



УДК 553.98

## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СВИНЦОВСКОЙ ВПАДИНЫ САРАТОВСКОЙ ОБЛАСТИ

А. А. Пятаев

Пятаев Александр Алексеевич, кандидат геолого-минералогических наук, главный геолог ООО «Геосистемы», Саратов, geosystems@mail.ru

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. Наряду с этим до сих пор остаются неясными геологическое строение и перспективы открытия месторождений углеводородов в пределах Свинцовской впадины и её обрамления. Представлена геологическая характеристика воробьевского, ардатовского, тимано-пашийского, семилукско-саргаевского нефтегазоносных комплексов. Дано описание перспективных выявленных и подготовленных положительных структур.

**Ключевые слова:** Свинцовская впадина, девон, воробьевский, ардатовский, тимано-пашийский, семилукский, саргаевский, данково-лебедянский, горизонт, нефтегазоносность, терригенный, карбонатный, структура, залежь, ловушка, нефть, газ, ресурсы.

### Geological Structure and Petroleum Potential of the Svintsovskaya Depression Devonian Deposits in the Saratov Region

A. A. Piataev

Aleksandr A. Piataev, ORCID 0000-0001-7696-2415, Geosistemy LLC, 28, Zarubina Str., Saratov, 410003, Russia, geosystems@mail.ru

Based on geological survey data from previous years, it is safe to say that there is a possibility of oil and gas discovery in the Devonian terrigenous-carbonate deposits, similar to the findings in the regions known as the Ryazano-Saratovskiy Basin and the Stepnovskaya Anticline, as well as its adjacent areas. Yet the geological structure and a potential for discovery of recoverable hydrocarbon deposits within the Svintsovskaya Depression are still unclear. There are geological characteristics of the Vorobyovsky, Ardatovsky, Timano-Pashisky and Semiluksko-Sargaevsky petroliferous complexes covered in the article. There are prospective detected and developed depressions and basins described below.

**Key words:** Svintsovskaya Depression, devonian, vorobyovsky, ardatovsky, timano-pashisky, semiluksky, sargaevsky, dankovo-lebedyansky, chronohorizon, petroleum potential, terrigenous, calcareous, geologic structure, deposit, petroleum trap, oil, natural gas, resource.

DOI: 10.18500/1819-7663-2018-18-2-135-145

Правобережная часть Саратовской области является одним из старейших нефтегазоносных районов в составе обширной Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в пределах которой



выявлены многочисленные газовые, газоконденсатные и нефтяные месторождения. Нефтегазоносность данного региона связана как с терригенными, так и с карбонатными отложениями, многие месторождения многопластовые. Основными объектами поисков залежей углеводородов в Саратовском Правобережье являются терригенно-карбонатные отложения каменноугольного возраста [1]. В настоящей статье рассмотрим некоторые особенности геологического строения, нефтегазоносности и перспективы открытия месторождений углеводородов в терригенно-карбонатных отложениях девонского комплекса, в пределах Свинцовской впадины.

**Геологическое строение.** Согласно тектонической схеме, Свинцовская впадина расположена в пределах юго-восточного замыкания Рязано-Саратовского мегапрогиба, общая протяженность которого составляет порядка 650 км, а в поперечнике достигает до 200 км. Борты мегапрогиба четко ограничиваются сериями параллельных глубинных разломов северо-западного простирания. В пределах прогиба в осадочном покрове выделен ряд зон: **I – 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 приподнятая зона; **II – зоны погружений:** а – Корсаковская впадина, б – Свинцовская впадина, в – Дубровский прогиб, г – Воскресенская впадина, д – Карамышская впадина, е – Волжский прогиб (рис. 1).

Таким образом, Свинцовская впадина является тектоническим элементом II порядка и расположена в сложно построенной зоне сочленения Степновского вала, Саратовских дислокаций, включающих три флексуобразных складки (Слепцовско-Полчаниновскую, Ириновско-Оркинскую и Хлебновско-Радищевскую), Елшанско-Сергиевского вала и Воскресенской депрессии. В соответствии с существующими представлениями Свинцовская впадина в додевонское время являлась составной частью Пачелмского авлакогена, выделяемого 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,



Рис. 1. Тектоническая схема центральной части Саратовской области  
Условные обозначения: I – 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; II – зоны погружений: а – Корсаковская впадина, б – Свинцовская впадина, в – Дубровский прогиб, г – Воскресенская впадина, д – Карамышская впадина, е – Волжский прогиб; III – границы структурных зон: А – Прикаспийская синеклиза; Б – Волго-Уральская антеклиза; Б-I – Рязано-Саратовский прогиб, Б-II – Жигулевско-Пугачевский свод; IV – территория исследований

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, перемещение которых обусловило формирование положительных и отрицательных структурных форм в терригенной части девона.

Особенностью геологического строения осадочного чехла Свинцовской впадины и граничащего с ней Степновского вала является несоответствие структурных планов по мезозойскому, каменноугольному и девонскому образованиям. Наибольшее несоответствие отмечается 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, в предсаргаевское, предмезозойское и

особенно в предакчагыльское время – моменты наиболее крупных региональных перерывов в осадконакоплении и размывов с переносом ранее накопленного материала.

В конце рифея и в раннем девоне рассматриваемая территория подвергалась длительному размыву, в результате которого сформировались 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 формированием 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 [1].

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 ардаатовское время на отдельных участках возникали условия, благоприятные для формирования рифогенных построек, что подтверждается данными бурения (скв. 18 Пристанская) и результатами сейсморазведочных работ 1995–2002 годов. Предполагается, что рифогенные постройки имеют незначительные размеры (0,7 x 0,2 км) и высоту (40–65 м).

Основные геологоразведочные работы предшествующих лет были 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 приобратная часть (Гуселские, Трофимовская, Долго-Буеракские, Пристанские скважины), где установлены промышленные залежи углеводородов.

В 2005–2008 годах вдоль бортовых уступов 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 годах ОАО «Ставропольнефтегеофизика» провела комплексную геолого-геофизическую интерпретацию данных ГИРС по разведочным и эксплуатационным скважинам, пробуренным 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 обрамления Свинцовской впадины на предмет выявления положительных структур перспективных для формирования залежей углеводородов и составлены структурные карты по отражающим горизонтам верхнего и среднего девона (рис. 2–4).

Вблизи северного ограничения впадины по отражающим горизонтам девона  $D_3\text{sr}$ ,  $D_3\text{tm-p}\check{\text{r}}$ ,  $D_2\text{vb}$  выделяется Тарханская структура, располагающаяся в пределах одного из самых крупных структурных выступов (Аряшского) и отделённая прогибом от его северного моноклиналичного погружения. Тарханская структура по горизонту  $D_2\text{vb}$  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 минус 1900 м, ограниченной с севера разломом, составляют 2,6 x 1,5 км, амплитуда структуры до 45 м. Размеры куполов по изогипсе минус 1860 м: западного – 425 x 375 м, восточного – 500 x 675 м, наивысшие отметки – 1855 м. По отражающему горизонту  $D_3\text{tm-p}\check{\text{r}}$  структура однокупольная, сохраняет ориентировку. Размеры её по изогипсе минус 1570 м составляют 2,5 x 1,75 км, амплитуда до 45 м. По совокупности всех имеющихся сейсморазведочных материалов Тарханская структура может считаться подготовленной для поискового бурения на отложения девона (см. рис. 2, 4).

Леонидовская структура располагается к юго-востоку от Тарханской, в пределах восточной части она валобразной структурной формы, субширотного простирания. По горизонту  $D_2\text{vb}$  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 отношению к ранее проведённым работам сводовая часть структуры отображается западнее. Размеры структуры по изогипсе минус 1950 м, ограниченной разрывами – 2,6 x 1,3 км. Сводовые купола с наивысшими отметками минус 1925 м, малых размеров, оконтуриваются изогипсой минус 1930 м. Таким образом, амплитуда структуры составляет около 25 м (см. рис. 2). По отражающему горизонту  $D_3\text{tm-p}\check{\text{r}}$  структура сохраняется как брахиформное поднятие, также ограниченное с запада и севера разрывами. Размеры поднятия по изогипсе минус 1620 м составляют 4,5 x 1,15 км, амплитуда до 25 м (см. рис. 2). В пределах структуры, на основании прежних исследований, пробурена поисковая скважина 1, вскрывшая воробьевские отложения и ликвидированная с отрицательными геологическими результатами. По заключению комплекса ГИС пласты-коллекторы воробьевского, ардаатовского, тимано-пашийского и черемшано-прикамского горизонтов определены как водонасыщенные. При испытании 1-го пласта получен приток 520 м<sup>3</sup>/сут пластовой воды. На отчётных структурных планах по горизонтам девона скважина располагается на восточном погружении структуры ниже наивысших отметок свода на 28 м по горизонту  $D_2\text{vb}$  и 12 м по горизонту  $D_3\text{tm-p}\check{\text{r}}$ . Таким образом, по результатам выполненных работ вопрос опискования Леонидовской структуры по девонским отложениям остаётся открытым.

Ларионовская структура расположена к югу от Леонидовской, сформировалась на юго-западном погружении, по всей вероятности, 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

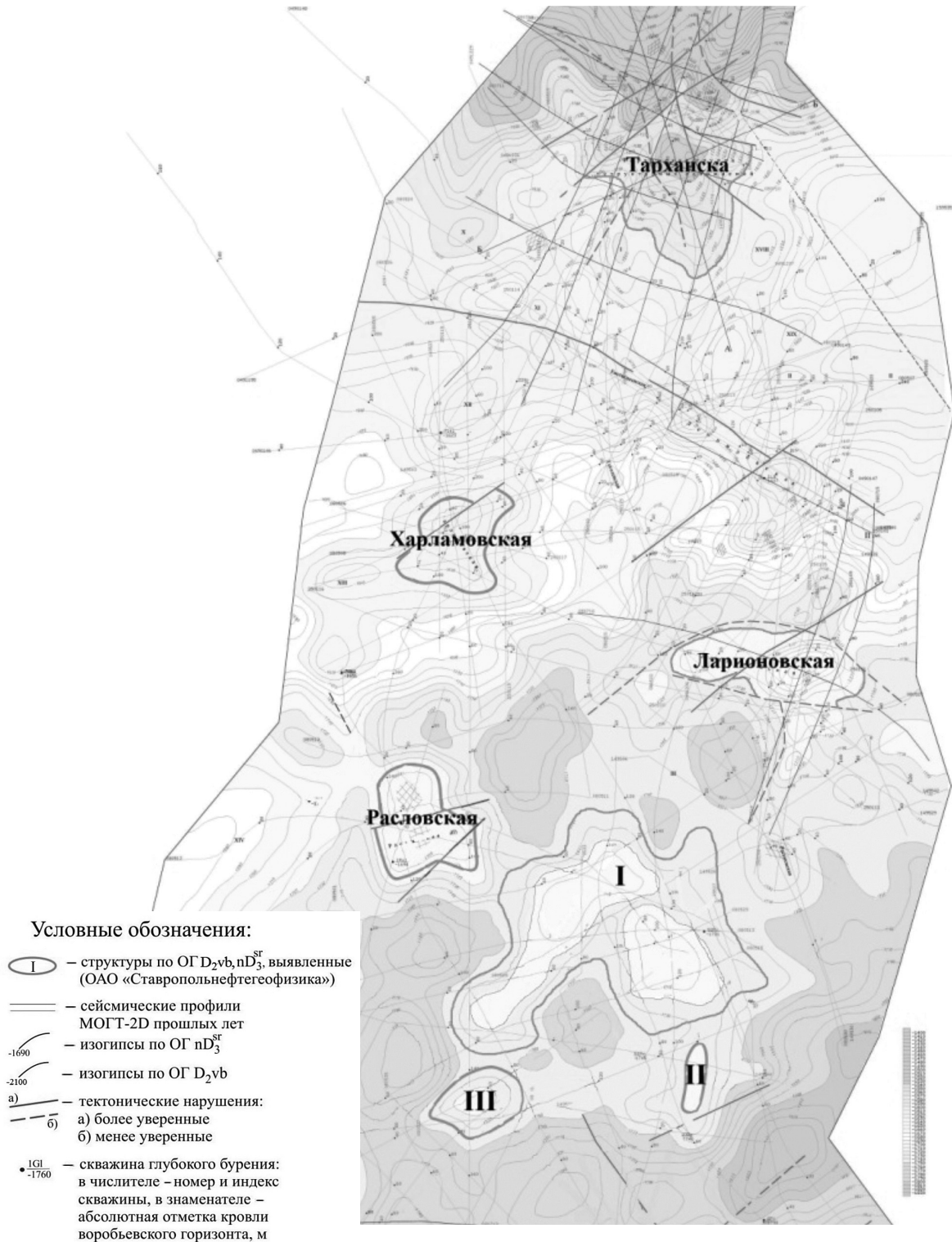
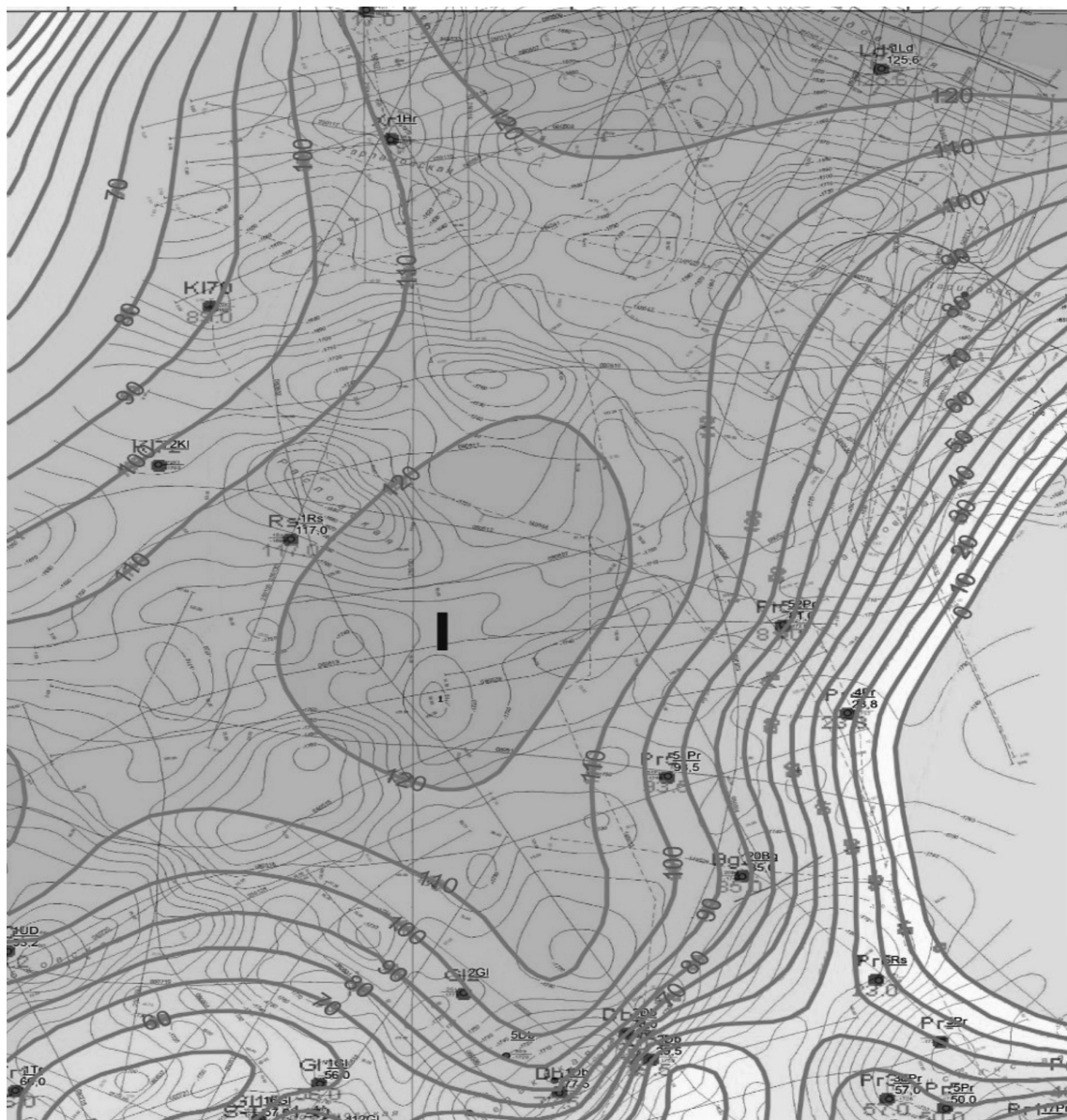


Рис. 2. Структурная карта по отражающему горизонту (ОГ)  $D_3^{sr}$



Условные обозначения

- |                           |   |       |  |
|---------------------------|---|-------|--|
| Сейсмические профили МОГТ |   | —     | разрывные нарушения                                    |
| <u>080718</u>             | — обработанные в ОАО «ГЕМА»                                       | 16Gl  | — номер и индекс скважины                              |
| <u>280128</u>             | — привлеченные к интерпретации                                    | ●-622 | — абсолютная отметка кровли тимано-пашийских отложений |
| <u>149544</u>             | — частично привлеченные к интерпретации                           | I     | — перспективный объект                                 |
| —                         | — изогипсы отражающего горизонта D <sub>3</sub> tm-p <sub>5</sub> | ●     | — рекомендуемые скважины                               |
| —                         | — изогипсы промежуточного сечения                                 |       |  |

Рис. 3. Структурная карта по отражающему горизонту D<sub>3</sub>tm-p<sub>5</sub>, совмещенная с картой эффективных толщин тимано-пашийского горизонта

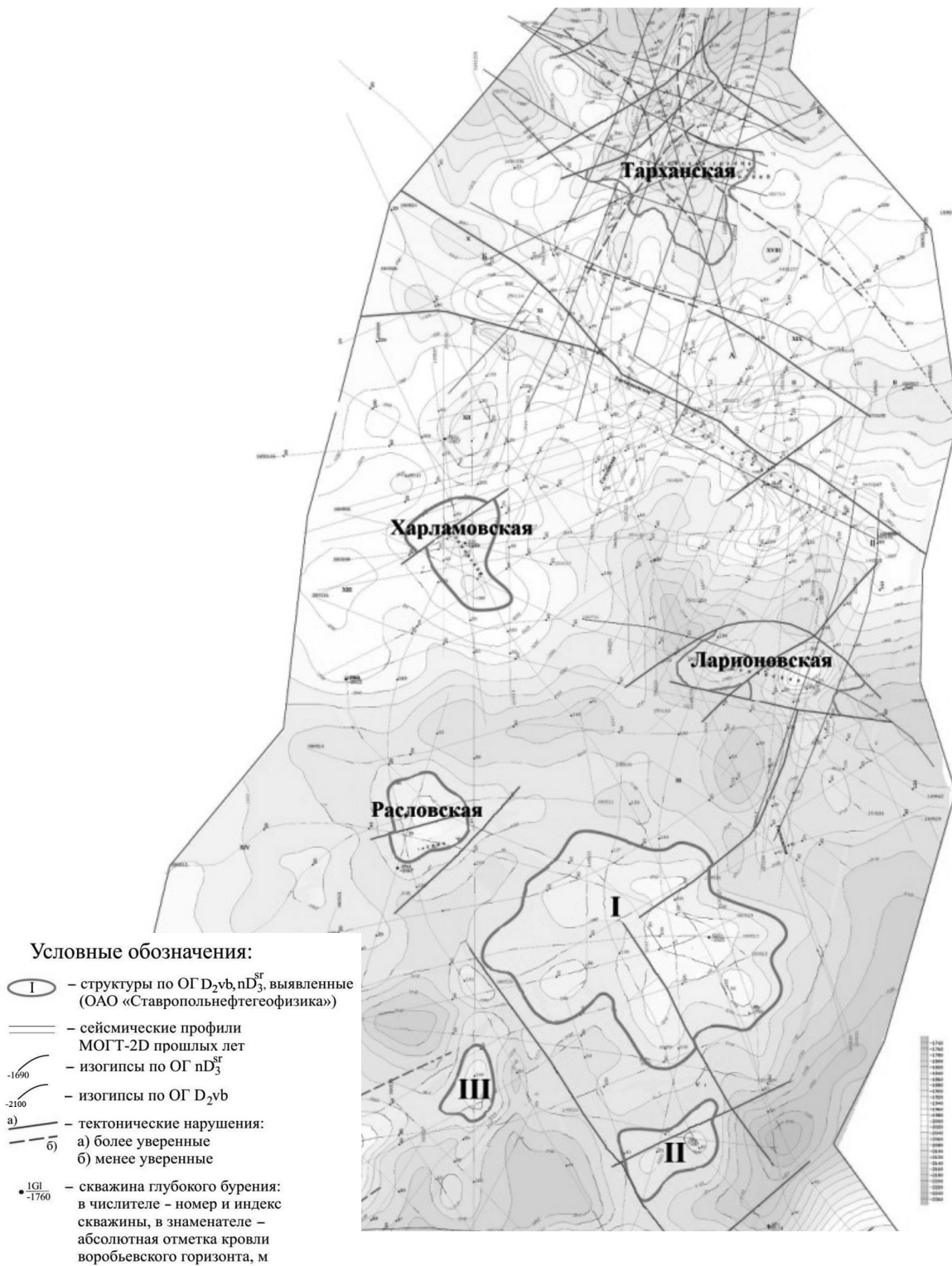


Рис. 4. Структурная карта по отражающему горизонту  $D_{2vb}$



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  $D_2vb$  размеры структуры по изогипсе минус 2000 м с ограничением по разрывам составляют 3,75 x 3,15 км при амплитуде 35–40 м. По горизонту  $D_3tm-p\check{c}$  отмечается некоторое выполаживание структуры, и её размеры по изогипсе минус 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. По совокупности полученных результатов Ларионовская структура может считаться подготовленной под поисковое бурение (см. рис. 2, 5, а).

На противоположном от Леонидовской и Ларионовской структур западном обрамлении рассматриваемого участка территории по отражающим горизонтам девона на фоне общего субмеридионального погружения крупного выступа формируется обширная повышенная структурная зона. В её общем контуре, ограниченном отметками минус 1950 м по отражающему горизонту  $D_2vb$  и минус 1640 м по отражающему горизонту  $D_3tm-p\check{c}$ , фиксируется ряд локальных куполовидных форм. Размеры по замыкающим изогипсам, соответственно минус 1940 м и минус 1620 м, примерно одинаковы: 1,8 x 1,0 км, своды в плане не смещены, амплитуда до 20 м (см. рис. 2). На западном её склоне пробурена скважина 71 Клещевская с отрицательными геологическими результатами, вскрывшая кровлю отложений воробьевского горизонта на отметке минус 1944 м. К югу от объекта отображается небольшой локальный купол амплитудой 15–20 м, в контуре которого пробурена скважина 1 Харламовская. По комплексу ГИС разрез скважины охарактеризован как водонасыщенный или не содержащий коллекторов в интервале воробьевских, ардаатовских, 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. м<sup>3</sup>/сут.

Кроме описанных в пределах структурной зоны выделяется ещё два малоразмерных купола по отражающим горизонтам  $D_2vb$  и  $D_3tm-p\check{c}$ . Южнее Харламовской структурной зоны через глубокий и достаточно широкий прогиб закартирована Расловская положительная структура (см. рис. 2, 5, б). Расловская структура по отражающему горизонту  $D_2vb$  представлена поднятием изометрической формы, осложнённым по восточному склону разрывом до 10 м, отсекающим

полого погружающуюся к востоку его часть. По изогипсе промежуточного сечения минус 2030 м, ограниченной разрывом, размеры поднятия 2,35 x 1,65 км при амплитуде до 45 м. По горизонту  $D_3tm-p\check{c}$  структура куполовидная, немного вытянутая в юго-восточном направлении, с размерами по замкнутой изогипсе минус 1690 м 2,65 x 1,55 км. Свод относительно горизонта  $D_2vb$  смещён к югу на 300 м, оконтурен изогипсой минус 1650 м, амплитуда структуры 40–45 м. В погруженной части юго-западного склона структуры пробурена скважина 1 Расловская, которая вскрыла воробьевские отложения на отметке минус 2042 м, тимано-пашийские на отметке минус 1694 м. Таким образом, перепад отметок по скважине относительно гипсометрии свода по отчётным работам составляет 57 м по горизонту  $D_2vb$  и 49 м по горизонту  $D_3tm-p\check{c}$ . По материалам ГИС в скважине в интервале отложений от воробьевских до черемшано-прикамских выделено несколько водонасыщенных и непроницаемых пластов. Скважина ликвидирована, так как имела отрицательные геологические результаты. Это обстоятельство позволяет рекомендовать заложение поисковой скважины на девонские отложения севернее от ранее пробуренной скважины 1 Расловской в своде структуры.

К юго-востоку от Расловской структуры, в центральной части участка, на общем фоне пониженных отметок, по горизонтам девона обособляется брахиморфное поднятие I, которое осложнено куполовидными поднятиями субмеридиональной ориентации (см. рис. 2, 5, в). По горизонту  $D_2vb$  западный склон поднятия осложнён малоамплитудным разрывом, размеры поднятия по изогипсе минус 2040 м составляют 2,8 x 1,5 км, амплитуда 35 м; по горизонту  $D_3tm-p\check{c}$  параметры поднятия скромнее и составляют 1,35 x 0,8 км и 20 м соответственно. Это поднятие, по всей вероятности, отвечает девонскому облеканию выступа фундамента и прослеживается по всем горизонтам терригенного девона. На структурных планах по горизонтам карбона поднятие не отображается.

Обнаружение и прогнозирование зон развития ловушек УВ возможно методом применения совокупности геологических признаков поискового объекта. Метод осуществляется путем построения комплекса специализированных карт численных значений поисковых признаков, к которым относятся мощности продуктивных отложений, их литолого-фациальные особенности, емкостные и фильтрационные характеристики, эффективные толщины пластов, структурные планы и другие показатели (Бурова И. А. АО «ВНИГРИ» 2015 г.).

На основании построенных структурных карт по отражающим горизонтам и карт эффективных толщин проведено их совмещение. В результате на структурной карте по отражающему горизонту  $D_3tm-p\check{c}$  в терригенных пластах  $D_3-II$ ,  $D_3-I$ ,  $D_3-Ia$  тимано-пашийского горизонта прослеживается



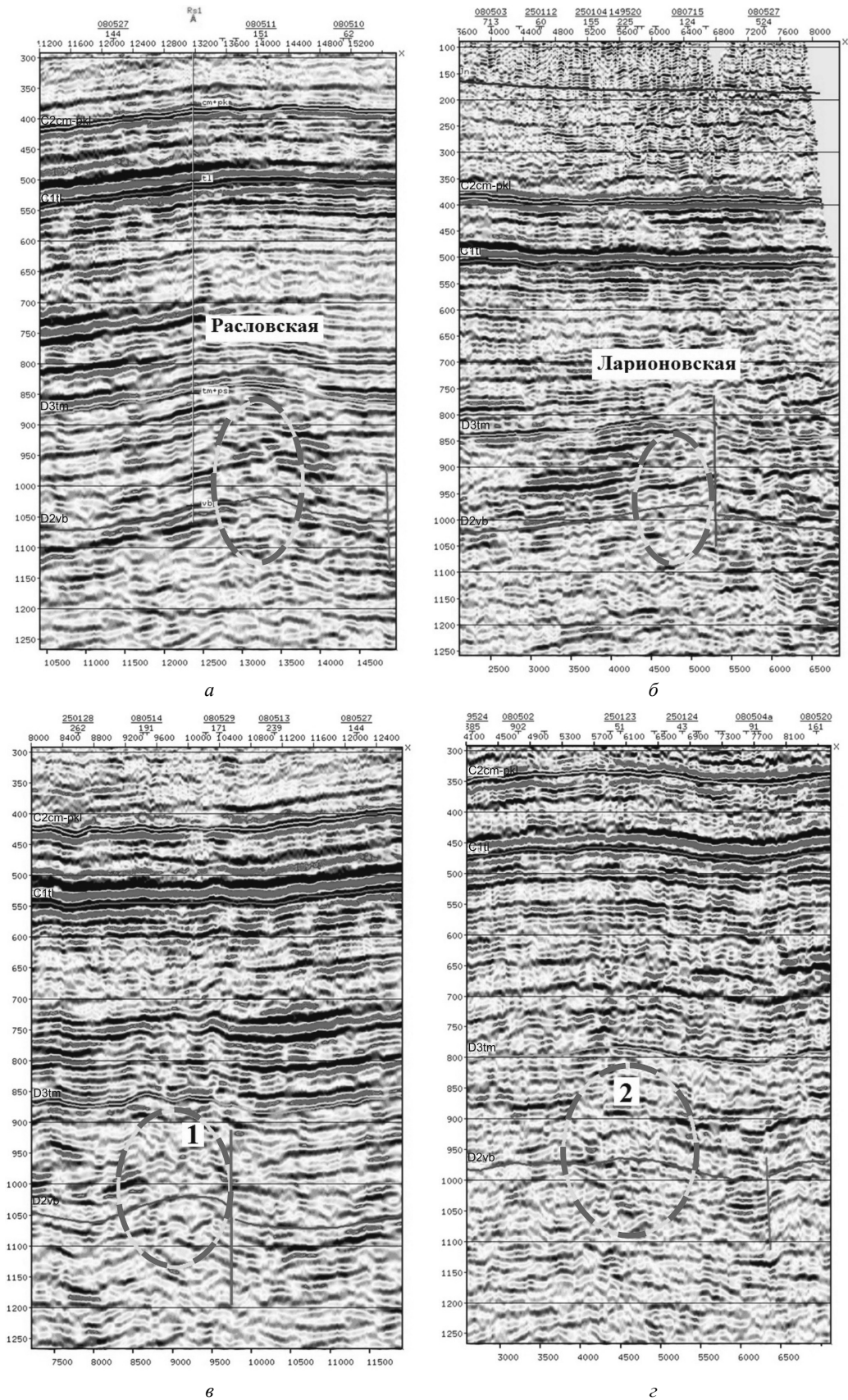


Рис. 5. Фрагменты временных разрезов по профилям: а – 080502 (ПК 80<sup>00</sup>–128<sup>00</sup>), б – 080526 (ПК 41<sup>00</sup>–85<sup>00</sup>), в – 080526 (ПК 36<sup>00</sup>–84<sup>00</sup>), г – 080502 (ПК 112<sup>00</sup>–156<sup>00</sup>).





две зоны со значениями эффективных толщин 120 м (см. рис. 3). Первая зона выделяется в центре и занимает площадь между Расловской и Касимовской структурами, вторая – между скважинами Клещевской 71 и Леонидовской 1. В этих двух зонах повышенных значений эффективных толщин возможно увеличение песчаности продуктивных горизонтов, что указывает на улучшение емкостных свойств терригенного резервуара. Выделенные прогнозные зоны в песчаных пластах  $D_3-II$ ,  $D_3-I$ ,  $D_3-Ia$  находятся на территории Елшано-Сергиевского инверсионного вала, где открыты месторождения Атамановское ГН, Елшанское НГ, Грузиновское НГ и др.

В результате 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 горизонте  $D_3sm$ , тимано-пашийском горизонте (пласты  $D_3-Ia$ ,  $D_3-I$ ), воробьевском горизонте ( $D_2-V$ ), ардатовском горизонте ( $D_2-IVa$ ,  $D_2-IVb$ ). По типу природного резервуара залежи прогнозируются пластовые, сводовые и тектонически экранированные [2].

**Нефтегазоносные комплексы девонских отложений ( $D_2-D_3$ ).** Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Свинцовская впадина входит в единую Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию и приурочена к Приволжскому нефтегазоносному району Нижне-Волжской нефтегазоносной области [3]. Промышленная нефтегазоносность распространена по разрезу от среднего девона (морсовские слои) до среднего карбона (каширский горизонт). Многие месторождения многопластовые. Предметом наших исследований являются отложения девонского нефтегазоносного комплекса.

*Воробьевский комплекс ( $D_2vb$ ).* Стратиграфически относится к живетскому ярусу девона. Представлен преимущественно неравномерно зернистыми кварцевыми песчаниками (пласт  $D_2-V$ ) с прослоями алевролитов и аргиллитов. Пористость песчаных пластов колеблется в пределах 12–25%. Продуктивность пласта  $D_2-V$  установлена на Соколовгорском и Гуселском месторождениях. Разная степень нефтенасыщенности этого пласта была отмечена также в скважинах: 8, 24 и 34 Гуселская, 39 (6) Пристанская (минус 2181–2185 м), 2 Трофимовская (минус 1995–1997 м), 7 Трофимовская (минус 1994–1995 м), 1 Долгий Буерак (минус 1988–1992 м). В скважинах: 20 Бажановской, 1, 5, 6, 15 Гуселские, 1 (ниже 1992 м), 2, 3 Долгий Буерак, 4, 5, 18, 38, 39 (ниже 2189 м), 51, 52 Пристанских, 2 (ниже 1997 м), 4, 9 Трофимовских 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 [4, 5].

*Ардатовский комплекс ( $D_2ar$ ).* Стратиграфически относится к живетскому ярусу девона. Нефтенасыщение установлено в трех пластах комплекса:  $D_2-IVb$ ,  $D_2-IVa$ ,  $D_2-IV$ . Покрышкой являются глины мулинского горизонта. Пласт  $D_2-IVb$  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 Соколовгорском месторождении (-1870 м, открытая пористость 18%, начальный дебит 20 т/сут). Пласт  $D_2-IVa$  в основном представлен более отсортированными кварцевыми песчаниками пористостью до 12%. Характеризуется непостоянством литологического состава. Нефтяные залежи установлены на Трофимовском (скв. 2, 15 Трофимовские) и Соколовгорском 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 Д. – Буеракская, 51, 52 Пристанские этот пласт обводнен. Пласт  $D_2-IV$  представлен пелитоморфными известняками, иногда органогенно-обломочными, кавернозными, со следами выщелачивания и размывов. Нефтеносность пласта установлена на ряде сопредельных площадей: Багаевской, Александровской, Соколовгорской (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 скважине 18 Пристанской толщина пласта составляет 64 м, что указывает на возможность развития рифовых тел. Пачка известняков IV пласта характеризуется в основном как низкопористая, глинистая, с мало изменяющейся толщиной в 10–15 м.

*Тимано-пашийский комплекс ( $D_3tm-p\delta$ ).* В пределах Саратовского Правобережья содержит три продуктивных пласта:  $D_3-II$ ,  $D_3-I$ ,  $D_3-Ia$ . Пласты представлены разнозернистыми кварцевыми песчаниками, не выдержанными по литологическому составу и толщине, переслаиваемыми с аргиллитами и алевролитами. Пористость коллекторских разностей варьирует в пределах 13–22%. Установлена продуктивность песчаных пачек  $D_3-Ia$ ,  $D_3-I$  и  $D_3-II$  на Гуселском месторождении,  $D_3-I$  и  $D_3-II$  на Соколовгорском, Елшанском и Атамановском месторождениях. По данным ГИС, скв. 1 Харламовской тимано-пашийские отложения в интервале 1693,2–1727,2 м в основном сложены глинистым водонасыщенным песчаником. Однако в самой кровле песчаного пласта отмечаются



повышенные значения  $K_{\text{п}}$  (16–22,9%) и  $K_{\text{нт}}$  (50% и более), свидетельствующие о возможном их нефтегазонасыщении вблизи данной скважины. Нефть девонских отложений изменяет свои физико-химические свойства как по геологическому разрезу, так и по территории области. Плотность её изменяется от 0,782 до 0,860 г/см<sup>3</sup>, чаще всего встречается нефть с плотностью 0,820–0,844 г/см<sup>3</sup>. Вязкость нефти 0,3–1,7 мПа × 1с, иногда достигает 10,79 мПа × 1с. Коэффициент нефтеотдачи равен 0,1–0,7, чаще 0,3–0,5. Содержание серы варьирует в пределах 0,1–1,23%. Встречается нафтеново-метановая нефть с жирными растворенными газами и повышенным содержанием азота. Газоконденсат девонских отложений имеет плотность 0,682–0,782 г/см<sup>3</sup>, коэффициент его извлечения составляет 0,38–0,98, чаще 0,5–0,8. Содержание стабильного конденсата 56–283 г/м<sup>3</sup>, иногда до 460 г/м<sup>3</sup>. 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 ( $D_3f_2$ )** [4].

Наличие локальных поднятий, широкое распространение пород-коллекторов в органогенных известняках позволяют считать возможность открытия новых залежей нефти и газа в карбонатном девоне в пределах Свинцовской впадины и сопредельной территории весьма большой. 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 нефтегазонасыщенности 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 евлано-ливенских отложениях на Песковатском месторождении Карамышской депрессии, в данково-лебединском горизонте на Ириновском месторождении в зоне Саратовских дислокаций [6].

*Саргаевско-семилукский комплекс ( $D_3f_2$ ).* Коллекторами служат мелкокристаллические известняки, промышленная нефтегазонасыщенность которых установлена на Соколовогорском и Гуселском месторождениях. Залежи пластовые, сводовые, возможно, литологически экранированные. На Соколовогорском месторождении выявлено две залежи нефти – в саргаевском и семилукском горизонтах, на Гуселском – в известняках семилукского горизонта. На Гуселской площади отложения семилукского горизонта сложены высокоёмкими органогенно-обломочными

известняками, толщиной до 20 м и более, на других площадях отмечены участки интенсивной перекристаллизации и, как следствие, отсутствие коллектора. В скважине 2 Трофимовской, по данным ИННК, как нефтенасыщенный выделен интервал 1645–1648 м (–1560–1563 м). Известняк этого интервала имеет пористость 13% (общую), удельное сопротивление 175 ом. Рассчитанное значение  $K_{\text{нт}}=69\%$ . Несколько худшими коллекторскими свойствами характеризуется интервал 1636–1639 м (–1551–1554 м),  $K_{\text{п}}=6\%$ . Этот прослой, по данным ИННК, тоже нефтенасыщен. Испытание объекта не проводилось. В скважине 4 Трофимовской, 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 ВНК на глубине  $\approx -1563$  м. По типу природного резервуара залежи прогнозируются пластовые, сводовые и тектонически экранированные.

В результате геолого-геофизических работ, проведенных в 2005–2008 годах в пределах Свинцовской впадины, выявлены 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  $D_0$  и  $D$  (лок). Прогнозная оценка ресурсного потенциала девона основана на установленной промышленной нефтегазонасыщенности девонских терригенных (пласты  $D_2-V$ ,  $D_2-IV$  а,  $D_3-Ia$ ,  $D_3-I$ ,  $D_3-II$ ) и карбонатных отложений семилукского горизонта  $D_3sm$ . Так на Гуселском нефтяном месторождении установлена продуктивность семилукского горизонта  $D_3sm$ , тимано-пашийского горизонта  $D_3tm-ps$  (пласты I а, I, II), ардатовского горизонта  $D_2ag$  (пласты IVа, IVб), воробьевского горизонта  $D_2vb$ . Нефтяные залежи пластовые и сводовые. На Трофимовском нефтяном месторождении продуктивный ардатовский горизонт  $D_2ag$  (пласты IVа, IVб), залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Согласно экономической оценке освоения ресурсной базы, выполненной автором совместно со специалистами АО «ВНИГРИ», три структуры с объемом извлекаемых ресурсов 11,5 млн т являются рентабельными для освоения. Капитальные затраты, связанные с обустройством и промышленным освоением этих ресурсов, составят около 14,6 млрд руб., при этом накопленный дисконтированный доход государства – 68,6 млрд руб.

Исходя из анализа ресурсного потенциала направления поисков предшествующих лет были сосредоточены на антиклинальных ловушках, формирующихся в песчаных пластах  $D_2-V$ ,  $D_2-IVa$ ,  $D_2-IVб$ ,  $D_3-II$ ,  $D_3-I$ ,  $D_3-Ia$ . На наш взгляд, необходимо обратить внимание на поиск и воз-



возможность открытия залежей не только структур антиклинального типа, но и не антиклинального типа. К таковым относятся литологически ограниченные (погребенные рифогенные постройки, песчаные бары, русловые пески), литологически и стратиграфически экранированные, тектонически экранированные и другие типы ловушек [2].

#### Библиографический список

1. Геология и нефтегазоносность Саратовского Поволжья. Саратов, 1967. 85 с.
2. Клещев К. А., Шейн В. С. Нефтяные и газовые месторождения России : справочник : в 2 кн. Кн. первая : Европейская часть России. М., 2010. 832 с.
3. Габриэлян Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений. М., 1979. 326 с.
4. 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., 1963. 354 с.
5. Эздрин М. Б. К оценке перспектив газонефтеносности палеозоя Саратовско-Волгоградского Поволжья. Л., 1963. 354 с.
6. Геохимические, нефтегазопоисковые исследования в Европейской части СССР. М., 1975. 267 с.

---

#### Образец для цитирования:

Пятаев А. А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности девонских отложений свинцовой впадины Саратовской области // Изв. Саратов. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2018. Т. 18, вып. 2. С. 135–145. DOI: 10.18500/1819-7663-2018-18-2-135-145.

#### Cite this article as:

Piataev A. A. Geological Structure and Petroleum Potential of the Svintsovskaya Depression Devonian Deposits in the Saratov Region. *Izv. Saratov Univ. (N. S.), Ser. Earth Sciences*, 2018, vol. 18, iss. 2, pp. 135–145 (in Russian). DOI: 10.18500/1819-7663-2018-18-2-135-145.

---