

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

**Геологическое обоснование поисково-оценочного бурения
на Радужной структуре
(Саратовская область)
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 6 курса, 611 группы, заочной формы обучения
геологического факультета
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
специализация «Геология нефти и газа»
Мирзалаева Чансы Гаджимурадовича

Научный руководитель
старший преподаватель

А.В. Чуваев

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

А.Д. Коробов

Саратов 2026

Введение

Объектом изучения в Дипломной работе является Радужная структура Богородского лицензионного участка (ЛУ), правами на поиск и разведку залежей УВ в пределах которого обладает ООО «Юкола-нефть».

Целью дипломной работы является обоснование проведения поисково-разведочного бурения на Радужной структуре.

Административно Радужная структура расположена в Духовницком районе Саратовской области, в 40 км к югу от районного центра с.Духовническое и в 60 км от г.Пугачев.

Радужная структура подготовленная сейсморазведкой МОГТ-3D в 2010 г. по отражающим горизонтам nC_{1al} , nC_{2mk} , nC_{2ks} , PZ. Основным объектом изучения являются ниже- и среднекаменноугольные отложения.

Ближайшими к Радужной структуре являются Богородское, Кротовское, Никольское, Васильковское, Остролукское месторождения.

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, Духовническое, Тепловское, Хворостянское, расположенных рядом.

Объем работы. Дипломная работа состоит из введения 4 глав. Заключение и содержит 47 страниц текста, 7 рисунков, 4 таблицы, 4 графическими приложениями и 18 наименований использованных источников.

Основное содержание работы

До 1950 года в пределах Левобережья Саратовской области выполнен большой объем геолого-съемочных работ и геофизических работ (гравиразведка, магниторазведка, электроразведка). С 1946 года начато изучение геологического строения на севере Саратовской области гравиметрической съемкой (Шванк О.А., 1946-1952 гг.). В эти же годы осуществлялись маршрутно-площадные геолого-съемочные работы масштаба 1:200000, что позволило получить более подробные представления о геологическом строении участка, установлен сложный характер строения

участка недр на дневной поверхности [2,3].

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 сейсморазведочной партией которой была выявлена приподнятая зона в районе сел Брыковка и Богородское [4].

Структурное бурение. Проводилось в 1950-60х годах геологопоисковыми конторами трестов «Саратовнефтегаз» и «Куйбышевнефть» с целью поисков структур, перспективных на нефть и газ. Всего пробурено 46 структурных скважин (Богородская, Духовницкая, Липовская, Матвеевская, Ивантеевская, Хворостянская площади, Духовницко-Орловский профиль). Основная часть их сосредоточена на востоке Богородского участка. Все скважины вскрыли поверхность карбонатного палеозоя, ряд скважин – кровлю верейских отложений.

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), семь из которых вскрыли отложения терригенного девона и фундамента. Начиная с 1998 г. на Богородском месторождении ведется эксплуатационное бурение (скважины №№11 - 20).

Сейсморазведка МОГТ на участке проводилась в 1991 г. трестом «Саратовнефтегеофизика» (с.п. № 0391) и Саратовской ГЭ (с.п. № 04301) в 2001 г. Полевыми работами проведенными Саратовской ГЭ была изучена восточная половина Богородского ЛУ.

В 2003 – 2004 гг. силами Богородских сейсморазведочных партий № № 0303 и 0304 ОАО «Саратовнефтегеофизика» 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. Никольской с.п. № 0304 ОАО «Саратовнефтегеофизика» 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 с.п. №0307 ОАО «Саратовнефтегеофизика» в 2007-2010 гг. [4,5].

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

Разрез девона и карбона относительно полный, преимущественно карбонатный, отсутствует только часть верхнего карбона, из-за предъюрского 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 размытой поверхности карбона.

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.

Радужная структура представляет собой субшироко вытянутую антиклиналь по отложениям карбона и девона [2].

По подошве алексинских отложений (pC_{1al}) в современном структурном плане структура оконтуривается промежуточной изогипсой минус 1135 м, имеет размеры 2,8 x 1,1 км, амплитуда 15 м.

По подошве мелекесских отложений (pC_{2mk}) Радужная структура теряет свою выраженность и по изогипсе минус 740 м вырисовывается в виде малоразмерной приподнятой зоны, размером 0,9 x 0,6 км, с амплитудой до 5 м.

По подошве каширских отложений (pC_{2ks}) в пределах изучаемого участка отмечается структурная терраса с абсолютными отметками от минус 640 м до минус 660 м.

По эрозионной поверхности карбонатного палеозоя (отражающий горизонт РЗ) отмечается моноклиналиное погружение в западном направлении от абсолютных отметок минус 30 до минус 60 м.

Также установлено залегание среднеюрских отложений на эрозионной поверхности карбонатного палеозоя.

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, согласно схеме нефтегазогеологического районирования расположена в пределах – Жигулевско-Пугачевского нефтегазоносного района Средневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

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 1332-1360 м, где получен приток нефти $Q_n=253,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$, при опробовании в эксплуатационной колонне из интервала 1339-1344 м на 6мм штуцере дебит нефти составил $34 \text{ м}^3/\text{сут.}$,

пластовая температура составила 40,9°, пластовое давление 11,9 МПа, плотность нефти 0,711 г/см³. 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 %.

На Никольском месторождении упинская залежь открыта в скважине № 1 так же при проведении ИПТ в интервале 1301-1322 м, где получен приток нефти $Q_n=172,3$ м³/сут., пластовое давление составило 13,85 МПа. При опробовании в эксплуатационной колонне из интервала 1312-1317 м на 9 мм штуцере дебит нефти составил 36,4 м³/сут., пластовая температура составила 38°, пластовое давление 13,85 МПа, плотность нефти 0,777 г/см³. 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 % [6].

Приток нефти из малевских отложений получен в скважине №1 Васильковского месторождения. При проведении ИПТ в интервале 1356-1372 м, дебит нефти составил 7,6 м³/сут., пластовая температура 39°, пластовое давление 14,6 МПа, пористость изменяется от 8,5 до 10,9%, нефтенасыщенность от 52,6 до 55,5 %, плотность нефти 0,871 г/см³, малосернистая, парафинистая [7].

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, 176, 18-20, 206 и 1ЮБ Богородского месторождения. Залежь пластовая сводовая, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 4,8 до 13,6 м, 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 0,8-0,85 г/см³), 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 [8];

- Остролукское месторождение. В разработке находится залежь бобриковского горизонта. В скважине №1 при совместной перфорации интервалов 1179,0-1180,2 и 1185,2-1187,4 м (бобриковские, кизелово-черепетские отложения) на 5 мм штуцере получен приток нефти, дебитом 43,9 м³/сут. Качественная характеристика нефти аналогична нефти Богородского месторождения;

- Кротовское месторождение представлено нефтяной залежью в бобриковском терригенном коллекторе – скважины №№1-4 Кротовские. Залежь пластовая сводовая, высота залежи 15,1 м, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,2 до 9 м, 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 до 75 м³/сут., плотность нефти 0,771-0,778 г/см³, пластовые температуры составили 34-35°, пластовые давления 9,82-11,8 МПа [9].

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 809-820 м получен приток фильтрата глинистого раствора с нефтью $Q_{ж}=2,45$ м³/сут. При опробовании в эксплуатационной колонне данных отложений в интервале 816-818 м получен слабый приток нефти $Q_{н}=1,3$ м³/сут., исследование проб нефти не проводилось [9];

- на Васильковском месторождении в скважине №1 по результатам ИПТ башкирских отложений в интервале 850-856 м получен фильтрат глинистого раствора с нефтью $Q_{ж}=76,4\text{ м}^3/\text{сут.}$, залежь пластовая сводовая, коллектор представлен известняками кремовыми, биоморфно-детритовыми, нефть малосернистая, парафинистая, плотность пластовой нефти $0,817\text{ г/см}^3$ [7];

- 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 827-841 м получен приток нефти плотностью $0,818\text{ г/см}^3$, $Q_{н}=152,9\text{ м}^3/\text{сут.}$, $R_{пл}=83,4\text{ атм}$ [8].

Основными перспективными отложениями на изучаемой площади как по анализу структурных планов, результатам динамического анализа данных сейсморазведки, так и по анализу региональных закономерностей нефтегазоносности юго-восточной части Жигулевского свода, следует признать отложения каменноугольной системы (малевские, упинские, бобриковские, черемшанские-прикамские горизонты), в которых по аналогии с соседними площадями прогнозируются нефтяные залежи.

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

Залежи нефти приурочены к пластовым сводовым ловушкам сформированными в сводовых частях антиклинальных, брахиантиклинальных и купольных поднятий, ограниченные сверху непроницаемыми породами.

С целью подтверждения и оценки нефтегазоносности в нижне- и среднекаменноугольном разрезе Радужной структуры и рекомендуется бурение двух поисково-оценочных скважин.

Независимую поисково-оценочную скважину №1 рекомендуется заложить в центре структуры на сейсмопрофиле 0307076, пикет 2500 (пересечение с профилем 0304053), с проектной глубиной - 1385 м, проектным горизонтом -

заволжским. Скважина закладывается в подготовленных структурах по ОГ nC_{1a} и nC_{2mk} в наиболее оптимальных условиях с целью опоискования перспективных залежей и получение промышленных притоков УВ.

Зависимую поисково-оценочную скважину №2 рекомендуется заложить восточнее скважины №1 на пересечении сейсмопрофилей 0307076 и 0303018, с проектной глубиной - 1385 м, проектным горизонтом – заволжским. Скважина закладывается с целью дальнейшего прослеживания выявленных залежей УВ в восточном направлении подготовленных структур.

Геологические задачи на стадии поисков и оценки перспектив нефтегазоносности структуры следующие:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- уточнение структурных построений и геологической модели подготовленной структуры;
- испытание и опробование перспективных интервалов разреза;
- выявление залежей УВ;
- оценка их добычных возможностей;
- подсчет запасов нефти категорий C_1+C_2 ;
- обоснование необходимости постановки разведочных работ.

Для решения поставленных геологических задач предусматриваются:

- отбор керна, шлама, проб нефти, газа, конденсата, воды и их лабораторное изучение;
- геофизические исследования скважины и их качественная и количественная интерпретация;
- геохимические, гидродинамические, гидрогеологические и другие виды исследований скважины в процессе бурения, опробования и испытания.

Заключение

Радужная структура подготовлена в 2010 гг. сейсморазведкой МОГТ-ЗД. Результаты сейсморазведочных работ с учетом материалов по геологическому строению и нефтегазоносности, глубокого бурения и соседних Богородском, Никольском, Остролукском, Кротовском и Васильковском месторождениях

позволяют прогнозировать на перспективной Радужной структуре пластовые сводовые залежи нефти в черемшанском, прикамском, бобриковском, упинском и малевском горизонтах, относя их ресурсы к категории D₀.

По геологическому строению и нефтегазоносности изучаемого участка позволяет сделать вывод о целесообразности проведения дальнейших геологоразведочных работ, для установления факта наличия или отсутствия промышленных запасов нефти и газа в подготовленных к поисковому бурению ловушках предлагается заложить две поисково-оценочные скважины №1, №2 с проектными глубинами – 1385 м и проектным горизонтом - фаменским. В каждой поисково-оценочной скважине должен быть выполнен комплекс исследований в объеме, необходимом для количественной оценки запасов нефти и газа, а именно отбор керна и шлама, ГИС, ГТИ, опробования, испытания, гидродинамические и лабораторные исследования.

По результатам поисково-оценочного бурения, в случае получения промышленных притоков, будет произведена оценка запасов промышленных категорий, определены типы выявленных залежей, их промышленная значимость, оценка необходимости проведения разведки, а также определено направление дальнейших геолого-разведочных работ в данном районе.

Список использованных источников

- 1 Кравченко, Л.С. Геолого-геохимические критерии нефтегазоносности палеозойских отложений юго-востока Русской платформы./ Л.С. Кравченко. Саратов, 1995. – 36 с.
- 2 Алексеев, Г.И. Месторождения нефти и газа Жигулевско-Оренбургского свода. В кн. Геология нефти и газа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. / Г.И. Алексеев и др. Недра, М., 1970. – 220 с.
- 3 Федорчук, Р.А. Переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных материалов прошлых лет на Богородском лицензионном участке с целью уточнения строения Богородского месторождения. / Р.А. Федорчук, Г.В. Кангас. Саратов, фонды ОАО “Саратовнефтегеофизика”, 2003. – 210 с.

- 4 Отчёт по теме: Проведение сейсморазведочных работ прошлых лет на Богородском лицензионном участке./ ОАО «Саратовнефтегеофизика», Саратов, 2004. – 80 с.
- 5 Корчагин, Ю.И. Проект поисков и оценки залежей нефти и газа в пределах Радужной структуры Богородского ЛУ./ Ю.И. Корчагин, А.С. Невзоров. ООО «Стройбурсервис», Саратов, 2010. – 165 с.
- 6 Дорофеев, Н.В. Оперативный подсчет запасов Никольского месторождения. / Н.В. Дорофеев. ООО «НОВА технолоджиз» Москва, 2009. – 120 с.
- 7 Батрак, А.Н. Оперативный подсчет запасов Васильковского месторождения. / А.Н. Батрак. ООО «НОВА технолоджиз» Москва, 2007. – 65 с.
- 8 Батрак, А.Н. Оперативный подсчет запасов Богородского месторождения./ А.Н. Батрак. ООО «НОВА технолоджиз» Москва, 2008. – 66 с.
- 9 Сашин, А.В. Оперативный подсчет запасов Кротовского месторождения./ А.В. Сашин. ООО «НОВА технолоджиз» Москва, 2007. – 78 с.