

МИНОБОРНАУКИ 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 ДОРАЗВЕДКИ  
БЛАГОВЕЩЕНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
(САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)  
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 5 курса, 551 группы очной формы обучения  
геологического факультета  
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»,  
специализация «Геология нефти и газа»  
Бычкова Павла Сергеевича

Научный руководитель:

старший преподаватель

\_\_\_\_\_

А.В. Бирюков

Зав. кафедрой:

доктор геол.-мин. наук, профессор

\_\_\_\_\_

А.Д. Коробов

Саратов 2024

## Введение

Объектом исследований в настоящей работе является Благовещенское нефтяное месторождение, которое находится в пределах Иргизского лицензионного участка, на территории Ивантеевского района Саратовской области.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки Благовещенского нефтяного месторождения на основе анализа имеющейся геолого-геофизической информации об особенностях геологического строения и нефтегазоносности данного объекта.

Задачи, решаемые в ходе составления дипломной работы:

1. Сбор и анализ геолого-геофизических материалов, характеризующих геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Благовещенского месторождения;
2. Характеристика нефтегазоносности рассматриваемого объекта по аналогии с ближайшими месторождениями и с учётом пробурённой скважины в пределах Иргизского лицензионного участка;
3. Подготовка рекомендаций и обоснование доразведки исследуемого месторождения.

Материал для написания дипломной работы был получен из территориального геологического фонда «Нижеволжского НИИ геологии и геофизики».

Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 38 страниц текста, 2 рисунка и 4 графических приложения. Список использованных источников включает 20 наименований.

## Основное содержание работы

До 1950 года в пределах Левобережья Саратовской области выполнен большой объем геолого-съемочных работ и геофизических (гравиразведка, магниторазведка, электроразведка) работ. С 1946 года начато изучение геологического строения на севере Саратовской области гравиметрической съемкой. В эти же годы осуществлялись маршрутно-площадные геолого-съемочные работы масштаба 1:200 000, что позволило получить более подробные представления о геологическом строении участка.

Начиная с 1950 по 1960 год проводятся систематические геолого-геофизические исследования, направленные на поиски залежей нефти и газа. Территория была изучена геологическими съемками различного масштаба.

В 1951 году в пределах исследуемого района выполнена геологическая съемка в масштабе 1:50 000, в 1969 году – масштабе 1:200 000. В 1975 году в результате обобщения данных геологической съемки и глубокого бурения составлены геологические карты масштаба 1:200 000.

В 1955-1956, 1976гг. проводится магнитометрическая съемка в масштабах 1:500 000 и 1:50 000. Составлена схема геотектонического районирования кристаллического фундамента, позволившая выявить основные черты тектоники региона, определить крупные структурные элементы.

Глубокое и структурное бурение в пределах Иргизского лицензионного участка не проводилось.

Глубокое бурение на сопредельных участках велось на Богородском ЛУ, где на одноименном месторождении пробурено 10 скважин поисковых и разведочных, на Никольском месторождении пробурена 1 поисковая скважина.

Структурное бурение на сопредельных участках проводилось в 1950-60-х годах с целью поисков структур, перспективных на нефть и газ, компанией «Саратовнефтегаз». Всего пробурено 54 структурных скважины (Богородская,

Владимирская, Духовницкая, Липовская, Малоиргизская, Злобовско-Милорадовская, Орловская, Остролукская площади), все скважины вскрыли размытую поверхность карбонатного палеозоя. Плотность бурения составила 1 скважина на 12,6 км<sup>2</sup> [1]. Глубины скважин 300 – 750 м, редко более.

Сейсморазведочные работы МОВ, проведенные в 1951 г. Северо-Саратовской с/п № 8/51 констатировали «невозможность построения структурной схемы по палеозойским горизонтам, в связи с чрезвычайно неблагоприятными сейсмогеологическими условиями» [2]. Из-за плохого качества материала, обусловленного высоким залеганием первой жесткой границы, были построены лишь схемы наклонов отражающих элементов в карбоне и отмечено погружение поверхности палеозоя в западном направлении.

Вся площадь участков покрыта в 1991 г. гравиметрической съёмкой ОАО «Саратовнефтегеофизика». В трансформированном поле силы тяжести выделяются положительные аномалии, которые могут быть обусловлены антиклинальными структурами, представляющими поисковый интерес на нефть и газ.

Геохимические исследования в районе работ проводились в 1970-71 г.г. Было проведено изучение микроконцентраций углеводородов в верхней части разреза. В результате исследований в скважинах глубиной до 200 м был выявлен ряд геохимических аномалий. Для проверки одной из них была пробурена скважина 45 Малоиргизская, однако признаков нефтегазоносности в разрезе обнаружено не было.

В результате аэромагнитной съёмки масштаба 1:200 000 (1958 г.) и 1:50000 были составлены карты аномального магнитного поля ( $\Delta T_a$ ), выявлен ряд локальных аномалий. Этой съёмкой, проведённой на площади 14000 км<sup>2</sup>, отмечено возможное наличие интрузий основного состава в приповерхностном слое фундамента и разрывных нарушений допалеозойского заложения меридионального и северо-восточного

простирается.

Сейсморазведочные работы МОГТ проводились в пределах Иргизского лицензионного участка ООО «БАРРЕЛЬ-С». В 2013 году на участке силами ОАО «Волгограднефтегеофизика» поэтапно проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2Д в суммарном объеме 682,2 погонные км. Также, в 2012-2013 годах были проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д. При этом, детальные сейсморазведочные исследования не проводились.

Благовещенская структура выявлена на поисковом этапе сейсморазведочными работами МОГТ-2Д в 2014 году сейсморазведочной партией № 1 ОАО «Волгограднефтегеофизика». Плотность сети профилей в пределах Благовещенской структуры составляет 1,3 погонных км на км<sup>2</sup>. [3]

В 2014-2015 гг. была пробурена поисково-оценочная скважина №1 Благовещенская, скважина закончена строительством при забое 1524 м, вскрыв заволжские отложения, как предусматривалось проектной документацией. Основная цель бурения заключалась в открытии залежей нефти и газа, в изучении стратиграфии, литологии, тектоники, нефтегазоносности и водоносности разреза. Основные перспективы связывались с коллекторами бобриковского, упинского и малевского горизонтов нижнекаменноугольной системы. В процессе бурения скважины был выполнен полный комплекс исследовательских работ, в результате которых в разрезе скважины выявлена промышленно-продуктивная залежь нефти в бобриковских отложениях. [4]

Описание литолого-стратиграфического строения Благовещенского нефтяного месторождения велось по сводному литолого-стратиграфическому разрезу, составленному по данным бурения скважин №1 Благовещенская и по результатам геолого-геофизических исследований, проведенных в пределах Иргизского ЛУ. Сводный геолого-геофизический разрез месторождения приведен на приложении А.

В геологическом строении разреза Благовещенского месторождения

принимают участие породы девонской, каменноугольной, неогеновой и четвертичной систем.

Вскрытая мощность разреза изучаемого месторождения составляет 1524,9 м. Расчленение разреза производилось на основе данных каротажа с учетом керна по скважине №1 Благовещенская.

В геологическом строении Благовещенского месторождения участвуют как терригенные, так и карбонатные отложения, но преобладающими по составу являются именно карбонатные, с подчиненным значением терригенных образований, при чем последние приурочены к верхней части разреза – к кайнозойскому комплексу. Большая часть мощности разреза приходится на отложения палеозоя, что составляет 1426,2 м.

Разрез исследуемого месторождения характеризуется наличием несогласий, выпадением отдельных стратиграфических подразделений из разреза. Основная масса несогласий и перерывов в осадконакопление отмечена в верхней части разреза месторождения.

Наибольшее количество регионально продуктивных коллекторов углеводородного сырья, в пределах Иргизского лицензионного участка, выделяется в ниже- и среднекаменноугольных отложениях.

В тектоническом отношении Благовещенская структура, к которой приурочено одноимённое месторождение, приурочена к южному склону Жигулевского свода Волго-Уральской антеклизы. Свод на юге и юго-западе граничит с Иргизским прогибом, а на юго-востоке – с Бузулукской впадиной.

[5]

Основной, формирующей древний структурный план, тектонической фазой в истории геологического развития исследуемой территории является додевонская – время заложения рифей-вендского Пачелмского авлакогена в результате движения блоков фундамента по глубинным разломам. Последовавшая затем инверсия и размыв полностью уничтожили отложения венда, рифея и всего нижнего палеозоя (кембрий, ордовик, силур, нижний

девон).

В период проявления герцинского цикла на фоне активного формирования окружающих Жигулевский свод геоструктур (Иргизского прогиба, Пугачевского свода, Бузулукской впадины), сам свод был относительно пассивен и постепенно (от склонов к своим вершинам) заполнялся осадками среднего и верхнего девона, которые залежали непосредственно на кристаллическом фундаменте. Вместе с этим, происходило формирование структур облекания в терригенном девоне над додевонскими останцами. В предтиманскую фазу тектогенеза отложения эйфельского и живетского возраста в пределах останцов были размыты, в сводах останцов тиманско-пашийские отложения залегают на породах фундамента.

По отражающему горизонту «nC<sub>1</sub>bb» Благовещенская структура локализуется по замкнутой изолинии минус 1300 м имеет размеры 3,4 x 1,2 км и амплитуду 10 м, что можно увидеть на приложении Б.

Вышезалегающий терригенно-карбонатный бобриковско-тульский комплекс представляет собой структуру облекания турнейского палеорельефа, частично нивелируя её.

По отражающему горизонту «nC<sub>1</sub>al» Благовещенская структура сильно выполаживается и сокращается в размерах, так по замкнутой изолинии минус 1240 метров структура имеет размеры 2,6 x 1,1 км и амплитуду в единицы метров.

В вышележащих отложениях структура расформируется в структурный нос, раскрывающийся в западном направлении.

Таким образом, с точки зрения тектоники Благовещенская структура представляет собой брахиантиклиналь северо-восточного простирания по горизонтам верхнего девона и нижнего карбона. Наиболее выражена структура по упинским и бобриковским породам.

С точки зрения нефтегазогеологического районирования Иргизский

лицензионный участок, в пределах которого находится Благовещенская структура, расположен в пределах Средне-Волжской нефтегазоносной области, которая входит в Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию [6].

В пределах Средне-Волжской нефтегазоносной области традиционно выделяются шесть регионально выдержанных нефтегазоносных комплексов [2]:

1. Средне-верхнедевонский (карбонатно-терригенный);
2. Верхнедевон-нижнекаменноугольный (преимущественно карбонатный);
3. Нижневизейский (терригенный);
4. Верхневизейско-нижнебашкирский (преимущественно карбонатный);
5. Верхнебашкирско-нижнемосковский (терригенный);
6. Верхнемосковско-нижнепермский (карбонатный).

Основные перспективы нефтегазоносности исследуемой территории связаны с терригенными и карбонатными каменноугольными отложениями [7].

Ближайшие открытые нефтяные месторождения: Никольское, Богородское, Васильковское, Остролукское, Андреевское [1].

На Никольском месторождении нефтеносными являются известняки башкирского яруса ( $C_{2b}$ ), песчаники бобриковского ( $C_{1bb}$ ) и известняки упинского ( $C_{1up}$ ) горизонтов, на Богородском месторождении продуктивность установлена в отложениях упинского и бобриковского горизонтов [7].

При бурении поисково-оценочной скважины №1 на Благовещенском месторождении притоки нефти получены из отложений бобриковского горизонта, при испытаниях в скважине [1].

В процессе строительства скважины №1 проводились: геологические, газокаротажные исследования, технологические наблюдения силами станции ГТИ, полный комплекс промыслово-геофизических исследований, четыре

интервала отбора кернa, опробование четырёх перспективных горизонтов методом ИПТ в открытом стволе скважины [1].

Нефтепроявления башкирского яруса  $C_2b$  (черемшано-прикамского горизонта) вскрыты при отборе кернa в виде выпотов нефти в известняках, в диапазоне глубин 941,4 – 944,7 м. (абсолютные отметки – 815,3 - -818,6 м). Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,1 м [1]. В интервале залегания выделенные пласты неоднородные, обладают малыми эффективными толщинами, ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, повышенным удельным электрическим сопротивлением [1].

При бурении скважины №1 проведено испытание в открытом стволе, по результатам ИПТ в интервале 941.27-943.97 м получен фильтрат бурового раствора.

Залежь нефти бобриковского горизонта  $C_1bb$  вскрыта в скважине №1 в диапазоне глубин 1390,2 – 1402,3 м. (абсолютные отметки -1264,0 – 1276,2 м) [1]. Пласт сложен кварцевым песчаником. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине №1 составляет 6,4 м. Средневзвешенные значения по залежи составляют: пористость – 17%, нефтенасыщенность – 84% [1].

По бобриковской залежи проведены отбор кернa и испытание в открытом стволе скважины в интервале 1399,2 -1401,2 (абсолютные отметки - 1273,0 – 1275,0 м). За 9,7 мин открытых периодов при средней депрессии на пласт 1,8 МПа был получен интенсивный приток нефти с газом, дебитом 549,2 м<sup>3</sup>/сут [1]. Удельный вес притока пластового флюида в смеси с доливочной жидкостью колебался от 0,8 до 1,14 г/см<sup>3</sup>. Подсчетный план бобриковского горизонта показан на приложении В.

Положение водонефтяного контакта (ВНК) по залежи бобриковского горизонта  $C_1bb$  по данным испытания скважин не выявлено. Уровень подсчета (УПУ) принят по результатам интерпретации ГИС, по подошве нефтенасыщенного коллектора на абсолютной отметке -1277,2 м [1]. Тип залежи пластово-сводовый, имеет размеры 1,9х1,0 км, высота – 20,3 м.

Нефтепроявления упинского горизонта ( $C_{1up}$ ) вскрыты при отборе керн в виде выпотов нефти в известняках, в диапазоне глубин 1451,2 – 1456,7 м. (абсолютные отметки – 1325,1 – -1330,6 м) [1]. Выделенные пласты упинского горизонта обладают ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами – низкой пористостью, слабой проницаемостью [1]. По результатам ИПТ в интервале 1448,0 1456,4 м приток не получен.

Малевский горизонт по комплексу ГИС в интервале 1475,9 – 1478,2 м охарактеризован как «непромышленно-продуктивный» и «неопределённый». Ниже коллектор малевского горизонта обводнён. При отборе керн в интервале глубин 1473,7 – 1480,7 м выявлен плотный известняк, в средней части пористый, с выпотами нефти и примазками битума [1]. Коллектор признан маломощным, с низкими фильтрационными свойствами. По результатам ИПТ в интервале 1471,1 1478,4 м получен слабый приток слабосолёного фильтрата бурового раствора.

В 2016 году был произведен подсчёт запасов нефти и растворенного газа Благовещенского нефтяного месторождения [2]:

По категории  $C_1$  – геологические/извлекаемые запасы нефти 501/291 тыс. т, растворенного газа 35/20 млн. м<sup>3</sup>.

По категории  $C_2$  – геологические/извлекаемые запасы нефти 163/95 тыс. т, растворенного газа 11/7 млн. м<sup>3</sup>.

Таким образом, можно сказать, что основным объектом разработки в пределах Благовещенского месторождения является бобриковская залежь, что подтверждается результатами испытания в открытом стволе скважины №1.

Но следует сказать, что месторождение в целом, в особенности бобриковская залежь нуждается в доразведке, поскольку в пределах исследуемого объекта пробурена только одна поисково-оценочная скважина №1 в не лучших структурных условиях – смещена к юго-западу от свода структуры, ВНК бобриковской залежи не вскрыт, а для подсчета запасов был принят условный подсчетный уровень, что влияет на достоверность

выполненных подсчетов.

Для уточнения строения бобриковской залежи, детализации её промысловых характеристик и определения точного положения флюидалльных контактов рекомендуется бурение разведочной скважины №2 Благовещенской.

Обоснованием доразведки Благовещенского нефтяного месторождения является:

1. Слабая изученность месторождения глубоким бурением – пробурена только одна поисково-оценочная скважина (№1) в не лучших структурных условиях – смещена к юго-западу от свода структуры;

2. Отсутствие информации о точном положении флюидных контактов основной бобриковской залежи – для подсчета запасов УВ был принят условный подсчетный уровень;

Основываясь на вышесказанном, был сделан вывод о необходимости доразведки исследуемого месторождения.

С целью доразведки Благовещенского месторождения рекомендуется бурение разведочной скважины №2 Благовещенской. Указанная скважина закладывается в своде Благовещенской структуры, в 695 м к северо-востоку от скважины №1, как показано на приложениях В, Г. Проектная глубина скважины 1500 м. Альтитуда устья +126 м. Проектный горизонт – заволжский (D<sub>3V</sub>).

Для решения вопроса о месте заложения поисково-оценочной скважины были учтены такие факторы, как унаследованность сводовой части структуры в перспективных стратиграфических интервалах, надёжность картирования самой структуры, обусловленная применяемыми геофизическими методами исследований, в том числе плотностью сети профилей в пределах вершины структуры. Данным требованиям в наибольшей степени отвечает именно свод Благовещенской структуры.

Цель разведочного бурения – получение дополнительной геолого-

геофизической информации о строении Благовещенского нефтяного месторождения, подтверждение наличия залежей УВ, в первую очередь в отложениях нижнего отдела каменноугольной системы, установление их основных промысловых характеристик и закономерностей строения, получение промышленных притоков углеводородного сырья (нефти и газа) при испытании выявленных залежей УВ, определение положения межфлюидальных контактов.

Задачи, стоящие перед скважиной 2 Благовещенская:

1. Уточнение глубин залегания и основных закономерностей геологического строения перспективных в нефтегазоносном отношении интервалов;

2. Изучение физико-химических свойств пластовых флюидов в пластовых и поверхностных условиях;

3. Уточнение фильтрационно-емкостных характеристик пород-коллекторов;

4. Уточнение и изучение основных подсчетных параметров продуктивных горизонтов (эффективных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности и т.д.);

5. Установление коэффициентов продуктивности скважины и её добывных возможностей;

6. Предварительная геометризация залежей и пересчет запасов УВ бобриковской залежи по категориям  $C_1$  и  $C_2$ .

Для решения всех обозначенных задач в процессе бурения разведочной скважины 2 Благовещенская рекомендуется провести полный комплекс геолого-геофизических исследований: отбор керна и шлама, промыслово-геофизические исследования (ГИС), геолого-технологические исследования (ГТИ), опробование, испытание перспективных горизонтов, гидродинамические исследования, лабораторные исследования.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Благовещенское месторождение представляет собой, в тектоническом плане антиклинальную складку северо-восточного простирания, сформированную в отложениях девонской и каменноугольной систем над эрозионно-тектоническим выступом кристаллического фундамента. В отложениях осадочного чехла Благовещенская структура унаследовано прослеживается по всем основным горизонтам до поверхности верейского горизонта среднего карбона.

Промышленно нефтеносным на месторождении являются терригенные отложения бобриковского горизонта, к которым и приурочены основные запасы нефти и растворенного газа исследуемого месторождения. Всего в пределах изучаемого месторождения пробурена всего одна поисково-оценочная скважина №1.

По данным проведенного в 2016 году подсчета запасов месторождения: запасы по категории  $C_1$  – геологические/извлекаемые нефти 501/291 тыс. т, растворенного газа 35/20 млн.  $m^3$ ; по категории  $C_2$  – геологические/извлекаемые запасы нефти 163/95 тыс. т, растворенного газа 11/7 млн.  $m^3$ .

С целью доразведки исследуемого месторождения рекомендуется бурение разведочной скважины №2 Благовещенской в своде одноимённой структуры в 695 м к северо-востоку от скважины №1. Проектная глубина скважины 1500 м. Альтитуда устья +126 м. Проектный горизонт – заволжский ( $D_{3zv}$ ).

Для решения задач, поставленных перед скважиной в процессе бурения, рекомендуется провести полный комплекс геолого-геофизических исследований: отбор керна и шлама, промыслово-геофизические исследования (ГИС), геолого-технологические исследования (ГТИ), опробование, испытание перспективных горизонтов, гидродинамические исследования, лабораторные исследования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Отчет по теме: «Поисково-оценочное бурение скважины №1 Благовещенской площади Иргизского лицензионного участка» / фонды ООО «ЮКОЛА-нефть»: отв. исполн. Момотов Е.А. – Саратов, 2015. – 58 с.
- 2 Ткаченко, О.В. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Благовещенского нефтяного месторождения / О.В. Ткаченко, Н.В. Ершов, А.В. Чеусов. – Саратов : ООО «ЮКОЛА-нефть», 2016. – 94 с.
- 3 Абрамов, В.М. Паспорт на Благовещенскую структуру, подготовленную сейсморазведкой МОГТ-2Д к поисковому бурению в пределах Иргизского лицензионного участка / В.М. Абрамов. – Волгоград : ОАО «Волгограднефтегеофизика», 2014. – 87 с.
- 4 Саврасов, Ю.А. Проект поисков и оценки залежей нефти и газа на Благовещенской площади Иргизского лицензионного участка / Ю.А. Саврасов. – Саратов : ЗАО «Богородскнефть», 2014. – 105 с.
- 5 Шебалдин, В.П. Тектоника Саратовской области / В.П. Шебалдин. – Саратов : ОАО «Саратов-нефтегеофизика», 2008. – 40 с.
- 6 Колотухин, А.Т. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция / А.Т. Колотухин, И.В. Орешкин, С.В. Астаркин, М.П. Логинова. – Саратов : Наука, 2014. – 172 с.
- 7 Отчет по теме: «Проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2Д и работ по изучению верхней части разреза методом МСК в пределах центральной и северной частей Иргизского лицензионного участка» / фонды ОАО «Волгограднефтегеофизика» : отв. исполн. Абрамов В.М. – Волгоград, 2014. – 105 с.