

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образование учреждения  
высшего образования  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии  
горючих ископаемых

Особенности геологического строения и обоснование  
поисково-оценочного бурения на Радужной структуре  
(Жигулевский свод)

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 412 группы  
специальности: 21.05.02 - прикладная геология  
заочного отделения  
геологического факультета  
Криушова Вадима Павловича

Научный руководитель  
доктор геол.-мин.наук, профессор

И.В. Орешкин

Зав. Кафедрой  
доктор геол.-мин.наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2019

## Введение

Ближнее Саратовское Заволжье является основным нефтедобывающим районом области. В настоящее время в Саратовской области большинство крупных месторождений углеводородов находятся на заключительных стадиях разработки или полностью выработаны, а новые крупные не открываются. Основной же прирост запасов происходит за счёт средних и мелких месторождений. Для увеличения запасов необходимо опосредованно искать неохваченные участки недр и их разбуривать.

Одним из таких участков является Радужная структура, подготовленная сейсморазведкой 2010 г. по отражающим горизонтам PZ, nC<sub>2</sub>ks, nC<sub>2</sub>mk, nC<sub>1</sub>al. Основным объектом изучения являются ниже- и среднекаменноугольные отложения.

Высокая перспективность обнаружения залежей нефти и газа на Радужной структуре подтверждена выявлением в интервале отложений от верхнего девона до нижней перми таких месторождений как Богородское, Духовницкое, Тепловское, Хворостянское, расположенных рядом.

Цель дипломной работы геологическое обоснование поисково-оценочного бурения на Радужной структуре, выявленной в пределах Богородского лицензионного участка.

В основу дипломной работы легли материалы по геологическому строению Жигулевского свода: материалы сейсморазведки, результаты бурения и испытания соседних скважин, лабораторные исследования керна, шлама и др., собранные в период прохождения промыслово-разведочной практики, а также фондовые и опубликованные источники.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- сбор геолого-геофизических материалов об объекте изучения;
- построение проектного литолого-стратиграфического разреза Радужной структуры;

- обобщение и анализ материалов о геологическом строении осадочного чехла изучаемой территории, с целью выяснения перспектив нефтегазоносности;

- обоснование рекомендаций на проведение поисково-оценочного бурения.

Дипломная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 48 страниц текста, 7 рисунков, 5 таблиц, 4 графических приложений. Список использованных источников включает 16 наименований.

### **Основное содержание работы**

Геологические и геофизические исследования, направленные на поиски месторождений нефти и газа, проведены в 1950 -1960-х годах. Территория в эти годы изучена геологическими съемками различного масштаба.

Сейсморазведка МОВ на участке проводилась в 1951 г. и западнее участка - в 1967-1968 гг. В 1951 г. на площади проводились работы МОВ Северо-Саратовской сейсмопартией которой была выявлена приподнятая зона в районе сел Брыковка и Богородское[1].

Глубокое бурение. Бурение глубоких поисково-разведочных скважин проводилось на площади Богородского месторождения в 1966 - 1967 гг. Было пробурено 9 поисково-разведочных скважин (Богородские 1-6, 8-10) суммарной проходкой 21300 м, семь из которых вскрыли отложения терригенного девона и фундамента. Начиная с 1998 г. на Богородском месторождении ведется эксплуатационное бурение (скважины 11 - 20). Разрезы скважин 3, 4, 6, 9 Богородской площади изучены сейсмокаротажом, в эксплуатационной скважине 11 Богородской проведено вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП). В 2008 г. была пробурена скважина 1 Никольская, забой которой остановлен в малевских отложениях, на глубине 1342 м. В результате проведенных исследований получены притоки нефти из черемшано-прикамских, бобриковских и упинских отложений.

Сейсморазведка МОГТ на участке проводилась в 1991 г. Полевыми работами проведенными Саратовской ГЭ была изучена восточная половина Богородского ЛУ.

В 2003 – 2004гг. была отработана сеть сейсмических профилей (292,35 пог. км) на Богородском месторождении, с целью его детализации, и в западной части лицензионного участка с целью поиска новых объектов. Также в 2004 г., с целью изучения геологического строения Богородского ЛУ и подготовки к поисково-разведочному бурению Никольской структуры была отработана сеть профилей в объеме (120,6 пог. км). Этими работами был выявлен Южный объект, подготовленный к бурению, как Радужная структура по результатам работ в 2007-2010 гг. [1,2].

В целом изученность Богородского участка геофизическими методами с целью выявления перспективных на поиски УВ структур является удовлетворительной. Плотность сети профилей составляет 1,89 пог. км/км<sup>2</sup>.

Таким образом, на Богородском лицензионном участке сейсморазведочными работами выявлена и подготовлена к поисковым работам Радужная структура по отражающим горизонтам:

- подошва каширских отложений  $nC_2ks$ ;
- подошва мелекесских отложений  $nC_2mk$ ;
- подошва алексинских отложений  $nC_1al$ .

Осадочный чехол исследуемого района представлен девонской, каменноугольной, юрской, неогеновой и четвертичной системами [3].

Разрез девона и карбона относительно полный, преимущественно карбонатный, отсутствует только часть верхнего карбона, из-за предьюрского размыва. Пачки терригенных пород выделяются в отложениях нижнего (тульский, бобриковский горизонты) и среднего (верейский и мелекесский горизонты) карбона. Терригенные мезозойско-кайнозойские отложения (юрские и с размывом залегающие на них неогеновые) толщиной до 150 м плащеобразно залегают на размывтой поверхности карбона.

В процессе геологического развития на изучаемой территории периодически складывались благоприятные условия для формирования природных резервуаров, что нашло отражение в чередовании пород-коллекторов и флюидоупоров.

Радужная структура по современному тектоническому районированию расположена на южном склоне Жигулевского свода Русской платформы, где девонские отложения залегают на гранито-гнейсах архей-нижнепротерозойского кристаллического фундамента. Юго-западнее располагается Иргизский прогиб, разделяющий Жигулёвский и Пугачёвский своды. Рельеф фундамента является эрозионно-блоковым, предполагается наличие эрозионных останцов[3,4].

Радужная структура представляет собой субширотно вытянутую антиклиналь по отложениям карбона и девона[5,6]. Характеристика структуры по тем или иным отражающим горизонтам приводится по промежуточным наиболее погруженным замкнутым изогипсам кратным пяти. Строение Радужной структуры иллюстрируется временными разрезами по профилям 0303018, 0307076, 0307069.

По подошве алексинских отложений (отражающий горизонт  $пC_1^{al}$ ) в современном структурном плане структура оконтуривается промежуточной изогипсой минус 1135 м, имеет размеры 2,8 x 1,1 км, площадь 2,25 км<sup>2</sup>, минимальная абсолютная отметка в своде минус 1120 м, амплитуда 15 м. Длинная ось структуры ориентирована в субширотном направлении.

По подошве мелекесских отложений (отражающий горизонт  $пC_2^{mk}$ ) Радужная структура теряет свою выраженность и по изогипсе минус 740 вырисовывается в виде малоразмерной приподнятой зоны, размером 0,9 x 0,6 км, площадью 0,5 км<sup>2</sup>, с амплитудой структуры до 5 м.

По подошве каширских отложений (отражающий горизонт  $пC_2^{ks}$ ) в пределах изучаемого участка отмечается структурная терраса с абсолютными отметками от минус 640м до минус 660м.

По эрозионной поверхности карбонатного палеозоя (отражающий

горизонт PZ) отмечается моноклиналиное погружение в западном направлении от абсолютных отметок минус 30 м до минус 60 м, что подтверждается результатами бурения Богородских структурных скважин. Этими же скважинами установлено залегание среднеюрских отложений на эрозионной поверхности карбонатного палеозоя.

Толщины отложений между отражающими горизонтами  $pD_3^{sf}$  -  $pC_1^{al}$  фиксирует изменение толщин от -680 м до -620 м. Минимальные толщины соответствуют сводовой части Радужной структуры.

Толщины отложений между отражающими горизонтами  $pC_1^{al}$  -  $pC_2^{ks}$  изменяются от 500 до 460 м. Своду структуры отвечает зона сокращенных до 480 м толщин, в центральной части которой мощность составляет 477 м.

Толщины отложений между отражающими горизонтами  $pC_2^{ks}$  - PZ изменяются от 630 до 580 м. Своду структуры отвечает переходная зона, где толщины увеличиваются с запада на восток, от 590 до 610 м.

Такое распределение толщин, современные структурные планы, указывают на заложение структуры в позднем девоне, как структуры облекания – уплотнения над останцом фундамента, и ее длительном унаследованном развитии в течение всего карбона. Это свидетельствует о её перспективности в нефтеносном отношении по карбонатным породам среднего карбона – черемшано-прикамским отложениям и терригенным отложениям нижнего карбона – бобриковскому, упинскому и малевскому горизонтам, продуктивным на соседних Богородском, Никольском, Кротовском, Васильковском и Остролукском месторождениях.

Радужная структура расположена согласно схеме нефтегазогеологического районирования в пределах – Средневожской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции[4].

На изучаемой территории наибольший интерес представляют верхнедевонский-нижнекаменноугольный комплекс в составе отложений турнейского яруса; нижневизейский комплекс в составе отложений

бобриковского горизонта и верхневизейско-нижнебашкирский комплекс в составе черемшано-прикамских отложений.

Верхнедевонский-нижнекаменноугольный комплекс продуктивен на соседних месторождениях и включает в себя залежи упинского горизонта, который содержит залежи на Васильковском и Никольском месторождениях и малевского горизонта продуктивного на Васильковском месторождении.

Залежь нефти в упинских отложениях на Васильковском месторождении открыта в скважине №1 в результате ИПТ в интервале 1332-1360м, где получен приток нефти  $Q_n=253,6\text{ м}^3/\text{сут}$ , при опробовании в эксплуатационной колонне из интервала 1339-1344м на 6мм штуцере дебит нефти составил  $34\text{ м}^3/\text{сут}$ , пластовая температура составила  $40,9^\circ$ , пластовое давление  $11,9\text{ МПа}$ , плотность нефти  $0,711\text{ г/см}^3$ . Залежь пластовая сводовая, по результатам интерпретации ГИС представлена пористыми нефтенасыщенными карбонатами, пористость изменяется в проницаемых слоях от 9% до 11,7%, нефтенасыщенность от 56,3% до 63,5% [2].

На Никольском месторождении упинская залежь открыта в скважине № 1 так же при проведении ИПТ в интервале 1301-1322м, где получен приток нефти  $Q_n=172,3\text{ м}^3/\text{сут}$ , пластовое давление составило  $13,85\text{ МПа}$ . При опробовании в эксплуатационной колонне из интервала 1312-1317м на 9мм штуцере дебит нефти составил  $36,4\text{ м}^3/\text{сут}$ , пластовая температура составила  $38^\circ$ , пластовое давление  $13,85\text{ МПа}$ , плотность нефти  $0,777\text{ г/см}^3$ . Залежь пластовая сводовая, по результатам интерпретации ГИС представлена пористыми нефтенасыщенными карбонатами, пористость изменяется в проницаемых слоях от 7% до 13,2%, нефтенасыщенность от 57,8% до 83,7%[7].

Приток нефти из малевских отложений получен в скважине №1 Васильковского месторождения. При проведении ИПТ в интервале 1356-1372м, дебит нефти составил  $7,6\text{ м}^3/\text{сут}$ , пластовая температура  $39^\circ$ , пластовое давление  $14,6\text{ МПа}$ , пористость изменяется от 8,5% до 10,9%, нефтенасыщенность от 52,6% до 55,5%, плотность нефти  $0,871\text{ г/см}^3$ , малосернистая, парафинистая [8].

Нижневизейский комплекс продуктивен на соседних площадях по отложениям бобриковского горизонта. О его перспективности в пределах исследуемого участка свидетельствуют:

- притоки нефти полученные из песчаников бобриковского возраста в скважинах №№1, 2, 11, 12, 14-16, 17б, 18-20, 20б и 1ЮБ Богородского месторождения. Залежь пластовая сводовая, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 4,8м до 13,6м, коллектор терригенный, поровый, пористость колеблется от 16,5% до 26,3%, нефтенасыщенность от 62% до 86 %. По результатам испытания данных скважин в эксплуатационной колонне получены притоки нефти дебитом от 11,6 до 114 т/сут. Первичное пластовое давление по скв. №№1 и 2 составляло 13,47-13,63 МПа. Нефть бобриковской залежи относительно легкая (при плотности 0,8-0,85г/см<sup>3</sup>), метановая, малосернистая, среднепарафиновая. Пластовый газ отличается высоким содержанием азота (около 25 объемных %). Из-за большого количества опробованных скважин, только скважины №№ 1 и 2 которые одни из первых вскрыли залежь и соответственно зафиксировали первоначальные параметры нефтяной залежи и скважины с максимальным и минимальным значениями дебитов [9];

-Остролукское месторождение. В разработке находится залежь бобриковского горизонта. В скважине №1 при совместной перфорации интервалов 1179,0-1180,2м и 1185,2-1187,4м (бобриковские, кизелово-черепетские отложения) на 5 мм штуцере получен приток нефти, дебитом 43,9 м<sup>3</sup>/сут. Качественная характеристика нефти аналогична нефти Богородского месторождения [9];

- Кротовское месторождение представлено нефтяной залежью в бобриковском терригенном коллекторе – скважины №№ 1-4 Кротовские. Залежь пластовая сводовая, высота залежи 15,1м, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,2м до 9м, коллектор терригенный, поровый, пористость колеблется от 13,75% до 25,6%, нефтенасыщенность от 65,1% до 86,4%. Дебиты в эксплуатационных колоннах составили от 10,8 м<sup>3</sup>/сут

до  $75 \text{ м}^3/\text{сут}$ , плотность нефти  $0,771-0,778 \text{ г/см}^3$ , пластовые температуры составили  $34-35^\circ$ , пластовые давления  $9,82-11,8 \text{ Мпа}$  [10].

Верхневизейско-нижнебашкирский комплекс продуктивен в черемшано-прикамских отложениях. О его перспективности в пределах исследуемого участка свидетельствуют:

- на Кротовской площади в скважине №5 по результатам ИПТ башкирских отложений из интервала 809-820м получен приток фильтрата глинистого раствора с нефтью  $Q_{ж}=2,45 \text{ м}^3/\text{сут}$ . При опробовании в эксплуатационной колонне данных отложений в интервале 816-818 м получен слабый приток нефти  $Q_{н}-1,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ , исследование проб нефти не проводилось [10];

- на Васильковском месторождении в скважине №1 по результатам ИПТ башкирских отложений в интервале 850-856м получен фильтрат глинистого раствора с нефтью  $Q_{ж}=76,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ , залежь пластовая сводовая, коллектор представлен известняками кремовыми, биоморфнодетритовыми, нефть малосернистая, парафинистая, плотность пластовой нефти  $0,817 \text{ г/см}^3$  [8];

- на Никольском месторождении в скважине №1 в интервале 829,5-841,4 м отобран керн нефтенасыщенный, в нижней части водоносный. Керн представлен известняками кремовыми, серыми, средней крепости местами трещиноватый, кавернозный с включениями ОВ. По результатам ИПТ башкирских отложений из интервала 827-841м получен приток нефти плотностью  $0,818 \text{ г/см}^3$ ,  $Q_{н}-152,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $R_{пл}-83,4 \text{ атм}$  [7].

Суммарные подготовленные геологические и извлекаемые ресурсы нефти и растворенного газа категории  $D_0$  Радужной структуры составляют: нефти  $3073,35/1446,66 \text{ тыс т}$ , растворенного газа  $128,18/46,74 \text{ млн м}^3$ .

Обоснованием постановки поисково-оценочных работ на Радужной структуре являются:

- наличие подготовленной Радужной структуры по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-2Д по отражающим горизонтам  $nC1a1$ ,  $nC2mk$ ,  $nC2ks$ , PZ;

- наличие в разрезе пород-коллекторов и флюидоупоров, сочетания которых образуют природные резервуары УВ;

- открытые нефтяные месторождения на соседних площадях Богородское, где продуктивны бобриковские песчаники и Никольское, где продуктивны башкирские, бобриковские и упинские отложения, Остролукское, где продуктивны бобриковские коллектора, Кротовское и Васильковское нефтяные на Григорьевском ЛУ, где на первом продукция получена из башкирских и бобриковских отложений, на втором так же из башкирских отложений и из упинских, кроме этого на Васильковском месторождении по данным ГИС продуктивны коллектора малевских отложений.

Объектами поисков залежей углеводородов на Радужной структуре являются черемшано-прикамские, бобриковские, упинские и малевские отложения.

С целью оценки поисково-оценочным бурением нефтегазоносности палеозойского разреза Северо-Приволжской структуры рекомендуется бурение одной поисково-оценочной скважины.

С целью подтверждения залежей нефти на Радужной структуре и оценки запасов по категориям  $C_1$  и  $C_2$ , рекомендуется пробурить две поисково-оценочные скважины в подготовленных к поисковому бурению ловушках.

С целью проверки нефтеносности черемшанско-прикамского, бобриковского, упинского и малевского горизонтов рекомендуется пробурить независимую скважину №1 в центре структуры на сеймопрофиле 0307076, пикет 2500 (пересечение с профилем 0304053), где она закладывается по ОГ  $nC_{1al}$  и  $nC_{2mkv}$  наиболее оптимальных условиях для опоскования перспективных залежей. Проектная глубина скважины 1380 м, проектные горизонт - заволжский.

Зависимая скважина № 3 рекомендуется восточнее скважины №1 на пересечении сеймопрофилей 0307076 и 0303018 с целью дальнейшего прослеживания выявленных залежей УВ в восточном направлении. Проектная глубина скважины 1380 м, проектный горизонт – заволжский.

Целью поисково-оценочного бурения является получение промышленных притоков нефти и газа из нефтегазоперспективных отложений в пределах Радужной структуры.

### **Заключение**

Радужная структура подготовлена и детализирована в 1991–2010 гг. сейсморазведкой МОГТ-3D.

Результаты сейсморазведочных работ совместно с материалами глубокого бурения на Богородском, Никольском, Остролукском, Кротовском и Васильковском месторождениях (структурах) позволяют прогнозировать на Радужной структуре залежи нефти в черемшанском, прикамском, бобриковском, упинском и малевском горизонтах, относя их ресурсы к категории  $D_0$ .

С целью подтверждения прогнозируемых залежей, оценки их запасов по категориям  $C_1$  и  $C_2$  рекомендуется бурение двух поисково-оценочных скважин №1 и №2 с проектной глубиной 1380 м и проектным горизонтом – заволжским. Для решения поставленных задач в скважине необходимо провести отбор керна и шлама, ГИС, опробование, испытание и лабораторные исследования.

Результаты бурения поисково-оценочных скважин позволят перевести ресурсы категории  $D_0$  в категорию запасов  $C_1+C_2$ , определить типы выявленных залежей, размеры, их промышленная значимость, а также определено направление дальнейших поисковых и разведочных работ.

### Список использованных источников

- 1 Федорчук Р. А., Кангас Г. В. Отчёт Переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных материалов прошлых лет на Богородском лицензионном участке с целью уточнения строения Богородского месторождения. Саратов, фонды ОАО «Саратовнефтегеофизика», 2003.
- 2 Отчёт по теме Проведение сейсморазведочных работ прошлых лет на Богородском лицензионном участке. ОАО «Саратовнефтегеофизика», Саратов, 2004.
- 3 Корчагин Ю.И., Невзоров А.С. Проект поисков и оценки залежей нефти и газа в пределах Радужной структуры Богородского ЛУ. ООО «Стройбурсервис», Саратов, 2010.
- 4 Колотухин А.Т., Астаркин С.В., Логинова М.П. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран. Учебное пособие.- Саратов, ООО Издательский Центр «Наука», 2013.
- 5 Кравченко Л.С. Проведение площадной геохимической съемки по Богородской площади в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. Отчет НИИ Геологии СГУ. Саратов, 1993г.
- 6 Кравченко Л.С. Геолого-геохимические критерии нефтегазоносности палеозойских отложений юго-востока Русской платформы. Отчет. Саратов, 1995.
- 7 Дорофеев Н.В. Оперативный подсчет запасов Никольского месторождения. ООО «НОВА технолоджиз» Москва, 2009.
- 8 Батрак А.Н. Оперативный подсчет запасов Васильковского месторождения. ООО «НОВА технолоджиз» Москва, 2007.
- 9 Батрак А.Н. Оперативный подсчет запасов Богородского месторождения. ООО «НОВА технолоджиз» Москва, 2008.
- 10 Сашин А.В. Оперативный подсчет запасов Кротовского месторождения. ООО «НОВА технолоджиз» Москва, 2007.