

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 доразведки залежей пластов АС₉ и АС₁₀ в
процессе разработки Мурьяунского месторождения
(Тянский лицензионный участок)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 6 курса, 611 группы, заочной формы обучения
геологического факультета
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
специализация «Геология нефти и газа»
Пивоварова Алексея Дмитриевича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

А.Т. Колотухин

Заведующий кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2025

ВВЕДЕНИЕ

Одним из перспективных для приращения запасов нефти промышленных категорий в пределах Среднеобской нефтегазоносной области является Мурьяунское месторождение – объект исследования в данной дипломной работе.

По административному положению Мурьяунское месторождение относится к Ханты-Мансийскому автономному округу Тюменской области, расположено на Тянском лицензионном участке, где к 2000 г. выделяются три самостоятельных месторождения: Лукъявинское, Мурьяунское и Юкъяунское.

Мурьяунское месторождение открыто в 1986 году скважиной №202R. Месторождение введено в разработку в 1995 году.

Нефтеносность установлена в отложениях нижнемелового и юрского возраста. Основными объектами разработки являются залежи пластов АС₉ и АС₁₀ нижнемеловых отложений.

Несмотря на длительную историю изучения месторождения, на отдельных участках его запасы залежей пластов АС₉ и АС₁₀ бурением не подтверждены и оцениваются по категории В₂.

В связи с этим, целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки слабо изученных участков залежей пластов АС₉ и АС₁₀ в процессе разработки Мурьяунского месторождения.

Объем работы. Дипломная работа состоит из введения 4 глав, заключения, и содержит 45 страниц текста, 3 рисунка, 3 таблицы, 5 графических приложений и 22 наименования использованных источников.

Основное содержание работы

К 1957 г. территории Широного Приобья, где сегодня расположено исследуемое месторождение, были проведены геолого-геоморфологические и аэромагнитные исследования (масштаб 1:1000000 и 1:200000), а также гравиметрические исследования (масштаб 1:1000000).

В результате этих работ, выявлен ряд крупных тектонических элементов, в том числе Сургутский свод [1].

Планомерные площадные исследования сейсморазведки МОВ с целью выявления перспективных для поисков залежей нефти и газа структур на Сургутском своде проводятся с 1958 года. В западной части свода в это время выявлена Мурьяуновская и ряд других крупных положительных структур.

За прошедшие с момента проведения последнего подсчета запасов (1.04.1990 г.) годы на рассматриваемой территории проведен большой объем сейсмических исследований. Детально изучено геологическое строение Мурьяунской структуры по отражающим горизонтам А, ТЗ, В, М.

По результатам бурения скважин на Мурьяунском месторождении были выявлены объекты АС₇, АС₉, АС₁₀, БС₇¹, БС₂¹, Ач₃₋₄, ЮС₀, ЮС₂, наиболее важными из которых являются пласты групп АС, БС, ачимовской толщи и ЮС.

С 2000 года Мурьяунское месторождение выделяется уже как самостоятельное и в 2004 году полностью вводится в эксплуатацию на основании проекта опытно-промышленной эксплуатации Мурьяунского месторождения [2].

По состоянию на 01.01.2015 года месторождение разрабатывается на основании технологической схемы разработки. Основной эксплуатационный объект - АС₁₀¹+АС₁₀² [3].

Геологический разрез Мурьяунского месторождения представлен тремя структурными этажами: палеозойским складчатым фундаментом, промежуточным вулканогенно-осадочным комплексом триасового возраста, заполняющим грабенообразные прогибы и отдельные впадины и мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом.

Разрез представлен переслаиванием песчано-алевритовых толщ с глинами, характеризуется невыдержанностью пластов по простирацию, наличием зон фациального замещения пород, изменением палеографических условий осадконакопления от глубоководно-морских (баженовская свита) до континентальных (покурская свита). В осадочном чехле месторождения были созданы благоприятные условия для формирования пластов коллекторов и

флюидоупоров и образования резервуаров, благоприятных для образования скоплений углеводородов.

В региональном тектоническом плане Мурьяунское месторождение, располагается в тектонически-активном районе. По юго-восточной окраине Лукьявинской и Юкьяунской площадей проходит граница, разделяющая области различного возраста складчатости фундамента. К западу от этой границы располагаются выступы - горсты байкальских складчатых комплексов Ляминского выступа и Надымской впадины, к востоку - Сургутско-Пуровский антиклинорий инверсионного типа развития, сложенный глинисто-сланцевой формацией девонского возраста.

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты, месторождение расположено в пределах юго- восточной части структуры первого порядка- Северо-Сургутской моноклинали.

Мурьяунское месторождение по схеме И.Ю. Нестерова расположено на юго-востоке структуры II порядка Тромъеганского куполовидного поднятия.

Тромъеганское КП осложнено рядом локальных поднятий III порядка, среди которых выделяются Мурьяунское, Туринское, Лукьявинское и Юкьявинское.

По кровле пласта АС₁₀ Мурьяунская структура представляет собой сложное по форме брахиантиклинальное поднятие по замыкающей изогипсе – 2200 м с размерами 6,6х3,9 км и амплитудой 30 м, осложненное на юго-востоке куполовидным поднятием по замыкающей изогипсе -2190 м. На юго-западе выделяется брахиантиклинальное поднятие по замыкающей изогипсе – 2200 м, с размерами 2,75х0,9 км с амплитудой 10 м.

По кровле пласта АС₉ сложная по форме структура оконтурена изогипсой - 2190 м. В центральной ее части выделяется изометричное поднятие по замыкающей изогипсе -2185 м с размерами 5,0х4,55 км и с амплитудой 30 м, на юго-востоке картируется куполовидное поднятие с замыкающей изогипсой – 2185 м и размерами 2,25х1,25 км, с амплитудой 10 м. На юго-западе выделяется

брахиантиклинальное поднятие с замыкающей изогипсой – 2185 м и размерами 3,2х1,1 км с амплитудой 5 м.

Структура Мурьяунского месторождения выделяется в виде брахиантиклинальной складки в интервале разреза от нижней юры до нижнего мела с постепенным выполаживанием в верх по разрезу. Формирование продуктивных пластов, в том числе AC_9 и AC_{10} , черкашинской свиты проходило в прибрежно-морских и континентальных условиях с участием вдольбереговых баров, конусов выноса, палеodelьт, палеорусел и др. Основные типы ловушек, связанные с этими отложениями литологические и структурные.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Мурьяунское месторождение расположено в пределах Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Всего на месторождении к 2010 г. выявлено 18 залежей в средне-верхнеюрских и нижнемеловых отложениях.

Основные залежи с оцененными запасами категорий А, B_1 и B_2 в пластах черкашинской свиты (пласты AC_9 и AC_{10}), с которыми связаны основные запасы $A+B_1$ и B_2 .

Пласты AC_9+AC_{10} сформировались во время крупной морской трансгрессии и представляют собой единый комплекс отложений трансгрессивной дельты крупной реки.

Пласт AC_{10} представлен преимущественно аллювиальными отложениями надводной дельтовой равнины. Отложения русел надводной дельтовой равнины имеют преимущественно песчаный состав и представлены в основном отложениями фаций русловых отмелей и кос.

Кровля нефтенасыщенного песчаного пласта вскрыта на отметках от -2168,6 до -2202,8 м. Высота залежи составляет 22 м, размер 7,5х7,9 км. Залежь пластовая сводовая.

Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,6 до 22,8 м. ВНК принят на отметке -2204 м [4].

Пласт АС₉ сложен породами прибрежно-морского генезиса, в основном алевролитами, сформировавшихся на подводной дельтовой равнине.

Кровля нефтенасыщенного коллектора вскрыта на а.о. -2148,5-2191 м. Высота залежи составляет 12 м, размер 7,5х4 км. Тип залежи пластовый сводовый.

Нефтенасыщенные толщины колеблются от 0,4 до 10 м. Средняя отметка ВНК по залежи составляет -2194 м [4].

Залежи нефти пластов АС₉ и АС₁₀ черкашинской свиты являются основными объектами разработки и содержат основные запасы, однако не достаточно изучены в юго-восточном и юго-западном участках месторождения, где запасы оценены по категории В₂. В связи с этим эти участки представляют наибольший интерес для приращения запасов промышленных категорий.

Для решения задач по доразведке на месторождении предусматривается бурение двух разведочных скважин, с целью доразведки залежи пластов АС₉ и АС₁₀, для уточнения строения структурной ловушки в черкашинских отложениях и залежей в ней, подтверждения промышленной нефтеносности пластов на юго-западе и юго-восточное месторождения.

Разведочную скважину №1Р рекомендуется заложить на юго-западной переклинали поднятия на расстоянии 1,2 км северо-востоку от скважины №210. Проектная глубина скважины – 2320 м, проектный горизонт – быстринская пачка черкашинской свиты.

Независимую разведочную скважину №2Р рекомендуется заложить на южно-восточной переклинали поднятия на расстоянии 1,0 км к юго-востоку от скв. №202Р. Проектная глубина скважины 2320м, проектный горизонт - быстринская пачка черкашинской свиты.

Цель заложения разведочных скважин подтверждение и уточнение границ распространения залежей пластов АС₉ и АС₁₀, и перевода предварительно оцененных запасов категории В₂ в категорию В₁.

Геологические задачи на стадии доразведки следующие:

- уточнение площади распространения выявленных пластов АС₉ и АС₁₀;
- уточнение положения ВНК;
- изучение физических и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов;
- изучение физико-химических характеристик пластовых флюидов;
- прирост запасов УВ промышленных категорий по результатам бурения рекомендуемых скважин на основе детализации строения выявленных залежей нефти.

Для решения поставленных задач в разведочных скважинах предусматривается комплекс промыслово-геофизических исследований

Отбор керна в скважинах будет производиться с целью уточнения стратиграфического расчленения черкашинской части разреза, получения сведений о его литологическом составе, фильтрационно-емкостных, петрофизических и экранирующих свойствах, слагающих пород, а так же характере нефтенасыщения.

Отбор шлама производится с целью уточнения литологии, для выявления нефтесодержащих пород в разрезе скважины и стратиграфического расчленения разреза через каждые 5 м проходки по всему стволу (от 0 до 2320 м), а в продуктивных интервалах через каждые 2 м (от 2150 до 2220 м).

В разведочных скважинах №№1Р и 2Р рекомендуется выполнение полного комплекса промыслово-геофизических исследований. Основными задачами, решаемыми геофизическими исследованиями, являются.

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- выделение коллекторов и оценка эффективных толщин;
- обоснование петрофизических связей типа «ГИС-керна»;
- определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов;
- оценка характера насыщения и количественное определение коэффициента нефтегазонасыщенности.

Контроль над технологией проводки скважины, получение дополнительной информации в процессе бурения с регистрацией прямых признаков нефтегазоносности осуществляется станцией ГТИ и газового каротажа.

При бурении рекомендуемых скважин предусматривается опробование в открытом стволе продуктивных пластов АС₉ и АС₁₀, с целью предварительной оценки их нефтеносности, а также выявления пластов-коллекторов и их параметров.

Для установления промышленной нефтеносности пластов, оценки их продуктивной характеристики и получения других необходимых данных для подсчета запасов нефти рекомендуется испытание продуктивных пластов в эксплуатационной колонне.

В эксплуатационной колонне предусматривается проведение испытаний продуктивных пластов с целью определения дебитов углеводородов и воды, характеристики пластов и флюидов.

В соответствии с геологическими задачами доразведки предусматривается проведение комплекса лабораторных и аналитических исследований керна, шлама, проб нефти, газа и воды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Мурьяунское месторождение открыто в 1986 году. Нефтеносность установлена в коллекторах нижнего мела и юры. Основными объектами разработки на Мурьяунском месторождении являются залежи пластов АС₉ и АС₁₀.

Центральная часть месторождения разбурена плотной сеткой эксплуатационных скважин и запасы оценены по категории А + В₁. Несмотря на то, что месторождение уже в эксплуатации с 1995 г., на месторождении остаются участки в юго-западной и юго-восточной частях его, где залежи пластов АС₉ и АС₁₀ не подтверждены бурением с категорией запасов В₂.

С целью доразведки залежей пластов АС₉ и АС₁₀ рекомендовано заложение двух разведочных скважин № 211 Р в юго-западной части № 212 Р в юго-восточной части месторождения. Для решения поставленных задач в скважинах рекомендуется провести комплекс геолого-геофизических исследований: отбор керна, ГИС, ГТИ, опробование, испытание, гидродинамические и лабораторные исследования.

При получении промышленных притоков в рекомендуемых скважинах будут уточнены размеры залежей, приращены запасы промышленной категории В₁, определено направление дальнейших работ на месторождении. Разведочные скважины будут переведены в разряд эксплуатационных.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Митяев, В.И. Отчет работ сейсмопартии 1/90-92./ В.И. Митяев. ОАО «Сургутнефтегеофизика», г. Сургут, 1993. – 120 с.
2. Петрова, М.А. Проект опытно-промышленной эксплуатации Мурьяунского месторождения. Кн.1./ М.А. Петрова. Тюмень, 2004. – 310 с.
3. Петрова, М.А. Технологическая схема разработки Мурьяунского месторождения Кн.1-6./ М.А. Петрова. Тюмень, 2006. – 330 с.
4. Петрова, М.А. Подсчет запасов Мурьяунского месторождения./ М.А. Петрова. Тюмень, 2007. – 155 с.