного разреза ардатовского горизонта. Представлен кварцевыми, мелкозернистыми, часто глинистыми песчаниками и алевролитами. Характерно непостоянство литологического состава и толщины. Пористость пласта изменяется от 6 (Гуселское месторождение) до 24% (Харламовская площадь). Пласт нефтенасыщен в скважинах 2, 7, 204 на Трофимовской площади, а также на Соколовогорском месторождении (-1870 м, открытая пористость – 18%, начальный дебит – 20 т/сут). Пласт D₂-IVa в основном представлен более отсортированными кварцевыми песчаниками, пористостью до 12%. Характеризуется непостоянством литологического состава. Нефтяные залежи установлены на Трофимовском (скважины 2, 15 Трофимовские) и Соколовогорском месторождениях; пластовая, сводовая литологически-экранированная – на Гуселском месторождении. Дебит нефти на Трофимовском

месторождении составил 11 т/сут, глубина залежи равна 2023 м. В скважинах 4 Трофимовская, 20 Бажановская, 2 Долго-Буеракская, 51, 52 Пристанские этот пласт обводнен. Пласт D₂-IV представлен пелитоморфными известняками, иногда - органогенно-обломочными, кавернозными, со следами выщелачивания и размывов. Нефтеносность пласта установлена на ряде сопредельных площадей: Багаевской, Александровской, Соколовогорской (пористость известняков – 11-12%, начальный дебит – 7,5 т/сут). Толщина пласта в пределах месторождений составляет порядка 90 м при средней их толщине на площадях Правобережья 20-21 м. В скв. 18 Пристанская толщина пласта - 64 м, что указывает на возможность развития рифовых тел. Пачка известняков IV пласта характеризуется, в основном, как низко пористая, глинистая, с мало изменяющейся толщиной в 10-15 м.

Тимано-пашийский комплекс (D_{3tm-pš}). В пределах Саратовского Правобережья содержит три продуктивных пласта: D₃-II, D₃-I, D₃-Ia. Пласты представлены разнотекстурными кварцевыми песчаниками, не выдержанными по литологическому составу и толщине, переслаивающимися с аргиллитами и алевролитами. Пористость коллекторских разностей варьирует в пределах 13-22%. Установлена продуктивность песчаных пачек D₃-Ia, D₃-I и D₃-II на Гуселском месторождении, D₃-I и D₃-II – на Соколовогорском, Елшанском и Атамановском месторождениях. По данным ГИС тимано-пашийские отложения скв. 1 Харламовская в интервале 1693,2-1727,2 м, в основном, сложены глинистыми водонасыщенными песчаниками. Однако в самой кровле песчаного пласта отмечаются повышенные значения K_п (16-22,9%) и K_{нт} (50% и более), свидетельствующие о возможном их нефтегазонасыщении вблизи данной скважины. Физико-химические свойства нефти девонских отложений изменяются как по геологическому разрезу, так и по территории области. Плотность её варьирует от 0,782 до 0,860 г/см³, чаще всего встречается нефть с плотностью 0,820-0,844 г/см³. Вязкость нефти - 0,3-1,7 мПа×с, иногда достигает 10,79 мПа×с. Коэффициент нефтеотдачи равен 0,1-0,7, чаще - 0,3-0,5. Содержание серы варьирует в пределах 0,1-1,23%. Встречается нефтеново-метановая нефть с жирными растворенными газами и повышенным содержанием азота. Газоконденсат девонских отложений имеет плотность 0,682-0,782 г/см³, коэффициент его извлечения составляет 0,38-0,98, чаще - 0,5-0,8. Содержание стабильного конденсата - 56-283 г/м³, иногда - до 460 г/м³. Газоконденсат встречается чаще всего в свободном виде, реже - в «газовых шапках».

Наряду с уже подтвержденной нефтегазонасыщенностью терригенного девона весьма перспективными на предмет поисков залежей и месторождений углеводородов являются карбонатные породы **верхнего девона (D_{3f2})** [Скловский и др., 1963].

Наличие локальных поднятий и широкое распространение пород-коллекторов в органогенных известняках указывают на вероятность открытия новых залежей нефти и газа в

карбонатном девоне в пределах Свинцовской впадины и сопредельной территории. Предпосылки к их обнаружению имеются и на ряде площадей, где проводятся геолого-поисковые работы, а также на месторождениях, где карбонатная толща девона осталась недоизученной.

Оценка перспектив нефтегазоносности верхнего девона (D_3f_2) рассматриваемой территории, как и северной части Степновской группы валов, Саратовских дислокаций и Карамышской депрессии основывается на совокупности структурных, литологических, гидрогеологических и геохимических факторов. Залежи нефти установлены в саргаевском и семилукском горизонтах на Соколовогорском и Гуселском месторождениях, в евлановских отложениях на Песковатском месторождении Карамышской депрессии, в данково-лебедянском горизонте на Ириновском месторождении в зоне Саратовских дислокаций [Геохимические, нефтегазопроисковые..., 1975].

Саргаевско-семилукский комплекс (D_3f_2). Коллекторами служат мелкокристаллические известняки, промышленная нефтегазоносность которых установлена на Соколовогорском и Гуселском месторождениях. Залежи пластовые, сводовые, возможно литологически экранированные. На Соколовогорском месторождении выявлены две залежи нефти - в саргаевском и семилукском горизонтах, на Гуселском - в известняках семилукского горизонта. На Гуселской площади, отложения семилукского горизонта сложены высоко ёмкими органогенно-обломочными известняками, толщиной до 20 м и более, на других площадях отмечены участки интенсивной перекристаллизации и, как следствие, отсутствие коллектора. В скв. 2 Трофимовская по данным импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) как нефтенасыщенный выделен интервал 1645-1648 м (-1560-1563 м). Известняк этого интервала имеет пористость 13% (общую), удельное сопротивление - 175 Ом. Рассчитанное значение $K_{нт}=69\%$. Несколько худшими коллекторскими свойствами характеризуется интервал 1636-1639 м (-1551-1554 м), $K_{нт}=6\%$. Этот прослой по данным ИННК тоже нефтенасыщен. Испытание объекта не проводилось. В скв. 4 Трофимовская по данным ИННК семилукско-саргаевский пласт водонасыщен в интервалах 1654-1659 м и 1661-1675 м, получен приток пластовой воды. Результаты ГИС дают основание предполагать в семилукско-саргаевских отложениях наличие нефтяной залежи на Трофимовском поднятии с водо-нефтяным контактом на глубине ≈ -1563 м. По типу природного резервуара залежи прогнозируются пластовые, сводовые и тектонически экранированные.

Заключение

В результате геолого-геофизических работ, проведенных в 2005-2008 гг., в пределах Свинцовской впадины выявлено девять положительных структур перспективных для поисков

залежей нефти и газа. По оценке автора, в них сосредоточено около 19,0 млн. т извлекаемых ресурсов нефти и растворенного газа категории D₀ и D(лок). Прогнозная оценка ресурсного потенциала девона основана на промышленной нефтегазоносности девонских терригенных (пласты D2-V, D2-IV а, D3-Ia, D3-I, D3-II) и карбонатных отложениях семилукского горизонта D3sm. Так на Гуселском нефтяном месторождении установлена продуктивность семилукского D3sm, тимано-пашийского D3tm-ps (пласты I а, I, II), ардатовского D2ar (пласты IVa, IVб), воробьевского D2vb горизонтов. Нефтяные залежи пластовые и сводовые. На Трофимовском нефтяном месторождении продуктивный ардатовский горизонт D2ar (пласты IVa, IVб) образует залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Направления поисков предшествующих лет сосредоточивались на антиклинальных ловушках, формирующихся в песчаных пластах D2-V, D2-IVa, D2-IVб, D3-II, D3-I, D3-Ia. Необходимо обратить внимание на поиск и возможность открытия залежей не только в структурах антиклинального типа, но и не антиклинального. К таковым относятся литологически ограниченные (погребенные рифогенные постройки, песчаные бары, русловые пески), литологически и стратиграфически экранированные, тектонически экранированные и другие типы ловушек [Клещев, Шеин, 2010].

Литература

Адлер М.Г., Алиев М.М., Батанова Г.П., Ляшенко А.И., Михайлова Н.А., Назаренко А.М., Новожилова С.И., Тюрихин А.М., Федорова Т.И., Хачатрян Р.О. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. - М.: Недра, 1978. - 216 с.

Габриэлян Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений. - М.: «Недра». 1979. - 326 с.

Геология и нефтегазоносность Саратовского Поволжья. – Саратов: Издательство НВ НИИГГ // Труды НВ НИИГГ. - 1967. - Вып. 10. - 202 с.

Геохимические, нефтегазопоисковые исследования в Европейской части СССР. - М.: Недра, 1975. - 156 с.

Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинции // Нижнее Поволжье. Том VII. - М.: Недра, 1975. - 296 с.

Клещев К.А., Шеин В.С. Нефтяные и газовые месторождения России: Справочник в двух книгах. Книга первая – Европейская часть России. - М.: ВНИГНИ, 2010. - 832 с.

Скловский А.М., Волох А.Г., Карнов П.А., Кондратьева М.Г., Ляшенко А.И., Федорова Т.И., Шевченко В.И. Девонские отложения западной части Северокаспийского нефтегазоносного бассейна. - Л.: НИЛнефтегаз, 1963. - 354 с.

Стандарты оценки, обязательные к применению субъектами оценочной деятельности. Постановление Правительства РФ от 6.07.2001 г. № 519.

Эздрин М.Б. К оценке перспектив газонефтеносности палеозоя Саратовско-Волгоградского Поволжья. - Л.: НИЛнефтегаз, 1963. - 354 с.

Pyatayev A.A.

Geosistemy LLC, Saratov, Russia, geosistems@mail.ru

PETROLEUM BEARING PROSPECT IN THE SOUTH-EASTERN PART OF THE RYAZAN-SARATOV FORE-DEEP BASED ON THE DATA OF THE SVINTSOV DEPRESSION

The Saratov Volga region is one of the oldest petroleum regions in the vast Volga-Ural petroleum province, within which numerous gas, gas condensate and oil fields have been discovered in Devonian and Carboniferous terrigenous-carbonate sections. Many fields are multi-layer. However, the geological structure and prospects for discovering hydrocarbon accumulations within the Svintsov depression and its surroundings remain unclear. Based on the analysis of the results of geological exploration of the previous years, we can confidently assume the possibility of discovering oil and gas accumulations in the Devonian terrigenous-carbonate, the prospects of which have been proved everywhere within the adjacent territories of the Ryazan-Saratov fore-deep and Stepnov ridge. The geological characteristics of the Vorobyov, Ardat, Timan-Pash, Semiluky-Sargaev petroleum bearing Formations are presented. A description of the promising identified and prepared structures is given. A geological and economic assessment of the development of promising resources has been carried out.

Keywords: Devonian terrigenous-carbonate sections, oil and gas accumulations, petroleum bearing prospect, Svintsov depression, Ryazan-Saratov fore-deep, Volga-Ural petroleum Province.

References

Adler M.G., Aliev M.M., Batanova G.P., Lyashenko A.I., Mikhaylova N.A., Nazarenko A.M., Novozhilova S.I., Tyurikhin A.M., Fedorova T.I., Khachatryan R.O. *Devonskie otlozheniya Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii* [Devonian section of the Volga-Ural petroleum Province]. Moscow: Nedra, 1978, 216 p.

Ezdrin M.B. *K otsenke perspektiv gazoneftenosnosti paleozoya Saratovsko-Volgogradskogo Povolzh'ya* [Assessment of the prospects of the Paleozoic gas-oil content of the Saratov-Volgograd Volga area]. Leningrad: NILneftegaz, 1963, 354 p.

Gabrielyan G.A. *Geologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology of oil and gas fields]. Moscow: Nedra, 1979, 326 p.

Geokhimicheskie, neftegazopiskovye issledovaniya v Evropeyskoy chasti SSSR [Geochemical, oil and gas exploration studies in the European part of the USSR]. Moscow: Nedra, 1975, 156 p.

Geologiya i neftegazonosnost' Saratovskogo Povolzh'ya [Geology and oil and gas potential of the Saratov Volga region]. Saratov: Izdatel'stvo NV NIIGG, trudy NV NIIGG, 1967, issue 10, 202 p.

Kleshchev K.A., Shein V.S. *Neftyanie i gazovye mestorozhdeniya Rossii: Spravochnik v dvukh knigakh. Kniga pervaya – Evropeyskaya chast' Rossii* [Oil and gas fields of Russia]. Moscow: VNIGNI, 2010, 832 p.

Sklovskiy A.M., Volokh A.G., Karpov P.A., Kondrat'eva M.G., Lyashenko A.I., Fedorova T.I., Shevchenko V.I. *Devonskie otlozheniya zapadnoy chasti Severokaspiyskogo neftegazonosnogo basseyna* [Devonian of the western part of the North Caspian petroleum basin]. Leningrad: NILneftegaz, 1963, 354 p.

Standarty otsenki, obyazatel'nye k primeneniyu sub"ektami otsenochnoy deyatel'nosti [Valuation standards required by the subjects of valuation activities]. Postanovlenie Pravitel'stva RF, 6.07.2001, no. 519.

Zakonomernosti razmeshcheniya i usloviya formirovaniya zalezhey nefti i gaza Volgo-Ural'skoy i Timano-Pechorskoy neftegazonosnykh provintsii [Patterns of habitat and conditions for the formation of oil and gas accumulations of the Volga-Ural and Timan-Pechora petroleum provinces]. Nizhnee Povolzh'e, Moscow: Nedra, 1975, vol. VII, 296 p.