

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 Северо-
Александровской структуре (Ганьковско-Сагдинский лицензионный
участок)»**

Автореферат дипломной работы

студента 6 курса, 611 группы, заочной формы обучения

геологического факультета

специальности 21.05.02 «Прикладная геология»

специальности «Геология нефти и газа»

Скарина Наримана Булатовича

Научный руководитель

доктор геол.-мин. наук, профессор _____ Орешкин И.В.

Заведующий кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор _____ Коробов А. Д.

Саратов 2023

Введение

На данный момент Россия занимает второе место по добыче нефти и газа.

Нефтяная промышленность оказывает существенное влияние на экономику России и, как следствие, на уровень жизни граждан. Для того чтобы поддерживать высокий уровень добычи углеводородного сырья, необходимо открывать новые месторождения подготовленных площадях или поиск новых залежей нефти и газа уже на ранее открытых месторождениях.

Целью дипломной работы является закрепление теоретических знаний, полученных в университете и применение навыков в производстве, а также обоснование поисково-оценочного бурения и изучение геологического строения и нефтегазоносности Северо-Александровской структуры с целью открытия нового месторождения.

Диплом составлен на основании отчета о поисково-разведочной практике, геолого-геофизических материалов и расчетов, собранных в период прохождения практики.

Изучаемая структура находится в Перелюбском районе, Саратовской области, в пределах Ганьковско-Сагдинского лицензионного участка.

Ближайшая железнодорожная станция Новоперелюбская расположена в 63 км к западу от структуры. Районный центр Перелюб в 29 км к юго-западу от структуры. Областной центр г. Саратов с аэропортом находится примерно в 422 км к юго-западу от района работ. Населенные пункты соединены шоссейными дорогами.

Северо-Александровская структура в тектоническом отношении расположена в пределах юго-западного окончания Бузулукской впадины. В 1,8 км к югу расположено Ново-Александровское месторождение, в 8,5 км к северо-западу расположено Трифоновское месторождение, к северо-востоку в 4 км – Культурненское, в 9 км к северу – Петровское месторождение, в 9 км к северо-востоку - Ковалевское месторождение.

Структура выявлена в 2012 году, МОГТ-3Д, сейсморазведочной партией № 1 ОАО «Волгограднефтегеофизика».

Подготовлена ОАО «Волгограднефтегеофизика» (сейсморазведочные работы МОГТ-3Д – 2012 г.), ООО «ПетроТрейс» (обработка и интерпретация материалов сейсморазведки МОГТ-3Д –2019-2020 г. г.), ООО «ЦГМ НИР Поволжья» (формирование текстовой и графической части материалов сейсморазведки МОГТ-3Д – 2019-2020 г. г.). Ближайшая железнодорожная станция Новоперелюбская расположена в 63 км к западу от структуры. Районный центр Перелюб в 29 км к юго-западу от структуры.

Дипломная работа состоит из введения, пяти глав и заключения. Содержит 40 страниц текста, пять таблиц, пять рисунков и три графических приложения. Список использованной в работе литературы состоит из 18 источников.

Основное содержание работы

На территории Ганьковско-Сагдинского участка и сопредельных площадях Саратовской области сейсморазведочные работы МОГТ-2Д проводились с 1986 г.

В 2012 году ОАО «Волгограднефтегеофизика» (г. Волгоград) были проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д. Всего отработано 260 кв. км (17595 ф.н.) и 256 скважин МСК. В 2013 г. проведена обработка сейсмических материалов в Центре обработки ООО «ПетроТрейсСервисиз» (г. Москва) и интерпретация в ООО НПК «Геопроект» (г. Саратов). По результатам работ было уточнено геологическое строение лицензионного участка, выявлено 30 перспективных объектов, по которым выполнена оценка перспективных ресурсов УВ. [2,3,4]

В 2020 году ООО «ПетроТрейс» проведена обработка и переинтерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в объеме 260 кв. км (17595 ф.н.) с учетом 9 пробуренных скважин (№№ 1, 2, 10, 2-бис, 11, 4 Ново-Александровских, № 1 Каменской, № 1 Трифионовской и № 1 Иванихинской). По результатам работ было уточнено геологическое строение лицензионного участка, уточнено строение перспективных объектов, выполнена оценка перспективных ресурсов УВ [5].

Применённая технология обработки, ориентированная на выделение полезных волн и подавление волн-помех, позволила получить сейсмические данные с достаточно хорошим прослеживанием отражений от основных горизонтов: RP2kz, Ip, P1fl, nC2ks, C2b, nC1tr, nC1al, C1bb, nC1up, nD3k, nD2ml, RD2vb, A.

Были составлены структурные карты по основным отражающим горизонтам nC2ks, C2b, nC1tr, C1bb, nD3k, RD2vb[1].

Проектный литолого-стратиграфический разрез Северо-Александровской структуры представлен отложениями кайнозойской, мезозойской, палеозойской эратем. Особый интерес вызывают отложения башкирского яруса.

Башкирский ярус имеет следующий литологический состав: переслаивание известняков светло-серых, кавернозных. Толщина 60 метров.

Северо-Александровская структура в тектоническом отношении расположена в пределах юго-западного окончания Бузулукской впадины [6].

Тектоническое строение Волго-Уральской НГП изучено до настоящего времени неравномерно. Более полное представление имеется о структуре тех участков, где выявлены месторождения. В целом лучше исследована структура мезозойских, пермских и каменноугольных отложений, слабее девонских и более древних толщ. По различным маркирующим горизонтам наблюдается довольно значительное несовпадение структурных планов, в разрезе развиты региональные перерывы и несогласия. Вместе с этим для Волго-Уральской НГП характерны и определенные черты унаследованности в развитии, особенно крупных тектонических элементов и линейных дислокаций, связанных с протяженными разломами.

В разрезе Волго-Уральской НГП многими исследователями выделяется различное количество структурных ярусов или этажей. Понятие «структурный этаж» объединяет толщу пород различного стратиграфического объема, связанную единством геологической истории и структурных планов. По строению структурных этажей устанавливается вертикальная перестройка

структурных форм или же унаследованность их развития. Г.А. Габриэлянц выделяет в качестве самостоятельных этажей кристаллический фундамент, вендский, ордовикско-нижнедевонский, среднедевонско-триасовый и мезозойско-кайнозойский. Л.В. Каламкаров выделяет кристаллический фундамент, рифейско-нижневендский промежуточный этаж и платформенный вендско кайнозойский этаж, разделенный на подэтажи. А.Г. Шашель для районов Самарского Поволжья выделяет фундамент, среднедевонско-нижнефранский и среднефранско артинский этажи. Р.Х. Муслимов с соавторами для центральных районов провинции выделяет 6 структурных этажей: кристаллический фундамент, рифейско-вендский, эйфельско-среднефранский, верхнефранско-тульский, окско-нижнепермский и верхнепермский.

Геологическое строение Северо-Александровской структуры охарактеризовано структурными картами по отражающим горизонтам nC2ks, C2b, nC1tr, C1bb, nD3k, RD2vb.

Северо-Александровская структура по отражающим горизонтам среднего и нижнего карбона и верхнего и среднего девона (nC2ks, C2b, nC1tr, C1bb, nD3k, RD2vb) представляет собой куполовидную антиклинальную складку. По отложениям среднего девона структура осложнена мало амплитудным разрывным нарушением с восточной стороны.

По отложениям C_{2b} структура представляет собой куполовидную антиклинальную складку и оконтурена изогипсой -2497,5м. Структура имеет следующие размеры: 0,7×0,65 км, площадь – 0,439км², амплитуда - 10,5м.

В пределах Ганьковско-Сагдинского лицензионного участка на Ново-Александровском месторождении уже открыты залежи нефти в отложениях башкирского и бобриковско-радаевского возраста. На Каменском и Трифоновском месторождениях так же открыты залежи нефти в отложениях башкирского возраста.

Все вышесказанное свидетельствует о значительных перспективах нефтегазоносности башкирских отложений на Северо-Александровской структуре.

Залежи нефти и растворенного газа прогнозируются на Северо-Александровской структуре в карбонатных отложениях башкирского яруса.

Прогнозируемая залежь по типу природного резервуара является массивной сводовой.

С целью оценки перспектив нефтегазоносности башкирских карбонатных пород среднего карбона и получения прироста запасов УВ по категориям С1+С2 рекомендуется бурение поисково-оценочной скважины №1 Северо-Александровской в своде подготовленной по отражающему горизонту С2в Северо-Александровской структуры с проектной глубиной 2735 м и проектным геологическим горизонтом – породы башкирского яруса.

При бурении поисково-оценочной скважины №1 Северо-Александровской, предусматривается провести:

- отбор керна и шлама, газовый каротаж
- геофизические исследования
- опробование пластов в процессе бурения

Отбор керна планируется производить с целью стратиграфического расчленения разреза, получения сведений о литологическом составе перспективных отложений и предварительной информации о фильтрационно-емкостных свойствах горных пород. КERN планируется отобрать в башкирском ярусе в интервале 2675-2735 метров.

Также в интервалах отбора керна при наличии признаков УВ, рекомендуется произвести отбор пластовых углеводородов методом ИПТ. Извлеченный из скважин кERN с признаками нефтегазоносности планируется изолировать, а именно парафинировать, и отправлять для дальнейшего исследования в соответствующие лаборатории.

В работе с кERNом планируется произвести:

- 1) Люминесцентно-битуминологический анализ

- 2) Определение эффективной проницаемости по жидкости
- 3) Проведение фильтрационных экспериментов на гидравлически связанных половинках образцов керна с разной проницаемостью
- 4) Определение коэффициента восстановления проницаемости после воздействия бурового раствора
- 5) Пористость, плотность
- 6) Карбонаметрию для определения процентного содержания CaCO_3 и $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$

Отбор и проведение анализов шлама планируется проводить в интервале 1300-1735м с интервалом отбора в 5 метров. Для уточнения литологического строения разреза. Литологического расчленения разреза скважины, выделения пластов коллекторов и определения характера их насыщения. В работе со шламом рекомендуется произвести:

- 1) Гранулометрический анализ с использованием микроскопа, чтобы уточнить границы и литологический состав.
- 2) Люминесцентно-битуминологический анализ для определения нефтенасыщенности и типа углеводородов
- 3) Карбонаметрию для определения процентного содержания CaCO_3 и $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$
- 4) Пикнометрический метод определения плотности пород
- 5) Периодическую термовакуумную дегазацию шлама с последующим компонентным хроматографическим анализом газа;

Ключевую роль для оперативного обнаружения углеводородов играют ЛБА и газовый каротаж производимые станцией ГТИ, так как это единственные индикаторы наличия УВ во вскрытых бурением породах. Люминесцентно-битуминологический анализ основан на способности нефти и битумов люминесцировать под воздействием ультрафиолетовых лучей. При данном анализе можно делать вывод не только о наличии или отсутствии углеводородов, но и о типе битумоида. В результате данного анализа

определяют количество углеводородов в горной породе по интенсивности балов, которые определяются по ширине спектра цвета.

Газовый каротаж производится станцией ГТИ с помощью специальных датчиков. Как можно ближе к устью скважины устанавливается дегазатор, который дегазирует раствор, далее от него идут ГВЛ к самим датчикам газа. Показания датчиков пишутся автономно, с помощью программы идет привязка показаний к глубине. Данный вид каротажа позволяет оперативно выявить газо-нефтенасыщенные пласты в процессе бурения. [7].

В поисковой скважине планируется произвести в масштабе 1:500 по всему стволу скважины и в масштабе 1:200 - в перспективных интервалах Башкирского яруса следующие ГИС исследования.

В масштабе 1:500 по всему стволу скважины выполняются:

- 1) для изучения литологического разреза:
 - стандартный электрокаротаж (2КС+ПС);
 - акустический каротаж (АК);
 - гамма-гамма каротаж (ГГК);
- 2) для оценки геометрии ствола и положения скважины в пространстве:
 - инклинометрия (ИС).

В масштабе 1:200 в перспективных в нефтегазоносном отношении интервалах: для выделения коллекторов, определения их типа и оценки параметров:

- стандартный каротаж (2КС+ПС);
- боковой каротаж (БК);
- резистивиметрия (Рез);
- микрокаротаж (МК)+микрокаверномер (МДС);
- боковой микрокаротаж (БМК);
- гамма-каротаж+ нейтронный гамма-каротаж РК (ГК+НГК);
- гамма-гамма-каротаж (плотностной) (ГГК);
- акустический каротаж (АК);
- индукционный каротаж (ИК);

- нейтрон-нейтронный каротаж (ННК);
- кавернометрия (ДС) [8].

Особое внимание нужно обратить на замеры температуры в скважине. С помощью анализа данных полученных при снятии замеров температуры, можно выделить присутствие в разрезе УВ, если будут резкие скачки повышения температуры. Если без резких повышений, то можно интерпретировать как относительно однородные породы.

В процессе строительства скважины, при признаках УВ в Башкирском ярусе, после отбора керна произвести ИПТ. Испытание должно быть проведено не позднее пяти суток после вскрытия [9].

Заключение

В настоящей дипломной работе обоснована постановка поисково-оценочного бурения на Северо-Александровской структуре, расположенной в пределах юго-западного окончания Бузулукской впадины.

Благоприятные структурные условия позволили обосновать местоположение поисковой скважины. Комплексный подход к обоснованию возможной нефтегазоносности рекомендованных объектов (по аналогии с эталонными месторождениями и данными сейсморазведки) позволяет ожидать положительные результаты при реализации бурения рекомендованной скважины.

При благоприятном исходе проекта, судя по эталонным месторождениям, суммарные прогнозируемые ресурсы нефти на Северо-Александровской структуре составят 126 тыс. т, при этом извлекаемые ресурсы нефти составят 84 тыс. т.

Список использованных источников

1. Скворцова А.В., Завертяева К.А. Паспорт на Северо-Александровскую структуру, подготовленную сейсморазведкой МОГТ -3Д к поисково-оценочному бурению в пределах Ганьковско-Сагдинского лицензионного участка- Саратов, 2021г.

2. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 1 ноября 2013 г. N 477 г. Москва "Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов".
3. Положение о порядке приема и учета нефтегазоперспективных структур и объектов аномалий типа залежь (АТЗ) и подготовки их характеристик для ввода в ЭВМ. Мингео СССР, г. Москва, 1979 г.
4. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах на нефть и газ). Мингео СССР, Москва, 1981 г.
5. Бельчанская Ю.А., и др., Отчет: «Переобработка и комплексная интерпретация сейсмических данных МОГТ-3Д и ГИС на Ганьковско-Сагдинском лицензионном участке» по договору № 20-СИ/19 от 25.02.2019 г. ООО ПетроТрейд, г. Москва, 2020 г.
6. Колотухин, Т. А. Орешкин, И. В. Логинова М. П. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция. / Т. А. Колотухин, И. В. Орешкин, М. П. Логинова-Саратов, 2014.- 172 с.
7. Соколов В. А., Юровский Ю. М., Теория и практика газового каротажа, М., 1961; Юровский Ю. М., Разрешающие способности газового каротажа, М., 1964.
8. Косков, В. Н. Геофизические исследования скважин/ В. Н. Косков-Пермь, 2005.- 213 с.
9. РД 153-39.0-062-00 – Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах, 2001 – 36с