

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 перспектив нефтеносности и постановки
поисково-оценочного бурения на Восточно - Благовещенской 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»
Нощенко Дениса Витальевича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент _____

подпись, дата

Л.А. Коробова

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор _____

подпись, дата

А.Д. Коробов

Саратов 2023

Введение

Южный склон Жигулевского свода является одной из перспективных в нефтегазоносном отношении территорий Саратовской области, где открыт ряд месторождений в пределах Богородского и Иргизского лицензионных участков (Богородское, Васильковское, Никольское, Благовещенское, и др.). Здесь же выявлены отдельные перспективные структуры, в том числе и Восточно-Благовещенская, что позволяет высоко оценивать ее перспективы нефтегазоносности.

Объектом изучения в дипломной работе является Восточно-Благовещенская структура.

Административно Восточно-Благовещенская структура расположена на территории Иргизского лицензионного участка (ЛУ) в Ивантеевском районе Саратовской области. На расстоянии 1 км на юго-восток от Восточно-Благовещенской структуры расположен ближайший населенный пункт Бартенежка и в 1,5 км на восток - населенный пункт Ишково.

Восточно-Благовещенская структура подготовлена по данным сейсморазведочных работ МОГТ-2Д ОАО «Волгограднефтегеофизика» в 2013 – 2014гг. по отражающим горизонтам: nC_{1up} (подошве упинских) и nC_{1bb} (подошве бобриковских) отложений.

Ближайшими нефтяными месторождениями являются: Богородское (продуктивны бобриковские и упинские отложения), Никольское (черемшано-прикамские, бобриковские, упинские и малевские), Благовещенское (бобриковские) и др.

По аналогии с близлежащими месторождениями на Восточно-Благовещенской структуре основные перспективы нефтегазоносности связаны со средне-нижнекаменноугольными отложениями.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование поисково-оценочного бурения на Восточно-Благовещенской структуре.

Основные задачи для достижения поставленной цели следующие:

-собрать и проанализировать геолого-геофизические материалы, характеризующие геологическое строение и перспективы нефтеносности В-Благовещенской структуры;

- обосновать перспективы нефтегазоносности структуры на обнаружение залежей в средне-нижнекаменноугольных отложениях;

- предложить рекомендации на постановку поисково-оценочного бурения на Восточно-Благовещенской структуре.

Работа состоит из 4 глав, содержит 43 страницы текста, 2 рисунка, 5 таблиц, 5 графических приложений. Количество источников, использованных в работе составляет 15.

Основное содержание работы

Систематическое изучение геологического строения Саратовского Заволжья начинается с 80-ых годов 19 столетия. Работами Синцова И.Ф., Никитина С.Н., Павлова А.П., Лемана Л., Неустроева С.С., Прасолова Л.А., Архангельского А.Д., Можаровского Б.А., Мазаровича А.П., Розанова А.Н., Николаева Н.И. был накоплен и систематизирован материал, позволивший составить единые стратиграфическую и тектоническую схемы Саратовского Заволжья, которые существовали до последнего времени и были частично или полностью пересмотрены только с проведением в этом районе буровых работ[1].

Региональное геологическое изучение северной части Левобережья Саратовской области начато гравиметрической съемкой с 1946 г. (О.А. Шванк, 1946-1952 гг.), в эти же годы осуществлялась геологическая съемка масштаба 1:200000, что позволило получить общие представления о геологическом строении территории.

Систематические геолого-геофизические исследования, направленные на поиски месторождений нефти и газа, начались в 1950-1960-х годах. Территория была изучена геологическими съемками различного масштаба. Основным результатом их явилось составление государственной геологической карты

масштаба 1:200000 без снятия и со снятым неоген-четвертичным покровом (В.И. Курлаев, 1963 г.; Т.И. Булгакова, Л.В. Вахрушенко, 1968 г.; В.Н. Седайкин, 1968 г.).

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 1 поисковая, на Григорьевском ЛУ пробурено 6 поисковых скважин.

В целом для Саратовской области изученность Иргизского лицензионного участка геофизическими методами с целью выявления перспективных на поиск углеводородов структур, в том числе сейсморазведкой МОГТ, является удовлетворительной.

Сейсморазведка МОГТ.В 2013 году на Иргизском лицензионном участке ОАО «Волгограднефтегеофизика» в соответствии с договором № 42/01-13 от 18 июля 2013 г. поэтапно проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2Д в суммарном объеме 682,2 пог.км.

Проведение сейсморазведочных работ МОГТ -2Д и работ по изучению верхней части разреза методом МСК в пределах центральной и северной частей Иргизского ЛУ, позволило ОАО «Волгограднефтегеофизика» в 2014г., подготовить Восточно-Благовещенскую структуру. При подготовке Восточно-Благовещенской структуры составлены структурные карты по ОГ:

nD₃k – подошва карбонатного комплекса верхнего девона;

nC₁up – подошва упинских отложений;

nC₁bb – подошва бобриковских отложений;

nC₁al – подошва алексинских отложений;

nC₂mk – подошва мелекесских отложений;

nC₂ks – подошва каширских отложений;

Восточно-Благовещенская структура в отложениях осадочного чехла представляет собой антиклинальную складку, сформированную над эрозионно-тектоническим выступом кристаллического фундамента.

В 2014 г. был составлен паспорт на Восточно-Благовещенскую структуру, подготовленную сейсморазведкой МОГТ-2Д к поисковому бурению в пределах Иргизского лицензионного участка по отражающим горизонтам: nC_{1bb} , nC_{1up} .

В строении осадочного чехла изучаемой территории принимают участие отложения девонской, каменноугольной, неогеновой и четвертичной систем.

Разрез осадочного чехла представлен карбонатными и терригенными породами: песками, песчаниками, глинами, аргиллитами, известняками, доломитами. Общая мощность составляет 1500м.

В разрезе наблюдаются перерывы в осадконакоплении, обусловленные выпадением из разреза стратиграфических подразделений (пермской, палеогеновой систем и др.).

В осадочной толще за период её развития на изучаемой территории были благоприятные условия для формирования пород - коллекторов и пород-флюидоупоров в средне и нижнекаменноугольное время.

Подготовленная Восточно-Благовещенская структура расположена в пределах Иргизского лицензионного участка, который по схеме тектонического районирования расположен на южном склоне Жигулевского свода Русской платформы, где девонские отложения залегают на гранито-гнейсах архей-нижнепротерозойского кристаллического фундамента. На юг и юго-запад располагается Иргизский прогиб, разделяющий Жигулёвский и Пугачёвский своды. Рельеф фундамента является эрозионно-блоковым, предполагается наличие эрозионных останцов.

Восточно-Благовещенская структура представляет собой в отложениях осадочного чехла антиклинальную складку, сформированную над эрозионно-тектоническим выступом кристаллического фундамента.

По отражающему горизонту nD_{3k} , приуроченному к подошве карбонатного девона, Восточно-Благовещенская структура представляет собой крупную антиклинальную складку субмеридионального простирания. Осевая

зона складки осложнена тремя сводами. Северная переклираль структуры выходит за границы лицензионного участка.

В пределах территории исследования, Восточно-Благовещенская структура по замкнутой изолинии минус 1920 м имеет размеры 4,6 x 1,7 км и амплитуду 35 м. Южнее по изогипсе минус 1930 м картируется локальный свод с размерами 1,2 км x 1,0 км и амплитудой 25 м. По изогипсе минус 1940 м локальные структурные формы объединяются в общую линейную гряду.

В выше залегающих отложениях верхнего девона Восточно-Благовещенская структура унаследовано прослеживается с сохранением положения оси и формы складки. За счет выполнения локальных прогибов и нивелирования локальных поднятий, осложняющих осевую зону, происходит переформирование свода и уменьшение амплитуды структуры.

По отражающему горизонту nC_{1up} (подошва упинских отложений) по замкнутой изолинии минус 1360 м Восточно-Благовещенская структура имеет размеры 4,4 x 1,2 км, амплитуду 20 м.

По отражающему горизонту nC_{1bb} (подошва бобриковских терригенных отложений), характеризующего строение поверхности карбонатных отложений турнейского яруса Восточно-Благовещенская структура локализуется по замкнутой изолинии минус 1300 м, имеет размеры 3,4 x 1,2 км и амплитуду 30 м.

По отражающему горизонту nC_{1al} (подошва алексинских карбонатных отложений), характеризующему строение кровли терригенно-карбонатных отложений тульского горизонта визейского яруса Восточно-Благовещенская структура сильно выполаживается и сокращается в размерах. По замкнутой изолинии минус 1240 м имеет размеры 2,6 x 1,1 км и амплитуду 10 м.

В вышележащих отложениях nC_{2ks} – подошва карбонатных каширских отложений; nC_{2mk} - подошва терригенных верейско-мелекесских отложений (кровля известняков черемшано-прикамского горизонта среднего карбона) структура расформируется в структурный нос, раскрывающийся в западном направлении.

Восточно-Благовещенской структуре соответствуют области сокращенных толщин. Области увеличенных толщин развиты по периферии, они соответствуют склоновым частям структуры и ограничивающим ее прогибам.

Анализ разрезов, структурных карт и толщин показывает, что Восточно-Благовещенская структура представляет собой структуру облекания эрозионно-тектонического выступа фундамента, которая как приподнятый структурный элемент, развивалась всё палеозойское время.

Восточно-Благовещенская структура расположена в пределах Иргизского лицензионного участка (ЛУ), Жигулевско-Пугачевского нефтегазоносного района, который в общепринятой системе нефтегазогеологического районирования расположен в пределах Средне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В качестве нефтегазоперспективных здесь выделена Богородско-Остролукская зона дислокаций западно-северо-западного простирания. Основные перспективы нефтегазоносности в данной структурно-формационной зоне связываются с карбонатным фаменско-турнейским, терригенным нижневизейским, карбонатным визейско-башкирским нефтегазоносными комплексами.

Верхневизейско-нижнебашкирский комплекс

Верхневизейско-нижнебашкирский комплекс включает в себя залежи черемшано-прикамских отложений. О его перспективности свидетельствуют следующие факты:

- на Кротовском месторождении 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. В скважине №8 в башкирских отложениях интервале 791,7 – 798 м при проведении ИПТ получена нефть, произведен отбор проб в бурильных трубах (над пробоотборником) [9];

- 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, биоморфно-детритовыми, нефть малосернистая, парафинистая, плотность пластовой нефти $0,817\text{ г/см}^3$.

Нижневизейский комплекс

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

-Богородское нефтяное месторождение. Залежь в бобриковских коллекторах пластовая сводовая. Притоки нефти были получены из песчаников бобриковского возраста в скважинах №№1, 2, 11, 12, 14-16, 17б, 18-20, 20б, 22, 23и др. и 1ЮБ Богородской площади. Залежь пластовая, сводовая, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 4,8 до 13,6м, коллектор терригенный, поровый, пористость колеблется от 23% до 28%, 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 скважинам №№ 1, 2; составляло 13,47-13,63 МПа. Нефть бобриковской залежи относительно легкая (при плотности $0,8-0,85\text{г/см}^3$), метановая, малосернистая, среднепарафиновая. Пластовый газ отличается высоким содержанием азота (около 25 объемных).

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

На Благовещенском месторождении нефтеносными являются отложения бобриковского горизонта (C_{1bb}). Залежь нефти бобриковского горизонта вскрыта в скважинах №№ 1, 2, 3, 4; в диапазоне глубин 1392,0 – 1408,9 м (абсолютные отметки минус 1280,2 – 1286,5 м). Пласт сложен кварцевым песчаником. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 1,6 до 6,4 м. Средневзвешенное значение эффективной нефтенасыщенной толщины по площади составляет 4,7 м. Открытая пористость 17%, нефтенасыщенность 84%. Тип залежи пластово – сводовый.

Верхнедевонский-нижнекаменноугольный комплекс

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

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 6 мм штуцере дебит нефти составил $34 \text{ м}^3/\text{сут}$, пластовая температура составила $40,9^\circ\text{C}$, пластовое давление 11,9 МПа, плотность пластовой нефти $0,711 \text{ г/см}^3$. Залежь пластовая сводовая, по результатам интерпретации ГИС представлена пористыми нефтенасыщенными карбонатами, пористость изменяется в проницаемых слоях от 8,1% до 11,9%, нефтенасыщенность от 56,3% до 63,5% [10].

Приток нефти из малевских отложений получен в скважине №1 Васильковского месторождения. При проведении ИПТ в интервале 1356-1372 м, дебит нефти составил $7,6 \text{ м}^3/\text{сут}$, пластовая температура 39°C , пластовое давление 14,6 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.

Также приток нефти из малевских отложений получен в скважине №3 Васильковского месторождения при проведении перфорации в интервале

1166,5-1168 м. Пластовая температура 39,3 градуса, пластовое давление 10,81 МПа, плотность нефти 0,8061 г/см³, массовая доля содержания серы 1,15%, парафинов 6,0%, смол 18,2%.

На Никольском месторождении упинская залежь открыта в скважине № 1 так же при проведении ИПТ в интервале 1301-1322м, где получен приток нефти $Q_H=172,3\text{ м}^3/\text{сут}$, пластовое давление составило 13,85 МПа. При опробовании в эксплуатационной колонне из интервала 1312-1317м на 9мм штуцере дебит нефти составил 36,4 м³/сут, пластовая температура составила 38⁰С, 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% [11].

Для расчета подготовленных ресурсов УВ на Восточно-Благовещенской структуре в качестве месторождения-аналога выбрано Богородское месторождение, где основными продуктивными отложениями являются бобриковские и упинские.

Подсчет подготовленных ресурсов категории D₀ выполнен объемным методом. Все прогнозируемые залежи являются нефтяными.

Перспективные площади нефтегазоносности для залежей рассчитывались с учётом коэффициента заполнения ловушек, определённого как средняя величина коэффициентов по залежам нижнекаменноугольного НКК Жигулевского свода на территории Саратовской области.

По упинским отложениям коэффициент заполнения ловушки принят равным 0,6; по бобриковским – 0,7.

Контуры подсчёта ресурсов приняты по изогипсам:

- для бобриковской залежи (ОГ пC₁bb) - минус 1290 м;
- для упинской залежи (ОГ пC₁up) - минус 1350 м.

Средние эффективные нефтегазонасыщенные толщины приняты по месторождению-эталону. Коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, КИН, газосодержание также приняты по месторождению эталону.

Суммарные подготовленные геологические и извлекаемые ресурсы нефти и растворенного газа категории D₀ В-Благовещенской структуры составляют: нефти 1529/760 тыс. тонн, растворенного газа 96/45 млн. м³.

Объем подготовленных ресурсов на Восточно-Благовещенской структуре соответствует очень мелкому месторождению.

Обоснованием постановки поисково-оценочного бурения на Восточно-Благовещенской структуре в пределах Иргизского лицензионного участка являются:

1- наличие в разрезе Восточно-Благовещенской структуры пород – коллекторов и флюидоупоров в средне и нижнекаменноугольных отложениях.

2- наличие паспорта на Восточно-Благовещенскую структуру, подготовленную сейсморазведкой МОГТ 2Д в 2014 году по отражающим горизонтам nC₁bb, nC₁up.

3- открытые по соседству месторождения нефти: Благовещенское, Богородское, Кротовское, Никольское, Васильковское, где продуктивны черемшано-прикамские, бобриковские, упинские и малевские отложения.

Объектами поисков нефти и газа на Восточно-Благовещенской структуре являются залежи бобриковского и упинского возраста, для которых подсчитаны ресурсы категории D₀. Также прогнозируются залежи в черемшано-прикамских и малевских отложениях.

С целью поиска залежей УВ в перспективных горизонтах рекомендуется заложить одну поисково-оценочную скважину на Восточно-Благовещенской структуре. Поисково-оценочную скважину №1 Восточно-Благовещенскую рекомендуется заложить в куполе структуры на сейсмопрофиле IR 011315, пикет 12663, с проектной глубиной- 1530 м, с проектным горизонтом - заволжский надгоризонт.

Цель бурения скважины - обнаружение залежей УВ в упинском, бобриковском, малевском и черемшанско-прикамском горизонтах.

Для выполнения геологических задач в поисково-оценочной скважине необходимо выполнить комплекс исследований в объеме, необходимом для

количественной оценки запасов УВ, а именно:

- детальное и комплексное изучение керна, шлама и образцов пород, отобранных боковым грунтоносом; промыслово-геофизические исследования в соответствии с типовым и обязательным комплексом методов; комплекс гидродинамических исследований, уточняющих коллекторские свойства пород, положение водонефтяного контакта (ВНК), в случае обнаружения; отдельное опробование и испытание пластов с установленной или предполагаемой нефтеносностью; отбор и исследование глубинных проб нефти и пластовой воды.

Предлагаемый комплекс геолого-геофизической информации позволит уточнить основные детали геологического строения Восточно-Благовещенской структуры и выяснить масштабы её нефтеносности.

Заключение

Анализ собранного геолого-геофизического материала, характеризующего геологическое строение и нефтегазоносность Восточно-Благовещенской структуры, позволяет сделать вывод о перспективности поиска залежей углеводородов на этой структуре в нижне- среднекаменноугольных отложениях.

С целью подтверждения прогнозируемых ловушек углеводородов на Восточно-Благовещенской структуре и оценки их нефтегазоносности, рекомендуется бурение одной поисково-оценочной скважины №1 Восточно-Благовещенская с проектной глубиной-1530м и проектным горизонтом - заволжским. Для решения поставленных задач в скважине рекомендованы: отбор керна, ГИС, ГТИ, опробование и испытания скважины, лабораторные исследования и др.

Результаты бурения рекомендуемой поисково-оценочной скважины, при получении положительных результатов, позволят перевести подготовленные ресурсы D_0 в категорию запасов C_1+C_2 и открыть новое месторождение в Саратовской области.