

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс геофизических исследований скважин с целью доразведки Болотного нефтяного месторождения (ХМАО)

УДК 553.982;550.832-047.74(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2231	Козутин Алексей Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	К. Г.-М. Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Лукин А.А	К. Г.-М. Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева В. Н.	к.ф.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белоенко Е. В	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	К. Г.-М. Н.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) _21.05.03. «Технология геологической разведки»

Отделение школы (НОЦ): Отделение Геологии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
з-2231	Козутину Алексею Сергеевичу

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважины с целью доразведки Болотного нефтяного месторождения

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1330/с от 20.02.2019 г.
---	---------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2019 года
--	-----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Материалы по Болотному месторождению предоставлены на месте прохождения преддипломной производственной практике.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1) Рассмотреть географо-экономический очерк района работ, геолого-геофизическую изученность, геологическое строение месторождения, физические свойства пород, и сделать анализ работ прошлых лет;</p> <p>2) Выбрать участок работ, проанализировать каротажные диаграммы и построить ФГМ объекта. Запроектировать комплекс геофизических исследований скважин с целью литологического расчленения разреза, выделения коллекторов, определения характера насыщения, положения контактов между пластовыми флюидами и ФЕС коллекторов.</p> <p>3) Сделать анализ опасных и вредных факторов при проведении исследований на месторождении, а также рассмотреть экологическую безопасность и безопасность в ЧС персонала.</p> <p>4) Посчитать смету расходов на проектируемые работы.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта; 2. Стратиграфическая колонка; 3. Тектоническая карта; 4. Данные ГИС в нефтяных горизонтах 5. Физико-геологическая модель
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурс эффективность, ресурсосбережение.	Фадеева В.Н.
Социальная ответственность.	Белоенко Е.В.
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	К. Г.-М. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2231	Козутин Алексей Сергеевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 Уровень образования Специалитет
 Отделение школы (НОЦ) Отделение геологии
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Дипломный проект

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН ВЫПОЛНЕНИЯ ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
		...
		...

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В. В.	К. Г.-М. Н.		

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Лукин А.А	К. Г.-М. Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В. В.	К. Г.-М. Н.		

РЕФЕРАТ

Данный дипломный проект состоит из восьми частей, 117 страниц, 14 рисунков, 23 таблиц, 35 источников.

Ключевые слова: коллекторские свойства, геофизические методы, исследования скважин (ГИС), комплекс ГИС, Болотное месторождение нефти и газа.

Объектом исследования является скважина на болотном месторождении нефти.

В соответствии с «Геологическим заданием» основными задачами данной работы является определение оптимального комплекса геофизических исследований в скважинах с целью доразведки Болотного месторождения, поиски и оценка залежей нефти и газа на территории Болотного лицензионного участка в нефтегазоносных комплексах меловых и юрских отложений. По результатам исследований будет предложен комплекс ГИС для выявления и исследования нефтенасыщенных коллекторов.

ESSAY

This degree project consists of eight parts, 117 pages, 14 drawings, 23 tables, 35 sources.

Key words: reservoir properties, geophysical methods, well studies (GIS), GIS complex, Swamp oil and gas field. Object of a research is the well on the marsh oil field.

According to "A geological task" the main objectives of this work is definition of an optimum complex of geophysical surveys in wells for the purpose of additional exploration of the Marsh field, search and assessment of deposits of oil and gas in the territory of the Marsh license area in oil-and-gas complexes of cretaceous and Jurassic deposits. By results of researches the GIS complex for identification and a research of petro saturated collectors will be offered.

Список сокращений

- УВ – угле водороды
- ГКЗ – государственная комиссия по запасам
- СДУ – средне дебетовый уровень
- КС – кажущиеся сопротивление
- НГО – нефте газовая область
- НГР – нефти газовый район
- ФЕС – фильтрационно ёмкостные свойства
- МПЗ – микропотенциал зонд
- МГЗ – микроградиент зонд
- МКЗ – микрокаротажное зондирование
- КС – кажущееся сопротивление
- ГГК-п – гамма-гамма каротаж плотностной
- ВАК – волновой акустический каротаж
- ИК – индукционный каротаж
- ННКт – нейтрон-нейтронный каротаж по над тепловыми нейтронами
- БЭЗ – боковой электрический каротаж
- БК – боковой каротаж
- РК – радиоактивный каротаж
- НГК – нефти газовый комплекс
- ГК – гамма каротаж
- МБК – микро боковой каротаж
- ГСМ – горюче смазочные материалы
- ИИИ – источники ионизирующего излучения
- КИП – контрольно-измерительные приборы
- РИ – радиоактивное излучение
- РВ – радиоактивное вещество
- ПУЭ – правила устройств электроустановок
- ПДК – предельно допустимая концентрация

ОГЛАВЛЕНИЕ

ЗАДАНИЕ	2
РЕФЕРАТ	5
ESSAY	6
ОГЛАВЛЕНИЕ	8
СПИСОК ТАБЛИЦ	9
СПИСОК РИСУНКОВ	10
ВВЕДЕНИЕ	11
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТАХ ИССЛЕДОВАНИЯ	12
1.1. Географо-экономический очерк района работ.....	12
1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность района.....	15
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	24
2.1. Стратиграфия и литология.....	24
2.2. Тектоника.....	33
2.3. Нефтегазоносность.....	38
3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.....	44
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	48
4.1 Задачи геофизических исследований.....	48
4.2 Обоснование объекта исследований.....	50
4.3 Априорная физико-геологическая модель объекта и задачи работ.....	52
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	54
5.1 Методика и техника проведения ГИС.....	54
5.2. Метрологическое обеспечение работ.....	55
5.3 Интерпретация геофизических данных.....	58
6. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	66
6.1 Теоретические основы волнового акустического каротажа.....	66
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	74
7.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	74
7.2 Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту.....	75
7.3 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования.....	78
7.4 Поэтапный план.....	89
7.5 Организация производства по видам работ.....	91
7.6 Смета (приложение к дипломному проекту).....	93
7.6.1 Сметные расчеты по видам работ, расчёт суммы основных расходов по видам работ ..	93
7.6.2 Общая сметная стоимость работ по проекту (СМ 1).....	96
8. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	99
8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	99
8.2. Производственная безопасность.....	99
8.1 Анализ вредных и опасных факторов, и мероприятия по их устранению.....	101
8.1.1 Полевой этап.....	101
8.1.1.1 Отклонения показателей климата на открытом воздухе.....	101
8.1.1.2 Превышение уровня шума.....	102
8.1.1.3 Превышение уровня ионизирующих излучений.....	102
8.1.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	104
8.1.1.5 Вероятность поражения электрическим током.....	105
8.1.1.6 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	106
8.1.2 Камеральный этап.....	107
8.2.2.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении.....	107
8.2.2.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	107
8.2.2.3 Вероятность поражения электрическим током.....	108
8.3 Экологическая безопасность.....	109
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	111
8.4.1 Аварии с выбросом (угрозой выброса) радиоактивных веществ.....	111
8.4.2 Пожарная безопасность.....	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	114

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 Полевые геофизические исследования

Таблица 1.2 Изученность магниторазведкой

Таблица 5.1 Методы геофизических исследований

Таблица 7.1. Виды и объемы проектируемых работ (Технический план)

Таблица 7.2. Виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважиныф)

Таблица 7.3. Таблица затрат времени

Таблица 7.4. Таблица затрат труда

Таблица 7.5. Таблица затрат материалов и оборудования

Таблица 7.5. Таблица затрат материалов и оборудования

Таблица 7.6. Таблица необходимого оборудования для комплексной партии

Таблица 7.7. Таблица норм на одну партию (отряд)-сутки

Таблица 7.8. Поэтапный план

Таблица 7.9. Начальный заработок

Таблица 7.10. Заработная плата промыслово-геофизической партии

Таблица 7.11 Расчёт заработной платы с учётом коэффициентов

Таблица 7.12 Сметные расчеты по видам работ (СМ 6) ч

Таблица 7.13. Общй расчет сметной стоимости проектируемых работ (СМ-1)

Таблица 7.14. Сметно-финансовый расчёт на проектно-сметные работы

Таблица 8.1 - Возможные опасные и вредные факторы

Таблица 8.2. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Таблица 8.3 Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения (ОСПОРБ-99)

Таблица 8.4 Нормы искусственного освещения

Таблица 8.5 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 1.1 Топографическая карта района расположения Болотного лицензионного участка

Рис. 1.2 Схема геолого-геофизической изученности района

Рис. 2.1 (а). Сводный геолого-геофизический разрез Болотного месторождения

Рис. 2.1 (б) Сводный геолого-геофизический разрез Болотного месторождения

Рис. 2.2 Фрагмент Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под редакцией: В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л.Подсосовой, 1998 г.)

Рис. 2.3 Структурная карта по опорному отражающему горизонту А (кровля фундамента)

Рис. 2.4 Геологический разрез по линии I-I Болотного месторождения

Рис. 4.1 Схема совмещенных контуров Болотного месторождения

Рис. 4.2. Априорная физико-геологическая модель Болотного м-р

Рис. 5.1. Определение $\alpha_{с_гр}$ для пласта Ю12 Болотненского месторождения

Рис. 5.2 Зависимости $K_{по} = f(K_{п.д.})$ (а); $K_{пр} = f(K_{п.д.})$ (б)

Рис. 5.3 Сопоставление УЭС по БКЗ и по ИК Болотненского месторождения

Рис. 5.4 Зависимость $K_{п} (AK)$ - $\alpha_{с}$ для пластов Ю21-Ю42

Рис. 5.5 Сопоставление УЭС- $\alpha_{с}$ по испытанным интервалам по скважинам Болотненского месторождения

ВВЕДЕНИЕ

Территория Болотного лицензионного участка включает нефтеносную площадь: Болотного месторождения. Участок расположен в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 250 км к югу от г. Сургут.

Согласно нефтегазонасному районированию (2010г.) территория ЛУ относится к Юганскому нефтегазонасному району Средне Обской нефтегазонасной области. В непосредственной близости от него находятся Тайлаковское, Гавриковское нефтяные месторождения и Южно-Венихъяртское, Урненское и др. месторождение, запасы УВ которых утверждены в ГКЗ.

Болотное месторождение (залежь) было открыто в 1992 г. по программе доразведки Тайлаковского месторождения поисковой скважиной 132, в которой при испытании в пласте Ю21 был получен приток нефти дебитом 3,9 м3/сут при СДУ 1049 м.

В результате детальной корреляции разрезов скважин в период 2006-2012 гг. выполнялось уточнение геологических моделей и запасов Тайлаковского месторождения в изучаемых отложениях тюменской свиты при подсчете запасов нефти было выделено пять пластов: Ю₂¹, Ю₂², Ю₃, Ю₄¹ и Ю₄². Из них четыре пласта (Ю₂¹, Ю₂², Ю₃, Ю₄¹), являются подсчётными объектами на Болотном участке.

На 01.01.2013 на Болотном месторождении выявлены залежи нефти в трёх продуктивных пластах: Ю₂¹, Ю₂², Ю₃.

В соответствии с «Геологическим заданием» основными задачами данной работы является определение оптимального комплекса геофизических исследований в скважинах с целью доразведки Болотного месторождения, поиски и оценка залежей нефти и газа на территории Болотного лицензионного участка в нефтегазонасных комплексах меловых и юрских отложений.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТАХ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1. Географо-экономический очерк района работ

В административном отношении территория Болотного ЛУ расположена в южной части Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в центральной части Обь-Иртышского междуречья, на водоразделе верховьев р. Большой Юган и р. Демьянка (в соответствии с Рис. 1.1). Расстояние до г. Сургут – 250 км, до п. Тайлакова – 25 км.

В геоморфологическом отношении основная часть территории представляет собой суглинисто-песчаную среднеплейстоценовую равнину с абсолютными отметками от 65 до 150 м. К бассейнам рек отметки снижаются до 60 - 48 м, где территория представлена верхнеплейстоценовой плоской равниной на уровне нерасчлененных третьей и четвертой надпойменных террас. Линейное расчленение рельефа среднее и слабое. Склоны речных долин преимущественно пологие, у более крупных рек – спускаются уступами. Преобладающие грунты суглинистые, в долинах рек – песчаные. Участок характеризуется средней заболоченностью (более 25 %). Болота верховые, грядово-мочажинные, кустарниково-сфагновые.

На болотах развиты торфяные грунты мощностью до 10 м, которые во влажном состоянии труднопроходимые для транспорта.

Грунтовые воды залегают на глубинах 2-10 м. Гидрографическая сеть представлена рекой Сугмутеньях со своими притоками, которая впадает в реку Большой Юган. Несколько ниже участка протекает р. Демьянка, приток р. Иртыш. Река Демьянка пригодна для навигации во время большой воды, её ширина составляет 20-80 м, глубина – 1,5-4,0 м. Скорость течения 0,3-0,5 м/с.

Для водоснабжения питьевой водой рекомендуется использовать атлым-новомихайловский водоносный горизонт. Глубина его залегания 130-170 м.

Замерзают реки в конце октября. Толщина льда 45-95 см, мелкие реки промерзают до дна. Вскрываются реки в конце апреля – начале мая. Межень устанавливается с июля по октябрь. Весеннее половодье длится более двух месяцев. Климат района резко континентальный. Зима холодная и

продолжительная, лето короткое, но обычно теплое. Годовая амплитуда температуры воздуха 37⁰. Средняя температура января –20,5 °С, июля 17 °С.

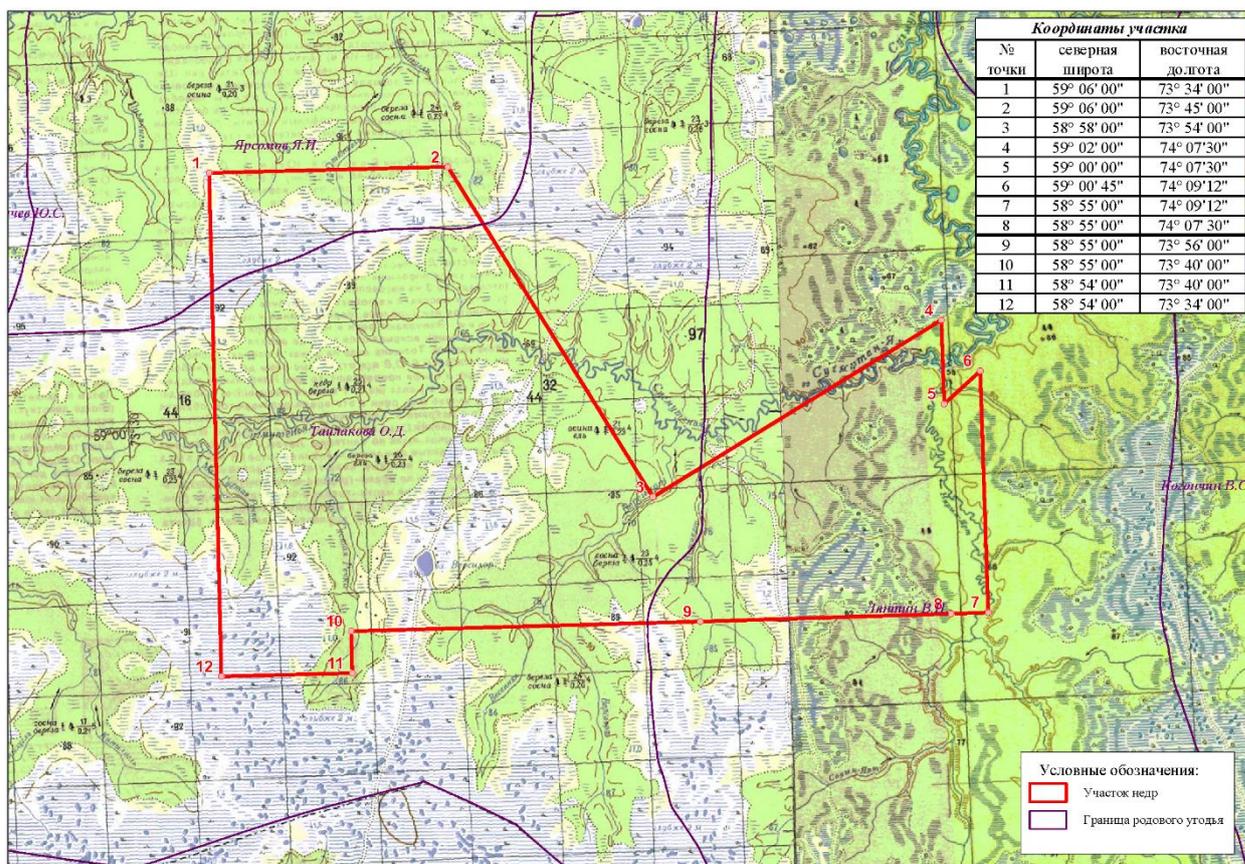


Рис. 1.1 Топографическая карта района расположения
 Болотного лицензионного участка

Абсолютный минимум температуры зимой достигает минус 52 °С, а абсолютный минимум летом в июле 32 °С. Продолжительность устойчивых морозов в среднем 145 дней в году, а безморозный период продолжается в среднем 100 дней. Реки замерзают около 27-30 октября и вскрываются ото льда в начале мая. Среднегодовое количество осадков колеблется от 450 до 500 мм. Максимальное их количество (до 70 мм и более) приходится на летние месяцы. Число дней осадками от 170 до 180 в год, с максимумом (до 25 дней) в зимние месяцы. Средняя из максимальных декадных высот снежного покрова к концу зимы 0,6 м. В лесу и пониженных местах толщина снежного покрова достигает 1,0-1,5 м. Многолетнемерзлые грунты отсутствуют. Начало отопительного сезона 15 сентября, конец – 15 мая. На водоразделе рек Большого Югана и Демьянки развиты массивы сосновых и осино-березовых лесов с примесью темнохвойных (ель, пихта, реже кедр и лиственница).

Заболоченные участки покрыты кустарником и угнетенной сосной. По реке Большой Юган развиты долинные березовые леса в сочетании с ивняками лугами и болотами.

Животный мир в районе разнообразен.

В тайге обитают лоси, дикие олени, соболи, медведи, белки, волки и бурундуки. А также глухари, рябчики и тетерева. В пойме рек обитают ондатры, ласки, зайцы, лисицы и горностаи.

Участок расположен на землях Сургутского лесничества. Населенность района сравнительно низкая. Основная масса населения живет в городах и поселках на реке Оби. Ближайшие населенные пункты – небольшие поселения: Угут, Ярсомово, Таурово, Тайлаковы и др.

Районный центр Сургутского района – город Сургут, от площади работ удален на 250 км к северу. Расстояние до ближайшего населенного пункта п. Тайлакова – 25 км. На территории проживают русские, татары, ханты и манси. Коренные жители края – ханты занимаются рыболовством, охотой, звероводством.

На территории участка недр расположены три общинно-родовых угодья, занимающих целиком всю его площадь. С открытием нефтяных месторождений появились новые отрасли народного хозяйства: нефтегазодобывающая, энергетическая, строительная, лесозаготовительная.

Действующий нефтепровод Сургут-Нижевартовск-Омск. В 173 км от участка пролегает трасса магистрального газопровода «Уренгой-Челябинск» и магистральный нефтепровод Усть-Балык-Курган-Уфа-Альметьевск в 173 км.

Энергоснабжение осуществляет Сургутская ГРЭС. Кроме того, возможно использование индивидуальных котельных, передвижных электростанций и дизель-электростанций. Дорожная сеть на участке отсутствует. К северу, в 8 км от центра участка проходит автомобильная дорога с твердым покрытием. В зимнее время транспортное сообщение проходит по зимней автомобильной дороге из Сургута. В летний период используются вертолеты и баржи по реке Большой Юган и Демьянка в период навигации. Транспортировка крупногабаритных грузов от г. Тюмени

осуществляется по железной дороге Нижневартовск-Сургут-Тобольск-Тюмень, которая находится в 175 км от участка. В зимнее время автотранспорт. Для доставки рабочих вахт можно использовать авиатранспорт. В городе Сургуте имеется крупный аэропорт. В 175 км – железная дорога «Тобольск – Сургут - Нижневартовск».Ширина русла р. Большой Юган около с. Тайлаковы 75-100 м. В период высокого стояния паводковых вод река доступна для судоходства с применением плавсредств с неглубокой осадкой. Река Демьянка при глубине 1.5-4 м. судоходна только во время весеннего половодья для судов с осадкой менее 1,5 м. Остальные реки практически не судоходны. Он охватывает песчано-глинистые отложения покурской свиты толщиной до 800 м и более. В районе работ широко развиты залежей суглинков и глин, а также песков. Запасы их велики. Из ближайших к площадям месторождений строительного сырья следует отметить следующие: Пучип-Игыйское (керамзитовых глин), Нефтеюганское (керамзитовых глин), Верхне-Пытьяхское (кирпичных глин), Куть-Яхское месторождение (кирпичных и керамзитовых глин).

Участок расположен на землях Сургутского лесничества и характеризуется развитой речной сетью, заболоченность участка средняя.

1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность района

Изучение геологического строения района работ и его разреза первоначально проводилось в наиболее обжитых районах юга Тюменской области с 1937 г. силами ЗападноСибирской геофизической экспедиции Государственного Союзного геофизического треста.

В дальнейшем (1949 г.), технический совет Министерства геологии СССР принял решение «О направлении геолого-поисковых работ на нефть и газ в восточных районах СССР на 1948-1950 гг.» и программа предусматривала проведение геофизических исследований на всей территории ЗападноСибирской провинции, а также бурение сети опорных скважин с геофизическими работами в районах их заложения.

Задача решалась комплексом геофизических методов регионального направления, и на начальных этапах изучаемый район был охвачен:

- геолого-геоморфологической съемкой масштаба 1:1000000 (ЗСГУ. 1949-1955 г.г.);

- аэромагнитной съемкой масштабов 1:1000000 (ЗСГУ.1955 г.), 1:200000 (НГТ. 1958 г.);

- гравиметрической съемкой масштаба 1:1000000 (ТТГУ. 1960-1961 гг.).

По результатам вышеназванных методов исследований были определены основные тектонические элементы центра ЗападноСибирской низменности– Нижневартовский, Сургутский, Салымский своды, Юганская и Ханты-Мансийская впадины и др.

Планомерные поисковые работы в рассматриваемом регионе начались в 1970-е гг. XX века с проведения площадных сейсморазведочных исследований методом отраженных волн (МОВ), в том числе и в речном варианте, масштаба 1:100000 с целью поиска и подготовки к бурению локальных антиклинальных структур III порядка. За несколько лет вблизи лицензионного участка были выявлены: Тайлаковская, Восточно-Тайлаковская, Северо-Тайлаковская, Яккунь-Яхская, Полуныхская, Туканская, Чупальская и другие локальные структуры. Непосредственно Болотное поднятие оконтурено и подготовлено к бурению работами СП 8, 9, 10/66-67. Одновременно с данными видами работ, проводились региональные сейсмические исследования методами СЗ МОВ и МПВ, ГСЗ, КМПВ масштаба 1:200000 и 1:500000, аэромагнитные съемки масштаба 1:200 000, гравиразведка и электроразведка методом ТТ масштаба 1:200 000 и мельче. Выполненные работы позволили изучить общие черты геологического строения юго-западной части ЗападноСибирской плиты и выявить наиболее контрастные элементы структурного плана осадочного чехла.

Опытные сейсморазведочные работы по методике общей глубинной точки (МОГТ) начали проводиться в 70-х годах прошлого столетия и к началу 80-х годов эти работы приобретают массовый характер. Данное направление становится основным геофизическим методом, используемым при поисках нефти и газа. Однако, в связи с переброской основных производственных мощностей геофизических организаций в более перспективные северные

районы Тюменской области, сейсморазведка МОВ ОГТ в данном районе была приостановлена.

Непосредственно на Болотном лицензионном участке и сопредельных территориях сейсморазведочные исследования МОГТ проводятся с 1984 г. силами ПГО “Хантымансийскгеофизика”. Работами СП 17/86-87 и 17/87-88 по редкой, но равномерной сети профилей была закрыта большая часть площади, что позволило детализировать структурный план, выделить структурно-стратиграфические, структурно-литологические ловушки, подготовить к бурению Западно-Новоютымское, Северо-Ютымское локальные поднятия.

Суммарная длина сейсмических профилей, отработанных на Болотном лицензионном участке (с учетом МОВ), составила 387,36 км, в том числе отдельно по работам МОВ – 63,12 км, ОГТ – 324,24 км. Плотность геофизической изученности составляет 0,48 км/км². Она рассчитана по результатам работ сейсмических партий, отработанных после 1985 г. Существующая плотность сейсмических исследований является низкой.

В полевой сезон 2012-2013 гг. с.п.80 в пределах восточной части площади были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 2D в объеме 145,3 пог.км. Таким образом, суммарный объем МОГТ составил 469,54 пог.км. С учетом этих работ плотность геофизической изученности возрастает до 1,1 пог.км/км². Следует сразу отметить, что такая величина плотности для изучения сложно-построенных залежей УВ явно недостаточна.

Основные сведения о геофизических исследованиях, проведенных в рассматриваемом районе, приведены в таблицах 1.1–1.1. Общая схема геолого-геофизической изученности района работ отражена на рисунке 1.2.

Таблица 1.1 Полевые геофизические исследования

Номер отчета	Партия, авторы, год защиты отчёта	Наименование отчета	Основные результаты	Модиф., масштаб	кв. км	пог. км
2	3	4	5	6	7	8
Сейсморазведка СЗ МОВ, КМПВ						
2597	34/63-64 Воронин В.И., Климов О.Н. 1964	Отчет о работе Юганской аэросейсмической партии 34/63-64 в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области	Изучено строение Юганской впадины и северной части Верхнедемьянского мегавала. Установлены зоны максимальных прогибов впадины в районе с. Ярсомово, Юган, Раксакины, Каюковы и междуречья рек Негус-Ях-Малый Юган и к югу от Южно-Балыкской площади	СЗ МОВ 1:500 000	2680 0	-
7228	12/80-81 Бояр В.И., Стародубце ва Н.И. 1982	Отчет о работах Региональной сп 12/80-81 в Сургутском, Нефтеюганском и Нижневартовском районах Ханты-Мансийского автономного округа и Уватском районе Тюменской области в зимний период 1980-1981 гг.	Выполнены исследования КМПВ по профилям через Ханты-Мансийскую впадину, Салымскую моноклинал, Демьянский свод, Юганскую впадину, Нижневартовский свод. Изучен рельеф фундамента по границе Ф (П). На Демьянском своде выделены разломы, создающие горсты и граб	КМПВ 1:200 000	-	761,4

Сейсморазведка МОВ						
3342	8/66-67, 9/66-67, 10/66-67 Вишниковск ая А.С. 1967	Отчет о работах Западно-Тайлаковской, Южно-Тайлаковской и Западно-Ларломкинской одноприборных сейсмических партий 8/66-67, 9/66-67, 10/66-67 в Сургутском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области в зимний период 1966-1967гг.	Уточнено строение северной и центральной частей Верхнедемьянского мегавала и западной части Каймысовского свода. Разведано северное окончание Урненского вала, на котором подготовлена к бурению Болотная структура. В пределах Ларломкинского к.п. подготовлена к бурению Коимлохская структура. На Тайлаковском к.п. оконтурена Яккунь-Яхская структура.	МОВ 1:100 000	-	245,5 245,5 227,0
Номер отчета	Партия, авторы, год защиты отчёта	Наименование отчета	Основные результаты	Модиф., масштаб	кв. км	пог. км
Сейсморазведка МОВ ОГТ						
8614	17/84-85 Струль Р.П., Скоробогат ая Т.С., Федорова Р.М. и др. 1986	Отчет о работе Южно-Тайлаковской СП 17/84-85 в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в зимний период 1984-1985гг.	Структурные построения выполнены по ОГ А, Т ₂ , Б, dM, М, Г. Уточнено положение свода Южно-Тайлаковской структуры, выявлены Новоютымское, Северо-Ютымское, Западно-Ютымское л.п. Проведено районирование территории по доюрским образованиям.	МОГТ 1:100 000	-	587,0

продолжение таблицы 1.1

9530	17/86-87 Лоренц Е.А., Дементьева О.Ю., Созонов В.Г. и др. 1988	Отчет Новоютымской сп 17/86-87 о работах м. 1:50000, проведенных на Новоютымской площади	Изучено строение территории по ОГ А, Т ₂ , Б, НБВ ₈ , М, Г. Подготовлены к бурению Западно-Новоютымское, Северо-Новоютымское, л.п. Детализировано Новоютымское л.п. Протрассированы по площади предполагаемые зоны развития пластов Ю ₂ , Ю ₁ , ачимовской толщи в песчаных фациях. Выделены перспективные зоны на участках выклинивания юрских отложений. В составе отложений доюрского основания прослежены предполагаемые рифтовые постройки.	МОГТ 1:20000 0 МОГТ 1:50000	-	34,4 498,8
9749	10/87-88 Струль Р.П., Дементьева О.Ю., Чернова Н.А. и др. 1989	Отчет Тайлаковской сп 10/87-88 о работах м. 1:50000, проведенных в 1987-1988 гг на Тайлаковской площади	Прослежены ОГ А, Т _{2/1} , Б, dM, БВ ₅ (?), БВ ₆ (?), Г. Подготовлены к бурению Лунинское л.п. по горизонту Б. Даны прогнозы перспективности пластов Ю ₁ , Ю ₂ . Закартированы Восточно- Тайлаковская и Лунинская с.л.л. в отложениях неокома. Выделены перспективные зоны на участках выклинивания средне-нижнеюрских отложений.	МОГТ 1:50000		478,6

Номер отчета	Партия, авторы, год защиты отчёта	Наименование отчета	Основные результаты	Модиф., масштаб	кв. км	пог. км
9750	17/87-88 СтрульР.П., Дементьева О.Ю., Чернова Н.А. и др. 1989	Отчет Болотной сп 17/87-88 о работах м. 1:50000, проведенных в 1987-1988гг на Болотной площади	Прослежены ОГ А, Т _{2/1} , Б, dМ, БВ ₅ (?), БВ ₆ (?), Г. На Болотное поднятии, в контуре изогипсы –2440м выделен третий купол, выявлены Пулейское и Северо-Болотное малоамплитудные поднятия по ОГ Б. Даны прогнозы перспективности пластов Ю ₁ и Ю ₂ . Закартированы Восточно-Тайлаковская и Лунинская с.л.л. по пластам БВ ₅ (?), БВ ₆ (?). Выделены перспективные зоны на участках выклинивания средне- нижнеюрских отложений. Закартирована Болотная с.л.л. по ОГ Т _{2/1} в среднеюрскихотложениях	МОГТ 1:50000	-	559,4

Таблица 1.2 Изученность магниторазведкой

Номер отчета	Партия, авторы, год защиты отчёта	Наименование отчета	Основные результаты	Модиф., масштаб	кв. км	пог. км
9444	48/84-85, 48/86-87 Княжев В.А., Воропаев В.И., Иванов В.В. 1988	Отчет о результатах высокоточной аэромагнитной съемки м.1:50000 в пределах Герасимовского мегапрогиба, Старосолдатского мегавала и Демьянского свода (по работам аэромагнитных партий 48/84-86 и 48/86).	Выделено два магнитоактивных горизонта: один на глубине 3-4 км, другой на глубине 5-6 км. Выделены блоки фундамента, различающиеся по геофизическим характеристикам и тектоническому строению. Выделены площади развития ПСЭ. Рекомендованы участки перспективные на поиски месторождений углеводородов в отложениях ПСЭ и платформенном чехле.	АМС 1:50 000	41913,0 25000,0	-

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1. Стратиграфия и литология

Геологический разрез Болотного лицензионного участка.

Ниже приводится краткое описание разреза и особенности его геологического строения.

Доюрские образования

В пределах участка породы фундамента вскрыты во всех пробуренных поисково-разведочных скважинах кроме скв. 118.

Доюрское основание имеет двух ярусное строение и сложено образованиями кристаллического фундамента и слабодислоцированной толщей различного вещественного состава и генезиса: от пород коры выветривания, развитой по метаморфизованным эффузивным породам, до терригенно-карбонатных и вулканогенно-осадочных образований палеозоя и триаса.

Согласно образцам керна образования доюрского основания представлены мергелем известковистым, кварцитом (скв. 126), гравелитами и кремнистыми породами (скв. 119), базальтами с вкраплениями минералов (скв. 112), базальтовым лабродоровым порфиритом (скв. 70). Вскрытая толщина доюрских образований достигает 170 м (скв. 125). Возраст вскрытых пород по аналогии с Тайлаковским месторождением принят как среднепалеозойский.

Юрская система - J

Отложения юрского возраста несогласно залегают на породах доюрского основания и представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Выдержанность юрских отложений по мощности неоднозначна: мощность отложений наращивается в направлении погружения структурного плана и сокращается в направлении локальных поднятий, вплоть до выклинивания нижележащих горизонтов. Территория изучаемого участка

расположена на границе Омского и Уват-Мегионского типов разреза Обь-Иртышской фациальной области.

Отложения нижнего и среднего отделов представлены терригенными отложениями тюменской свиты.

Тюменская свита (J_{2tm}- бат-нижний келловей) в районе работ представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и глин с прослоями углей, общая толщина свиты до 350 м. Принято считать, что отложения тюменской свиты накапливались в аллювиальных, пролювиальных, озерных, озерно-болотных, болотных, а в верхней части разреза возможно прибрежно-морских условиях осадконакопления.

Тюменская свита по литологическим признакам условно подразделяется на три подсвиты по степени преобладания глин или песчаников в разрезе. Нижняя подсвита представлена чередованием песчаных и алевроитово-глинистых пластов. В разрезе подсвиты выделяются песчаные пласты от Ю₉ до Ю₇. Подошвой подсвиты служит радомская пачка. Отложения нижней подсвиты не имеют площадного развития и залегают фрагментарно, в основном, на погруженных участках территории.

Средняя подсвита сложена двумя пачками песчаников (пласты Ю₆ и Ю₅) с маломощными пропластками аргиллитов и алевролитов, разделенных и перекрытых пластами аргиллитов толщиной до 10-12 м. Аргиллиты в составе средней подсвиты серые до темно-серых, алевроитистые, слабо слюдистые, с тонкой горизонтальной слоистостью, обусловленной углисто-алевритовым материалом. Подсвита заканчивается прослоем серых, прослоями темно-серых до черных, слоистых аргиллитов с обугленными растительными остатками и редкими прослойками углей. В нижней части прослоя аргиллиты чередуются со светло-серыми алевролитами и мелкозернистыми песчаниками. Описываемый глинистый прослой достаточно выдержан по площади, толщина его изменяется от 12 до 18 м. В общем плане, осадки средней подсвиты выклиниваются в западной половине участка.

Песчаники в разрезе выделенных пластов серые и светло-серые, иногда с буроватым оттенком за счет нефтенасыщенности, мелкозернистые, средней плотности, реже плотные и крепкие, с волнистой и полого-волнистой слоистостью, подчеркивающейся углисто-слюдястым материалом. Алевролиты серые, крупнозернистые, слюдястые, переслаивающиеся с мелкозернистыми песчаниками и алевритовыми глинами. Возраст отложений тюменской свиты датируется бат-нижне-келловейским временем. Толщина свиты колеблется от 100 до 400 м. В западной части участка происходит полное выпадение из разреза отложений тюменской свиты.

Согласно фациального районирования верхнеюрских отложений в пределах рассматриваемой зоны выделяется Пурпейско-Васюганский тип разреза Обь-Ленской фациальной области.

Для Пурпейско-Васюганского типа разреза характерны васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

Васюганская свита ($J_{2-3}VS$) по литологической характеристике подразделяется на две подсвиты: нижнюю, сложенную преимущественно глинистыми отложениями и верхнюю – песчано-глинистую.

Нижняя подсвита представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми с буроватым оттенком, преимущественно тонкоотмученными, с прослоями алевролитов и песчаников. Характерен пирит. Встречается фауна в виде остатков аммонитов.

Верхняя подсвита представлена песчаниками серыми с буроватым оттенком, среднемелкозернистыми, с прослоями карбонатных разностей, алевролитов и глин. В разрезе подсвиты выделяется три песчаных пласта (сверху вниз): $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$. На большей части территории участка пласты разделены глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, алевролитовыми. В ряде случаев происходит опесчанивание глинистых пропластков и песчаные пласты объединяются в единый резервуар, пласт $Ю_1$. Встречаются маломощные прослой углей. Характерен пирит, остатки аммонитов, двустворок, единичных белемнитов, криноидеи, флоры. Возраст свиты

датируется келловей-оксфордским временем. Толщина свиты составляет от 20 до 120 м.

Георгиевская свита (J_3gr) представлена глинами аргиллитоподобными, неравномерно глауконитовыми, толщиной порядка 3-5 м и распространена в пределах всей исследуемой площади.

В кровле пласта $Ю_1$ прослеживается четкий контакт между аргиллитами георгиевской свиты и плохо отсортированными алевролитовыми песчаниками – песчаники пласта $Ю_1^0$ (барабинской пачки) зеленовато-серые, глинисто-известковистые, с прослоями глауконитов, с карбонатными конкрециями. Возраст георгиевской свиты кимериджский. Толщина свиты от 1 до 10 м.

Баженовская свита (J_3-K_1dn) сложена высокоуглеродистыми аргиллитами, черными, с коричневатым оттенком, в разной степени плитчатыми, плотными с прослоями рыхлых, листоватых разностей (баженитов). Обычны пиритовые стяжения, остатки рыб, отпечатки аммонитов, двустворок, реже белемнитов.

Строение свиты отображает фаціальную обстановку осадконакопления в морском бассейне: от прибрежной, мелководной (средняя часть свиты) до глубоководной (основание и кровля свиты).

К отложениям баженовской свиты приурочен сейсмический опорный отражающий горизонт Б, на каротажных диаграммах отложения свиты характеризуются высокими значениями КС и естественной радиоактивности. Возраст свиты датируется волжским и нижнеберриасским временем. Толщина свиты составляет от 7 до 50 м.

Меловая система - К

Отложения меловой системы на рассматриваемой территории развиты повсеместно и представлены двумя отделами: нижним и верхним.

В соответствии со схемой фаціального районирования берриас-аптские отложения рассматриваемой территории относятся к Нижневартовскому типу разреза, для которого характерны мегионская, ванденская, алымская и покурская свиты.

В основании разреза неокома, рассматриваемого структурно-фациального района, выделяется *мегионская свита* (K_1mg) (верхи берриаса – нижний валанжин), подразделяющаяся на ряд толщ:

- подачимовская толща берриасского возраста представлена тонкоотмученными серыми глинами (8-20 м);

- ачимовская толща, представленная песчано-алевролитовыми отложениями в виде серии обособленных песчаных линз. Их мощность изменяется от нескольких метров до 100 м. Количество и толщина отдельных песчано-алевролитовых пластов, индексируемых как АчБВ, слагающих толщу, различны как в разрезе, так и по площади месторождений;

- вышезалегающая песчано-глинистая толща сложена темно-серыми глинами с комплексом фауны нижневаланжинского возраста и пластами песчаников группы БВ;

- завершает разрез мегионской свиты самотлорская глинистая пачка толщиной от 20 до 40 м, в основании которой выделяется песчано-алевролитовый пласт BV_8^0 . Фаунистически данная пачка охарактеризована двустворками и комплексом фораминифер валанжинского возраста. Толщина до 500 м.

Ванденская свита (K_1vn) по литологическим признакам делится на две подсвиты. В разрезе нижней подсвиты выделяется четыре пачки: первая (нижняя) объединяет песчаные пласты BV_{6-7} , вторая – преимущественно глинистая, известная под названием урьевской. В восточном направлении урьевская глинистая пачка замещается песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Поэтому здесь стратиграфическим аналогом первой пачки является песчано-алевритовая толща совместно с вышезалегающим пластом BV_5 (BV_5-BV_7). Третья пачка объединяет группу песчано-алевритовых пластов BV_{0-5} . Венчает подсвиту покачевско-савуйская глинистая пачка толщиной 10-30 м, являющаяся репером при сопоставлении с разрезами Нижневартовского и Сургутского структурно-фациальных районов. Пачка охарактеризована фауной и микрофауной нижневаланжинского возраста.

В основании верхней подсвиты выделена толща толщиной от 100 м до 150 м, представленная песчаниками и алевролитами группы пластов АВ₄-АВ₈ с обилием обугленного растительного детрита. Толщина 500-750 м.

Отложения ванденской свиты перекрываются преимущественно глинистыми отложениями алымской свиты (К_{1al}), в основании которой выделяется пласт АВ₁. Возраст свиты в значительной мере условно (по спорово-пыльцевым данным и положению в разрезе) принят аптским. Верхняя подсвита алымской свиты, как возрастной аналог кошайской свиты, выделяется в западных районах Западной Сибири. Нижняя пачка подсвиты, представленная тонкоотмученными аргиллитоподобными глинами, называемая кошайской, является региональным флюидоупором в центральных районах Западной Сибири. Мощность этой пачки составляет, как правило, 15-25 м. Именно к этой пачке приурочен региональный сейсмический горизонт М. Толщина свиты 30-70 м.

Согласно схеме фациального районирования апт-альб-сеноманских отложений территория относится к Омско-Ларьякскому типу разреза Омско-Уренгойской фациальной области. Отложения апт-альб-сеномана представлены покурской свитой.

По литологическим особенностям, электрокаротажной характеристике и по данным палеонтологических определений *покурская свита* (К_{1-2рк}) подразделяется на три подсвиты.

Нижняя подсвита представлена светло-серыми, реже серыми, в отдельных прослоях с зеленоватым оттенком песчаниками, часто каолинизированными, чередующимися в сложном сочетании с глинами и алевролитами темно-серыми и зеленовато-буровато-серыми. Для пород этой части свиты характерна разнообразная слоистость, обилие растительного детрита, линзовидных прослоев бурых углей, стяжений сидерита и зерен пирита, окатышей глин. Вследствие опесчанивания базальных слоев (пласты ПК₂₂-ПК₂₁) Эта часть свиты включает пласты ПК₂₂-ПК₁₈. Толщина подсвиты до 320 м.

Средняя подсвита сложена крупными пачками и пластами темно-серых углистых глин и глинистых алевролитов, переслаивающихся со светло-серыми песками и песчаниками с глинистым, реже глинисто-карбонатным цементом. Слоистость пород горизонтальная, реже косая и волнистая. Местами в породах отмечается эпидот, глауконит, ядра двустворок. Объединяет пласты ПК₁₇-ПК₇.

Верхняя подсвита обособляемая в составе пластов ПК₆-ПК₁, сложена серыми и зеленовато-серыми песками и песчаниками, неравномерно чередующимися с невыдержанными прослоями и пластами, алевролитистых, серых и темно-серых, углистых глин с растительным детритом. Местами отмечаются прослой ракушняков, гравелитов и конгломератов. По всему разрезу толщи заметно возрастает содержание эпидота и зерен янтаря. В породах часто встречается растительный детрит, сидерит. Генезис - континентальный. В пределах покурской свиты выделяются песчаные пласты ПК₁-ПК₁₈.

Общая толщина свиты составляет 750-775 м.

В соответствии с лито-фациальным районированием верхнемеловых отложений в пределах рассматриваемого участка выделяется Березово-Вартовский тип разреза. В его составе (снизу вверх) выделяются: кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Кузнецовская свита (K₂kz) представлена темно-серыми плотными глинами и алевролитами, прослоями известковистыми. Встречаются остатки пиритизированных водорослей, чешуя рыб. Генезис предположительно прибрежно-морской. Толщина свиты 5-20 м.

Березовская свита (K₂br) делится на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита сложена опоками серыми и голубовато-серыми, глинами тёмно-серыми и серыми, прослоями опокovidными. Встречаются двустворки.

Верхняя подсвита представлена глинами серыми, зеленовато-серыми, темно-серыми, слабоалевритистыми с редкими прослоями опоководных глин и опок. Встречаются конкреции пирита и сидерита, с редкими зернами глауконита.

Толщина березовской свиты 150-170 м.

Ганькинская свита (K_2-P_{1gn}) завершает разрез меловых отложений. Разрез свиты представлен глинами известковистыми серыми, с зеленоватым оттенком, плотными, с редкими прослоями алевролитов. Встречаются пиритизированные водоросли, сидеритовые стяжения, обломки раковин моллюсков. Толщина ганькинской свиты 160-195 м.

Четвертичная система - Q

Отложения в виде сплошного чехла покрывают почти всю территорию Западной Сибири. Литологический состав их разнообразен.

Пойменный аллювий, покровные отложения, торф, суглинки, ниже чередование песков и глин. Пески моренного генезиса, с галькой и гравием. Глины с растительным детритом, аллювиально-озерного генезиса. Общая толщина четвертичных образований до 70 м.

2.2. Тектоника

В соответствии с Тектонической картой фундамента Западно-Сибирской плиты, (В.С. Сурков и др.1981 г.), территория лицензионного участка расположена в зоне сочленения двух структурно-формационных зон Салымско-Чингизской раннегерцинской складчатой системы и Центрально-Западно-Сибирской позднегерцинской системы (Рис. 2.2). Структуры фундамента представлены антиклинорными и синклинорными зонами унаследованного типа развития.

В разрезе Западно-Сибирской плиты выделяется два структурно-тектонических этажа: нижний и верхний. Нижний этаж (или фундамент) соответствует геосинклинальному этапу развития и представлен интрузивными, изверженными и сильно дислоцированными осадочными и метаморфическими породами.

Между складчатым фундаментом и осадочным чехлом выделяется промежуточный структурный этаж (ПСЭ) – вулканогенно-осадочная формация пермо-триасового возраста, имеющая локальное развитие и заполняет наиболее погруженные грабенообразные прогибы и рифты.

Мезозойско-кайнозойский чехол, верхний структурно-тектонический этаж, представлен осадочными песчано-глинистыми отложениями, залегающими субгоризонтально на неровной поверхности складчатого фундамента или на породах ПСЭ.

Сложное строение доюрского комплекса отложений находит отражение и в строении осадочного платформенного чехла, формирование которого происходило под влиянием унаследованных тектонических движений блоков фундамента.

Структурный план рассматриваемого участка охарактеризован структурными картами по опорным отражающим горизонтам А, Т, Б и Г. При построении структурных карт использованы материалы сейсмических исследований прошлых лет, которые подверглись процедуре переинтерпретации. При построении окончательных вариантов опорных отражающих поверхностей были учтены фактические материалы исследования пробуренных поисково-разведочных скважин.

Структурный план поверхности доюрского основания представлен на графическом приложении и рисунке (Рис. 2.3). Как видно из упомянутых приложений в пределах западной половины территории участка «господствует» восточный склон Болотного поднятия. Свод его по отражающему горизонту А приурочен к абсолютной отметке минус 2480 м и расположен за пределами рассматриваемой территории. По кровле отражающего горизонта Т (тюменская свита) Болотное поднятие закономерно отражается также в западной половине территории участка в виде его восточного склона. При этом, в районе бурения скв. 100, 125 и 126 отмечается наличие вреза в склон поднятия. В сводовой части Болотного поднятия отмечается наличие обширной зоны отсутствия отложений тюменской свиты

субмеридионального простирания. Факт отсутствия разреза тюменской свиты подтвержден материалами бурения скважин 1, 3 и 7 Болотной площади.

По кровле васюганской свиты (отражающий горизонт Б₁) структурный план рассматриваемой территории близок к горизонту Т. От Западно-Новоютымского поднятия (на севере) и Болотного (на западе) структура локализуется прогибами-заливами глубиной до 20м..

Свод Болотного поднятия занимает отметку минус 2360 м. То есть, высотная разница структурных элементов рассматриваемой территории еще сохраняется.

Структурный план поверхности опорного отражающего горизонта Б (баженовская свита) мало чем отличается от предыдущего. Восточный склон Болотного поднятия несколько смещается в западном направлении, за пределы участка. Можно также отметить тот факт, что по отражающему горизонту Б поверхность рассматриваемого склона Болотного поднятия в большей степени осложнена заливами-врезами.

По поверхности отражающего горизонта Г (покурская свита) происходит значительное выравнивание структурного плана. Достаточно отметить, что свод Болотного поднятия приурочен к абсолютной отметке минус 790 м. Структурный раздел между названными положительными элементами преобразовался в мульдообразный прогиб глубиной 20-25 м.

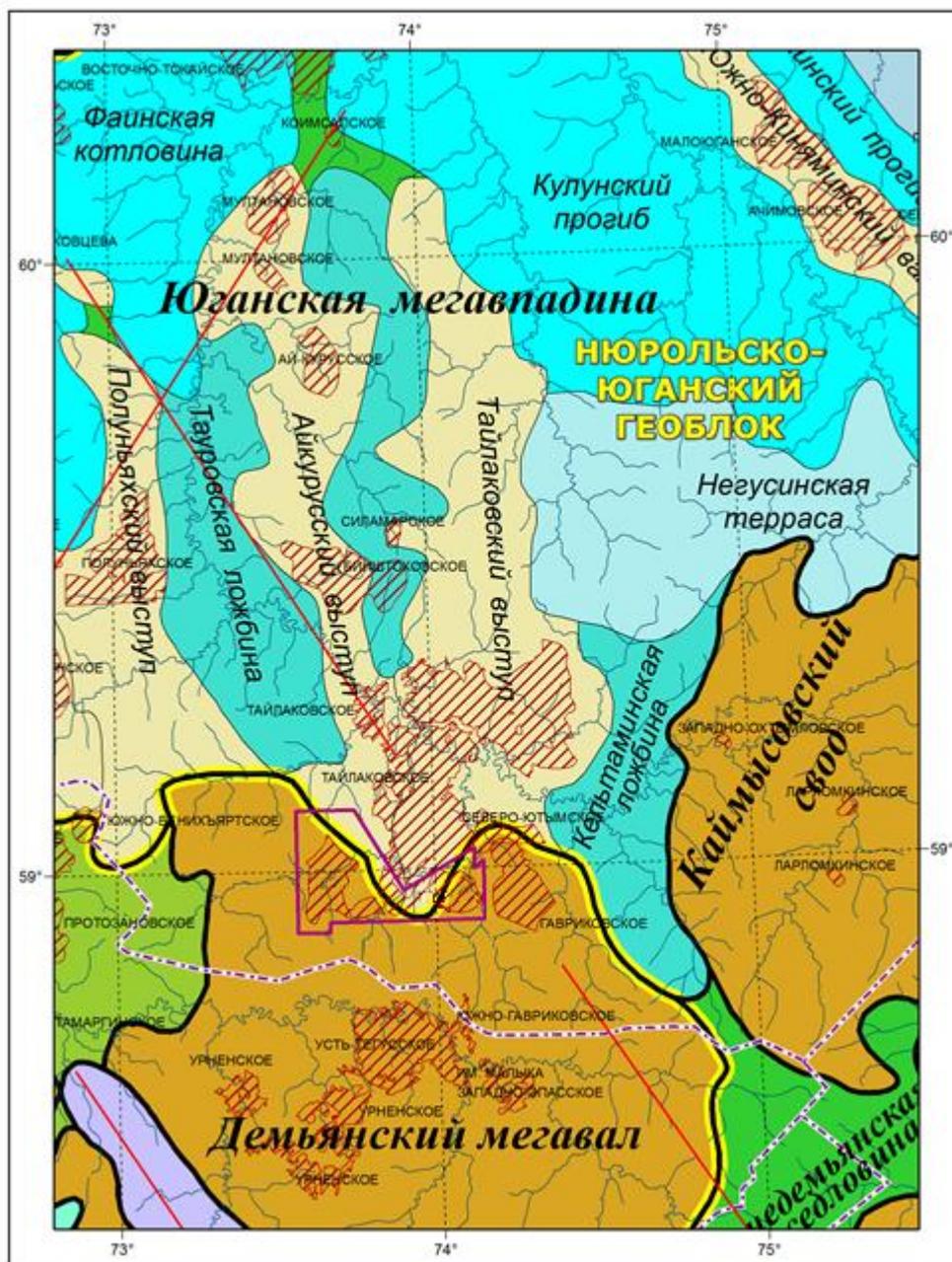


Рис. 2.2. . Фрагмент Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под редакцией: В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л.Подсосовой, 1998 г.)

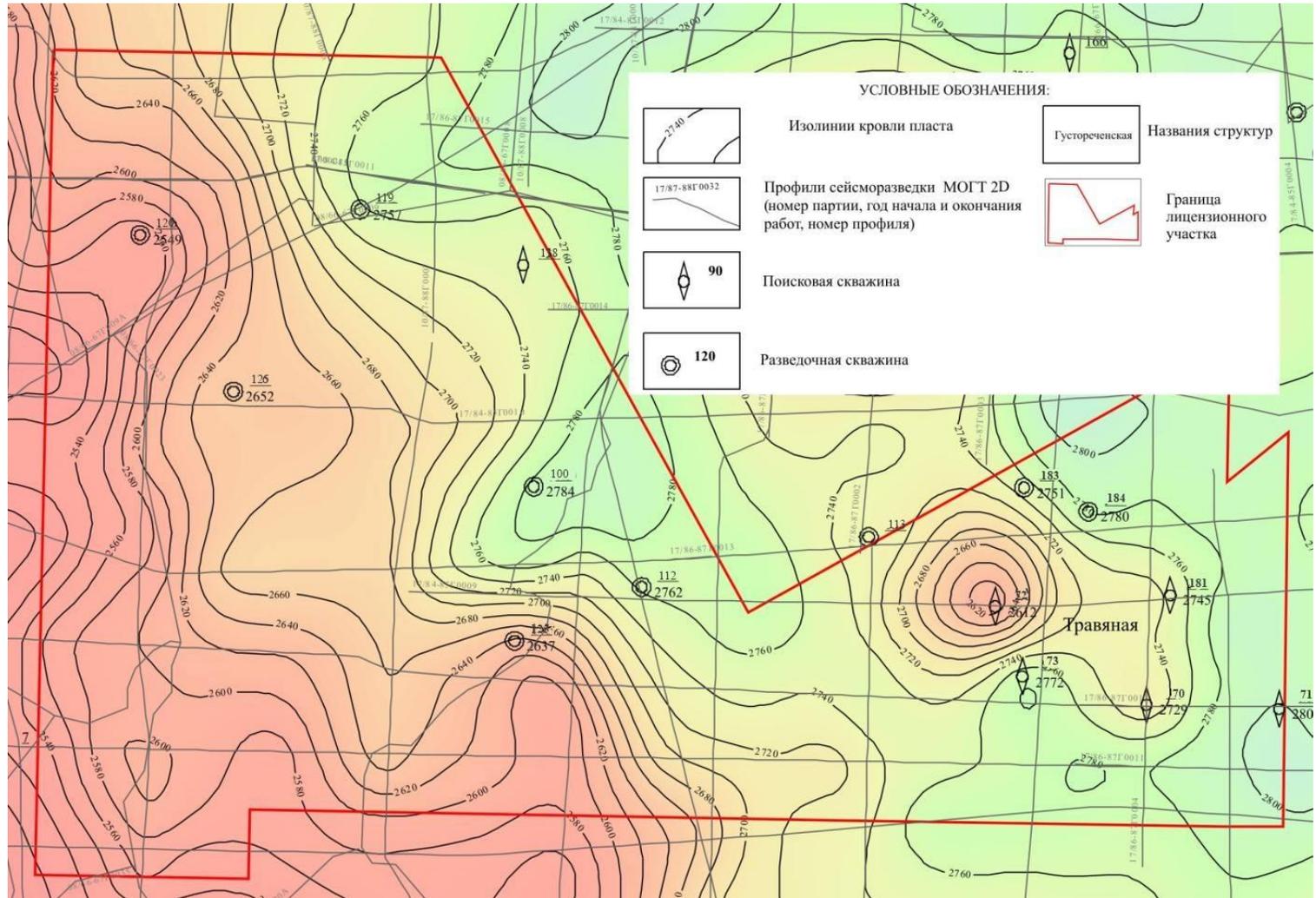


Рис. 2.3 Структурная карта по опорному отражающему горизонту А (кровля фундамента)

2.3. Нефтегазоносность

Район расположения Болотного лицензионного участка находится в пределах северной части Демьянского НГР Каймысовской НГО.

На территории участка расположено Болотное месторождение (залежи продуктивных пластов Ю₂¹, Ю₂² и Ю₃).

В общем плане, в районе исследуемого участка, в разрезе мезозойско-кайнозойского осадочного чехла выделяются следующие нефтегазоносные комплексы (НГК): доюрский (отложения палеозоя, коры выветривания, триаса), нижнеюрский (отложения горелой свиты), среднеюрский (отложения тюменской свиты), верхнеюрский (отложения васюганской и баженовской свит), неокомский (отложения мегинской, ванденской свит) и апт-альб-сеноманский (отложения алымской и покурской свит). Ниже рассмотрим каждый комплекс с учетом материалов бурения и испытания скважин, пробуренных как в пределах исследуемого участка, так и на соседних месторождениях.

Доюрский НГК

Образования складчатого фундамента и промежуточного комплекса, к которым приурочен доюрский НГК, на территории участка вскрыты девятью скважинами. Отложения данного комплекса испытаны в скважине: 5 (интервал глубин 2600-2640 м) и 181 (интервал глубин 2820-2850 м), притоков не получено. Признаков нефтеносности этого комплекса в настоящее время в данном районе не установлено.

Нижнеюрский НГК, представлен осадками горелой свиты. Достоверно установить перспективы нефтеносности отложений комплекса в данном районе невозможно, целенаправленно он не опойсковывался. В соответствии с материалами исследования скважин, пробуренных в пределах участка, нижнеюрские отложения в их разрезах отсутствуют (выклиниваются).

Со среднеюрским НГК, выделенным в объёме тюменской свиты, связана основная нефтеносность района расположения Болотного участка - пласты

Ю₂¹, Ю₂², Ю₃ и Ю₄². Отложения комплекса представлены чередованием континентальных и прибрежно-морских отложений - песчаников, алевролитов, аргиллитов, углистых аргиллитов и углей.

Особенностями НГК являются сильная литологическая изменчивость по вертикали и латерали, обусловленная условиями осадконакопления, а также значительные вариации мощности с выклиниванием нижних горизонтов на выступах фундамента, что создает благоприятные условия для развития литологических и стратиграфических ловушек.

Выявленные в среднеюрских отложениях (пласты Ю₂-Ю₄) нефтяные залежи стратиграфически, тектонически и литологически экранированные. Фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов невысокие - IV-VI класс. Дебиты нефти достигают 6,9 м³/сут при среднединамическом уровне 630 м (скв. 126).

Нефтенасыщенные толщины на Болотном месторождении (пласт Ю₂¹) изменяются от 1,4 м (скв. 132) до 3,8 м (скв. 145); пласт Ю₂² – от 3,8 м (скв. 132) до 4,8 м (скв. 145); пласт Ю₃ – от 9,0 м (скв. 146) до 11,6 м (скв. 145). Залежи нефти пластов Ю₂¹, Ю₂², Ю₃ на Болотном месторождении литологически и стратиграфически экранированные.

Для коллекторов данного комплекса региональной крышкой служит глинистая толща нижевасюганской подсвиты толщиной до 32 м.

Верхнеюрский НГК образован резервуарами верхневасюганской подсвиты и флюидоупором георгиевской и баженовской свит и является регионально нефтеносным на большей части Каймысовской НГО.

На соседнем, Тайлаковском месторождении, в верхнеюрских отложениях продуктивным является пласт Ю₁², резервуар сложен мелководно-морскими образованиями с низкими ФЕС, дебиты нефти варьируют от 6 м³/сут (скв.160) до 8 м³/сут (скв. 166). В этом же пласте выявлена залежь нефти на Мултановском месторождении.

Покрышкой нефтегазоносного комплекса служит мощная толща аргиллитов и глин, включающая отложения георгиевской и баженовской свит, а также подачимовскую пачку.

В пределах изучаемого участка нефтеносность пласта Ю₁ пока не установлена.

Неокомский НГК. Меловые отложения в пределах провинции характеризуются большим разнообразием литолого-фациальных показателей, как по разрезу, так и по площади – при переходе от одного района к другому. Одни литолого-фациальные зоны характеризуются преимущественно глинистым разрезом, другие песчаным или чередованием песчаных и глинистых пород, что и определяет наличие тех или иных комплексов и территориальное развитие их в разрезе.

Ачимовские отложения в пределах исследуемого района относятся к клиноформным резервуарам БВ₆₋₇ и БВ₈₋₉.

Нефтеносность доказана на Тайлаковском месторождении, где открыты залежи, приуроченные к данному резервуару ачимовской толщи. Дебиты нефти варьируют от 10,4 м³/сут, при СДУ-856 м (скв. 173 Тайлаковская) до 15,5 м³/сут, при СДУ-890 м (скв. 174 Тайлаковская).

Залежей нефти в данном резервуаре на исследуемом участке не открыто. Покрышкой резервуару БВ₈₋₉ служит самотлорская пачка глин толщиной 30-50 м. Эта пачка глин западной и центральной частях почти повсеместно содержит пласты глин, что обеспечивает ей надежные изоляционные свойства.

Апт-альб-сеноманский НГК. На территории Каймысовской НГО данный комплекс не содержит промышленных скоплений УВ.

Песчано-алевролитовые пласты нижней подсвиты алымской свиты, индексируемые как пласты АС₁₋₃, являются объектами, благоприятными для нефтегазонакопления благодаря однородным тонкодисперсным глинам верхней подсвиты, служащим региональным флюидоупором. В пределах участка этот горизонт опробовался в скв. 1 Болотной, при испытании. Перспективность этой толщи была подтверждена на соседней площади

Полуньяхской, где при испытании скважины 515 была получена нефть дебитом 19,5 м³/сут на 4-мм штуцере (пласт АС₄).

Промышленная нефтеносность сеномана установлена лишь на соседнем Ай-Яунском месторождении. В скважине 1 при испытании пласта ПК₁ в интервале 984-992 м получен приток нефти дебитом 8,5 м³/сут при переливе, а нижележащий пласт ПК₂ в скв. 3 (1030-1035 м), дал приток нефти с водой (Q_н=17,2 м³/сут, Q_в=412 м³/сут).

Однако, в связи со слабой изученностью комплекса в южных районах Западно-Сибирской провинции, вопрос о его роли в нефтегазоносном отношении нельзя считать решенным. Имеются определенные предпосылки развития нефтегазоносности в аптской части разреза комплекса (такая особенность проявляется на ряде площадей Краснотенинского свода). Установление достаточно широкой нефтегазоносности отложений данного комплекса в Вартовском нефтегазоносном районе (пласты группы ПК) в последние годы является указанием на необходимость более детального изучения отложений апт-альб-сеноманского комплекса.

Болотное месторождение

Пласт Ю₂¹

Залежь нефти вскрыта скважинами 112 и 125 м на абсолютных отметках минус 2524,9-2595,0 м. При испытании пласта в скв. 112, в интервале абсолютных глубин минус 2593,1-2599,1 м получен приток нефти дебитом 3,9 м³/сут, при СДУ 1049,5 м. По результатам интерпретации материалов ГИС пласт в скважинах 112 и 125 нефтенасыщен до подошвы. Нефтенасыщенная толщина коллектора изменяется от 1,4 м (скв. 112) до 3,8 м (скв. 125). Водонефтяной контакт в залежи принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 112 на абсолютной отметке минус 2599 м.

Пласт Ю₂²

Залежь нефти пласта Ю₂² вскрыта скважинами 112 и 125 на абсолютных отметках минус 2540,5-2613,8 м. На 01.01.2012 запасы по пласту Ю₂² по Болотному месторождению на Госбалансе РФ не числились. При испытании

пласта в скважине 112 получен приток воды с нефтью: дебит воды 67,8 м³/сут, дебит нефти 0,6 м³/сут при СДУ 802 м. По результатам интерпретации материалов ГИС пласт нефтенасыщен до абсолютных отметок минус 2619,2 м.

В скважине 125 по керну пласт Ю₂² представлен нефтенасыщенным песчаником темно-коричневым, мелко-среднезернистым, однородной текстуры.

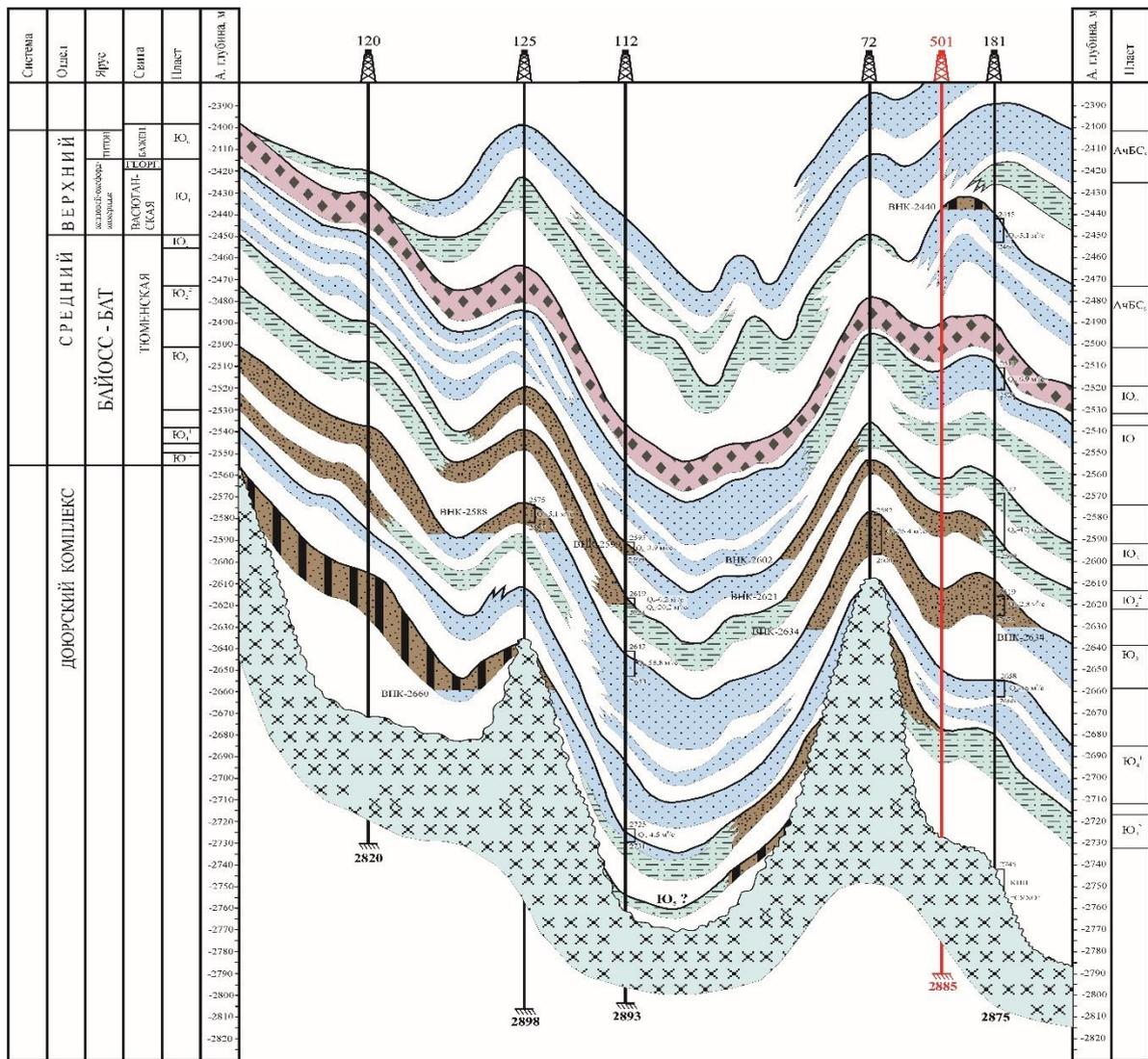
Нефтенасыщенная толщина коллектора изменяется от 3,8 м (скв. 112) до 4,8 м (скв. 125). Водонефтяной контакт в залежи принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 112 на абсолютной отметке минус 2619,2 м.

Залежь тектонически и литологически экранированная, на севере ограничена разломом (в районе скв. 120), который выделен на Тайлаковском месторождении. С западной, южной и восточной части залежь ограничена предполагаемой линией отсутствия коллекторов

Пласт Ю₃

В пределах Болотного лицензионного участка залежь пласта Ю₃ вскрыта на Болотном месторождении. На Болотном месторождении залежь пласта Ю₃ вскрыта двумя скважинами 125 и 126. В скважине 125 при испытании в интервале абсолютных отметок минус 2575,29-2583,29 м получен приток нефти дебитом 5,1 м³/сут при СДУ 738 м. По заключению ГИС пласт нефтенасыщен до абсолютных глубин минус 2587,6 м, проницаемый пропласток на абсолютных отметках минус 2588,2-2588,6 м при неясном характере насыщения (толщина 0,4 м), относен к водонасыщенным.

Эффективная толщина пласта в скважине 125 составляет 14,4 м, в скважине 126 – 14,6 м, нефтенасыщенная толщина в скважине 125 – 11,6 м, в скважине 126 – 9,0 м. Геологический разрез с указаниями уровней ВНК представлен на рисунке 1.7.



Условные обозначения:

- Песчаные водоносные слои
 - Предполагаемая залежь нефти
 - Цветные глинистые породы
 - Алювилиты
 - Предполагаемая ловушка нефти
 - Водоносные эффузивно-осадочные образования
 - Водоносные эффузивно-осадочные образования
 - Сланцы, гнейсы, граниты, диориты, габбро, базальты
 - Зона замещения коллектора непроницаемыми породами
 - Битуминозные глины бакальской свиты
 - Дюрские базальтоиды
 - Выявленная залежь нефти
- Прогнозные скважины рекомендуемые к бурению
 Прогнозная глубина
 Пробуренные скважины
 Фактический забой
 Интервалы помпирования в абсолютных отметках
 3905
 3918

МПР РФ	Геологический проект поисково-разведочных работ в пределах Малореченского лицензионного участка	
	Отв. исполнитель	Ю.И. Иванов 2013 г.
Приложение № 19	Малореченский лицензионный участок	
Лист 1	Геологический разрез I-I по линии скважин: 401-145-132-403-92-105-201	
	Масштаб вертикальный 1 : 1 000, горизонтальный 1 : 100 000	

Рис. 2.4 Геологический разрез по линии I-I Болотного месторождения

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

К настоящему времени на Болотном ЛУ пробурено 14 поисково-разведочных скважин (см. рис 1.2.).

Для общих исследований геологического разреза комплекс ГИС выполнялся по всему разрезу скважин в масштабе глубин 1:500:

- стандартный каротаж (ПС, два зонда БКЗ, потенциал-зонд);
- индукционный каротаж (ИК, активная и реактивная составляющие);
- кавернометрия, профилометрия (ДС);
- инклинометрия (Инкл.);
- акустическая цементометрия (АКЦ);
- термометрия для отбивки цементного кольца (ОЦК).

Обязательный комплекс детальных исследований выполнялся в интервале продуктивных пластов в масштабе глубин 1:200:

- боковое каротажное зондирование и ПС (БКЗ+ПС);
- микрозондирование (МК);
- боковой каротаж (БК);
- индукционный каротаж (ИК);
- кавернометрия, профилометрия (ДС);
- резистивиметрия (Рез.);
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК);
- акустический каротаж (АК).

Стандартный каротаж проводился во всех скважинах от забоя до башмака кондуктора.

Боковое каротажное зондирование проводилось в продуктивной части разреза во всех скважинах. Замеры выполнялись подошвенными градиент-зондами следующих размеров: АО=0,45 м, 1,05 м, 2,25 м, 4,25 м, 8,5 м и кровельным градиент-зондом 0.5N2.0A с одновременной записью ПС.

Микрозондирование проводилось в интервале записи БКЗ градиент-микрозондом А0.025M0.025N и потенциал-микрозондом А0.05M. Запись

выполнена аппаратурой МДО-3, МК-АГАТ. В скважине 126 микронды не прописаны, в скв. 138 МЗ не дописаны 45 м до забоя.

Боковой каротаж выполнялся в интервале БКЗ фокусированным трехэлектродным зондом. Применялась аппаратура АБКТ, ЭК-АГАТ, ТБК. Регистрация кривых кажущегося удельного электрического сопротивления осуществлялась в логарифмическом масштабе с модулем 6,25 см; при линейной записи масштаб регистрации составил 2,5 Ом/см. Материалы в большинстве скважин хорошего качества. В скважине 120 метод БК не выполнен. В скважине 112 диаграмма БК низкого качества.

Боковой микрокаротаж и микрокавернометрия проводились в интервале БКЗ аппаратурой МК-АГАТ, КМБК.

Индукционный каротаж выполнен во всех скважинах; в большинстве скважин ИК выполнялся при стандартном каротаже. Скорость каротажа 1000-2300 м/ч. Применялась аппаратура АИК-5, АИК-М. Все материалы хорошего качества, однако, по отдельным скважинам масштабы записи необходимо корректировать.

Радиоактивный каротаж выполнен аппаратурой ДРСТ-3-90, СРК-1. Скорость записи кривых 250-300 м/ч. В качестве индикатора в канале ГК использовались сцинтилляционные счетчики с одним или двумя монокристаллами NaJ(Tl) и ФЭУ-74А. Аналогичные счетчики использованы в канале НГК. Канал ГК эталонирован по стандартной методике. Масштаб регистрации естественной радиоактивности- 1мкР/ч/см, НГК- 0,1 у.е./см. В скважине 140 кроме стандартного метода НКТ проведены замеры МНК. В скважинах 112 и 184 не выполнены замеры ГК, НК. В скважинах 71 и 72 замеры нейтронного каротажа выполнены не по всему стволу скважин (отсутствуют замеры НК в интервале: устье скважины - интервал детальных исследований).

По скважине 73 при забое скважины 2900 м метод ГК записан до глубины 2720 м, а запись НК проведена в интервале глубин 2150-2610 м.

Акустический каротаж проведен аппаратурой СПАК-6, скорость регистрации кривых 600-1000 м/ч. В скважинах 100 и 112 метод АК не записан. По скважине 181 необходима корректировка масштабов записи кривой ΔT . В скважине 183 нет записи АК в интервале 2460-2900 м (забой). В остальных скважинах качество материалов АК хорошее.

Кавернометрия или профилометрия проводилась в интервале БКЗ во всех скважинах, по многим скважинам замеры выполнены в интервале стандартного каротажа. Применялась аппаратура СКП-1.

Резистивиметрия выполнена во всех скважинах со скоростью записи 2000-2500 м/ч. В скважине 184 нет замера резистивиметра в интервале 2450-2880 м (забой). Материалы хорошего качества.

Для проведения ГИС использовались станции АКС-Л-7, ЛКС-7, ПВК, кабели КГ-3, КПКТ-6, А-1, подъемники ПК-2.

В целом стоит отметить, что полнота и качество материалов ГИС, методика проведения каротажа позволяют использовать эти сведения для решения предстоящих задач выделения пластов коллекторов, установления их насыщения и анализу подсчетных параметров продуктивных пластов: коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, проницаемости.

К недостаткам комплекса относится невыполнение плотностного гамма-гамма каротажа во всех скважинах, хотя этот метод входит в обязательный комплекс ГИС.

Отбор керн в изучаемом интервале юрских отложений проводился в скважинах 70, 71, 73 и 181. Вынос керн составляет в основном от 55 % до 100 %. Исследования ФЕС- на Болотном месторождении в скважине 125 в интервале 2656,6-2658,2 м (пласт Ю₃) выполнено два определения пористости. Минерализация пластовых вод продуктивных пластов юры Болотного месторождения не изучена. Для оперативного подсчета запасов на данном этапе были использованы материалы по минерализации пластовых вод соседнего Тайлаковского месторождения – 22,5 г/л (пласт Ю₂²). Литологическое расчленение разреза юрских отложений месторождений не

вызывает особых затруднений, так как основные литологические разности (песчаники, алевролиты, аргиллиты и карбонатизированные интервалы) однозначно характеризуются по комплексу ГИС.

Выделение коллекторов проводилось по прямым качественным признакам (МКЗ, ПС, КВ) с привлечением БК, МБК, АК, РК. Выполнение микрозондов во всех скважинах позволило уверенно выделять эффективные толщины. За критическую величину для отсечки «коллектор-неколлектор» по ГИС принималось значение относительного параметра $\alpha_{пс}=0,25$.

Определение удельного электрического сопротивления проводилось по комплексу методов БКЗ-БК-ИК, в пластах толщиной менее 1,6 м по индукционному каротажу с учетом зоны проникновения.

Для определения относительного параметра $\alpha_{пс}$ опорный пласт выбирался в наиболее «чистом», слабглинистом коллекторе, в основном в интервале пластов Ю₂²-Ю₄.

Оценка характера насыщения

Для оценки насыщения рассматривались материалы по обоим месторождениям совместно. Продуктивность пластов Ю₂¹, Ю₂², Ю₃, Ю₄² подтверждена испытаниями в колонне в скважинах 72, 73, 112, 181, 183, 184.

Притоки воды в изучаемых пластах получены в скважинах 71, 181, 184. Незначительный приток воды получен в скв. 183. Вода с пленкой нефти получена в скважине 73.

Сопротивление водонасыщенных интервалов пластов Ю₂¹, Ю₂², Ю₃, Ю₄² вскрытых в скважинах составляет $\rho_{пв}=2,9-6,2$ Омм.

УЭС нефтенасыщенных пластов изменяется на Болотном месторождении от 7,5 Омм до 14,0 Омм.

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

При выборе участка работ была проанализирована схема совмещенных контуров запасов УВ. Болотного месторождения. (Рис.4.1)

Целью проектируемых работ является изучение коллекторов в разрезе нижнемеловых пластов ачимовской толщи (пласты АчБВ₈ и АчБВ₉), среднеюрских пластов Ю₂¹, Ю₂², Ю₃, и Ю₄², и в пласте Ю₅ и в кровельной части пород доюрского основания. В пределах Болотного месторождения разведочными объектами являются залежи нефти в отложениях пластов Ю₂¹, Ю₂², Ю₃, и Ю₄², Ю₅ тюменской свиты.

Таким образом, основной задачей геологоразведочных работ является решение таких задач, как:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- 4) Оценка характера насыщения коллекторов.

Для выполнения этих задач рекомендуется пробурить в центре указанной зоны разведочную скважину с целью доразведки месторождения и уточнения фильтрационно-емкостных свойств.

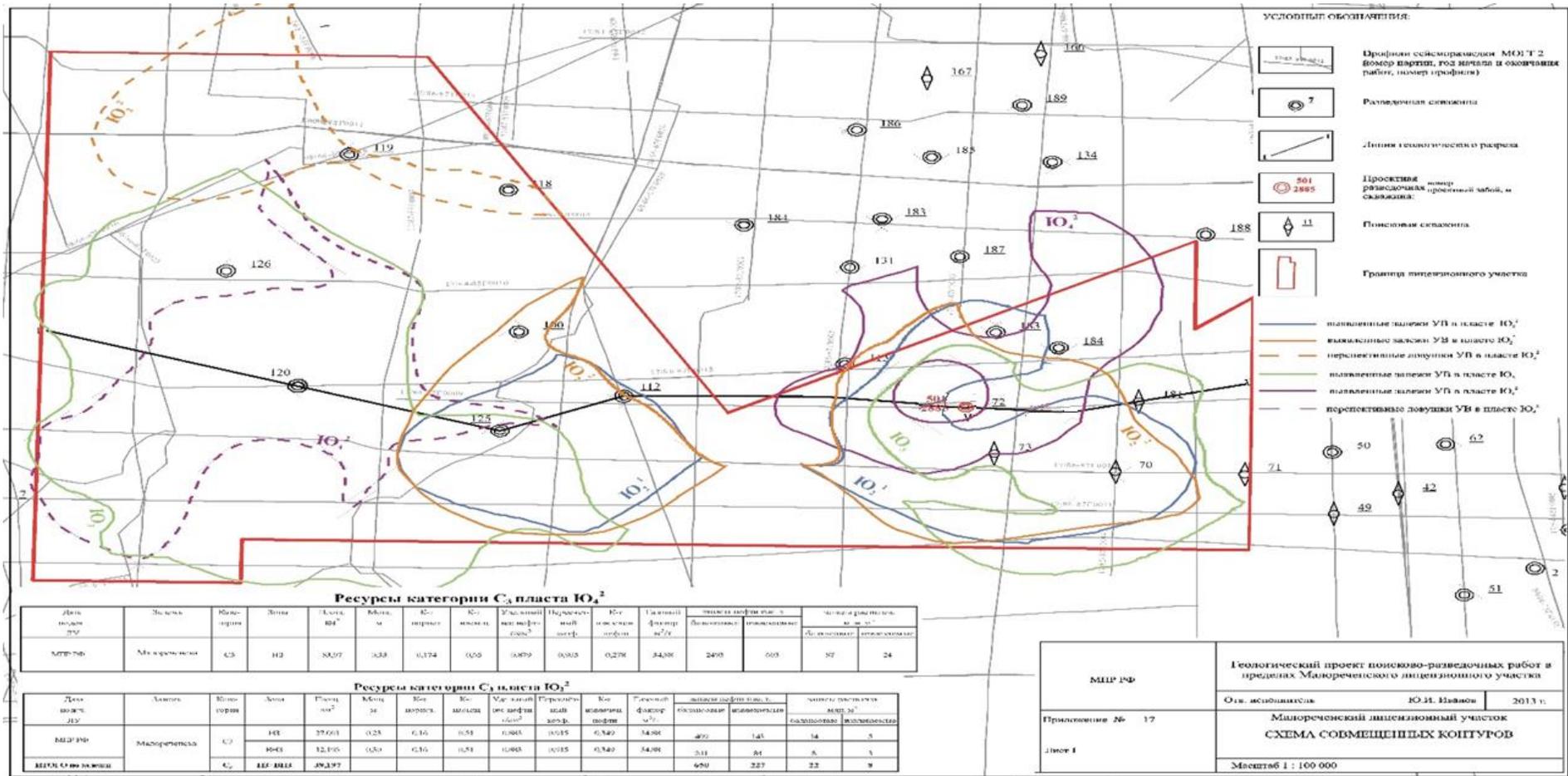


Рис. 4.1 Схема совмещенных контуров Болотного месторождения

4.2 Обоснование объекта исследований

Для решения поставленных, геологических задач будет применяться комплекс ГИС, включающий запись ГГКп и ВАК, для детального и достоверного определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и литологического расчленения разреза.

Рекомендованный комплекс геофизических исследований скважин представлен следующим комплексом исследований:

- стандартный каротаж;
- боковое каротажное зондирование;
- боковой каротаж;
- микрозондирование;
- кавернометрия;
- индукционный каротаж;
- нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
- гамма-каротаж;
- гамма-гамма плотностной каротаж;
- волновой акустический каротаж;
- резистивиметрия;
- ВИКИЗ.

Стандартный каротаж предназначен для литологического расчленения, корреляции разрезов скважин, определения эффективных мощностей. Исследования проводятся подошвенным градиент зондом А2.0М0.5N, потенциал–зондом, с одновременной записью кривой потенциала собственной поляризации (ПС).

Боковое каротажное зондирование проводится комплектом подошвенных градиент зондов: А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2,0М0.5N, А4.0М0.5N для выделения пород коллекторов, оценки характера насыщения пород коллекторов, определения удельного сопротивления неизменной части пласта ($\rho_{п}$) и удельного сопротивления зоны проникновения ($\rho_{зп}$).

Микрозондирование проводится с целью выделения проницаемых интервалов и уточнения границ, уточнение эффективных мощностей и границ коллекторов. Запись производилась зондами А0.025М0.025N и А0.05N одновременно.

Боковой каротаж проводился с целью выделения маломощных пластов с высоким сопротивлением, уточнения эффективных мощностей, определение удельного сопротивления пластов в комплексе с БКЗ и ИК.

Индукционный каротаж является основным методом при определении удельного сопротивления горных пород в области низких значений; используется для определения характера насыщения пластов, определения положения водонефтяного контакта. Запись кривых проводится зондами 7И1,6.

Радиоактивный каротаж включает в себя гамма-каротаж (ГК) и нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННКт). Радиоактивный каротаж проводится для литологического расчленения разрезов скважин, корреляции разрезов скважин, выделения проницаемых, плотных и глинистых разностей, исследования проводятся четырехканальной аппаратурой РК 5-76.

Гамма-гамма плотностной каротаж проводится на данном месторождении с целью уточнения емкостных свойств коллектора, на основе построения зависимости типа $K_{п}=f$ (ГГКп) по данным керна проектируемой скважины.

Волновой акустический каротаж проводится на данном месторождении с целью уточнения емкостных свойств коллектора, на основе построения зависимости типа $K_{п}=f(DT_{п})$ по данным керна проектируемой скважины.

Кавернометрия проводится с целью определения диаметра скважины, выделения пластов-коллекторов и уточнения эффективных мощностей коллектора.

Резистивиметрия проводится с целью определения удельного сопротивления промывочной жидкости (ρ_c), которое используется при обработке методов БЭЗ, ИК-БК.

4.3 Априорная физико-геологическая модель объекта и задачи работ

Априорная физико–геологическая модель (рис. 4.2.) была составлена на основе разреза скважины №125, который является достаточно информативным. Учитывая тот факт, что геологический разрез, в основном, представлен чередования песчанистых и глинистых толщ, а выдержанные пласты Баженовской свиты выбираются в качестве опорного горизонта, то полученная модель в полной мере подходит для выделения в разрезе основного продуктивного пласта и вмещающих пород. С геофизической точки зрения, рассматриваемые объекты исследования отчетливо дифференцируются по физическим свойствам.

Песчаник выделяется низкими значениями ПС и ГК, повышенными значениями НКТ, Проницаемый песчаный пласт выделяется по наличию радиального изменения показаний зондов ВИКИЗ и БКЗ уменьшению диаметра скважины, превышению показаний МПЗ над МГЗ. КС для газоносных и нефтеносных пород, как правило, имеет высокие значения, для водоносных - низкие. **Аргиллит** характеризуется повышенными значениями ПС и ГК, низким сопротивлением, низкими значениями НКТ. Для **угля** характерна низкая радиоактивность и показания НКТ при высоком сопротивлении, наличие каверн. **Алевролит** отмечается средними значениями сопротивления, и ПС, низкими значениями ГК, сужением диаметра. **Битуминозные аргиллиты** баженовской свиты отличаются высокими значениям ГК и сопротивления, низкими скоростями поперечной волны, высокой плотностью.

Глубина	Свита	Пласт	PZ (Омм)			BK (Омм)			GK (мкР/ч)			MPZ (Омм)			Литология	Коллектор	Насыщение	Нэф, м	APC	Rp, Омм	Кп, %	Кпр., мД	Кпл, %	Кнг	
			0	20	40	1	10	100	0	10	200	1	10	20											0
			0	20	40	1	10	100	0	10	200	1 <td>10</td> <td>20</td> <td></td>	10	20											
			0	40	80	1	RP1 (Омм)		0	100	2000	1	50	100											
			0	IK (мСим)		1	10	100		NNKb (y.e.)			MGZ (Омм)												
			0	100	200	1	RP2 (Омм)		1	10	100	1	10	20											
			0	200	400	1	10	100		NNKm (y.e.)			0	50	100										
			0	PS (МВ)		1	10	100	3			3													
			0		100	1	RP4 (Омм)		1	10	100														
						1	10	100																	
						1	RP5 (Омм)																		
						1	10	100																	

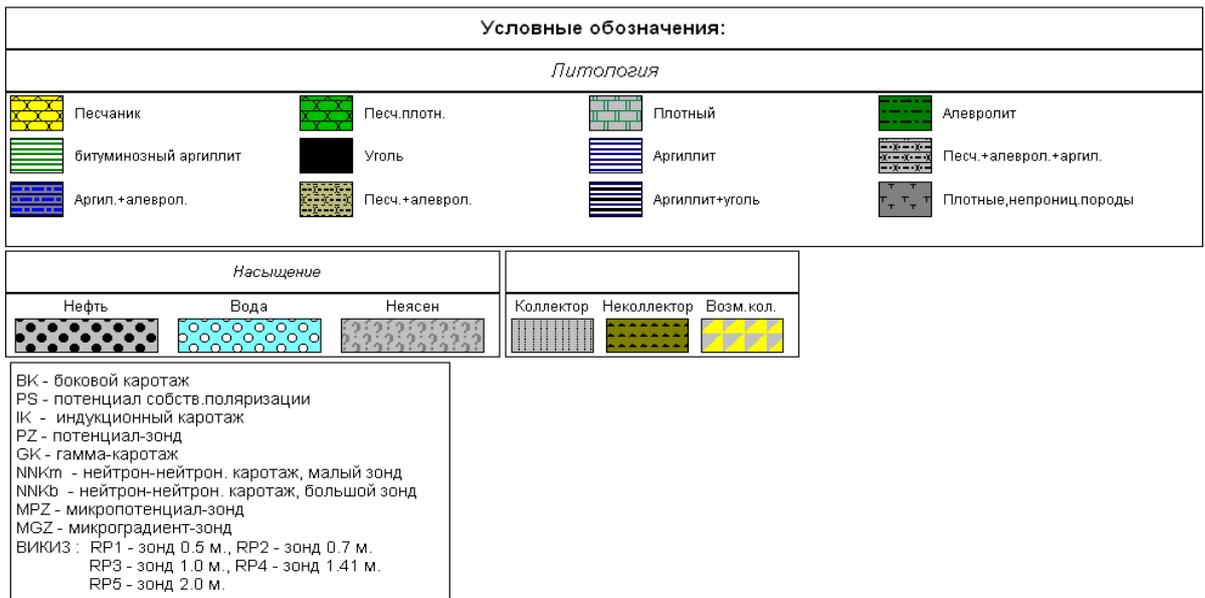
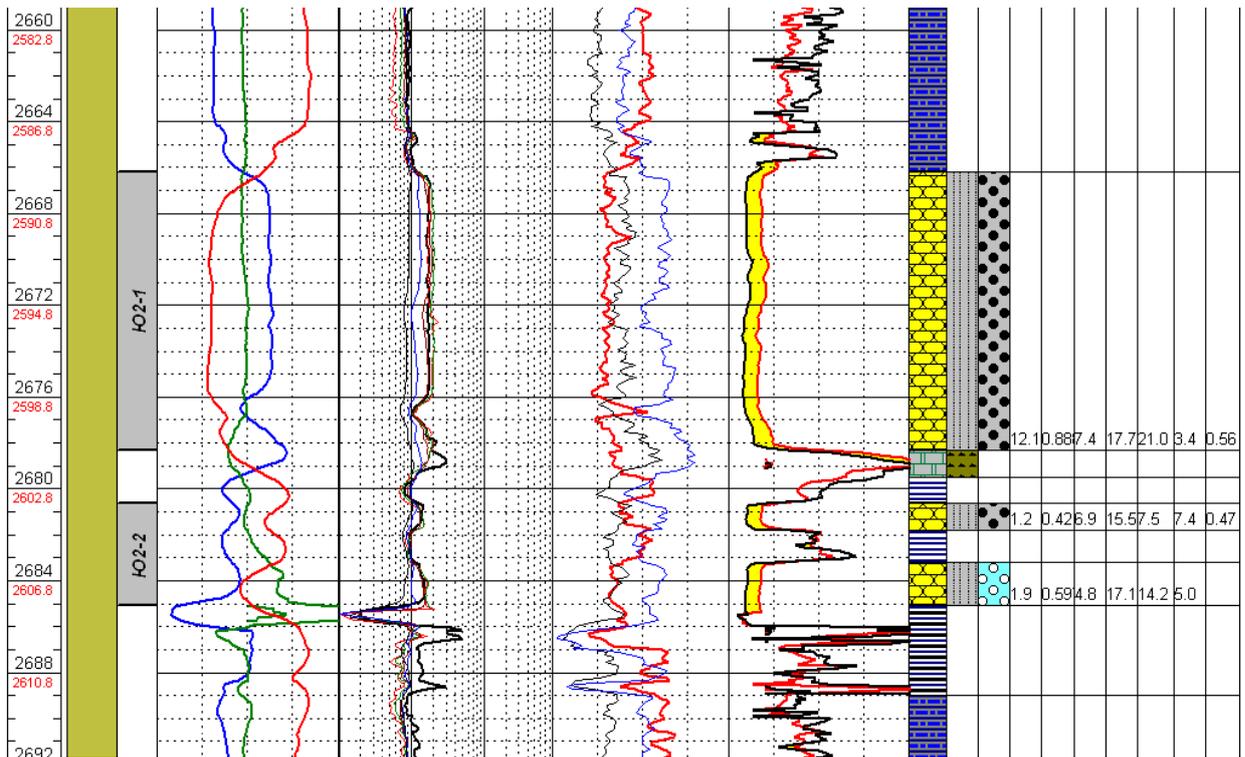


Рис. 4.2. Априорная физико-геологическая модель Болотного м-р

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика и техника проведения ГИС

Все геофизические исследования будут проводиться в скважине с необсаженным стволом.

Все геофизические исследования на Болотном месторождении будут проводиться, на станциях, АКС/Л-1-72, АКС/Л-7-02, и подъемниках ПКС - 3,5; ПКС – 5; ПКС 5-04.

Комплекс исследований включает в себя геофизические методы (таблица 5.1)

Таблица 5.1 методы геофизических исследований

1	Метод самопроизвольной поляризации (ПС)
2	Боковое каротажное зондирование (БКЗ)
3	Боковой каротаж (БК)
4	Индукционный каротаж (ИК)
5	Радиоактивный каротаж (РК)
6	Инклинометрия
7	Микрозондирование (МКЗ)

Исследования методом (ПС) проводят для расчленения разреза на литологические разности и корреляции всего разреза скважины.

Исследования методом (БКЗ) проводят для определения пород-коллекторов. БКЗ используют для уточнения характера насыщения вмещающих пород пластов коллекторов, измерения сопротивления плотов в неизменной части пласта.

Исследования методом (МКЗ) позволят выделить проницаемые интервалы, определения границ пластов и измерение сопротивления промытой зоны.

Исследования методом (ИК) используется для определения удельного сопротивления горных пород в области мелких значений. Также

исследования методом (ИК) используют для определения характера насыщения и положения ВНК.

Исследования методом (БК) используется для в определенья пластов коллекторов с малой мощностью, определения эффективных мощностей, определения удельного сопротивления пластов в комплексе с методами БКЗ и ИК.

Исследования методом (РК) проводится методами ГК и НГТ с для определения литологических разностей разреза, выделения в проницаемых интервалах плотных, глинистых и угольных пропластков, не являющихся коллекторами, для определения глинистости, общей и открытой пористости коллекторов, определения водородосодержания.

Исследования методом Инклинометрии проводит для определения угла наклона скважин и определения скважин в пространстве.

5.2. Метрологическое обеспечение работ

Метрологическое обеспечение аппаратуры электрических методов

Проверка прибора электрического каротажа КП-11Э, проводится на основе инструкции по калибровке данного прибора с применением магазинов эквивалентных сопротивлений имитирующих сопротивление пород в диапазоне скважинного прибора.

Аппаратура микрометодов поверяется в емкости большого диаметра, для исключения влияния окружающих пород с применением растворов с разным удельным сопротивлением, в свою очередь контролируемым с помощью лабораторного резистивиметра.

Метрологическое обеспечение аппаратуры индукционного и высокочастотного электромагнитного каротажа

Метрологическое обеспечение аппаратуры индукционного каротажа АИК-5, проводится с применением эталонировочных тестов – колец, обеспечивающих фиксированные значения проводимости окружающей среды, имитирующих проводимость пород.

Метрологическое обеспечение аппаратуры высокочастотного изопараметрического индукционного каротажного зондирования ВИКИЗ осуществляется с применением набора тестирующих колец, по методике разработанной фирмой-изготовителем скважинной аппаратуры.

Метрологическое обеспечение аппаратуры радиоактивного каротажа

- Поверочная установка УПГК-1 используется для калибровки и поверки измерительных каналов приборов естественного гамма-каротажа – каналов ГК приборов радиоактивного каротажа - РКС-3М, РК5-76, РК-6, СРК-42М с помощью эталонного излучателя гамма-квантов.
- Поверочная установка ИПП-1, 2, 3, предназначена для калибровка и поверки измерительных каналов приборов НК в единицах эквивалентной пористости горных пород.
- Набор моделей объемной плотности с аттестованными значениями для аппаратуры гама-гамма плотностного каротажа предназначен для калибровки и поверки аппаратуры ГГК-2 в единицах объемной плотности горных пород.
- УППП - установка для калибровки плотностного гамма-гамма каротажа каналов СГДТ-НВ по значениям плотности цементного камня в зацементированном и свободном участках колонны с различной толщиной стенок обсадной колонны.
- УПЦМ - установка для калибровки скважинных цементомеров обсадных колонн большого диаметра ЦМ 8-12, предназначена для калибровки и поверки измерительных каналов в зацементированном и свободном участке колонны диаметром 8,10,12 дюймов.

Метрологическое обеспечение аппаратуры акустического каротажа

Метрологическое обеспечение аппаратуры акустического каротажа АВ АК-11 производится с применением специально изготовленных емкостей имитирующих стальную и асбоцементную колонну, с фиксированным временем пробега ультразвуковых волн и затуханием акустического сигнала.

Метрологическое обеспечение разметки геофизического кабеля

Осуществляется с помощью метрологической установки разметки кабеля УРС-10-10, позволяющей наносить магнитные метки глубины на броню геофизического кабеля на строго определенной мерной базе, с регулируемой величиной натяжения кабеля в процессе его промера. Установка автоматизирована и позволяет оперативно промерить геофизический кабель. Промер кабеля проводится с заданной периодичностью, исключая ошибки в глубине связанные с вытяжкой кабеля.

При проведении ГИС на “обособленных” разведочных скважинах для разметки кабеля применяются мобильные установки ЛОТ-7М производства ЗАО “ГК Дельта-ЛОТ”.

Метрологическое обеспечение инклинометрии

Установка поверочная УПИ-1 предназначена для поверки и градуировки инклинометров ИМММ-73, ИОН-1, КИТ, ИГН-73.

Установка позволяет воспроизводить пространственное положение скважинных приборов по зенитному углу, азимуту и углу положения корпуса прибора относительно апсидальной плоскости. Основными достоинствами установки являются пониженные требования к однородности магнитного поля Земли в месте ее расположения. Это достигается за счет конструктивных особенностей установки, обеспечивающих расположение датчика азимута инклинометра в одном месте при любых положениях скважинного прибора.

Установка обеспечивает:

- воспроизведение зенитных углов в диапазоне от 0^0 до 120^0 , с основной погрешностью 8 мин.
- воспроизведение азимута в диапазоне от 0^0 до 360^0 , с основной погрешностью 25 мин.
- воспроизведение угла ориентации корпуса скважинного прибора в диапазоне от 0^0 до 360^0 с основной погрешностью 30 мин.

При снятии метрологических характеристик датчиков ЗТС, используется инклинометрический стол УСИ-2.

Для размещения поверочных установок построено специальное здание из дерева на немагнитном фундаменте, все системы жизнеобеспечения также изготовлены из немагнитных материалов, все это обеспечивает высокую точность проведения поверки по магнитному полю Земли.

5.3 Интерпретация геофизических данных

Обработка и интерпретация геофизической информации, а также определение фильтрационно-емкостных свойств будет проводиться в программном комплексе Lexx, WindowsLOG (ЗАО НПФ ЭЛИКОМ) по рассчитанным для данного месторождения зависимостям. Выделение коллекторов

Выделение коллекторов будет производиться по комплексу качественных и количественных признаков.

Качественные признаки при выделении поровых коллекторов обусловлены проникновением в пласт фильтрата промывочной жидкости, вызывающим образование глинистой корки на стенках скважин и зоны проникновения против коллектора.

Прямыми качественными признаками коллектора по данным ГИС являются:

- сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным диаметром (образование глинистой корки);

- приращения на микрозондах (показания МПЗ > МГЗ)

Косвенными качественными признаками коллектора являются:

- отрицательная аномалия ПС;

- низкая естественная радиоактивность пород;

- наличие радиального градиента сопротивлений, установленного по данным каротажа электрического сопротивления (БКЗ, ИК, МБК) разной глубины исследования.

В качестве количественного критерия выделения коллекторов используются граничные значения параметра $\alpha_{пс}=0,43$ д. ед.

Корректировка литологии производится с использованием комплекса методов геофизических исследований совместно с качественными признаками литологических разностей.

Выделение глинистых пород проводится по высоким показаниям метода собственной поляризации (ПС), гамма каротажа (ГК) и времени пробега продольной волны (ΔT), увеличенному номинальному диаметру скважины.

Плотные породы выделяются повышенными показаниями бокового, нейтронного каротажей и, низкими значениями времени пробега продольной волны, низкой радиоактивностью и значениями гамма-гамма плотностного каротажа. Углистые породы выделяются пониженными показаниями ННКт, ГК и ГГКп и высокими значениями кажущегося сопротивления и показаниями интервального времени пробега продольной волны.

Определение относительной амплитуды ПС

Определение $\alpha_{\text{ПС}}$ проводится по методике «опорного пласта». В качестве опорного пласта принимается мощный, чистый водоносный пласт Б₆ тарской свиты. Максимальная амплитуда в изучаемом пласте рассчитывается по формуле 5.1 с учетом градиента изменения ПС с глубиной, 3 мВ на 100 м.

$$\Delta E_{\text{max}} = \Delta E_{\text{опор}} + 3 * ((N_{\text{пл}} - N_{\text{опор}}) / 100), \quad (5.1)$$

где $N_{\text{пл}}$ - глубина изучаемого пласта,

$N_{\text{опор}}$ - глубина опорного пласта.

Относительная амплитуда (форм. 5.2)

$$\alpha_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{ПС}} / \Delta E_{\text{max}}, \quad (5.2)$$

где $\Delta U_{\text{ПС}}$ - амплитуда ПС.

Относительная амплитуда ПС необходима для выделения коллекторов и расчета пористости по ПС.

Определение двойного разностного параметра ГК

Определение ΔJ_{γ} проводилось по формуле 5.3:

$$\Delta J_{\gamma} = (ГК - ГК_{\text{мин}}) / (ГК_{\text{макс}} - ГК_{\text{мин}}), \quad (5.3)$$

где $ГК_{\text{макс}}$ - показания кривой ГК в куломзинской свите;

GK_{\min} - минимальное значение ГК против проницаемого пласта в изучаемой скважине;

ГК - показания кривой ГК в текущей скважине;

Определение граничных значений коллектора

1) Определение граничного значения относительной амплитуды ПС

2) Определение граничных значений пористости и проницаемости

Определение граничного значения относительной амплитуды ПС

По скважинам с микрозондами была сформирована выборка относительной амплитуды ПС по коллекторам и неколлекторам. По данной выборке построены кривые накопления для коллекторов и неколлекторов (рис. 5.1). В точке их пересечения снималось граничное значение:

$$\alpha_{\text{ПС.гр.}} = 0,43 \text{ д. ед.}$$

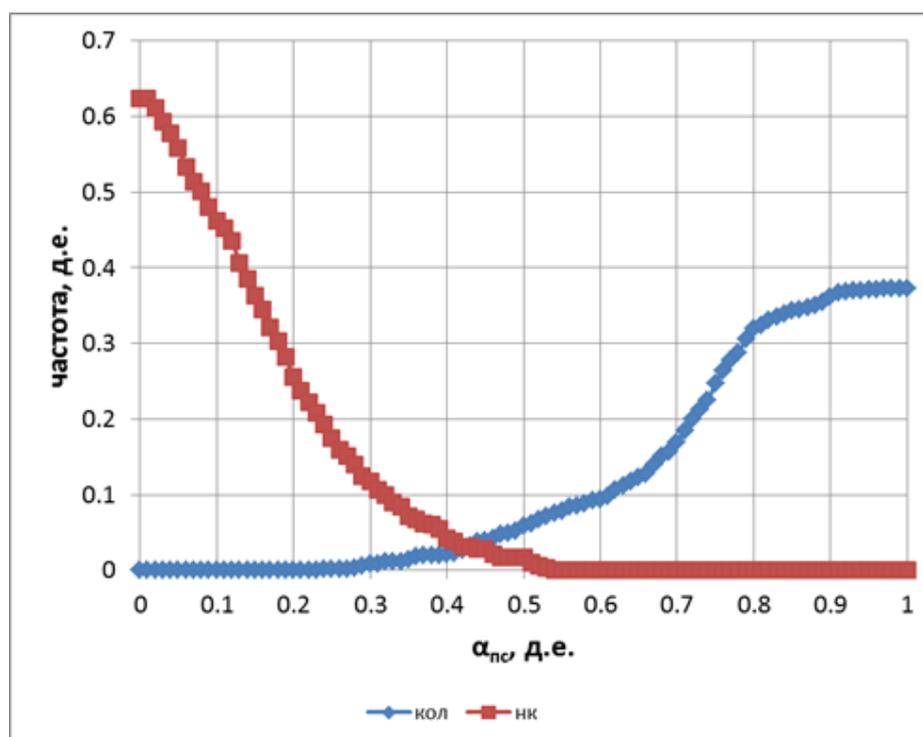


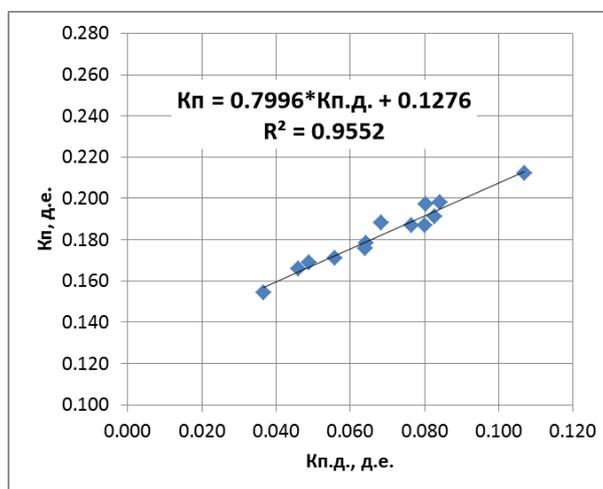
Рис. 5.1. Определение $\alpha_{\text{нс_гр}}$ для пласта Ю₁² Болотненского месторождения

Для определения граничных значений $K_{\text{по}}$ (коэффициент открытой пористости), $K_{\text{пр}}$ (коэффициент проницаемости) проведено построение связей данных параметров с $K_{\text{пд}}$ ($K_{\text{пд}}$ – коэффициент динамической пористости) (рис.

5.2.). Коэффициент динамической пористости определялся по представленной формуле на основе керновых исследований образцов:

$$K_{п.д.} = K_{п.} * (1 - K_{во}) \quad (5.4)$$

а)



б)

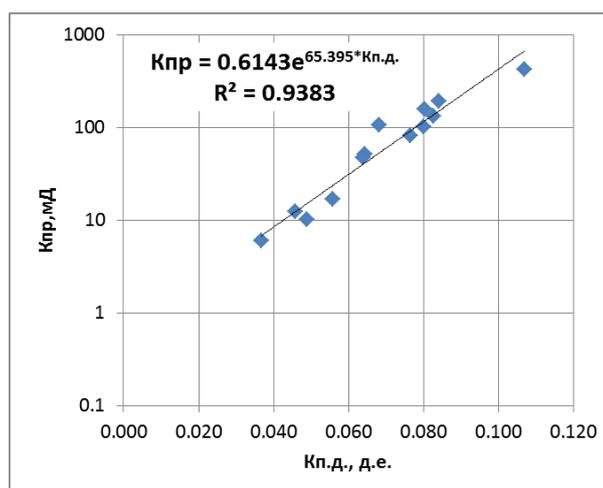


Рис.5.2 Зависимости $K_{по} = f(K_{н.д.})$ (а); $K_{пр} = f(K_{н.д.})$ (б)

Определение удельного электрического сопротивления

Оценка УЭС проводится по комплексу методов - по данным бокового каротажного зондирования (БКЗ) в сочетании с показаниями индукционного каротажа. Качество индукционного каротажа проверялось по показаниям зонда А4М0.5N, путем сопоставления сопротивления по ИК и показаний зонда А4М0.5N на мощных непроницаемых глинистых разностях куломзинской свиты.

Для оценки качества определения сопротивления по индукционному каротажу, было построено график УЭС(БКЗ) и УЭС(ИК) (рис. 5.3.).

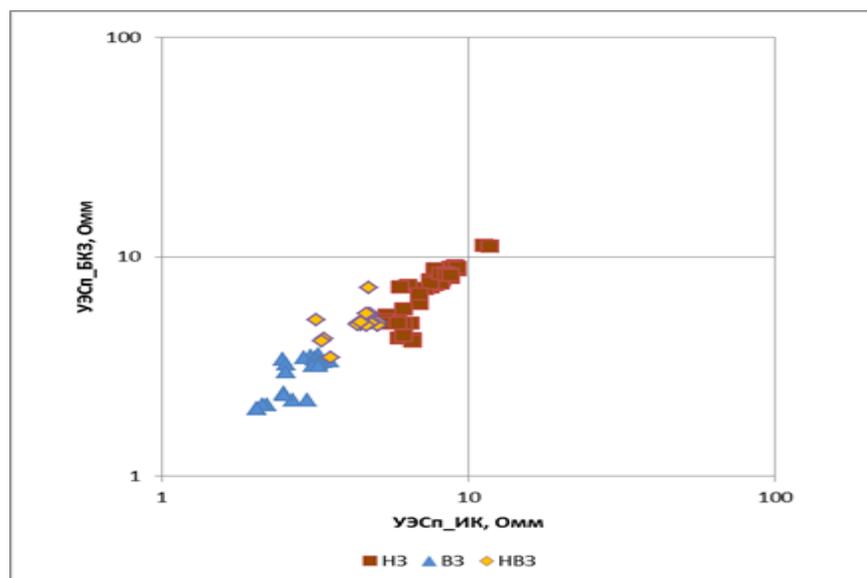


Рис. 5.3 Сопоставление УЭС по БКЗ и по ИК Болотненского месторождения

Глубина проникновения фильтрата промывочной жидкости в продуктивные пласты не превышает $(2-4)d$, реже $6d$, введение поправки за проникновение промывочной жидкости не требуется. В водонасыщенной части проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт составляет не менее $(6-8)d$. Точность оценки сопротивления зависит от величины зоны проникновения, в водонасыщенной части глубина проникновения больше, поэтому погрешность определения сопротивления будет увеличиваться.

Определение коэффициента пористости

Определение коэффициента пористости проводится по акустическому методу (методика ВНИГИК, автор Фоменко В. Г.):

$$K_{п}^{AK} = ((\Delta t - 180) * (\alpha_{пс} - 0,05)^{0,5} / 0,22)^{0,5}$$

Акустический каротаж выполнен в четырех скважинах Болотненского месторождения. Отсутствуют замеры по скважинам 112, 183.

Ранее, при подсчете запасов Болотненского месторождения для оценки качества материалов акустического каротажа (куда входили скважины 71 и 181) был проведен статистический анализ диаграмм АК. По всем скважинам были построены и нормированы гистограммы распределения параметра ΔT в интервале глубин \sim от 1900 до 2950 м. Корректировка распределений

проводилась введением аддитивной поправки - смещением кривой на величину до -8 мкс. В скважинах 73, 184 необходимости в корректировке не было, что свидетельствует о хорошем качестве диаграмм АК. Затем была построена зависимость $K_{п}^{AK} = f(\alpha_{пс})$ (Рис. 2.6.), которая имеет вид:

$$K_{п} = 22,226 * \alpha_{пс}^3 - 45,391 * \alpha_{пс}^2 + 34,974 * \alpha_{пс} + 6,5139$$

На рисунке 5.4. приведено сопоставление определений пористости по ГИС (АК) с параметром $\alpha_{пс}$ красным цветом показаны определения пористости по АК в скважинах Болотненского месторождения, синим цветом - зависимость, принятая на Гавриковском месторождении. В скважинах, где отсутствует акустический каротаж, пористость определялась по приведённой выше формуле.

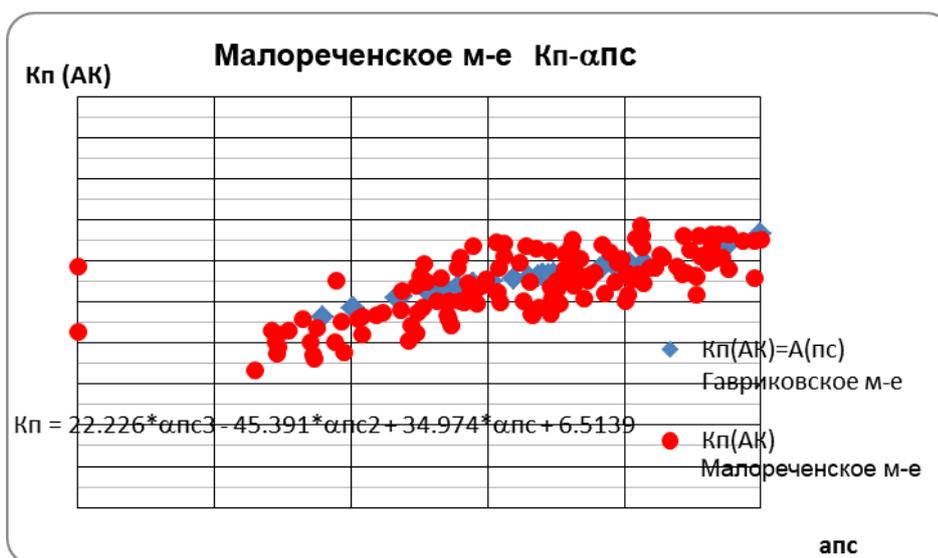


Рис. 5.4 Зависимость $K_{п}$ (АК)- $\alpha_{пс}$ для пластов Ю₂¹-Ю₄²

Определение коэффициента проницаемости

Для оценки коэффициента проницаемости коллекторов используется зависимость $K_{п}-K_{пр}$, построенная по данным исследований керна пластов Ю₂ и Ю₃₋₄ соседних Тайлаковского и Гавриковского месторождений.

$$K_{пр} = 15 \cdot 10^{-15} \cdot K_{п}^{13,188}$$

Определение характера насыщения

Для оценки насыщения рассматривались материалы по месторождению. Продуктивность пластов Ю₂¹, Ю₂², Ю₃, Ю₄² подтверждена испытаниями в колонне в скважинах 72, 73, 112, 181, 183, 184.

Притоки воды в изучаемых пластах получены в скважинах 71, 181, 184. Незначительный приток воды получен в скв. 183. Вода с пленкой нефти получена в скважине 73.

На рисунке 5.5. представлено сопоставление УЭС- α_{nc} по испытанным интервалам по скважинам Болотненского месторождения.

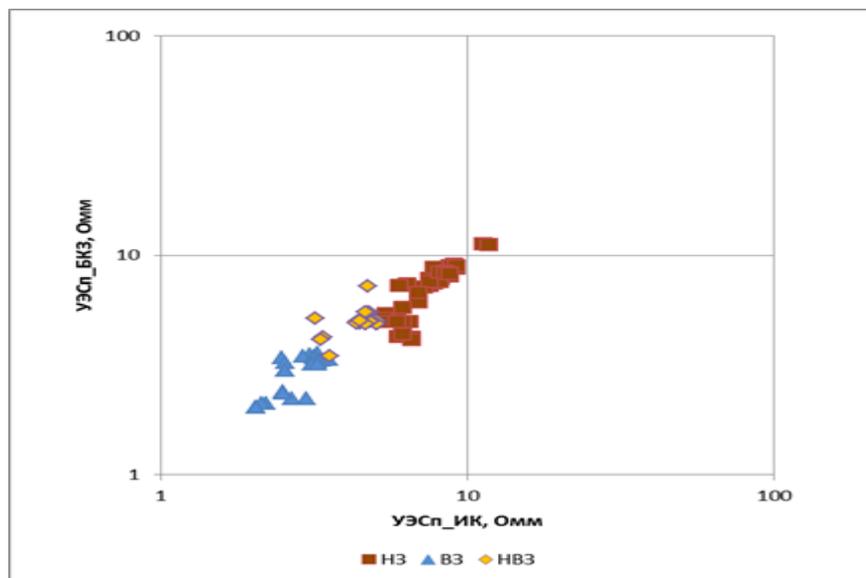


Рис. 5.5. Сопоставление УЭС- α_{nc} по испытанным интервалам по скважинам Болотненского месторождения

Сопротивление водонасыщенных интервалов пластов Ю₂¹, Ю₂², Ю₃, Ю₄² вскрытых в скважинах составляет $\rho_{пв}=2,9-6,2$ Омм.

УЭС нефтенасыщенных пластов изменяется на Болотненском месторождении от 7,5 Омм до 14,0 Омм.

Пониженные сопротивления $\rho_{кик}=6,1-6,6$ Омм определены в скважине 73 (пласт Ю₂²), из которого получен безводный приток нефти дебитом 2,4 м³/сут. Эта особенность, возможно, обусловлена литологическими особенностями разреза скважин.

В скважине 125 насыщение коллекторов пластов Ю₂¹ и Ю₂² по ГИС неясное, УЭС высокие 7,9-9,4 Омм. Данные интервалы не испытаны, по модели отнесены к нефтенасыщенным.

В скважине 70 УЭС коллекторов пласта Ю₂¹ $\rho_{пн}=7,5$ Ом*м, характер насыщения «неясен». Сопротивление коллекторов пласта Ю₂² 6,9-8,9 Ом*м,

характер насыщения «возможно нефть». Испытания в скважине не проводились.

На основе имеющихся данных испытаний можно принять граничную величину сопротивления для разделения водо и нефтенасыщенных интервалов

$$\rho_{\text{ггр}} \approx 6,0-7,7 \text{ Омм}$$

Определение коэффициента нефтенасыщенности

Коэффициент нефтенасыщенности для пластов Ю₂¹, Ю₂², Ю₃, Ю₄² определялся по зависимости $\omega_{\text{в}} = f(\rho_{\text{п}})$ для пластов (Ю₁+Ю₂) Восточно-Сургутского месторождения:

$$\lg \omega_{\text{в}} = 0,15 * (\lg \rho_{\text{п}})^2 - 1,05 * \lg(\rho_{\text{п}}) + 1,72$$

Для оперативного подсчета запасов коэффициент нефтенасыщенности был принят по зависимостям Восточно-Сургутского месторождения.

Также производился просчет нефтенасыщенности по зависимостям Тайлаковского месторождения, получены значения нефтенасыщенности ниже на 4-7 %, чем по зависимостям Восточно-Сургутского месторождения. По исследуемому, Болотненскому месторождению пробы воды не отбирались и, соответственно, нет информации по минерализации пластовых вод. Из-за отсутствия данных по минерализации пластовых вод, к подсчету приняты значения нефтенасыщенности, определенные по влажности.

6. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

6.1 Теоретические основы волнового акустического каротажа

Акустический каротаж предоставляет информацию о сейсмических и литологических свойствах формации. Обычные акустические каротажы измеряют только время прохождения Р-волны (сжатия) через породу. Акустические каротажы полной формы волны, однако, предоставляют большое количество другой информации. Это включает время прохождения волны S (сдвига); Время прохождения волны Стоунли; Р, S и амплитуды волн Стоунли. Время прохождения и амплитуды Р- и S-волн предоставляют информацию о литологии и содержании флюида в пласте. Было выявлено, что скорость и амплитуда волны Стоунли полезны при обнаружении трещин и оценке относительной проницаемости пласта.

Инструменты акустического каротажа на полной форме волны аналогичны обычным инструментам акустического каротажа. Основные отличия заключаются в том, что (1) источник обычно имеет более низкую частоту с центром на 5–10 кГц, а не на 20 кГц; (2) расстояние между источником и приемником больше, порядка 10 футов дюймов (3,05 м); и (3) приемник обычно представляет собой массив, состоящий из четырех-двенадцати датчиков.

Источник генерирует импульс упругой сейсмической волны. Эти волны, распространяющиеся вниз по стволу скважины и регистрируются приемниками. Весь фронт волны проходит вниз по стволу скважины, регистрируется и оцифровывается. Длительность записанного временного окна варьируется от 2 до 10 мсек, в зависимости от расстояния между источником и приемником.

Существует три прихода волн, которые можно легко идентифицировать.

В порядке времени прибытия это пакет Р-волны, пакет S-волны и волна Стоунли.

Первые два являются аналогами волн сжатия и сдвига, преломленных вдоль стенки скважины. В «мягком» пласте, где скорость поперечной волны ниже, чем скорость звука в скважинном флюиде (например, в полу консолидированных отложениях), прибытие преломленной S-волны отсутствует. Волна Стоунли - это импульс, создаваемый волноводным эффектом скважины, который называется поверхностной акустической волной. Поскольку длина волны импульса приблизительно равна диаметру скважины, существует значительный волноводный эффект скважины.

Таким образом, преломленные волны P и S, приходящие вдоль границы скважины или пласта, не являются чистыми волнами P и S.

Однако первые поступления из этих пакетов по-прежнему проходят со скоростями P и S-волн соответственно. На амплитуды этих волн влияет комбинация затухания P- и S-волн в пласте и скважинного флюида. Волна Стоунли движется со скоростью, которая медленнее, чем скорость поперечной волны пласта и акустическая скорость скважинного флюида.

Обработка данных происходит путем выбора времени прихода P-волны с использованием алгоритма обнаружения порога и измерения перемещения между двумя приемниками. Из-за более низкого частотного содержания этот метод не так точен, как используемый с обычными звуковыми инструментами. Новое поколение инструментов использует преимущества большего числа приемников. Используются несколько различных методов обработки приходящих данных на приемник, эти методы также могут быть использованы для получения замедлений более поздних поступлений, а именно, S-волны и волны Стоунли.

В «мягком» пласте, где скорость S-волны ниже, чем акустическая скорость скважинного флюида, преломленная S-волна не может быть обнаружена. Замедление S-волны можно оценить косвенно, используя замедление волны Стоунли, но ряд факторов, в том числе проницаемость,

могут влиять на замедление волны Стоунли. Единственный надежный метод - использовать инструмент для каротажа с прямой поперечной волной.

Акустические каротажи применяются для измерения скорости поперечной волны пласта. Вместе со скоростью и плотностью волны P можно получить модуль сдвига и сжимаемость пласта, которые очень важны в технических приложениях. Отношение P -волны к скорости S -волны является хорошим индикатором для литологии, и информация о скорости S -волны в скважине необходима для связи с профилями отражения поперечной волны, исследованиями амплитуды и смещения и миграций уравнения упругих волн, а также для многих других применений.

Акустические каротажи используются для выявления и характеристики переломов. Переломы легко идентифицируются по значительному ослаблению во всех волновых модах - P , S и Стоунли.

Акустические каротажи также могут быть использованы для идентификации и характеристики проницаемых зон. Скорость волны Стоунли уменьшается, а затухание увеличивается с проницаемостью пласта. Эти изменения могут быть связаны с взаимодействием поровой жидкости и скважинной жидкости.

Современные инструменты обеспечивают акустические измерения во всех типах буровых растворов (но не в скважинах, заполненных воздухом или пеной) в вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах, в открытых и обсаженных скважинах.

Они комбинируются с другими каротажными устройствами и доступны в различных размерах, чтобы соответствовать различным диаметрам скважины и обсадной колонны. Специализированные конструкции инструмента используются для оценки цемента и обсадной колонны, и визуализации скважины.

Более высокая рабочая частота инструментов акустического каротажа и меньшие расстояния между датчиками позволяют получать более качественные данные о скорости и более точное вертикальное разрешение, чем методы поверхностного отражения.

Данные акустического каротажа обычно калибруются с использованием контрольной съемки (скорости) или исследований вертикального сейсмического профиля перед использованием в геофизических приложениях. Данные этих съемок, в которых используются скважинные приемники и поверхностные акустические источники, используются для корректировки данных каротажа для условий дрейфа, и позволяют улучшить корреляцию глубины и времени. Данные акустического каротажа объединяются с данными каротажа плотности для создания каротажа импеданса.

Принципы акустического каротажа скважин (и методов поверхностной сейсмоки) основаны на теории распространения волн в упругой среде. Колебательное движение, генерируемое источником звука (преобразователем) в упругой среде (горная порода), называется упругой волной или акустической волной. Волновая теория предсказывает, как акустический сигнал распространяется через скважину и пласт. Закон Снелла объясняет, как акустический сигнал ведет себя на границе скорости, разделяющей скважину и пласт, то есть как он передается в пласт и обратно в приемники. Эластичность - это свойство вещества, которое заставляет его сопротивляться деформации в объеме или форме. Именно упругая природа горных пород позволяет распространять волны. Акустические волны имеют четыре измеримых свойства (Скорость, амплитудное, Амплитудное затухание, частота).

Инструменты акустического каротажа предназначены для измерения одного или нескольких из этих свойств, причем скорость (медленность) является наиболее распространенной.

Форма волны, записанная на приемниках каротажного инструмента, представляет собой составной сигнал, содержащий разные энергетические моды, каждый с различной частотой, скоростью и амплитудой. Для каротажа в скважине наиболее интересными являются способы в порядке поступления: (волны сжатия, волны сдвига, волны Стоунли)

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная:

1. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Госгортехнадзор России, 1996 г.
2. Вахромеев Г.С., Ерофеев Л.Я., Канайкин В.С., Номоконова Г.Г. Петрофизика. Томск: изд-во Томского Университета, 1997г
3. Топоров И.К. «Основы безопасности жизнедеятельности» (Просвещение, 1996 г.);
4. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новосибирск. универ. изд-во, 2006. – 512 с.
5. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, (приложение к приказу МПР России № 126 от 07.02.2001)
6. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.- Москва, 2002 г. (принята и введена в действие приказом Минэнерго России от 7 мая 2001 г. № 134)
7. В.Ф. Козяр, Д.В. Белоконь, Н.В. Козяр, Н.А. Смирнов. Акустические исследования внефтегазовых скважинах - состояние и направления развития. НТВ Каротажник №63, 1999
8. В.Ф. Козяр, Д.В. Белоконь, Н.В. Козяр, Н.А. Смирнов. Измерения параметров упругих волнзондами с монопольными и дипольными преобразователями. НТВ Каротажник № 42,1998
9. Прибор волнового акустического каротажа АВАК-11. Руководство по эксплуатации (техническое описание, инструкция по эксплуатации, методика калибровки). ООО «Неф гегазгеофизика». Тверь. 2005 г.
10. LogPWin - пакет программ предварительной обработки. ООО «Нефгегазгеофизика». Тверь. 2003 г.
11. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.,Недра, 1975 г

12. Решение шестого межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2003.

Фондовая:

13. Яброва.Н.И. Геологический проект поискового бурения на Малореченской площади Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. ПО. «Обънефтегазгеология», г. Сургут, 1989.

14. Сокольникова А.А. Важенина С.С. Информационный пакет по Малореченскому лицензионному участку, г. Тюмень, 2009.

15. Игошкин В.П., Новоселова О.А. и др. «Программа разведочных и поисково-оценочных работ на Малореченском лицензионном участке» 86 стр., ООО «ЛНТНГ ПЕТРОГРАФ», Тюмень, 2011г.

Нормативная:

16. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

17. ГОСТ 12.1.030-81 Защитное заземление, зануление.

18. ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

19. ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

20. СНиП 2. 04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

21. ГОСТ 12.1.003-83 с изм. 1999 г. Шум. Общие требования безопасности.

22. ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

23. ГОСТ 12.2.062-81 Оборудование производственное. Ограждения защитные.

24. ГОСТ 12.4.125-83 Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.

25. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.

26. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.
27. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99).
28. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
29. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственного помещения.
30. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
31. СНиП 23-03-2003. Защита от шума.
32. НПБ 105-03. Нормы пожарной безопасности. "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности"
33. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации
34. Временные методические рекомендации по обоснованию природоохранных затрат при производстве геологоразведочных работ на твердые полезные ископаемые - М.: ВИЭМС, 1985. Г
35. ПБ 27-03-2005. Правила безопасности при проведении геологоразведочных работ.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Потенциальные потребители результатов исследования

ОАО «СИБНГФ-СОМГЭИС» является одним из лидеров в освоении современных технологий в проведении полевых работ, обработки и интерпретации материалов. По объёмам выполняемых работ входит в пятерку крупнейших российских геофизических компаний.

Управление компанией осуществляется Советом директоров. На заседаниях Совета директоров особое внимание уделяется вопросам выполнения договорных обязательств перед Заказчиками, обеспечению успешной работы полевых сейсмических партий, технике безопасности, социальной сфере, финансово-хозяйственной деятельности.

Сибирская опытно-методическая геофизическая экспедиция по исследованию – включает в себя производственные и тематические работы по промысловой геофизике, а также по вертикальному сейсмопрофилированию (ВСП) и около-скважинной сейсморазведке.

СИБНГФ-СОМГЭИС имеет все необходимые технические средства и соответствующий кадровый состав для выполнения любого комплекса промыслово-геофизических исследований.

Экспедиция выполняет промыслово-геофизические и геолого-технологические исследования скважин, ведет ВСП и около-скважинную сейсморазведку. Кроме этого оказывает услуги по дефектоскопии промышленного оборудования и услуги КИП. Работы ведутся в открытом стволе, в обсаженных скважинах, в фонтанирующих скважинах через устьевое оборудование, при этом измерения могут выполняться при любых углах наклона, в том числе при горизонтальных завершениях стволов скважин.

Геофизические исследования применяются для изучения горных пород в около-скважинном и межскважинном пространстве А также для контроля технического состояния скважин. Они проводятся с помощью измерения и интерпретации естественных или искусственных физических показателей

различного типа. ГИС выполняются для изучения геологического строения разреза, выделения продуктивных пластов (в первую очередь, на нефть и газ), определения коллекторских свойств пластов

Применение ГИС в эксплуатационных нефтяных и газовых скважинах – определение дебита скважины, технического состояния колонны, профиля притока или профиля приемистости, гидродинамических параметров пластов.

7.2 Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

Таблица 7.1. Виды и объемы проектируемых работ (Технический план)

№	Виды работ	Оборудование	Объём		Условия производства работ
			Ед. изм.	Кол-во	
1	Комплексный каротаж	Подъёмник каротажный самоходный ПКС-3,5М			2
		Каротажная АКС/Л-1-72, АКС/Л-7-02,			
		“КП-11Э”	м	11400	
		“АИК-5”	м	7400	
		“ВИКИЗ”	м	7400	
		“ИОН-1(ИОН-1 + ГК)”	м	26800	
		“СКПД-3”	м	11400	
		“АВАК-11”	м	18800	
		“СГДТ-НВ-Ц”	м	15400	
		“РК5-76”	м	15120	
		“СГП-2”	м	7400	
“ЦМ-8-12-Ц”	м	4000			
2	Контроль параметров бурения и газовый каротаж	Цифровые компьютеризированные комплексы “СИРИУС-2000”	м	11400	2
3	Перфорация колонн, термометрия	Перфораторы “ПК-105С” или “ПНКТ 89СМ”	м	320	2
		“КСА-А2-36-80/60”	м	11400	

4	Контрольно-интерпретационные работы	Средства вычислительной техники Программное обеспечение: “Теккон”, “Камертон”, “СИАЛ-ГИС”, “МФС ВИКИЗ”, “СГДТ-МИД-К”, “Edit-Kar”, “Shop-Kar”	м	11400	1
---	-------------------------------------	--	---	-------	---

Комплекс проектируемых работ зависит от геологической задачи, которая формулируется в геологическом задании.

В данном случае проектный забой скважины - 2900 м, работы по проекту в 4-х скважинах. В качестве нормативного документа был использован справочник “Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ” (ПОСН 81-2-49).

Таблица 7.2. Виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				кровля	подошва
Каротаж кондукторов в открытом стволе					
1	Стандартный каротаж зондом А2,0М0,5N	1:500	1000	0	1000
2	Кавернометрия	1:500	1000	0	1000
3	Инклинометрия	через 20м	1000	0	1000
Каротаж кондукторов в обсаженном стволе					
1	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:500	1000	0	1000
2	Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12-Ц)	1:500	1000	0	1000

Каротаж в открытом стволе					
1	Стандартный каротаж зондом А2,0М0,5N; ПС	1:500	2900	1000	2900
2	Стандартный каротаж зондами А2,0М0,5N; N11М0,5N; ПС	1:200	2900	1000	2900
3	Кавернометрия	1:500	2900	1000	2900
4	Профилеметрия	1:200	2900	1000	2900
5	Микрокаротаж	1:200	2900	1000	2900
6	Боковой микрокаротаж (БМК)	1:200	2900	1000	2900
7	Боковой каротаж (БК)	1:200	2900	1000	2900
8	БКЗондами: А8,0М1,0N; А4,0М0,5N; N0.5М2,0А; А1,0М0,1N; А0,4М0,1N	1:200	2900	1000	2900
9	Индукционный каротаж (ИК)	1:200	2900	1000	2900
10	Акустический каротаж (регистрация КТН)	1:200	2900	1000	2900
11	ВИКИЗ	1:200	2900	1000	2900
12	Гамма каротаж	1:200	2900	1000	2900
13	ННК-Т	1:200	2900	1000	2900
14	Плотностной гамма-гамма каротаж	1:200	2900	1000	2900
15	Резистивиметрия	1:200	2900	1000	2900
16	Инклинометрия	через 20 м	2900	1000	2900
Каротаж в обсаженном стволе					
1	Гамма каротаж	1:500	2900	1000	2900
2	ННК-Т	1:500	2900	1000	2900
3	МЛМ	1:500	2900	0	2900
6	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:500	2900	0	2900
8	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц)	1:500	2900	0	2900
9	Контрольно-интерпретационные работы		2900	0	2900

7.3 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования

Расчеты затрат времени, труда, материалов и оборудования производится для каждого проектируемого вида работ. Эти расчеты оформляются в виде таблиц. Расчёт затрат времени приведён в таблице 7.3).

Таблица 7.3. Таблица затрат времени

№	Вид работ	Объём		Норма времени по ПОС Н 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объём, мин.
		Ед. изм.	Кол-во			
1	Стандартный каротаж	м	4700	3	мин/100 м	141
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	39	мин/опер	39
3	ПС	м	2900	3	мин/100 м	87
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	39	мин/опер	39
5	Кавернометрия	м	2900	3,7	мин/100 м	107,3
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	49	мин/опер	49
7	Инклинометрия (тчк через 25 м)	тчк	285	1,4	мин/тчк	399
8	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	17	мин/опер	17
9	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	м	5700	30	мин/100 м	1710
10	Вспомогательные работы при АКЦ	опер	1	94	мин/опер	94
11	Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12-Ц)	м	1000	15	мин/100 м	150
12	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер	1	57,5	мин/опер	57,5
13	Профилеметрия	м	1900	3,7	мин/100 м	70,3
14	Вспомогательные работы при профилеметрии	опер	1	49	мин/опер	49

Продолжение таблицы 7.3

15	Микрокаротаж	м	1900	8,1	мин/100 м	149,85
16	Вспомогательные работы при микрокаротаже	опер	1	39	мин/опе р	39
17	Боковой микрокаротаж (БМК)	м	1900	8,1	мин/100 м	153,9
18	Вспомогательные работы при БМК	опер	1	39	мин/опе р	39
19	Боковой каротаж (БК)	м	1900	3,3	мин/100 м	62,7
20	Вспомогательные работы при БК	опер	1	39	мин/опе р	39
21	БКЗ	м	1900	3	мин/100 м	57
22	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	39	мин/опе р	39
23	Индукционный каротаж (ИК)	м	1900	4,1	мин/100 м	77,9
24	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	39	мин/опе р	39
25	Акустический каротаж (регистрация КТН)	м	1900	10,8	мин/100 м	205,2
26	Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1	54	мин/опе р	54
27	ВИКИЗ	м	1900	3	мин/100 м	57
28	Вспомогательные работы при ВИКИЗ	опер	1	39	мин/опе р	39
29	РК(ГК, ННК-Т), МЛМ (М 1:200)	м	3700	30	мин/100 м	1110
30	РК(ГК, ННК-Т), МЛМ (М 1:500)	м	1900	10,2	мин/100 м	193,8
31	Вспомогательные работы при РК	опер	1	87,5	мин/опе р	87,5
32	Плотностной гамма-гамма каротаж	м	1900	50	мин/100 м	950
33	Вспомогательные работы при плотностном гамма-гамма каротаже	опер	1	87,5	мин/опе р	87,5
34	Резистивиметрия	м	1900	3	мин/100 м	57
35	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	39	мин/опе р	39

окончание таблицы 7.3

36	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:200)	м	1900	18	мин/100 м	342
37	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:500)	м	2900	9	мин/100 м	261
38	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер	1	44,5	мин/опе р	44,5
39	СПК	м	10395 0	1,18	мин/100 м	1226,6 1
40	ПЗР	опер	1	112	мин/опе р	112
41	Проезд	км	70	1,9	мин/км (дор. 2 кат.)	133
42	Тех дежурство	парт- ч	12	60	мин/ парт-ч	720
43	Итого	На запись диагра ммы:	7568,56			
		Всего:	9424,56			

Таблица 7.4. Таблица затрат труда

№	Вид работ	Объём		Затраты труда					
				Рабочие			ИТР		
				Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час.
Ед. изм.	Кол-во								
1	Стандартный каротаж	м	4700	0,18	чел-час/100м	8,46	0,12	чел-час/100м	5,64
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
3	ПС	м	2900	0,18	чел-час/100м	5,22	0,12	чел-час/100м	3,48
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
5	Кавернометрия	м	2900	0,22	чел-час/100м	6,38	0,15	чел-час/100м	4,35
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	2900	2,94	чел-час/опер	8526	1,96	чел-час/опер	8526
7	Инклинометрия (через 25 м)	тчк	2900	0,084	чел-час/тчк	243,6	0,056	чел-час/тчк	243,6
8	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	1,02	чел-час/опер	1,02	0,68	чел-час/опер	1,02

Продолжение таблицы 7.4

9	Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	м	5700	5,64	чел-час/100м	321,48	3,76	чел-час/100м	321,48
10	Вспомогательные работы при акустической цементометрии	опер	1	3,24	чел-час/опер	3,24	2,16	чел-час/опер	3,24
11	Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12-Ц)	м	1000	0,9	чел-час/100м	9	0,6	чел-час/100м	6
12	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер	1	3,45	чел-час/опер	3,45	2,3	чел-час/опер	3,45
13	Профилеметрия	м	1900	0,22	чел-час/100м	4,18	0,15	чел-час/100м	2,85
14	Вспомогательные работы при профилеметрии	опер	1	2,94	чел-час/опер	2,94	1,96	чел-час/опер	2,94
15	Микрокаротаж	м	1900	0,49	чел-час/100м	9,31	0,32	чел-час/100м	6,08
16	Вспомогательные работы при микрокаротаже	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34

Продолжение таблицы 7.4

17	Боковой микрокартаж (БМК)	м	1900	0,49	чел-час/100м	9,31	0,32	чел-час/100м	6,08
18	Вспомогательные работы при БМК	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
19	Боковой картаж (БК)		1800	0,2	чел-час/100м	3,6	0,13	чел-час/100м	2,34
20	Вспомогательные работы при БК	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
21	БКЗ	м	1800	0,18	чел-час/100м	3,24	0,12	чел-час/100м	2,16
22	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
23	Индукционный картаж (ИК)	м	1900	0,25	чел-час/100м	4,75	0,16	чел-час/100м	3,04
24	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
25	Акустический картаж (регистрация КТН)	м	1900	0,65	чел-час/100м	12,35	0,43	чел-час/100м	8,17
26	Вспомогательные работы при акустическом картаже	опер	1	3,24	чел-час/опер	3,24	2,16	чел-час/опер	3,24
27	ВИКИЗ	м	1900	0,18	чел-час/100м	3,42	0,12	чел-час/100м	2,28

Продолжение таблицы 7.4

28	Вспомогательные работы при ВИКИЗ	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
29	РК(ГК, ННК-Т), МЛМ (М 1:200)	м	3700	1,8	чел-час/100м	66,6	1,2	чел-час/100м	44,4
30	РК(ГК, ННК-Т), МЛМ (М 1:500)	м	1900	0,61	чел-час/100м	11,59	0,41	чел-час/100м	7,79
31	Вспомогательные работы при РК	опер	1	5,25	чел-час/опер	5,25	3,5	чел-час/опер	5,25
32	Плотностной гамма-гамма каротаж	м	1900	3	чел-час/100м	57	2	чел-час/100м	38
33	Вспомогательные работы при плотностном гамма-гамма каротаже	опер	1	3,24	чел-час/опер	3,24	2,16	чел-час/опер	3,24
34	Резистивиметрия	м	1900	0,18	чел-час/100м	3,42	0,12	чел-час/100м	2,28
35	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34

окончание таблицы 7.4

36	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) 1:200) (М	м	1900	1,08	чел- час/100м	20,52	0,72	чел- час/100м	13,68
37	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) 1:500) (М	м	1900	0,54	чел- час/100м	10,26	0,36	чел- час/100м	6,84
38	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер	1	2,67	чел- час/опер	2,67	1,78	чел- час/опер	2,67
39	СПК	м	103950	0,07	чел- час/100м	72,765	0,05	чел- час/100м	51,975
40	ПЗР	опер	1	6,72	чел- час/опер	6,72	4,48	чел- час/опер	6,72
41	Проезд	км	70	0,114	чел- час/км	7,98	0,076	чел- час/км	7,98
42	Тех дежурство	парт- ч	12	3,6	чел-час/ парт-ч	43,2	2,4	чел-час/ парт-ч	43,2
На запись диаграм: чел-час.						9412,455			9308,515
Всего: чел-час.						9516,465			9412,525
43	Итого			На запись диаграмм: 585,79 чел- час.			На запись диаграмм: 486,06 чел-час.		
				Всего: 694,04чел-час.			Всего: 590,1 чел-час.		

Общие затраты труда (рабочие и ИТР) на запись диаграмм составляют 18720,97 чел-час. Общие затраты труда (рабочие и ИТР) составляют 18928,99 чел-час. Затраты труда на одного ИТР составляют 3137,51 чел-час., одного рабочего 4758,23 чел-час. Затраты труда на одного человека партии составляют 3785,80 чел-час. Затраты труда на одного человека партии с учётом продолжительности работ на скважине 75 суток, составляют 50,4773 чел-час/сут.

Расчёт затрат материалов и оборудования производится для промыслово-геофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин.

Результат расчёта затрат материалов для промыслово-геофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин приведён в таблице 7.5.

Таблица 7.5. Таблица затрат материалов и оборудования

№	Наименование материала	Ед. изм.	Норматив.колич. на партию в месяц	Итого на 7 месяцев
1	2	3	4	5
1	Бумага для множительных аппаратов	рул	5	35
2	Бумага для принтеров	упак	0,5	3,5
3	Бумага наждачная		кв. м	7
4	Веник-сорго	шт	2	14
5	Ветошь обтирочная	кг	2	14
6	Вилка электрическая бытовая	шт	4	28
7	Выключатель	шт	1	7
8	Гвозди	кг	0,2	1,4
9	Дискеты 3,5 дюйма	шт	10	70
10	Карандаши разные	шт	5	35
11	Канифоль сосновая (А сорт 1)	кг	0,1	0,7
12	Картридж	шт	0,25	1,75
13	Лента изоляционная х/б	кг	2	14
14	Лента на ПВХ основе	рул	2	14
15	Мыло хозяйственное	кг	0,4	2,8
16	Папка для бумаг	шт	2	14
17	Патроны электрические	шт	0,2	1,4

окончание таблицы 7.5

18	Полотенце	кг	2	14
19	Порошок стиральный	шт	0,5	3,5
20	Припой	г	0,2	1,4
21	Розетка штепсельная	шт	0,5	3,5
22	Ручка шариковая	шт	1	7
23	Спирт технический	л	0,15	1,05
24	Тетрадь общая	шт	1	7
25	Топорище	шт	0,5	3,5
26	Черенки лопаты	шт	1	7
27	Шпагат	кг	0,2	1,4
28	Шурупы разные	кг	0,2	1,4
29	Элемент 373 (батарейка)	шт	2	14
30	Электролампы осветительные	шт	2	14

Оборудование для комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин приведено в таблице 7.6.

Таблица 7.6. Таблица необходимого оборудования для комплексной партии

Оборудование	Ед. изм.	Объём
Подъёмник каротажный самоходный ПКС-3,5М	шт	1
Каротажная станция Кедр-02/1,5В	шт	1
Ноутбук	шт	1
Спутниковый телефон	шт	1
Магнитооптический диск	шт	1
Приборы:		
К1А-723М	шт	2
К3а-723	шт	2
ВИКИЗ	шт	1
ИОН-1	шт	2
Кедр-80СКПД	шт	2
АКВ-1	шт	2
СГДТ-НВ-Ц	шт	2
РК5-76	шт	2
СГП2-Агат	шт	1

Состав работ:

Нормы: на 1 партию (отряд)-сутки в таблице 7.7.

Таблица 7.7. Таблица норм на одну партию (отряд)-сутки

№ № п/п	Наименование элементов затрат	Един.из мер.	Комплексная партия по обслуж. бурящихся скважин
1	2	3	4
	Нормы времени	мин.	480
	Нормы расценок		365
Затраты труда			
1.	Рабочие	чел-час	57,60
2.	ИТР	чел-час	38,40
Зарплата основная			
3.	Работников партии	руб.	501,01
4.	В т. ч. рабочих	руб.	281,21
5.	ИТР	руб.	219,80
Материалы			
6.	Основные и прочие	%	19,3
7.	Износ инструмента	%	17,2
8.	Износ кабеля	м	18,000
9.	Износ шин	компл/к м	
10.	Расход ГСМ	л	57,56
1	2	3	4
Амортизация аппаратуры и оборудования			
11.	Лаборатория	маш- час	10,400
12.	Подъёмник	маш- час	10,400
13.	Установка разметочная	пр-час	8,800
14.	Скважинные приборы	пр-час	10,400
15.	Контейнер каротажный транспортировочный	маш- час	8,800
16.	Испытатель пластов на трубах	пр-час	
17.	Цеховые расходы	%	15

7.4 Поэтапный план

Поэтапный план составляется, для того чтобы уже на стадии планирования организаторы и инвесторы знали, какие виды работ будут выполняться в тот или иной период времени (как правило за квартал) и какими результатами они завершатся.

Таблица 7.8. Поэтапный план

Дата		№ скв	Виды работ	Результаты работ
Начало	Конец			
1	2	3	4	5
15.01.20	30.01.20	1	Проектно-сметные работы	Создание проекта
01.02.20.	29.02.20		Завоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Готовность проведения организации полевых работ
01.03.20	05. 03.20		Организация полевых работ	Готовность проведения геофизических работ
05. 03.20	18. 05.20		Полевые работы	Получение геофизических данных по скважине
05. 03.20	18. 05.20		Контроль качества и интерпретация получаемых материалов	Получение геологических данных и свойств коллекторов по скважине
18. 05.20	23. 05.20		Ликвидация полевых работ	Готовность к вывозу оборудования
18. 05.20	20. 05.20		Выдача заключения по скважине	Выдача данных по скважине заказчику
01. 12.20	31. 12.20		Вывоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Полное завершение работ на данной скважине
01. 02.20	29. 02.20	2	Завоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Готовность проведения организации полевых работ
01. 05.20	05. 05.20		Организация полевых работ	Готовность проведения геофизических работ
05. 05.20	18. 07.20		Полевые работы	Получение геофизических данных по скважине

Продолжение таблицы 7.8

05.05.20	18.07.20		Контроль качества и интерпретация получаемых материалов	Получение геологических данных и свойств коллекторов по скважине
1	2	3	4	5
18.07.20	22.07.20		Ликвидация полевых работ	Готовность к вывозу оборудования
18.07.20	20.07.20		Выдача заключения по скважине	Выдача данных по скважине заказчику
01.12.20	31.12.20		Вывоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Полное завершение работ на данной скважине
01.02.20	29.02.20	3	Завоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Готовность проведения организации полевых работ
01.05.20	05.05.20		Организация полевых работ	Готовность проведения геофизических работ
05.05.20	18.07.20		Полевые работы	Получение геофизических данных по скважине
05.05.20	18.07.20		Контроль качества и интерпретация получаемых материалов	Получение геологических данных и свойств коллекторов по скважине
18.07.20	22.07.20		Ликвидация полевых работ	Готовность к вывозу оборудования
18.07.20	20.07.20		Выдача заключения по скважине	Выдача данных по скважине заказчику
01.12.20	31.12.20		Вывоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Полное завершение работ на данной скважине
01.02.20	29.02.20	4	Завоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Готовность проведения организации полевых работ
27.05.20	31.05.20		Организация полевых работ	Готовность проведения геофизических работ
31.05.20	13.08.20		Полевые работы	Получение геофизических данных по скважине

окончание таблицы 7.8

31. 05.20	13. 08.20		Контроль качества и интерпретация получаемых материалов	Получение геологических данных и свойств коллекторов по скважине
13. 08.20	17. 08.20		Ликвидация полевых работ	Готовность к вывозу оборудования
13. 08.20	15. 08.20		Выдача заключения по скважине	Выдача данных по скважине заказчику
01. 12.20	31. 12.20		Вывоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Полное завершение работ на данной скважине

7.5 Организация производства по видам работ

В организацию режима рабочего времени входят установленные продолжительности рабочего дня, число рабочих дней в неделю, обеденный перерыв, чередование продолжительности работы и отдыха. Для работников партии установлен ненормированный рабочий день. Время начало работы устанавливается в зависимости от заявки.

Таблица 7.9. Начальный заработок

Квалификация работника партии	Тарифный заработок, руб.
Начальник партии	8000
Геофизик	7200
Техник геофизик	6200
Каротажник	6200
Машинист подъемника каротажной станции	5700

Таблица 7.10. Заработная плата промыслово-геофизической партии

	Оклад	Районный коэф.	Сев. коэф.	Коэффициенты				Итого с учётом коэф-нтов	Премии-альные %	Итого с учётом премии
				К1	К2	К3	К4			
Начальник партии	8500	1,8	1,5	1,1	1	1	1,1	27770	80	49985
Геофизик	7700	1,8	1,5	1,2	1,1	0,9	1	24699	80	44457
Техник геофизик	6700	1,8	1,5	1	0,9	1	0,9	14653	80	26375
Каротажник	6700	1,8	1,5	0,9	1	1	0,9	14653	80	26375
Машинист ПКС	6200	1,8	1,5	1	1	1,1	1,1	20255	80	36460
Итого:								102029		183653

Заработная плата партии: 183653 руб.

Дополнительная заработная плата: 12785 руб.

ФЗП партии: 196438 руб.

Таблица 7.11 Расчёт заработной платы с учётом коэффициентов

Статьи зарплат	Оклад	Районный коэф.	Сев.коэф.	Итого с учётом коэф-нтов	Премии-альные %	Итого с учётом премии
Начальник партии	8500	1,8	1,5	22950	80	41310
Геофизик	7700	1,8	1,5	20790	80	37422
Техник геофизик	6700	1,8	1,5	18090	80	32562
Каротажник	6700	1,8	1,5	18090	80	32562
Машинист ПКС	6200	1,8	1,5	16740	80	30132

7.6 Смета (приложение к дипломному проекту)

7.6.1 Сметные расчеты по видам работ, расчёт суммы основных расходов по видам работ

Сметные расчеты по видам работ (СМ б), оформлены в таблице 7.12.

Таблица 7.12 Сметные расчеты по видам работ (СМ б) ч

№	Вид работ	Объём		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объёма работ, руб	Повышающие коэф		Итого, руб
		Ед. изм.	Кол-во				Коэф. удор.	Коэф. норм. усл.	
1	Стандартный каротаж	м	4700	22,6	руб/100 м	1062,2	3,38	1,2	4308,28
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	936,26
3	ПС	м	2900	22,6	руб/100 м	655,4	3,38	1,2	2658,30
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	936,26
5	Кавернометрия	м	2900	22,91	руб/100 м	664,39	3,38	1,2	2694,77
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	247,19	руб/опер	247,19	3,38	1,15	960,83
7	Инклинометрия (через 25 м)	тчк	285	5,24	р/тчк	1493,4	3,38	1,2	6057,23
8	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	64,17	руб/опер	64,17	3,38	1,15	249,43
9	Акустическая цементометрия (АКЦ записью ФКД)	м	5700	72,14	руб/100 м	4111,98	3,38	1,2	16678,19
10	Вспомогательные работы при акустической цементометрии	опер	1	293,9	руб/опер	293,9	3,38	1,15	1142,39

Продолжение таблицы 7.12

11	Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12-Ц)	м	1000	113,99	руб/100 м	1139,9	3,38	1,2	4623,43
12	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер	1	351,46	руб/опер	351,46	3,38	1,15	1366,13
13	Профилеметрия	м	1900	22,91	руб/100 м	435,29	3,38	1,2	1765,54
14	Вспомогательные работы при профилеметрии	опер	1	247,19	руб/опер	247,19	3,38	1,15	960,83
15	Микрокаротаж	м	1900	53,77	руб/100 м	1021,63	3,38	1,2	4143,73
16	Вспомогательные работы при микрокаротаже	опер	1	213,62	руб/опер	213,62	3,38	1,15	830,34
17	Боковой микрокаротаж (БМК)	м	1900	53,77	руб/100 м	1021,63	3,38	1,2	4143,73
18	Вспомогательные работы при БМК	опер	1	213,62	руб/опер	213,62	3,38	1,15	830,34
19	Боковой каротаж (БК)		1900	24,83	руб/100 м	471,77	3,38	1,2	1913,50
20	Вспомогательные работы при БК	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	936,26
21	БКЗ	м	1900	22,6	руб/100 м	429,4	3,38	1,2	1741,65
22	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	936,26
23	Индукционный каротаж (ИК)	м	1900	27,53	руб/100 м	523,07	3,38	1,2	2121,57
24	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	295,4	руб/опер	295,4	3,38	1,15	1148,22
25	Акустический каротаж (регистрация КТН)	м	1900	72,14	руб/100 м	1370,66	3,38	1,2	5559,40

Продолжение таблицы 7.12

26	Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1	293,9	руб/опер	293,9	3,38	1,15	1142,39
27	ВИКИЗ	м	1900	22,6	руб/100 м	429,4	3,38	1,2	1741,65
28	Вспомогательные работы при ВИКИЗ	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	936,26
29	РК(ГК, ННК-Т), МЛМ (М 1:200)	м	3700	170,97	руб/100 м	6325,89	3,38	1,2	25657,81
30	РК(ГК, ННК-Т), МЛМ (М 1:500)	м	1900	113,99	руб/100 м	2165,81	3,38	1,2	8784,53
31	Вспомогательные работы при РК	опер	1	351,46	руб/опер	351,46	3,38	1,15	1366,13
32	Плотностной гамма-гамма каротаж	м	1900	290,06	руб/100 м	5511,14	3,38	1,2	22353,18
33	Вспомогательные работы при плотностном гамма-гамма каротаже	опер	1	275,24	руб/опер	275,24	3,38	1,15	1069,86
34	Резистивиметрия	м	1900	22,6	руб/100 м	429,4	3,38	1,2	1741,65
35	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	936,26
36	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:200)	м	1900	170,97	руб/100 м	3248,43	3,38	1,2	13175,63
37	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц) (М 1:500)	м	1900	113,99	руб/100 м	2165,81	3,38	1,2	8784,53

окончание таблицы 7.12

38	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер	1	351,46	руб/о пер	351,46	3,38	1,15	1366,13
39	СПК	м	103950	7,34	руб/100 м	7629,93	3,38	1,75	45131,04
40	ПЗР (на базе и на скважине)	опер	1	573,35	руб/о пер	573,35	2,93	1,15	1931,90
41	Проезд	км	70	15,49	р/км	1084,3	1,51	1,15	1882,89
42	Тех дежурство	парт-ч	6	257,7	р/парт-ч	1546,2	2,28	1,15	4054,14
43	Итого:								211698,8

Стоимость геофизических работ, необходимых провести в скважине составляет – 211698,8 рублей.

Затраты на топливо, при выполнении работ в скважине составляют 14268,1 руб.

Интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 209554,68 рублей.

Стоимость полевых работ, выполняемых партией ГИС (с учётом ГСМ и контрольно интерпретационных работ) составляет 1733509,803 рубля.

Коммерческая стоимость проекта составляет 28483208 руб.

7.6.2 Общая сметная стоимость работ по проекту (СМ 1)

Общая сметная стоимость работ по проекту (СМ1) рассчитывается в соответствии с инструкцией по составлению проектов и смет указаны в таблице 7.13.

Таблица 7.13. Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ (СМ-1)

№	Наименование работ и затрат	Объем		От суммы	Итого затрат на объем / руб.
		Ед. изм.	Кол-во		
1	2	3	4	5	6
1	Основные расходы				
	А Собственно геологоразведочные работы:				
	проектно-сметные работы				146833,9236
	полевые работы				895291,1015
	организация полевых работ	%	1,4	п. р.	12534,07542
	ликвидация полевых работ	%	1,3	п. р.	11638,78432
	контрольно интерпретационные работы				838218,7015
	Б Сопутствующие работы и затраты:				
	транспортировка груза и персонала	%	30	ГРР	571354,9759
	строительство зданий и сооружений	%	20	п. р.	179058,2203
2	Накладные расходы	%	30	ГРР	571354,9759
3	Плановые накопления	%	25	о. р.+н. р.	806571,1896
4	Компенсируемые затраты				
	производственные командировки	%	0,5	о. р.	13274,64891
	полевое довольствие	%	3	о. р.	79647,89348
	доплаты	%	8	о. р.	212394,3826
	охрана природы	%	5	о. р.	132746,4891
5	Подрядные работы	%	1,2	о. р.	31859,15739
6	Резерв	%	10	о. р.	265492,9783
Итого сметная стоимость					4768271,5
Договорная цена с учетом НДС (+ 20%)					5721925,8

Таблица 7.14. Сметно-финансовый расчёт на проектно-сметные работы

Статьи зарплат	Категория	Трудо-затраты	Оклад	Районный коэф.	Сев.коэф.	Итого с учётом коэф-нтов	Пре-миаль-ные %	Итого с учётом премии
Начальникпартии	12	0,5	8500	1,3	1,5	8287,5	40	11602,5
Геофизик	8	1,5	7700	1,3	1,5	22522,5	40	31531,5
Техник геофизик	7	0,9	6700	1,3	1,5	11758,5	30	16461,9
Каротажник	6	0,5	6700	1,3	1,5	6532,5	30	9145,5
Сметчик	8	2	5900	1,3	1,5	23010	40	32214

Итого: 100955,4 руб

Дополнительная заработная плата: 7393,168 руб.

Фонд заработной платы: 100977,568 руб.

ЕСН: 33316,0464 руб.

Материалы: 2807,532 руб.

Командировки: 1871,688 руб.

Резерв: 467,922 руб.

Стоимость проектно сметных работ: 146833,924 руб.

8. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с пунктом 13.1 статьи 13 Постановления Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 03.06.2003 № 118 "О введении в действие санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03" лица, работающие с ПЭВМ более 50% рабочего времени (профессионально связанные с эксплуатацией ПЭВМ), должны проходить обязательные предварительные при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры в установленном порядке.

Нормальная продолжительность рабочего времени согласно статье 91 Трудового кодекса РФ не может превышать 40 часов в неделю.

Согласно статье 92 Трудового кодекса РФ сокращенная продолжительность рабочего времени при проведении работ профессионально связанных с эксплуатацией ПЭВМ не предусмотрена.

В соответствии со статьей 108 Трудового кодекса РФ в течение рабочего дня (смены) работнику должен быть предоставлен перерыв для отдыха и питания продолжительностью не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается.

8.2. Производственная безопасность

Геофизические работы имеют ряд специфических особенностей, связанных с применением электрической энергии, радиоактивных веществ, постоянных переездов на автотранспорте, спускоподъемными и погрузочно-разгрузочными работами. Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите. Ответственность за соблюдение требований по ОТ и ТБ возлагается на начальника комплексной каротажной партии.

При производстве геофизических работ, как на полевом, так и на камеральном этапе, возможно столкновение с опасными и вредными

факторами, которые могут нанести вред здоровью людей, работающих в данных условиях или повлечь их смерть. К опасным воздействиям относятся поражение электрическим током, механические травмы, пожар. К вредным воздействиям относятся отклонение показаний микроклимата, превышение уровня шума, ионизирующих излучений, а также недостаточная освещенность рабочего места.

Таблица 8.1 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.004-91 ОСПО РБ – 99 СанПиН 2.2.4.548–96 СНиП 21-01-97 СП 52.13330.2016 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03
2. Превышение уровня шума	+	+	
3. Превышение уровня ионизирующих излучений	+	+	
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	
6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования			

8.1 Анализ вредных и опасных факторов, и мероприятия по их устранению

8.1.1 Полевой этап

Вредные и опасные факторы, воздействующие на человека, в полевых условиях, связаны с особенностями методики измерений (ненормированный рабочий день, всепогодные и всесезонные условия проведения работ, утомительные переезды к месту исследований и т.д.), конструктивными особенностями исследовательской аппаратуры (работа с электрическим током, радиоактивными веществами, громоздкими механическими приборами).

8.1.1.1 Отклонения показателей климата на открытом воздухе

Климатические условия в районе проведения полевых работ можно охарактеризовать как суровые, в зимнее время до -35°C , весной идут дожди.

Основным вредным фактором является воздействие низкой температуры, главным образом воздействие атмосферного воздуха, что может привести к обморожениям. Обморожению способствуют неблагоприятные физические факторы: ветер, влажный воздух, длительность воздействия холода, плохая защита тела одеждой, сдавливание конечностей тесной обувью. Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д. Для предотвращения обморожений весь персонал должен быть экипирован удобной, теплой одеждой, а также пребывание персонала на открытых площадях должно быть сокращено до минимума.

8.1.1.2 Превышение уровня шума

Основным источником шума при работе на буровых является дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы. Нормирование шума с частотой до 11 кГц производится ГОСТ 12.1.003-83, в зависимости от характера работ. Допустимые уровни шума приведены в табл. 8.2.

Таблица 8.2. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

8.1.1.3 Превышение уровня ионизирующих излучений

При исследовании скважин применяются радиоактивные вещества (РВ) используемые в радиоактивных методах. В данном комплексе методов используется прибор, комбинированный радиоактивного каротажа АРК - 73. Источниками излучения служат плутоний - бериллиевые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивный изотоп цезия.

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой ожог, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и стохастические

(вероятностные) без пороговых эффектов (злокачественные опухоли, лейкозы).

Облучение источниками ионизирующего излучения может быть внешним и внутренним. Внутреннее облучение более опасно, чем внешнее, т.к. попавшие внутрь организма радиоактивные вещества подвергают непрерывному облучению незащищенные роговым слоем внутренние органы до тех пор, пока они не выведутся из организма.

ГИС относится к работам, с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от нейтронного и гамма-излучения (ОСПОРБ - 99).

Таблица 8.3 Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения (ОСПОРБ-99)

Нормируемые документы		Пределы доз	
		Персонал (группа А)	Население
Эффективная доза		20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год	1 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5 мЗв в год
Эквивалентная доза за год	в хрусталике глаза	150 мЗв	15 мЗв
	Коже	500 мЗв	50 мЗв
	Кистях и сапогах	500 мЗв	50 мЗв

Необходимо использовать источники излучения минимальной активности, необходимые для данного вида исследований;

Выполнять все операции с источниками излучений в течение максимально короткого времени (т.н. защита временем);

Производить работы (спускоподъемные, погрузочно-разгрузочные работы) на максимально возможном расстоянии от источника (т.н. защита расстоянием);

Для защиты от гамма-излучения применяют свинец. Дозу гамма излучений за рабочий день определяют с помощью карманных дозиметров путём пересчета показаний радиометров, отградуированных в единицах

мощности дозы (мкР/ч). В любом случае мощность поглощенной дозы для каждого работника не должна превышать 5 бэр/г (0.02 Зв).

Для защиты от нейтронного излучения используют материалы, содержащие водород (вода, парафин) с добавками бора. Дозу нейтронного излучения определяют пересчетом мощности доз, отсчитанных по показаниям радиометра, снабжённого датчиком тепловых или быстрых нейтронов, путём пересчёта. Суммарная доза за рабочий день определяется как сумма доз, полученных при каждой операции - получении источника излучения, его переноски, установки в скважинный прибор и т.д.

Радиоактивные вещества хранят в специальных хранилищах, в переносных контейнерах, которые находятся, в зависимости от активности радиоактивного вещества, в специальных колодцах. Внутри хранилища, а также снаружи излучение не должно превышать предельно допустимых величин.

Транспортирование источников ионизирующих излучений производится только в специальных контейнерах в зависимости от вида излучения. Контейнеры жёстко закреплены в задней части подъемника.

Если в пути следования произойдёт потеря источника излучения, работник, ответственный за транспортирование немедленно должен сообщить об этом в полицию, органам санитарного надзора и руководству своего предприятия.

Для обозначения объектов, помещений, оборудования, устройств и материалов, внутри или на поверхности, которых возможна радиационная опасность, ставится специальный знак с надписью: «Осторожно радиоактивность!».

8.1.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в

нижеследующей табл. 8.4. Осветительным прибором является лампа накаливания.

Таблица 8.4 Нормы искусственного освещения

Места освещения	Освещенность, лк
Рабочие места у бурового станка (ротора, лебедки)	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Площадка для кронблока	25
Двигатели, насосы	25
Лестницы, входы на буровую, приемный мост зумп промывочной жидкости	10
Стены	500
Рабочий стол	300

Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

8.1.1.5 Вероятность поражения электрическим током

Опасностями поражения током при проведении полевых работ являются поражения от токоведущих элементов каротажной станции (подъемника, лаборатории и скважинных приборов).

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.1.019-2017, ГОСТ 12.1.038-82).

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы.

Подключать кабель к источнику питания разрешается только по окончании сборки всех коммуникаций каротажной станции. Кабель, соединяющий оборудование станции с электросетью подвешивается на высоте не менее 0.5 м и располагается в стороне от проходов и дорог.

Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

8.1.1.6 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых геофизических работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81, ГОСТ12.4.125-83, ГОСТ 12.2.003-91).

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. Геофизический подъёмник, прибор для геофизического исследования скважин по типу горизонталь, станция, ПК должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации

8.1.2 Камеральный этап

8.2.2.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении

Показатели микроклимата: температура, влажность, скорость воздуха, интенсивность теплового излучения от нагретых поверхностей. Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 2.2.4.548-96. ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата, согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

Норма подачи свежего воздуха в помещение, объемом до 20м³ на человека, должно составлять не менее 30м³ на одного человека в час (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03).

8.2.2.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

При работе на компьютере, как правило, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем - при недостаточном естественном освещении. Источниками света при искусственном освещении являются газоразрядные лампы низкого давления (типа ЛБ) и лампы накаливания.

Согласно санитарно-гигиеническим требованиям рабочее место инженера программиста при камеральных работах должно освещаться естественным и искусственным освещением. Согласно действующим строительным нормам и правилам СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 (табл. 8.5)

По нормам освещенности при работе с экраном дисплея и в сочетании с работой над документами рекомендуется освещенность 300 - 500 лк рабочей поверхности при общем освещении.

Таблица 8.5 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г – горизонтальная, В – вертикальная) и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение		
		КЕО e_n , %		КЕО e_n , %		Освещенность, лк		
		при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при комбинированном освещении		при общем освещении
3	4	5	6	7	8	9		
1. Кабинеты, рабочие комнаты, офисы, представительства	Г-0,8	3,0	,0	1,8	0,6	400	200	300
2. Помещения для работы с дисплеями и видеотерминалами, залы ЭВМ	Г-0,8 Экран монитора: В-1,2	3,5 -	10,2 -	2,1	0,7 -	500 -	300	400 200
3. Аналитические лаборатории	Г-0,8	4,0	10,5	2,4	0,9	600	400	500

8.2.2.3 Вероятность поражения электрическим током

При работе с компьютером существует опасность поражения электрическим током. Условия электробезопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. Во влажных помещениях или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых улучшается контакт человека с токоведущими частями.

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов напряжением до 1000В с частотой тока 50 Гц не должны превышать значений: при продолжительности воздействия до 1 сек. предельно допустимый уровень напряжения должен быть не более 200-100В.

При работе с компьютером соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ12.1.019-79, ГОСТ 12.1.038-82).

Камеральное помещение - помещение без повышенной опасности поражения людей электрическим током. Так как в помещении отсутствуют: влажность, превышающая 75%, токопроводящая пыль, токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные), высокая температура (выше + 35°C).

8.3 Экологическая безопасность

В связи с большим объемом нефтегазодобычи в Западной Сибири весьма актуальны вопросы охраны окружающей Среды. В данном разделе представлены мероприятия, проводимые с целью максимально возможного сохранения экосистемы в окрестностях Болотненского месторождения, которые заключаются в охране окружающей Среды.

Проектирование, разработка и обустройство Болотненского месторождения ведутся в соответствии с земельным и водным законодательствами РФ и правилами санитарной охраны водоемов и водотоков.

Основными источниками загрязнения окружающей среды при эксплуатации являются буровые работы, разлив нефти, сжигание жидких и газообразных углеводородов в атмосфере, слив подтоварных и попутных вод в водоемы района работ. Для минимизации ущерба от указанных факторов на окружающую среду предусмотрены конкретные мероприятия и средства.

Разбуривание месторождения ведется с кустовых площадок, что в несколько раз позволяет сократить число около скважинных зон - основной источник загрязнения окружающей среды.

Перед началом работ на объектах проводится срезание плодородного слоя почвы, его хранение и рекультивация земель по окончании работ на кустах скважин. Вокруг объектов (ДНС, КНС, вахтовые поселки) сохраняется

или вновь создается зеленая зона. Предусмотрена обваловка вокруг кустовых оснований, а также вокруг мерных емкостей, мест пересечения водных объектов нефтепроводами и водоводами сточных вод. На месторождении проведена паспортизация и ремонт обваловок факельных стояков, откачка нефти из этих обваловок. Произведена зачистка территории вокруг резервуаров и кустовых площадок. Движение транспорта на месторождении осуществляется только по проложенным дорогам и по специальным переездам через трубопроводы для предотвращения их прорывов.

С целью предупреждения нефтегазовых выбросов и открытого фонтанирования постоянно применяются противовыбросовые устройства. С целью предотвращения разлива нефти на поверхности сбор углеводородов осуществляется в герметизированную напорную систему с однетрубным сбором продукции скважин и трехступенчатого сепарирования нефти. Герметичность системы сбора и транспорта газожидкостных углеводородов должна поддерживаться и постоянно контролироваться опрессовкой и внешним осмотром. Сбор нефти и газа базируется на применении герметичных групповых установок типа “Спутник”.

Так как утилизация попутного газа обеспечивается не в полном объеме, то сжигание его в факелах, к сожалению, неизбежно. Очистка под факельной площадки, ее обваловка и отсутствие сероводорода в попутном газе позволяет говорить о минимальном ущербе для окружающей среды от сжигания этой фракции углеводородов.

Освоить месторождение, не подвергая техногенному воздействию недр невозможно, а на этапе эксплуатации — это влияние особенно сильно влияет на продуктивную часть недр.

Все возможные вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их устранению представлены в табл. 8.6.

При проведении буровых работ необходимо руководствоваться нормативными документами: СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03, ГОСТ 17.1.3.05-82, ГОСТ 17.2.1. 03-84, ГОСТ 17.4.3.04-85.

*Таблица 6 Вредные воздействия на окружающую среду
и природоохранные мероприятия*

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Предохранительные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязнённой земли и т.д.
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, посёлков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесённых территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлороторные и др.)
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Полная герметизация всего технологического оборудования, запорной арматуры и трубопроводов
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса предохранительных мероприятий, планирование работ с учётом охраны животных

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация(ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

8.4.1 Аварии с выбросом (угрозой выброса) радиоактивных веществ

Радиационными авариями при проведении ГИС и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах являются события, обусловленные

неисправностями технических средств, неправильными действиями работников, стихийными природными воздействиями или иными причинами, вызывающие потерю источника ионизирующего излучения, которая может привести или приводит к облучению людей выше установленных норм или радиоактивному загрязнению окружающей среды.

При аварии с разгерметизацией источника работы по ликвидации ведут с обязательным дозиметрическим и радиометрическим контролем, комплексом мер по дезактивации и защите персонала.

8.4.2 Пожарная безопасность

Причинами возникновения пожаров являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса (ГОСТ 12.1.004-91).

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара принять меры по его ликвидации.

Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания.

За нарушение правил, рабочие несут ответственность, относящуюся к выполняемой ими работе или специальных инструкций в порядке, установленном правилами внутреннего распорядка.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данной дипломной работы в соответствии является определение оптимального комплекса геофизических исследований в скважине с для доразведки Болотного месторождения нефти, поиски и оценка залежей нефти и газа на территории болотного лицензионного участка в нефтегазоносных комплексах меловых и юрских отложений.

На основании приведенных материалов, по геологическому строению района, физическим свойствам горных пород и анализа выполненных геофизических исследований скважин, на выбранном участке работ запроектирован комплекс методов для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и литологического расчленения разреза.

В специальной части рассмотрен акустический каротаж, являющийся одним из методов, увеличивающих полноту геологических данных, получаемых геофизическими методами.

Были произведены расчеты затрат времени, труда, материалов и оборудования, рассмотрена организация производства, приведены сметные расчеты для проектируемых работ.

В главе Производственная безопасность приведены сведения об охране труда на производстве и технике безопасности при осуществлении геофизических работ, а также об охране недр и окружающей среды и мероприятиях по их защите.

В результате работы выбран оптимальный комплекс ГИС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная:

36. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Госгортехнадзор России, 1996 г.
37. Вахромеев Г.С., Ерофеев Л.Я., Канайкин В.С., Номоконова Г.Г. Петрофизика. Томск: изд-во Томского Университета, 1997г
38. Топоров И.К. «Основы безопасности жизнедеятельности» (Просвещение, 1996 г.);
39. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новосибирск. универ. изд-во, 2006. – 512 с.
40. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, (приложение к приказу МПР России № 126 от 07.02.2001)
41. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. - Москва, 2002 г. (принята и введена в действие приказом Минэнерго России от 7 мая 2001 г. № 134)
42. В.Ф. Козяр, Д.В. Белоконь, Н.В. Козяр, Н.А. Смирнов. Акустические исследования внефтегазовых скважинах - состояние и направления развития. НТВ Каротажник №63, 1999
43. В.Ф. Козяр, Д.В. Белоконь, Н.В. Козяр, Н.А. Смирнов. Измерения параметров упругих волнзондами с монопольными и дипольными преобразователями. НТВ Каротажник № 42,1998
44. Прибор волнового акустического каротажа АВАК-11. Руководство по эксплуатации (техническое описание, инструкция по эксплуатации, методика калибровки). ООО «Неф гегазгеофизика». Тверь. 2005 г.
45. LogPWin - пакет программ предварительной обработки. ООО «Нефгегазгеофизика». Тверь. 2003 г.
46. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.,Недра, 1975 г

47. Решение шестого межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2003.

Фондовая:

48. Яброва.Н.И. Геологический проект поискового бурения на Малореченской площади Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. ПО. «Обънефтегазгеология», г. Сургут, 1989.

49. Сокольникова А.А. Важенина С.С. Информационный пакет по Малореченскому лицензионному участку, г. Тюмень, 2009.

50. Игошкин В.П., Новоселова О.А. и др. «Программа разведочных и поисково-оценочных работ на Малореченском лицензионном участке» 86 стр., ООО «ЛНТНГ ПЕТРОГРАФ», Тюмень, 2011г.

Нормативная:

51. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

52. ГОСТ 12.1.030-81 Защитное заземление, зануление.

53. ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

54. ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

55. СНиП 2. 04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

56. ГОСТ 12.1.003-83 с изм. 1999 г. Шум. Общие требования безопасности.

57. ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

58. ГОСТ 12.2.062-81 Оборудование производственное. Ограждения защитные.

59. ГОСТ 12.4.125-83 Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.

60. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.

61. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.
62. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99).
63. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
64. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственного помещения.
65. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
66. СНиП 23-03-2003. Защита от шума.
67. НПБ 105-03. Нормы пожарной безопасности. "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности"
68. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации
69. Временные методические рекомендации по обоснованию природоохранных затрат при производстве геологоразведочных работ на твердые полезные ископаемые - М.: ВИЭМС, 1985. Г
70. ПБ 27-03-2005. Правила безопасности при проведении геологоразведочных работ.