

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 постановки поисково-оценочного бурения
на Георгиевской структуре
(Тамбашинский лицензионный участок)
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студентки 6 курса, 611 группы заочной формы отделения
геологического факультета
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
специализация «Геология нефти и газа»
Рахметуллиной Альфии Шамилевны

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

М.П. Логинова

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2022

Введение

В настоящее время в изученных районах Волго-Уральской провинции нефтегазопроисковыми работами основной упор делается на открытие мелких и средних месторождений нефти и газа, связанных с подготовленными сейсморазведкой объектами по отражающим горизонтам девона и карбона. Таким объектом является Георгиевская структура, подготовленная по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-2Д в 2017 г. По отражающим горизонтам (ОГ) n_{C1bb} , n_{C1up} в пределах южной части Тамбашинского лицензионного участка (ЛУ).

В административном отношении структура расположена в Пестравском районе Самарской области.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование постановки поисково-оценочного бурения на Георгиевской структуре.

Дипломная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 45 страниц текста, 2 рисунка, 4 таблицы, 7 графических приложений. Список использованных источников включает 15 наименований.

Основное содержание работы

В 2016 году АО «Волгограднефтегеофизика» выполнены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-2Д в пределах Западно-Иргизского и Иргизского лицензионных участков в объеме 510 пог.км. [1].

Детализационные сейсморазведочные исследования МОГТ-2Д проводились СП №2 АО «Волгограднефтегеофизика», оснащенной регистрирующей системой Sercel 408UL, с применением для возбуждения упругих колебаний виброисточников Sercel NOMAD-65.

В результате проведенных исследований и комплексной интерпретации всей системы отработанных сейсмических профилей в юго-восточной части Тамбашинского лицензионного участка, граничащей с северо-восточной частью Иргизского лицензионного участка, было детализировано строение перспективного Георгиевского поднятия. В рельефе фундамента оно отвечает

локальному выступу широтной ориентировки, над которым выше по разрезу по всем основным горизонтам осадочного чехла формируется локальная антиклинальная складка.

В 2017 году АО «Волгограднефтегеофизика» был составлен «Паспорт на Георгиевскую структуру, подготовленную сейсморазведкой МОГТ-2Д к поисково-оценочному бурению в пределах Тамбашинского лицензионного участка по отражающим горизонтам n_{C_1bb} и n_{C_1up} и оценены ресурсы по категории D_0 .

В геологическом строении изучаемой структуры принимают участие девонская, каменноугольная, пермская, триасовая, юрская, меловая, неогеновая и четвертичная системы.

Самые древние вскрытые отложения – заволжский надгоризонт верхнего девона.

Девонская система представлена верхним отделом фаменским ярусом. Породы девонской системы (заволжский надгоризонт) представлены известняками и доломитами плотными, мелкокристаллическими. Толщина 22 м.

Породы каменноугольной системы (турнейский, визейский, серпуховский, башкирский, московский гжельский и касимовский ярусы) представлены в нижней и верхней части разреза известняками серыми, плотными, крепкими, мелкокристаллическими, органогенно-детритовыми, биоморфными, трещиноватыми, кавернозными; аргиллитами серыми, темно-серыми, пиритизированными, плотными; доломитами серыми, темно-серыми, плотными, крепкими, мелко- и тонкокристаллическими. В средней части разреза песчано-глинистые породы: песчаники светло-серые, кварцевые, средне- и мелкозернистые, известковистые, слюдистые, сланцеватые, алевролиты серые, аргиллиты темно-серые, черные, слоистые, плотные; глины зеленовато-серые до черных, плотные, слоистые. Толщина 1469 м.

Пермская система сложена приуральским и биармийским отделами и представлена известняками и доломитами. Толщина 133 м.

Породы неогеновой и четвертичной систем представлены песками кварцевыми, глинистыми, глинами плотными песчанистыми, суглинками разномерным и грубообломочным материалом. Толщина 76 м.

Разрез Георгиевской структуры предполагается преимущественно карботанатным по составу. Терригенные разности могут иметь место только в нижнекаменноугольной и неоген-четвертичных частях разреза. В разрезе отмечаются перерывы и несогласия, полностью выпадают мезозойские, палеогеновые и частично верхнепермские отложения. В нижне-среднекаменноугольной перспективной части разреза (упинский, бобриковский, алексинский, мелекесский присутствуют породы-коллекторы и флюидоупоры, необходимые для формирования резервуаров для скопления УВ.

В тектоническом отношении по фундаменту Георгиевская структура принадлежит к одному из локальных выступов, составляющих линейную субмеридиональную Красавскую структурную зону, которая ограничивает восточный склон Духовницкого выступа фундамента. Духовницкий выступ является осложнением южного склона Жигулевского свода, который сопряжен на юге с Иргизским прогибом, а на востоке – с Бузулукской впадиной [2].

Георгиевская структура принадлежит к серии локальных выступов фундамента составляющих линейную субмеридиональную Красавскую структурную зону, которая в свою очередь ограничивает восточный склон Духовницкого выступа фундамента. В отложениях осадочного чехла Георгиевская структура представляет собой антиклинальную складку, сформировавшуюся над выступом кристаллического фундамента [2].

По отражающему горизонту $n_{C_{1up}}$, приуроченному к подошве упинских отложений турнейского яруса нижнего карбона, Георгиевская структура локализуется в виде антиклинальной складки, осложненной двумя вершинами. По замкнутой изогипсе -1560 м она имеет размеры 4,3 x 4,0 км и амплитуду 35 м. Вершины локализуются по замкнутой изогипсе -1550 м; восточная вершина

имеет размер 2,7 км x 2,0 км, западная вершина 3,4 x 3,0 км. Амплитуда восточной вершины больше и составляет 30 м, амплитуда западной вершины 20 м.

По отражающему горизонту nC_{1bb} , характеризующему строение поверхности нижнекаменноугольных карбонатных отложений турнейского яруса Георгиевская структура локализуется по замкнутой изогипсе -1500 м и имеет размеры 4,0 x 3,5 км, амплитуда 30 м. Локальные вершины структуры картируются по изогипсе -1490 м и имеют размеры: восточная вершина 2,4 x 1,7 км с амплитудой 20 м, западная вершина 2,9 x 0,8 км с амплитудой 10 м. В плане охраняется положение сводов и осей структуры.

Таким образом, Георгиевская структура унаследованно прослеживается в разрезе от фундамента до среднего карбона, несколько меняясь в строении и разрезах. В нижнем-среднекаменноугольном интервале разреза ожидаются ловушки структурного типа.

Георгиевская структура в общепринятой системе нефтегазогеологического районирования расположена в пределах Жигулевско-Пугачевского нефтегазоносного района Средневожской нефтегазоносной области Волго-Уральской провинции [2].

На изучаемой территории основные перспективы нефтегазоносности связываются с карбонатным верхнедевонско-нижнекаменноугольным (в составе отложений упинского и малевского горизонтов), терригенным нижневизейским (в составе отложений бобриковского горизонта) и карбонатным визейско-башкирским (в составе башкирского яруса) нефтегазоносными комплексами.

В непосредственной близости от изучаемого участка на территории Саратовской области расположены Благовещенское, Никольское, Богородское, Васильковское нефтяные месторождения.

Результаты сейсморазведочных работ совместно с материалами глубокого бурения на соседних месторождениях позволяют прогнозировать на Георгиевской структуре залежи нефти пластовые сводовые, в терригенных и

карбонатными коллекторами в черемшанско-прикамских, бобриковских, упинских и малевских отложениях. Подтверждением такого прогноза является наличие только нефтяных залежей в указанных горизонтах на близлежащих месторождениях.

Подсчет подготовленных ресурсов категории D_0 выполнен объемным методом. Суммарные подготовленные геологические и извлекаемые ресурсы нефти растворенного газа по категории D_0 Георгиевской структуры представлены в таблице 1.

Ожидаемые геологические/извлекаемые запасы категории C_1 и C_2 составят 851/395 тыс т и 1419/626 тыс т.

Таблица 1 - Подсчетные параметры и подготовленные ресурсы залежей нефти и растворенного газа Георгиевской структуры

Продуктивный горизонт	Категория	Площадь, тыс. м ²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициент пористости	Коэффициент нефтенасыщенности	Коэффициент пересчетный	Плотность нефти, г/см ³	Геологические ресурсы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые ресурсы нефти, тыс. т	Газоудержание, м ³ /т	Геологические ресурсы растворенного газа, млн. м ³	Извлекаемые ресурсы растворенного газа, млн. м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
C_{1bb}	D_0	2400	4.7	0.17	0.84	0.912	0.828	1216	0.58	705	70	85	49
C_{1up}	D_0	3000	6.1	0.11	0.74	0.864	0.819	1054	0.30	316	79	83	24
Всего								2270		1021		168	73

Целью поисково-оценочного бурения является открытие залежей углеводородов на Георгиевской структуре.

Основными задачами являются:

- изучение геологического и тектонического строения разреза палеозойских отложений (литолого-стратиграфическое расчленение разреза, уточнение структурных построений и геологической модели поискового объекта);

- выявление в разрезе Георгиевской структуры нефтегазоносных пластов–коллекторов;

- изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов (эффективных нефте- и газонасыщенных толщин, пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности);

- возможное вскрытие ВНК и предварительная геометризация залежей;

- изучение физико-химических свойств углеводородов в пластовых и поверхностных условиях;

- установление коэффициентов продуктивности скважин и их добывных возможностей;

- подсчет запасов по категориям C_1 и C_2 .

Для решения поставленных задач необходимо пробурить первую поисково-оценочную скважину №1.

Поисково-оценочную скважину №1 рекомендуется заложить в свode вершины структуры на сейсмопрофиле ТМ041511. Проектная глубина – 1700 м, проектный горизонт - заволжский. Цель бурения обнаружение залежей нефти в ниже-среднекаменноугольных терригенно-карбонатных отложениях и оценка их промышленной значимости.

В скважине необходимо провести комплекс геолого-геофизических исследований [3-6]:

1. Для изучения литологической характеристики и физических свойств пластов-коллекторов, уточнения стратиграфических границ, определения эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин, возможного положения ВНК, а также для изучения подсчетных параметров в лаборатории рекомендуется отбор керна.

Рекомендуемый интервал отбора керна приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Рекомендуемые интервалы отбора керна в скважине №1

Интервал отбора керна, м*	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора керна
1094 – 1104	10	черемшано-прикамский	средняя
1590 – 1600	10	бобриковский	средняя
1641 – 1651	10	упинский	средняя
1668 – 1678	10	малевский	средняя
Итого:	40		

1. Отбор шлама осуществляется станцией ГТИ в перспективных интервалах 1094-1104 м, 1590-1600 м, 1641-1651 м и 1668-1678 м через 1-2 м, в остальных интервалах через 5 м.

2. Комплекс ГИС рекомендуется в скважине, с целью изучения геологического разреза, определения параметров, необходимых для подсчета запасов углеводородов, технического контроля состояния скважин, отбора проб пластовых флюидов, отбора образцов горных пород, определения пластовых давлений.

3. Геолого-технологические исследования (ГТИ) проводятся в интервале – с 824-1700 м. Контроль над технологией проводки скважин с регистрацией прямых признаков нефтегазоносности осуществляется станциями ГТИ и проведением газового каротажа.

4. В процессе бурения при подтверждении продуктивности вскрытых отложений керновым материалом, шламом, геолого-технологическими исследованиями производится опробование пластов трубным испытателем.

Испытание в эксплуатационной колонне проводится «снизу-вверх». Интервалы испытания скважин в эксплуатационной колонне приводятся в таблице 3.

Таблица 3 – Рекомендуемые интервалы ИПТ в скважине №1

Номер объекта	Интервал испытания (опробования), м	Возраст
1	1094 – 1104	черемшано-прикамский
2	1590 – 1600	бобриковский
3	1641 – 1651	упинский

4	1668 – 1678	малевский
---	-------------	-----------

В эксплуатационной колонне, с целью изучения параметров насыщения выявленных объектов и предварительной оценки их промышленной значимости, предусматривается испытание продуктивных горизонтов.

5. Лабораторные исследования отобранного керна, шлама, флюидов. Для решения вопросов стратиграфии, литологии, физических свойств коллекторов, содержащих углеводороды, физико-химических свойств нефти, пластовых вод, которые получены в процессе бурения и испытания скважины, предусматривается проведение анализов образцов и проб в специализированных лабораториях.

Заключение

Георгиевская структура с подготовленными геологическими и извлекаемыми ресурсами нефти и растворенного газа категории D₀, является перспективным объектом.

По результатам анализа геологических и геофизических материалов, полученных в результате бурения и исследования скважин по соседним площадям, можно прогнозировать схожие условия залегания и наличие залежей нефти в терригенных и карбонатных породах-коллекторах малевского, упинского, бобриковского, башкирского возраста на Георгиевской структуре.

На подготовленной под поисковое бурение структуре рекомендуется заложить первую поисково-оценочную скважину №1 с проектной глубиной 1700 и проектным горизонтом заволжским, с целью выявления залежей углеводородов в нижне- и среднекаменноугольных отложениях. Для решения поставленных задач в скважине рекомендованы отбор керна и шлама, ГИС и ГТИ, опробование и испытание.

Список использованных источников

1. Провоторова С.Е. и др. Паспорт на Георгиевскую структуру, подготовленную сейсморазведкой МОГТ-2Д к поисково-оценочному бурению в пределах Тамбашинского лицензионного участка /С.Е.Провоторова, С.И.Ковешникова. АО «Волгограднефтегеофизика». Волгоград, 2017. -27 с.
2. Колотухин, А.Т. и др. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция./ А.Т. Колотухин, И.В. Орешкин, С.В. Астаркин, М.П. Логинова. ООО Изд.центр «Наука». Саратов, 2014 г. – 60 с.
3. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, Москва, 2001 – 20 с.
- 4 Мухин, В.М. Стадийность и основы методики поисков и разведки месторождений нефти и газа/ В.М. Мухин: Учебн.-метод. пособие по спец. «Геология и геохимия горючих ископаемых».-Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 2008 – 32с.
5. Методические указания по оптимизации условий отбора кернa и количества учитываемых образцов. Москва. 1983-35 с.
6. Методические указания выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01 Москва, 2002-36 с.