

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
 Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы				
Промыслово-геофизические исследования с целью определения источника обводнения эксплуатационных скважин Мегионинского месторождения нефти (ХМАО-Югра)				
УДК 550.832:622.276.58(571.122)				

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Слезко Владимир Борисович		

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	Гаврилов М.Н.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Винокурова Г.Ф.	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	к.г.-м.н.		

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
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
224А	Слезко Владимир Борисович

Тема работы:

Промыслово-геофизические исследования с целью определения источника обводнения эксплуатационных скважин Мегионинского месторождения нефти (ХМАО-Югра)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <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>	Материалы преддипломной геофизической практики, а также опубликованная литература по теме работы.
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	1. Общие сведения об объекте исследования. Географо-экономический очерк. Краткая геолого-геофизическая изученность. 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. Стратиграфия. Тектоника. Нефтегазоносность. Физические свойства горных пород и петрофизические комплексы. 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. 4. Основные вопросы проектирования. Обоснование объекта исследований. Физико-геологическая модель объекта исследований. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса. 5. Методические вопросы. Методика проектных геофизических работ. Интерпретация геофизических данных. 6. Специальное исследование. 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 8. Социальная ответственность. Заключение Список использованных источников
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Текстовый и графический материалы по Мегионскому нефтяному месторождению, обзорная карта района работ, каротажные диаграммы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
По менеджменту	Трубникова Н.В.
По социальной ответственности	Винокурова Г.Ф.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гаврилов М.Н.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Слезко Владимир Борисович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
224А	Слезко Владимиру Борисовичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение Геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально-технические: материальные затраты 1440 руб.; Человеческие: 2 человека, заработная плата и соц. отчисления 83098 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	30% премии; 20% надбавки; 13,5% дополнительная заработная плата; 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добавленную стоимость 20%. Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	1 Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Анализ конкурентных технических решений
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	2. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	3. Определение затрат на проектирование
4. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	4. Определение капиталовложений в комплекс ГИС
5. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	5. Определение эксплуатационных затрат; расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений
2. Матрица SWOT
2. Календарный план-график проведения работ по проектированию комплекса ГИС
3. Капиталовложения в комплекс ГИС
4. Бюджет затрат на проектирование комплекса ГИС
5. Эксплуатационные ежегодные издержки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Слезко Владимир Борисович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
224А	Слезко Владимир Борисович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Геофизика
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Тема ВКР:

Промыслово-геофизические исследования с целью определения источника обводнения эксплуатационных скважин Мегионинского месторождения нефти (ХМАО-Югра)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Комплекс промыслово-геофизических исследований для определения источника обводнения скважин на Мегионском месторождении.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	РД 153-39.0-072-01. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах»
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	1. Отклонение показателей микроклимата 2. Электрический ток 3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны 5. Превышение уровней шума 6. Превышение уровня ионизирующего излучения
3. Экологическая безопасность:	– Выбросы пыли и токсичных газов – Загрязнение почвы производственными отходами – Загрязнение гидросферы сточными водами и мусором при проведении проектных работ (буровым раствором, бытовые стоки и др.)
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	При работах на нефтегазовой скважине самым главным ЧС является выброс углеводородов (фонтанирование), которое сопровождается, как правило,

	неконтролируемым пожаром
--	--------------------------

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Винокурова Г.Ф	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Слезко Владимир Борисович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 82 с., 8 рис., 29 табл., 28 источников.

Ключевые слова: источник обводнения, комплекс геофизических исследований, Мегионское нефтяное месторождение, вертикальная скважина, численное моделирование.

Объектом исследования данной работы является: вертикальная скважина № 1 на Мегионском нефтяном месторождении.

Цель работы: проектирование комплекса геофизических для определения источника обводнения в эксплуатационных скважинах Мегионском нефтяном месторождении, описание методик проведения работ и характеристика применяемой аппаратуры.

Задача данного проекта сводится к обоснованию комплекса геофизических исследований для решения геологических задач.

В процессе исследования проводилось обоснование проектирования скважины и выбор оптимального комплекса ГИС для определения источника обводнения в скважинах Мегионского нефтяного месторождения.

Рассчитана стоимость проектно-сметных работ. Рассмотрены вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты, предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, также разобрали правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

ABSTRACT

Graduation qualification work 82 pages, 8 pictures, 29 tables, 28 sources.

Keywords: source of watering ,complex of geophysical researches, Megion oil field, vertical well, numerical simulation.

The object of research of this work is: vertical well No. 1 at the Megion oil field.

Objective: to design a geophysical complex to determine the source of watering in production wells of the Megion oil field, a description of the methods of work and the characteristics of the equipment used.

The objective of this project is to justify a set of geophysical studies for solving geological problems.

In the course of the study, a study was carried out to design the well and select the optimal GIS complex to determine the source of watering in the wells of the Megion oil field.

Calculated the cost of design and estimate work. Considered harmful and dangerous factors in the performance of geophysical work, it was determined the effect of these factors on the human body and offered remedies, suggested measures for safety in emergency situations and environmental protection, also dismantled the legal and organizational issues of security.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АК – Акустический каротаж;
БК – Боковой каротаж;
БМ – барометрия;
ВМ – влагометрия;
ВЭМКЗ – высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование;
ГК – гамма каротаж;
ГГК – Гамма-гамма-каротаж;
ГГК-П – Гамма-гамма-каротаж плотностной;
ГИС – геофизические исследования скважин;
КВ – кавернометрия;
МЛМ – магнитный локатор муфт;
ННКт – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
ПБ – правила безопасности;
ПГИ – промыслово-геофизические исследования
ПС – Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;
Рез. – Резистивиметрия;
РК – Радиоактивный каротаж;
РМ – расходометрия;
Рис. – рисунок;
СНиП – строительные нормы и правила;
ТМ – термометрия;
УЭС – удельное электрическое сопротивление.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	14
1.1. Географо-экономический очерк района работ	14
1.2. Геолого-геофизическая изученность района	15
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	18
2.1. Литолого-стратиграфический разрез.....	18
2.2. Тектоника	24
2.3. Нефтегазоносность	25
2.4. Физические свойства горных пород и петрофизические комплексы.....	27
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	29
4.1. Задачи геофизических исследований	31
4.2. Обоснование объекта исследований.....	31
4.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	31
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	35
5.1. Методика проектных геофизических работ.....	35
5.2. Интерпретация геофизических данных.....	36
6. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕРМОМЕТРИИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПРИБОРАМИ НА ПРОТЯЖКЕ	40
6.1 Общие сведения	40
6.2 Закон сохранения массы	41
6.3 Закон Дарси.....	42
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	46
7.1 Потенциальные потребители результатов проекта	46
7.2 Анализ конкурентных технических решений.....	46
7.3 SWOT-анализ	48
7.4 Планирование работ по проектированию комплекса ГИС	50
7.5 Определение трудоемкости выполнения работ.....	51
7.6 Разработка графика проведения проекта	52
7.7 Бюджет затрат на проектирование.....	56
7.7.1 Расчет материальных затрат проекта.....	56
7.7.2 Основная заработная плата исполнителей проекта.....	56
7.7.3 Дополнительная заработная плата исполнителей проекта	57

7.7.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	58
7.7.5 Накладные расходы	59
7.8 Формирование затрат на проектирование.....	60
7.9 Определение капиталовложений в ГИС.....	60
7.10 Определение эксплуатационных издержек.....	60
7.11 Ресурсоэффективность.....	62
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	64
8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	64
8.2. Производственная безопасность	65
8.2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.	65
8.3 Экологическая безопасность	74
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	80
Список литературы	81

ВВЕДЕНИЕ

Одним из важнейших условий успешного развития экономики страны является обеспечение её необходимым минеральным сырьём. В решении этой задачи важнейшая роль принадлежит геофизическим исследованиям.

За последние годы существенно изменилась технология поиска, разведки и разработки месторождений нефти и газа. Значительно возросла глубина скважин, ведутся поиски залежей нефти и газа более сложного строения, с более жесткими термобарическими условиями залегания. Всё это предъявляет новые требования к организациям, проводящим геофизические исследования скважин. Это значит, что нужно применять новые технологии обработки информации, которая является в большинстве случаев основой для принятия важных технических и научных решений на всех стадиях поиска, разведки и эксплуатации месторождений нефти и газа, полученной при исследованиях скважин, новое программное обеспечение, новая наземная и скважинная аппаратура.

Геофизические методы исследования скважин используют сегодня для изучения геологического разреза скважин, выделения и промышленной оценки коллекторов нефти и газа, контроля технического состояния скважин.

Для дальнейшего прироста разведанных запасов нефти и газа необходимо совершенствование контроля технического состояния скважин, а именно учитывать факторы, которые влияют на оценку коллекторов нефти и газа. В нашем случае контролировать источники обводнения.

Данный проект посвящен проектированию комплекса геофизических исследований для определения источника обводнения Мегионского нефтяного месторождения. Так же поднимается вопрос оценки возможностей численного моделирования термометрии вертикальных нефтяных скважин приборами на протяжке.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1. Географо-экономический очерк района работ

Находится в Нижневартовском районе ХМАО в юго-западной части Нижневартовского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. Месторождение расположено в долине р. Оби, возле пос. Баграс. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +25 до +75 м.

Основная водная артерия района – р. Обь. Течение реки медленное (0,3-0,5 м/сек). Ширина реки колеблется от 850 до 1300 м, глубина 8-18 м. Река судоходная в течение всей навигации, со второй половины мая до конца октября.

На всей территории наблюдается большое количество болот и озер. Самые крупные из озер Коле-Урай-Лор, Кочны-Лор, Вач-Лор, Сурмятино. Глубина озер редко превышает 2 м, многие заболочены. Болота непроходимые, замерзают лишь к концу января.

Растительность представлена смешанным лесом с преобладанием на водоразделах хвойных деревьев и тальниковыми кустарниками.

Климат резко континентальный с продолжительной холодной зимой, теплым непродолжительным летом и короткими весной и осенью.

По данным многолетних наблюдений среднегодовая температура низкая и колеблется от -3,2 до -2,6 °С. Наиболее высокая температура летом достигает +30 °С. Зимой температура падает до -50 °С. Количество осадков выпадает около 400 мм в год. Максимальное количество осадков приходится на май-август.

Снеговой покров устанавливается в конце октября и сходит в конце апреля. Толщина снегового покрова в лесах достигает 2 м. Толщина льда на больших реках – до 40-80 см, на озерах – до 40 см.

Район относится к слабонаселенным. В г. Нижневартовск проживает более 275 тыс. человек. В нем сосредоточены основные промышленные предприятия, нефтеперерабатывающий завод, нефтеперерабатывающие управления, аэропорт, железнодорожный узел и речной порт.

В связи с развитием нефтедобывающей промышленностью в районе население постоянно растет.

Дорожная сеть в районе из-за сильной заболоченности развита слабо.

Построена бетонная дорога от г. Нижневартовск до г. Сургут, Когалым и Нефтеюганск. Железная дорога связывает г. Нижневартовск с городами Сургут, Тюмень и Уренгой.



Рис. 1.1 Обзорная карта района работ

1.2. Геолого-геофизическая изученность района

Планомерное геолого-геофизическое изучение Среднеобской нефтегазоносной области началось с 1947 г. Исключительно большое значение для изучения глубинного строения Западной Сибири имели опорные скважины, заложенные в 1949-1951 гг. в различных частях низменности (Покур, Ларьяк, Березово, Тюмень и другие).

Первый десятилетний этап исследований (до 1957 г.) ориентировался на поиск крупных структурно-тектонических элементов и выявление общих закономерностей в геологическом строении района. Вся площадь покрыта геолого-геоморфологической съемкой масштаба 1:1000000, аэромагнитной - масштабов 1:1000000, 1:200000, 1:50000,

гравиметрической съемкой в масштабах 1:1000000, 1:200000. В результате проведенных работ установлены общие закономерности геологического строения мезозойско-кайнозойских отложений, построена геологическая карта масштаба 1:1000000, тектоническая схема фундамента. По результатам МОВ вдоль реки Обь были выявлены крупные положительные тектонические элементы I порядка - это Нижневартовский свод.

Проведенные исследования послужили основой для последующего изучения данного района с широким применением площадных сейсморазведочных работ и глубокого бурения (табл. 1.1).

Таблица 1.1 Раннее проведенные геофизические исследования

№ п/п	Год, организация, проводившая работы, авторы отчета	Метод исследования, масштаб	Краткие результаты работ
1	2	3	4
1.	1975-1976 гг. Главтюменнефтегаз, “Тюменнефтегеофизика” Королев М.И., Белкин Н.М.	МОВ ОГТ 1:50000	Детализировано геологическое строение Северо-Ватинской площади по основным отражающим горизонтам осадочного чехла. Даны рекомендации по заложению разведочных скважин.
2.	1975-1976гг. Главтюменгеология, Ханты-Мансийский геофизический трест, Шадрина Л.Д.	МОВ ОГТ 1:100000	Уточнено геологическое строение южного склона Нижневартовского свода. Выявлены Ермаковское, Ореховское куполовидные поднятия.
4.	1983-1984гг. “Хантымансийск-нефтегеофизика” Струль Р.П.	МОВ ОГТ 1:50000	Построены карты глубин и изохрон по отражающим горизонтам А, Б, М, С, Т2. Подготовлены к поисковому бурению Ермаковская и Зайцевская стратиграфические ловушки.
5.	1984-1985гг. “Нефтегеофизика” управление, “Запсибнефтегеофизика”с/п Попова Н.П., Петровец А.М.	МОВ ОГТ, 1:50000	Уточнено геологическое строение Южно-Аганской площади, зафиксирован и исследован эффект АТЗ от продуктивных объектов в пластах БВ6 и БВ8. Проведена динамическая обработка по комплексу ПГР. Рекомендовано бурение трех разведочных скважин.
6.	1989-1990гг. “Нефтегазгеофизика” “Сибнефтегеофизика” Южаков Д.Г., Преженцев А.А.	МОВ ОГТ, 1:50000	Проведены опытно-производственные работы по методике высокоразрешающей сейсморазведки в пределах Ореховского и Ермаковского месторождений. Уточнено строение зоны сочленения Ореховского и Ермаковского поднятий по отражающим горизонтам А, Дм, М. Выявлены зоны предполагаемых залежей пласта ЮВ11. Намечены участки развития нижнеюрских образований.
7.	1990-1991гг. “Сибнефтегеофизика” Южаков Д.Г., Преженцев А.А., Пономарева Л.Н.	МОВ ОГТ, 1:50000	Детализировано Ореховско-Ермаковское месторождение. Закартированы зоны распространения песчаников и нефтяных залежей в пласте ЮВ11.

8.	1992-1994гг. Министерство топлива и энергетики РФ, АО “Тюменнефтегаз” “Тюменнефтегеофизика” Попова Н.П., Черновец Л.В.	МОГТ, 1:50000	Детализировано строение северных периклиналей Ватинского и Восточно-Ватинского поднятий, Южно-Кыртыпяхской, Южно-Мысовой, Леванской и Солнечной структур. Дан прогноз развития зон с улучшенными ФЭС в пластах ЮВ10, ЮВ1, БВ8, АВ13. Рекомендовано бурение трех поисковых и семи разведочных скважин.
----	---	------------------	---

С 1957 г. начался новый этап в истории исследований, характеризующийся широким развитием площадных сейсморазведочных работ в сочетании с глубоким бурением. В результате были выявлены структуры III порядка - Ватинская, Мегионская, Островская, Угутская и Локосовская.

В 1958-1959 гг. для постановки глубокого бурения были подготовлены Мегионское, Северо-Покурское и Аганское поднятия. В 1961 г. из неокотских отложений Мегионского поднятия была получена первая в Широтном Приобье промышленная нефть.

Внедрение в начале 70-х годов метода ОГТ увеличило глубинность исследований и позволило изучать различные типы ловушек[3].

Таким образом, в результате исследований было проведено тектоническое районирование территории, установлена стратиграфия и изучен литолого-петрографический состав осадочного чехла, выделены перспективные на нефть комплексы, выявлены и подготовлены к глубокому бурению локальные структуры, открыты и разведаны нефтяные месторождения.

бурых углей. В целом, отложения свиты можно разделить на три части. В составе нижней части преобладают песчаники серые мелкозернистые, крепкоцементированные, иногда алевроитистые, слабоизвестковистые с остатками растительного детрита с тонкими глинистыми пропластками.

Перекрываются песчаники аргиллитами темно-бурыми или зеленовато-серыми, плотными, с остатками растительного детрита по напластованию. Верхняя подсвита сложена, в основном, песчаными разностями. Песчаники и алевролиты серые, с коричневым оттенком, средне- и мелкозернистые, с прослоями аргиллитов углистых. Аргиллиты темно-серые, плотные, излом неровный, слюдистые, волнисто-слоистые, известковистые, встречается текстура типа “рябчик”, вертикальные наклонные трещины (50%), выполненные кальцитом.

В кровле *тюменской свиты* залегает региональнонефтенасыщенный пласт ЮС2, литологически представленный переслаиванием песчаников темно-серых плотных, тонко- и мелкозернистых, крепкоцементированных.

Толщина свиты достигает 172 м.

Васюганская свита представлена нижней и верхней подсвитами.

Нижняя подсвита преимущественно глинистая, сложена аргиллитами темно-серыми, тонкослоистыми, известковистыми, переходящих в известняк, участками окремненными.

Верхняя подсвита сложена алевролитами и песчаниками с подчиненными прослоями аргиллитов. Песчаники и алевролиты темно-серые, мелкозернистые, слюдистые, глинистые, слабо-известковистые. Песчаники васюганской свиты регионально нефтеносны, к ним приурочен горизонт ЮС1.

Возраст осадков свиты – верхне-келловей-оксфордский, толщина свиты изменяется от 50 до 80 м, увеличиваясь с запада на восток.

Георгиевская свита представлена темно-серыми почти черными слабо битуминозными аргиллитами, внизу с зеленоватым оттенком, с прослоями и линзами алевролита и песчаника, с многочисленными включениями пирита и сидерита. Аргиллиты плотные, крепкие, в разной степени алевроитистые.

Толщина свиты изменяется от 1 до 10 м.

Баженовская свита представлена переслаиванием аргиллитов черных, плитчатых с

аргиллитами битуминозными с коричневым оттенком, часто встречаются включения и прослой пирита, углистый детрит, углистые остатки. В аргиллитах отмечаются прослой и линзы алевролитов светло-серых, слюдистых, крепкосцементированных, с раковистым изломом, к которым приурочен горизонт ЮС0. Возраст аргиллитов баженовской свиты – волжский.

Толщина свиты составляет 17-26 м, на некоторых участках (скважины 39р, 51р, 57р) она сокращается до 4-6 м.

Меловая система

Отложения меловой системы представлены нижним и верхним отделами. Нижнемеловые образования являются основным объектом поисков нефти и газа и включают в себя осадки сортымской, усть-балыкской, сангопайской, алымской, нижней и средней частью покурской свиты. Верхний отдел представлен верхней частью покурской, кузнецовской, березовской и ганькинской свитами.

Сортымская свита согласно залегает на аргиллитах баженовской свиты и представляет собой толщу песчано-глинистых отложений, в нижней части преимущественно глинистую, а в верхней части, – переслаивание песчаников и алевролитов.

В основании свиты выделяется глинистая подачимовская пачка толщиной до 25 м, которая представлена темно-серыми, почти черными аргиллитами плотными, массивными, с прослоями глинистых известняков, содержащих фауну аммонитов, пелеципод и фораминифер берриасского яруса.

Выше залегает ачимовская толща, представленная чередованием песчаников светло-серого и серого цвета и крупнозернистого алевролита и аргиллита. Аргиллиты содержат до 20%, иногда больше, алевроитового материала. Песчаные пласты, по наличию которых выделяется ачимовская толща, не выдержаны по простиранию, появление их не контролируется структурным планом.

Общая толщина ачимовской толщи достигает 80 м.

Верхняя часть сортымской свиты сложена темно-серыми аргиллитами с прослоями аркозовых песчаников и алевролитов.

Общая толщина сортымской свиты достигает 433 м.

Завершается разрез сортымской свиты пачкой аргиллитоподобных глин темно-серых, слабоалевритистых с прослоями алевролитов, которая имеет региональное распространение и в стратиграфической схеме выделена как чеускинская, в пределах свиты встречена фауна аммонитов и фораминифер берриасского и валанжинского ярусов.

Усть-балыкская свита представлена двумя подсвитами: нижней, объединяющей песчаные пласты от БС7 до БС9, и верхней, в которой выделяются пласты БС1-БС6. Между подсвитами выделяется сармановская пачка (которая является зональным репером Широтного Приобья), в основном, глинистая, глины аргиллитоподобные от серых до темно-серых, преимущественно однородные. В верхней части сармановская пачка опесчанивается.

Усть-балыкская свита представляет толщу переслаивания песчаников, алевролитов, аргиллитов и аргиллитоподобных глин валанжин-готеривского возраста толщиной до 240 м.

В верхней части усть-балыкской свиты залегает пимская пачка, представленная темно-серыми, однородными аргиллитоподобными глинами. Она является разделом между усть-балыкской и сангопайской свитами.

Толщина пимской пачки составляет от 23 до 30 м.

Сангопайская свита объединяет песчаные пласты АС4-АС12. Осадки свиты формировались в условиях мелководья или даже в замкнутых континентальных бассейнах. Подтверждением этому служат состав, окраска пород, а также комплекс органических остатков. Глины серые, зеленовато-серые до зеленых, с неясновыраженной слоистостью, нередко с мелкими зернами скольжения, тонкослоистые за счет более светлых алевроитовых слойков и намывов углистого материала.

Аргиллит темно-серый, плотный, излом неровный, слюдистый, алевритистый, иногда встречается оолитовая текстура.

Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, в основном, полимиктовые, косослоистые с включениями и намывами на плоскостях наложения углистого и растительного детрита, участками глинистого сидерита.

Возраст сангопайской свиты – готерив-барремский.

Толщина свиты достигает 130 м.

Алымская свита. Литологически свита представлена глинами и аргиллитами темно-серыми, почти черными с линзами и тонкими прослойками алевролитов, плотными, с неровным изломом, слюдистыми. Осадки свиты накапливались в сильно опресненном морском бассейне и резко отличаются от зеленоватых и пестроцветных глин готерив-баррема. Толщина свиты достигает 142 м.

Покурская свита завершает разрез нижнего мела. В пределах описываемого района граница между верхним и нижним отделами меловой системы проводится очень условно, так как она проходит внутри покурской свиты, представляющей собой мощную толщу (до 865 м) довольно неравномерного переслаивания песчано-глинистых пород.

В покурской свите выделяются три подсвиты. Нижняя и средняя подсвиты представлены песчаниками серыми, светло-серыми, мелко- и среднезернистыми, переслаивающимися с алевролитами и глинами. Алевролиты серые, слюдистые. Глины темно-серые и даже черные, слюдистые, алевритистые.

Верхняя сеноманская часть сложена переслаиванием песков, алевролитов и глин. Характерной чертой является наличие включений янтаря и слабо уплотненность пород по сравнению с нижезалегающими.

Кузнецовскую свиту слагают глины серые и зеленовато-серые, алевритистые с редкими включениями зерен глауконита.

Алевролиты глауконитовые с прослоями глин. Туронские глины выдержаны по площади и разрезу и являются региональным репером в пределах Западной Сибири. Толщина свиты изменяется от 15 до 20 м.

Березовская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя сложена преимущественно опоками и глинами. Опоки светлые, голубовато-серые, прослоями до черных, плотные, слабоглинистые. Глины темно-серые, прослоями до черных, плотные, алевритистые. В породах фауна радиолярий, фораминифер коньяк-сантонского яруса.

Верхняя подсвита березовской свиты сложена светлыми зеленовато-серыми глинами с редкими прослоями опок и опокovidных глин, в которых содержится фауна сантонского и кампанского ярусов. Толщина свиты достигает 130 м.

Ганькинская свита завершает разрез отложений меловой системы. Литологически свита представлена глинами серыми, зеленовато-серыми, известковистыми до известковых,

переходящих в мергели. В породах встречаются зерна глауконита. Фауна фораминифер маастрихского яруса. Датский выделяется по положению в разрезе условно, т.к. свидетельства перерыва осадконакопления между верхнемеловыми и палеогеновыми породами не встречены. Толщина свиты изменяется от 80 до 100 м.

Палеогеновая система

В составе палеогеновой системы в рассматриваемом районе выделяются морские осадки талицкой, люлинворской и тавдинской и континентальные отложения атлымской, новомихайловской и туртасской свит.

Литологические осадки *талицкой свиты* представлены глинами темно-серыми, почти черными, монтмориллонитовыми в нижней части, плотными, аргиллитоподобными, иногда тонколистоватыми. В верхней части глины обогащены линзовидными включениями алевритового материала. Толщина свиты изменяется от 80 до 110 м.

Люлинворская свита представляет собой толщу светло-серых, зеленоватых, прослоями почти белых глин. В нижней части опоковидных, в верхней, – диатомовых, переходящих в диатомиты. По возрасту эти отложения относятся к нижнему-среднему эоцену, толщина их составляет 210-250 м.

Тавдинская свита завершает разрез морского палеогена. Сложена свита глинами серыми, зеленовато-серыми, тонкослоистыми до листоватыми, прослоями алевритистыми или с прослоями линз алевритов. Толщина свиты до 150 м.

Атлымская свита сложена песками кварцевыми, разномзернистыми с прослоями линзовидных включений песчаных глин. Толщина свиты до 60 м.

Новомихайловская свита включает в себя глины серые, коричневатые-серые, зеленовато-серые, часто комковатые, с включением слабоуплотненных алевритов и бурых углей. Толщина свиты 60-100 м.

Туртасская свита завершает разрез палеогена. Сложена алевритами, песками и глинами. Пески и алевриты кварцевые с включениями зерен глауконита. Толщина свиты 40-80 м.

Для *четвертичных отложений* характерны аллювиальные и озерно-аллювиальные пески, глины, супеси и суглинки. Толщина 15-30 м.

2.2. Тектоника

Мегионское месторождение связано с Мегионско-Покурской системой валов, погружающейся с северо-запада на юго-восток в направлении Соснинского прогиба, в зоне сочленения Нижневартовского свода (рис.1.3).

В результате дополнительных сейсмических работ, разведочного и эксплуатационного разбуривания уточнились структурные построения изучаемой площади. По уточненным данным в СибНИИНП построены структурные карты по кровле тюменской, баженовской свиты и по кровле пласта БС10.

Из анализа структурных карт видно, что общее направление погружения моноклинали выдержано по всему разрезу осадочного чехла с северо-запада на юго-восток. Амплитуда погружения по поверхности тюменской свиты составляет порядка 450 м, угол наклона оси 30° .

Моноклираль осложнена несколькими структурными элементами как положительного, так и отрицательного характера. Выделяется куполовидное поднятие в районе скважины 53р. Это поднятие имеет линейно-вытянутую форму в меридиональном направлении. Замыкающая изогипса по кровле баженовской свиты – 2550 м. Поднятия имеет амплитуду до 40 м.

Между скважинами 148р и 149р наблюдается небольшой прогиб сложной конфигурации по направлению к скважине 192р. Между скважинами 155р и 49р выделяется отрицательная структура. В южной части, в районе скважин 40р, 47р, 59р, расположено структурное окончание, оконтуривающееся изогипсой -2830 м, с амплитудой 50 метров. Ее размер – $7 \times 9,5$ км.

Вверх по разрезу развитие структур Мегионского месторождения носит унаследованный характер. При постоянном упрощении структурного плана, общий контур и направление падения моноклинали сохраняется по всему разрезу.

месторождении, позволяет достаточно уверенно провести корреляцию, проследить по сетке эксплуатационных скважин их изменчивость, закономерности распределения толщин в различных направлениях. Запасы по объектам БС1, БС2+3, БС4 ранее неоднократно представлялись в ГКЗ для переутверждения.

Залежи пластов АС9, ЮС1 и ЮС2 – новые объекты, установленные в процессе доразведки и эксплуатационного разбуривания. В пластах АС9 и ЮС1 залежи небольших размеров с несущественными запасами приурочены к сводовой части структуры.

Залежь в пласте ЮС2 имеет региональный характер распространения и прослеживается без разрыва нефтеносного поля (приконтурные участки водонефтяных зон отсутствуют).

Объекты БС10, БС11 и БС12 представляют собой сложно построенные геологические образования, состоящие из серии песчано-алевролитовых пластов, переслаивающихся с глинистыми породами. Наличие в последних морской фауны позволяет отнести эти отложения к морским фациям, а характер литотипов и текстур определяет их генезис как мелководно-морской. В нижней части разреза объектов отмечается более мелкозернистый состав пород по отношению к вышележающим, что позволяет сделать вывод об их формировании в относительно глубоководном бассейне, в большей удаленности от береговой линии.

Таблица 1.2 Характеристика залежей нефти Мегионского месторождения

Индекс пласта	Залежь	ВНК	Размеры залежи, км	Высота залежи, м	Тип залежи, м
АС9		1872	1.2-0.7	6	пластово-сводовая, водоплавающая
БС1(1)	1	2009.2	22.0-9.5	50	пластово-сводовая, водоплавающая
	2	2022.1	1.6-1.0	8.6	пластово-сводовая
БС1(2)	1	2009.2	13.0-6.0	43	структурно-литологическая
БС2+3	1	2009.2	10.5-5.8	39	пластово-сводовая
	2	2009.2	2.9-1.4	7.2	пластово-сводовая, водоплавающая
БС4		2009.2	2.0-1.8	9	пластово-сводовая, водоплавающая
БС10	основная	2280.0-2308.0	27.2-12.3	до 105.0	пластово-сводовая, структурно-литологическая
	р-он 304р	2255.6	3.2x3.6	41	пластово-сводовая, структурно-литологическая
БС11	р-он 39р, уч-к 1		9.0x7.3		структурно-литологическая
	р-он 39р, уч-к 2		5.5x3.0		структурно-литологическая
	р-он 104	2287.0-2298.0	2.2x1.5	35	пластово-сводовая, структурно-литологическая
БС12	р-он 289р, уч-к 1	2377.8	1.2x0.5	16.8	пластово-сводовая, структурно-литологическая
	р-он 289р, уч-к 2	2342.2	1.0x1.0	15	пластово-сводовая, структурно-литологическая
ЮС1	1.	2691	1.0x1.2	26	пластово-сводовая
	2	2704.9	2.9x1.0	13.4	пластово-сводовая
ЮС2		-	11.8x12.9	-	литолого-стратиграфическая

2.4. Физические свойства горных пород и петрофизические комплексы

Литологически песчано-глинистый разрез сложен глинами, песчаниками, алевролитами, аргиллитами, карбонатизированными песчаниками и углями. Выдержанные глинистые пласты выбираются в качестве реперов для корреляции разрезов скважин по всей территории района.

Плотностные свойства

Плотность для залежей нефти определяется в основном плотностью пород-коллекторов, которая в свою очередь зависит от их пористости и в меньшей степени от минерального состава.

Нефть способствует уменьшению плотности в объеме залежи по отношению к водоносной части коллектора. В соответствии с этим величина $\rho_{\text{эф}}$ является отрицательной.

Электрические свойства

Удельное электрическое сопротивление и поляризуемость.

Электрическое сопротивление залежей нефти нефтеносных пластов может превосходить $\rho_{\text{эф}}$ водоносных пластов в 100 раз и более.

Влияние термодинамических условий залегания проявляется главным образом через изменение электрических свойств насыщающего флюида. В общем случае увеличения всестороннего давления ведет к возрастанию сопротивления, а увеличение температуры - к уменьшению его, т.к. повышается проводимость флюида. В целом электрическое сопротивление почти всех видов пород с глубиной уменьшается, поскольку влияние температуры превалирует над давлением. Месторождение нефти и газа характеризуется повышенной поляризуемостью пород как в области залежи так и выше нее.

Радиоактивность

Из осадочных пород, типичных для нефтяных и газовых месторождений, наиболее радиоактивны чистые глины, высокая интенсивность гамма-излучения которых фиксируется на диаграммах ГК. Менее радиоактивны песчаные и известковые глины, за ними идут глинистые пески, песчаники, чистые пески и карбонатные породы.

Нейтронные свойства

Основными факторами, вызывающими замедление и поглощение нейтронов, являются водородо- и хлоросодержание среды. Обращает внимание близость нейтронных характеристик нефти и воды, обусловленная практически одинаковым их водородосодержанием.

Физические свойства нефти и газа

Плотность нефти в поверхностных условиях колеблется в пределах 0.73-1.03 г/см³ (при t=200 С⁰). Вязкость нефтей (свойство их подвижности), измеряемая в паскалях на секунду, изменяется в широком диапазоне 0.001-0.15 Па*с и с повышением температуры снижается. Для характеристики пластовой нефти определяют газовый фактор (м³/т)- количество растворенного в пластовой нефти газа, выделяемого при t₀=150 С⁰, давлении ~100 кПа из 1 т нефти. Газовый фактор колеблется в широких пределах (от единиц до сотен куб.метров на 1 т.) Давление, при котором начинается выделение из пласта растворённого газа, называют давлением насыщения. Как правило, они ниже пластового.

Объёмный коэффициент пластовой нефти - это отношение удельного объёма нефти в пластовых условиях к объёму этой же, но дегазированной на поверхность нефти в нормальных условиях. Значение объемного коэффициента в зависимости от газового фактора изменяется от 1.05 до 1.3. При гидродинамических исследованиях и других расчетах объём и дебит нефти пересчитывают на пластовые условия с помощью объемного коэффициента.

Таблица 1.3 Физические свойства горных пород

Горная порода	Плотность г/см ³	Пористость %	Рп Ом*м	l _y мкр/час	Скорость, v _p (м/с)
Глина	2.4	20	1-10	7-20	1200-2500
Аргиллит	2.4	16-20	5-12	12-14	2000-2500
Алеврит	2.3	20	5-20	10-20	1500-4500
Песчаник водоносный	2,2-2,5	11-20.2	3-6.4	5-10	1500-5500
Песчаник нефтеносный	2,2-2,5	11-20.2	4-29	5-10	
Песчаник карбонатизиро- ванный	2,3-2,7		15-200	4-7	3000-6000
Аргиллит битуминозный	2.45	16	50-60	30-70	
Уголь	1,25-1,6	3-12	100 и более	2,5-5	1000-2500

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

На Мегионском месторождении была пробурена скважина с условным номером 1 с проектным забоем 2803,2 м. После её бурения был проведен комплекс ГИС с масштабом 1:200. В данный комплекс входили методы ВЭМКЗ, БКБ, БКм, ПС, КВ, РК (ННКт+ГК), ГГКп, АК. Данным комплексом были определены продуктивные нефтеносные пласты БС1 (2078,4 м), БС2+3 (2097,4 м), БС4 (2120,4 м), БС10+11 (2310 м), ЮС0 (2678,2 м), ЮС1 (2702,4 м), ЮС2 (2753 м), ЮС3 (2775 м). Пласт БС10 является опорным нефтеносным пластом. На Рис.3.1. приведена каротажная диаграмма фрагмента опорного пласта БС10 (коллектор).

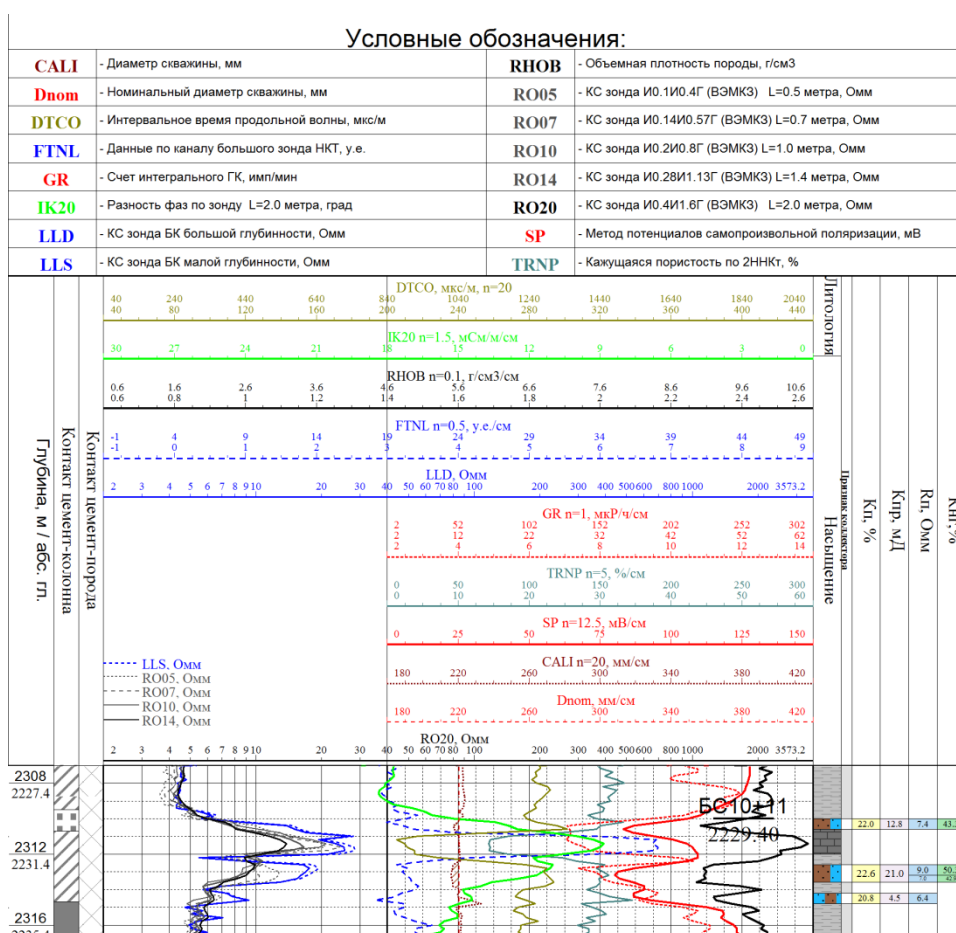


Рис.3.1. Фрагмент диаграммы опорного пласта БС10

Так же во время проведение геофизических исследований были выделены следующие породы: битуминозные глины, плотные породы, глины, угли.

На рис.3.2. представлены фрагменты диаграмм исследований битуминозных глин, плотных пород, глин и углей.

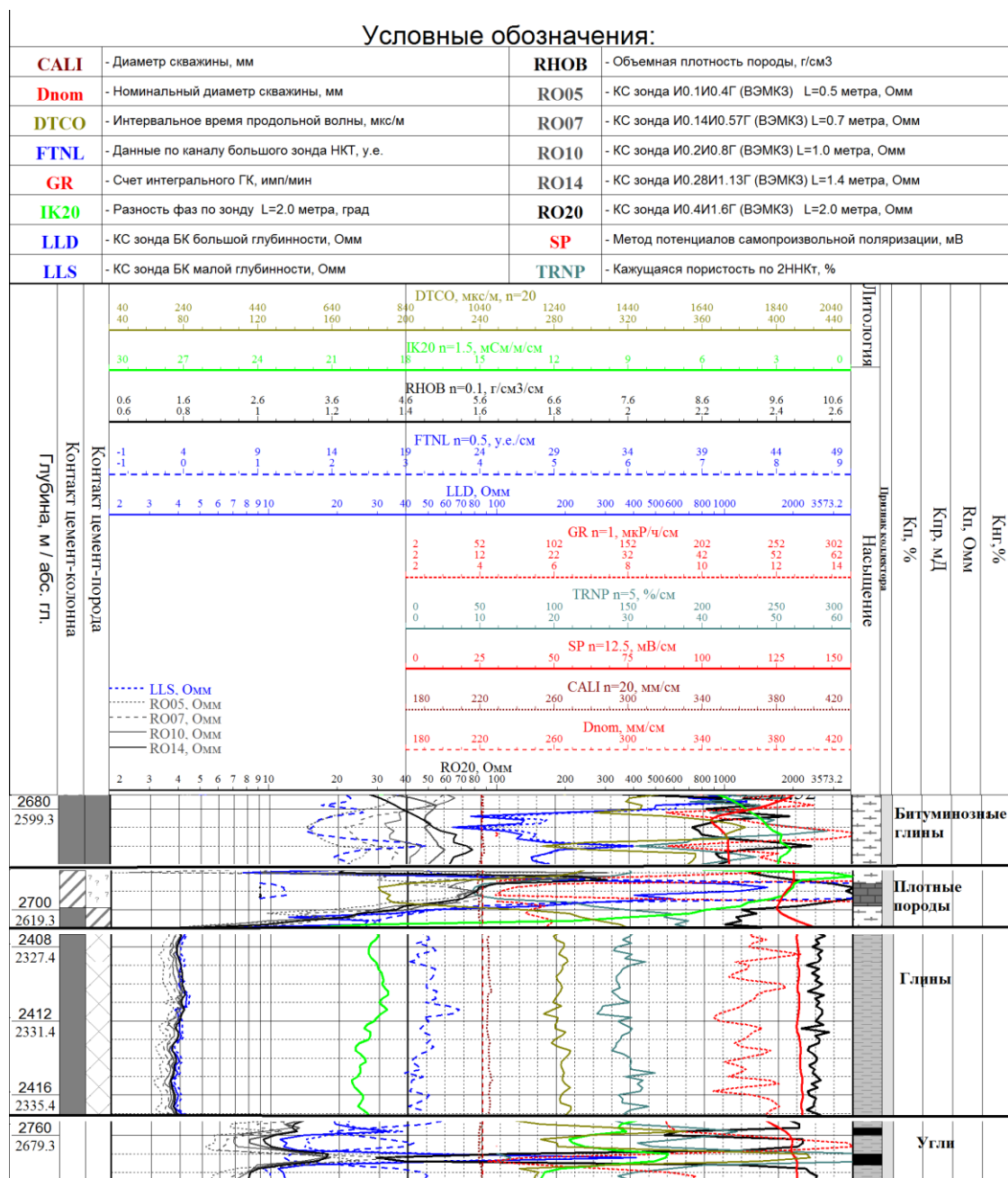


Рис.3.2. Фрагменты диаграмм исследований битуминозных глин, плотных пород, глин и углей

По кривым ПС, ГК, КС и кавернограмме происходит литологическое расчленение разреза.

Проницаемые породы выделяются по кривым кавернометрии, ПС, БК и по показаниям микрозондов.

Нефтеносные горизонты более ярко выделяются по высоким удельным электрическим сопротивлениям, то есть, по методам БК.

Опираясь на данные АК, НКТ и ГГК, определяется пористость, так же нужно определить глинистость по данным ГК и ПС.

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1. Задачи геофизических исследований

Задачи геофизических исследований в следующем:

1. Выделение интервалов притока нефти, воды и газа;
2. Определить профиль притока, источники обводнения;
3. Оценка состава притока, определение процента обводненности;
4. Выделение интервалов радиогеохимических аномалий;
5. Определить положения статических и динамических уровней раздела фаз в стволе скважины.

4.2. Обоснование объекта исследований

Высокая доля неуспешных ПГИ в предшествующих испытаниях скважин месторождения предлагает необходимость пересмотра технологического подхода к выполнению ПГИ для заданных геолого-технических условий работ, обоснование оптимального состава комплекса геофизических методов приток-состав и технологических приемов установления контрастных режимов для выявления источника обводнения.

4.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Исследования основаны на регистрации физических полей, определяемых наличием и структурой потоков флюида в стволе скважины и околоскважинном пространстве. Измерения проводятся при установившихся (длительное время эксплуатирующиеся скважины), неуставившихся (скважины с изменением режима отбора) и переходных термогидродинамических полях. Неуставившиеся режимы возникают после пуска или остановки скважины. Сочетание кратковременного пуска и последующей остановки приводит к возникновению переходных полей. Для решения задач определения профилей притока и источников обводнения используется комплекс разнорежимных исследований: в остановленной и работающей скважинах, а также в процессе вызова притока [1].

В комплекс входят методы: ГК, МЛМ, барометрия, термометрия, влагометрия, резистивиметрия, расходомерия.

Гамма каротаж

Радиоактивные методы каротажа, используемые при изучении горизонтальных, включают в себя гамма-лучевой, нейтронный и плотностный каротаж. Гамма-каротаж измеряет естественную радиоактивность пород. Присутствие пород, содержащих глины, в осадочных отложениях отражается повышенными значениями радиоактивности. Таким образом, чистые породы обычно характеризуется очень низкими значениями радиоактивности, если они не содержат радиоактивных включений, например вулканического пепла, гранитного песка или пластовой воды, которая содержит растворенные соли урана. Гамма-каротаж проводится как в обсаженных, так и необсаженных скважинах. Этот вид исследований помогает оконтуривать пласты и границы пластов, оценивать глинистость песчаных пластов и определять геологические реперы [2].

Интенсивности излучения при гамма-каротаже, проводимом с помощью системы измерений в процессе бурения, понижаются из-за толщины утяжеленной бурильной трубы, в которой помещен детектор. Однако поскольку скорости бурения обычно меньше, чем скорости каротажа на кабеле, возросшее время экспозиции в каждом интервале измерения с запасом компенсирует ослабление. Максимально допустимая скорость бурения, обеспечив приемлемый каротаж, определяется статистической точностью и требуемой разрешающей способностью. При минимально приемлемом измерении может потребоваться по крайней мере одна точка измерений на фут. Для достижения этого максимальная скорость бурения равна примерно 76 м в час для приборов гамма-каротажа системы измерений в процессе бурения. Сервисные компании могут обеспечить приемлемые критерии скорости бурения для предлагаемых ими датчиков.

Магнитный локатор - муфта

Магнитные локаторы муфт предназначены для определения местоположения муфтовых и замковых соединений труб, магнитных меток и других магнитных аномалий в колонне и позволяют по ним устанавливать спускаемый на кабеле аппарат на требуемой глубине, а также следить за его движением. Локатор муфт состоит из скважинного прибора-датчика и наземной измерительной панели. Выпускаются два типа локаторов: локатор муфт ЛР - для работы с радиометрами и локатор муфт ЛП - для работы со стреляющими перфораторами и торпедами.

Барометрия

Основная задача барометрии эксплуатационных скважин – изучение градиентов давления, которыми определяется скорость движения жидкости в пласте, а, следовательно,

и темпы выработки запасов нефти. Чем больше эти градиенты, тем выше энергетические показатели залежи нефти.

Наиболее широкое применение метод получил в нефтяной гидрогеологии и океанологии. Применительно к поставленным задачам исследования воды в скважинах давление выступает как самостоятельный параметр, а не только в качестве показателя глубины погружения зонда, как это часто используется в океанографических исследованиях. В редких случаях он применяется и для этих целей при измерениях в наклонных и горизонтальных скважинах. По его изменению в скважине можно выявлять слои воды с различающейся плотностью. Плотность воды в скважинах на объектах исследования изменялась в пределах $1,00 \dots 1,14 \text{ г/см}^3$ при 20°C .

Информация о давлении в залежи получается по результатам систематических измерений давления в скважинах. Анализ изменения давления по площади на определенную дату эксплуатации скважин позволяет судить об энергетическом состоянии залежи.

При изучении энергетического состояния залежи нефти в местах пересечения пластов стволами скважин определяют: абсолютное значение давления на забое скважины; разность между значениями на забое (депрессию); приращение давления (разность между начальным и текущим значениями давления на забое); зависимость гидростатического давления в скважине от глубины [3].

Термометрия

Метод термометрии применяется для определения высоты подъема цементного раствора за обсадной колонной, а также ориентировочного определения интервалов затрубной циркуляции.

Негерметичность эксплуатационной колонны выше интервала перфорации продуктивного пласта устанавливается по аномалии градиента температур по сравнению с градиентом выше и ниже негерметичности. Для определения интервала (глубины) негерметичности колонны исследование термометром производится при режиме закачивания воды в скважину или после снижения уровня жидкости в ней в зависимости от конкретных условий скважин. В обоих случаях вначале записывается контрольная термограмма, затем - в рабочих режимах. Путем сравнения двух термограмм определяется место негерметичности колонны [4].

Влагометрия

Влагометрия дает возможность определять состав флюидов в стволе скважины по величине их диэлектрической проницаемости. Повышение содержания воды в нефти существенно увеличивает диэлектрическую проницаемость смесей.

Измерения влагомерами включены в полный комплекс исследований эксплуатационных скважин и используются при решении основных задач контроля разработки нефтяных месторождений:

- при исследовании процесса вытеснения нефти влагометрия в комплексе с другими ПГИ служит для выделения интервалов обводнения, а также интервалов замещения нефти газом в перфорированных пластах.

- при исследовании эксплуатационных характеристик пласта влагометрия в комплексе с дебитометрией применяется для выявления интервалов притока в скважину нефти, воды и газа.

- влагометрия может применяться и для решения многих задач, связанных с выбором оптимального режима работы скважины и технологического оборудования.

Резистивиметрия

Метод резистивиметрии основан на измерении с помощью скважинного резистивиметра удельного электрического сопротивления жидкости в скважине в сочетании с операциями, вызывающими приток или поглощение жидкости через нарушение целостности обсадной колонны. В первом случае место нарушения колонны отмечается нижней границей отклонения кривой изменения сопротивления жидкости, заполняющей скважину; во втором - место нарушения обнаруживается по остановке границы раздела заполняющей скважину и закачиваемой в нее жидкостей [5].

Расходомерия

Расходомерия является одним из основных методов исследования динамики отбора и поглощения жидкости в добывающих и нагнетательных скважинах. Методы расходомерии позволяют выделить интервал притока или поглощения жидкости в действующих скважинах, выявить наличие перетока жидкости по стволу скважины, определить суммарный дебит (расход) жидкости отдельных пластов, построить профиль притока (приемистости) как по отдельным участкам пласта, так и для пласта в целом и провести разделение добычи жидкости из совместно эксплуатируемых пластов [5].

Расходомерия производится с помощью глубинных приборов с датчиком турбинного типа - свободно вращающейся вертушкой. Частота вращения вертушки пропорциональна объемному расходу жидкости. Менее применение получили приборы с датчиками других типов - поплавковыми, дисковыми и др. Результаты исследования механическими дебитомерами представляются в табличном и графическом видах.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1. Методика проектных геофизических работ

Регистрация ГИС будет проводиться с помощью станции «Каскад-1». Станция представляет собой программно-управляемый аппаратный комплекс со встроенными источниками питания скважинных приборов и позволяют автоматизировать процесс измерений, повысить достоверность получаемой информации и сократить время производства работ. Связь со скважинными приборами осуществляется через трехжильный бронированный кабель длиной до 7 км, которым оснащен каротажный подъемник.

Базовый вариант наземного регистрирующего комплекса, обеспечивает выполнение ГИС с любыми типами скважинных приборов, реализующих методы - гамма-каротаж, гамма-гамма каротаж, нейтронный каротаж, электрические и индукционные методы исследований, термометрию, инклинометрию, локацию муфт и перфорационных отверстий, проведение методов контроля качества цементирования и технического состояния обсадной колонны как акустическими, так и радиоактивными методами, определение места прихвата бурильного инструмента и т.д.

В открытом стволе диаметром 124 мм, будет выполняться запись окончательного каротажа модулями Каскад-1.

Приборы необходимые для проведения исследований:

Аппаратура комплексная скважинная АГАТ-КГ-42-СТВ-6 содержит:

- 6 сканирующих влагомеров;
- 6 сканирующих термометров;
- 2 датчика положения в пространстве;
- 2 термомера;
- 2 механических расходомера (полнопроходной и проточный);
- резистивиметр;
- ГК;
- локатор муфт;
- манометр;
- термодобитомер.

Аппаратура АГАТ-КГ-42-СТВ-6 конструктивно выполнена в виде двух сканирующих зондов (сканирующего влагомера РВС-42-6В и сканирующего термометра СТ-6) и модуля привязки ПМ-42М2, каждый из которых может эксплуатироваться самостоятельно.

Причем, модуль ПМ-42М2 позволяет подключить две дополнительные приставки - резистивиметр и проточный расходомер.

Зонд сканирующего влагомера РВС-42-6В состоит из 6-ти датчиков влагомера рассредоточенных на самораскрывающихся рычагах, высокочувствительного полнопроходного расходомера, датчиков положения прибора в пространстве, термометра и телеметрической системы передачи данных.

Зонд сканирующего термометра СТ-6 состоит из 6-ти датчиков термометра, рассредоточенных на самораскрывающихся рычагах, датчиков положения прибора в пространстве, и телеметрической системы передачи данных.

Модуль ПМ-42М2 состоит из локального термометра, термодобитомера, влагомера, манометра, ГК, ЛМ и телеметрической системы передачи данных.

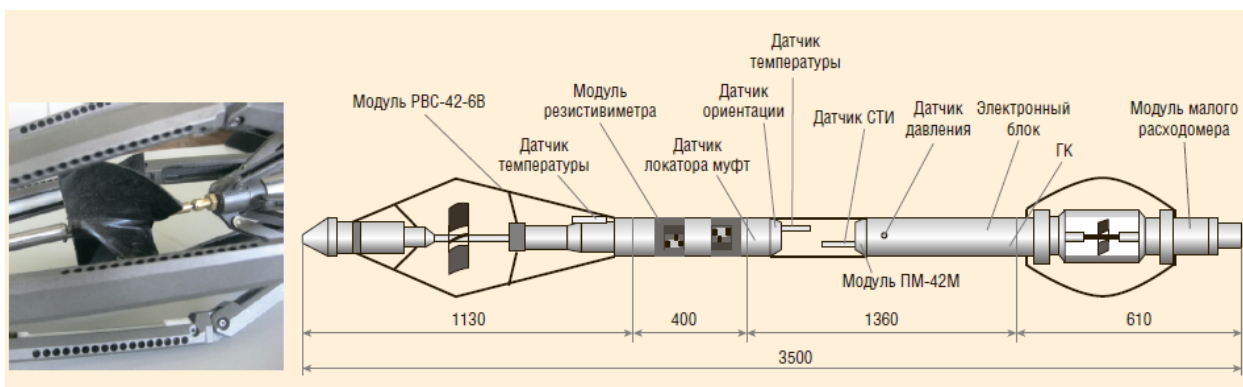


Рис. 5.1 Комплексный прибор АГАТ-КГ-42-СТВ-6

5.2. Интерпретация геофизических данных

При бурении скважин главными задачами интерпретации являются: выделение в разрезе скважин по данным каротажа коллекторов, оценка характера их насыщения (водой, нефтью, газом), определение основных физических параметров пласта, необходимых для подсчёта запасов нефти и газа, а также для проектирования разработки месторождения.

В первую очередь результаты ГИС подлежат тщательному контролю, цель которого - выявление ошибочных и некачественных материалов и их отбраковка. Для оценки качества материалов существуют следующие градации: хорошее, удовлетворительное, брак.

Хорошее качество: результаты измерений полностью соответствуют требованиям, предъявляемым к каждому виду каротажа.

Удовлетворительное качество: результаты измерений не выходят за пределы допустимых погрешностей.

Брак: диаграммы, записанные с погрешностями, превышающими допустимые, или с упущениями и помехами, которые нельзя исправить при обработке, в результате чего материал не может быть использован для решения задач, поставленных перед данным видом исследования.

Материалы хорошего и удовлетворительного качества обрабатывают дальше - увязывают по глубинам, заполняют заголовок диаграммы.

В заголовке диаграммы стандартного каротажа должны содержаться следующие общие сведения:

- наименование геофизического треста;
- название предприятия бурения;
- название площади, номер куста и номер скважины;
- вид исследования;
- данные о скважине: глубина забоя (м), долото (диаметр, глубина);
- данные о промывочной жидкости: плотность, вязкость, водоотдача;
- данные о наземном и скважинном оборудовании: тип лаборатории, прибора, система регистрации;
- масштабы регистрации кривых и глубин;
- дата измерений и фамилия начальника партии.

В зависимости от решаемых задач, характера используемой при этом информации, различают следующие виды интерпретации.

Раздельная - заключается в обработке диаграмм каждого метода с целью выделения в разрезе скважин границ пластов с различной характеристикой и оценки их физических свойств.

Комплексная - заключается в совместной обработке данных разных методов с целью построения литологической колонки, выделения нефтегазонасыщенных пластов и их промышленной оценки.

Количественная - проводится с помощью теоретических кривых, таблиц, палеток для внесения поправок в результаты измерений, по которым оцениваются физические свойства пород каждого метода.

Качественная - сводится в основном к корреляции геолого-геофизических разрезов и геологическим построениям.

На современном уровне развития геофизической техники основной объём трудоёмких работ по обработке и интерпретации выполняют на ЭВМ по специальным программам.

В **Методе термометрии** основным параметром, который несет информационную нагрузку, является температура. Температура - это энергетический параметр системы, и поэтому любое изменение системы вследствие изменения режима работы скважины, уменьшения или увеличения давления, промывки, нарушения целостности колонны и т.п. приводит к изменению температуры (распределения температуры) в скважине. Система скважина - пласт в этом отношении является очень чувствительной системой, т.к. на практике используются термометры с высокой разрешающей способностью [4].

Резкое падение температуры указывает на окончание подошвы работающей мощности, увеличение температуры способствует определению температурного градиента.

Влагометрия дает возможность определять состав флюидов в стволе скважины по величине их диэлектрической проницаемости. Повышение содержания воды в нефти существенно увеличивает диэлектрическую проницаемость смесей.

Метод расходомерии позволяют выделить интервал притока или поглощения жидкости в действующих скважинах, выявить наличие перетока жидкости по стволу скважины, определить суммарный дебит (расход) жидкости отдельных пластов, построить профиль притока (приемистости) как по отдельным участкам пласта, так и для пласта в целом и провести разделение добычи жидкости из совместно эксплуатируемых пластов [5].

Метод резистивиметрии позволяет измерить удельное электрическое сопротивление жидкости в скважине в сочетании с операциями, вызывающими приток или поглощение жидкости через нарушение целостности обсадной колонны [5].

Увеличение показаний указывает на приток воды в скважине.

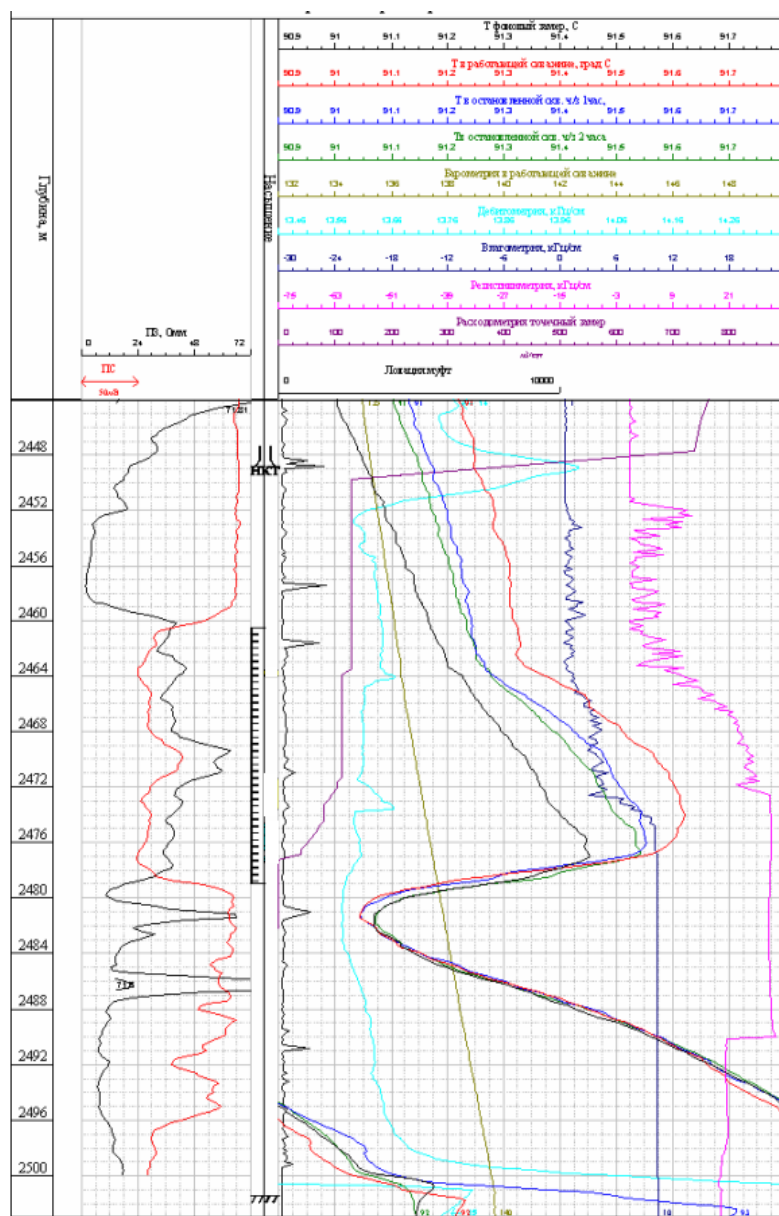


Рис. 5.2 Диаграмма комплекса ГИС

На данной диаграмме (Рис. 5.2) с помощью геофизического комплекса исследований можно обозреть приток нефти с водой на промежутке 2460-2467 м, приток воды с нефтью на промежутке 2467-2474 м, приток воды 2474-2479 м. Также можно проследить температурный градиент по термометрии, который растет начиная 2480 м. Можно определить подошву работающей мощности на отметке 2479 м. На отметке 2491 м идет промывка приборов. Из-за перелива скважины термоградиент фоновый замера не соответствует нормальному уровню для этого месторождения. Утверждение о герметичности забоя не подтверждается однозначно.

6. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕРМОМЕТРИИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПРИБОРАМИ НА ПРОТЯЖКЕ

6.1 Общие сведения

Основная цель изучения пласта — предсказание его состояния определение путем увеличения конечной нефтеотдачи. В классической теории разработки рассматривают осредненный объект (балансная модель), для которых невозможно полностью учесть изменения параметров пласт и флюидов во времени и в пространстве. При моделировании с помощью вычислительных машин можно более детально исследовать пласт путем разбиения его на блоки и применения к каждому из них основных уравнений фильтрации. Программы для цифровых вычислительных машин, с помощью которых выполняют необходимые расчеты при таких исследованиях, называются машинными моделями [6].

Моделируемая физическая система описывается соответствующими математическими уравнениями. При этом почти всегда требуются некоторые допущения, необходимые с практической точки зрения для того, чтобы сделать задачу разрешимой.

Уравнения, описывающие математическую модель пласта, почти всегда настолько сложны, что и невозможно решить аналитическими методами. Чтобы представить уравнение в форме, пригодной для решения на цифровых вычислительных машинах, следует их аппроксимировать. Численная модель состоит из полученной системы уравнений [6].

Термометрия исторически является первым методом исследования скважин. Первые термические исследования были проведены российским ученым Д.В. Голубятниковым еще в 1909 г. В настоящее время термометрия широко применяется практически на всех стадиях разработке скважины и позволяет эффективно решать многие геолого-промысловые задачи. Однако, несмотря на достаточно широкое применение, в настоящее время интерпретация данных термометрии остается только на качественном уровне. Одной из причин такого положения дел является недостаточная теоретическая изученность температурных процессов в нефтегазонасыщенных пластах, в особенности для случаев многофазной фильтрации нефти, газа и воды с учетом разгазирования нефти при снижении давления ниже давления насыщения [7].

Имеются месторождения, где давление насыщения близко к пластовому и в пласте в окрестности добывающих скважин происходит разгазирования нефти. При освоении малодебитных скважин часто используют технологии вызова притока флюида из пласта, когда забойное давление в течение некоторого промежутка времени может оказываться

ниже давления насыщения. В этих условиях важной задачей является построение и совершенствование математических моделей для исследований термогидродинамических процессов в пласте с фазовыми переходами.

Во многих случаях использование только сложных численных моделей на стадии планирования исследований и оперативной интерпретации неоправдано ввиду недостаточной информации о входных данных, что также затрудняет установление закономерностей, позволяющих определить необходимые подходы к методике работ и интерпретации результатов термогидродинамических исследований при освоении и эксплуатации скважин. Для этого необходимы и простые аналитические модели, учитывающие основные физические процессы [7].

Уравнения фильтрации флюидов

До моделирования нефтяного пласта на вычислительной машине необходимо иметь математическую модель системы. Движение флюидов в пористых средах определяются теми же фундаментальными законами по которым происходит, например их движение в атмосфере, трубопроводах и реках. Эти законы базируются на сохранении массы, момента и энергии.

С практической точки зрения совершенно безнадежно в настоящее время пытаться приложить эти основные законы непосредственно к задачам о течении флюидов в пористых средах. Вместо этого используется полуэмпирический подход, в котором взамен уравнения момента применяется закон Дарси. Такие исследования позволяют лучше понять ограниченность эмпирических соотношений. Наряду с указанными соотношениями должны быть известны физические параметры флюидов, находящихся в системе, как функции зависимых переменных.

Мы ограничимся случаем изотермической одно-, двух и трехфазно фильтрации несмешивающихся флюидов. В это контексте представляют интерес следующие однофазные и многофазные системы: газ, нефть, вода, газ — нефть, газ — вода, нефть — вода, нефть — вод — газ [6].

6.2 Закон сохранения массы

Однофазная фильтрация

Уравнение сохранения масс для однофазного течения можно обобщить следующим образом:

$$-\nabla m_l = \frac{\partial(m_l)}{\partial t} + \tilde{q}_l, \quad (6.1)$$

где m_l — поток массы компонента l ; m_l — масса компонента l в элементарном объеме среды; $\nabla \dot{m}_l$ — скорость истечения массы и единицы объема.

При разработке нефтяных месторождений применяют две основных математических модели фильтрации: 1) многофазной или однофазной и 2) многофазной, когда углеводородная система может быть аппроксимирована двумя компонентами: нелетучим (нефтью) и летучим (газом), растворимых в нефтяной фазе.

Многофазовая фильтрация

В данной модели фильтрации флюидов предполагается, что существуют три отдельные фазы: нефть, вод и газ. Обычно вода — смачивающая фаза, нефть имеет промежуточную смачиваемость, газ — несмачивающая фаза. Предполагается, что вода и нефть смешиваются, не обмениваются массами и не меняют фазы. Газ предполагается растворимым в нефти, в воде же он обычно считается нерастворимым. Если предположить растворимость газа в нефти в нормальных условиях равно нулю, то пластовую нефть можно рассматривать как раствор, состоящий из двух компонентов: нефти и газа при стандартных нормальных условиях. Кроме того, предполагается, что флюиды в пласте находятся при постоянной температуре и в состоянии термодинамического равновесия [8].

Перед рассмотрением многофазного течения введем понятие насыщенности. Насыщенность S_l фазой l — это доля порового объема, занятого фазой l . Очевидно, что $\sum_l S_l = 1$. Уравнение сохранения массы можно записать с помощью формулы (6.1).

Для нефтяного компонента в нефтяной фазе

$$\dot{m}_o = \bar{\rho}_o u_o, \quad (6.2)$$

$$m_o = \bar{\rho}_o \phi S_o. \quad (6.3)$$

Газовый компонент существует как в газовой, так и в нефтяной фазе:

$$\dot{m}_g = \rho_g u_g + \rho_{dg} u_o, \quad (6.4)$$

$$m_g = \phi [S_g \rho_g + \rho_{dg} S_o], \quad (6.5)$$

6.3 Закон Дарси

Однофазная фильтрация

К уравнению неразрывности или сохранения массы, выведенной в предыдущем разделе, добавим соотношение между скоростью фильтрации и градиентом давления в каждой фазе. Такое соотношение было установлено Дарси для однофазной фильтрации [8].

Дифференциальная форма этого соотношения имеет вид

$$u = - \frac{k}{\mu} (\nabla p + \rho g), \quad (6.6)$$

где k — тензор абсолютной проницаемости пористости среды; μ — вязкость флюида; g — вектор ускорения свободного падения.

Многофазная фильтрация

Данный закон можно распространить и на случай одновременного течения более чем одной фазы

$$u_l = - \frac{k k_{rl}}{\mu_l} (\nabla p_l + \rho_l g), \quad (6.7)$$

где l — соответствует о, w, g (нефтяной, водной и газовой фазам); k_{rl} — относительная проницаемость для фазы l .

Способы решения уравнений фильтрации

Уравнения фильтрации решают обычно одним из двух способов (разностных схем).

Метод, неявный по давлениям, – явный по насыщенностям (IMPES). Подвижность и капиллярное давление рассчитываются исходя из допущения, что на данном временном шаге они будут представлять собой прямолинейные функции. В каждой итерации совместно рассчитываются только давления в ячейках, а переменные насыщенности и составы остаются постоянными в межблочных перетоках. Затем идет обновление в конце каждого временного шага, когда известны новые значения давления. Таким образом, линейные уравнения решаются последовательно, сначала для давления, затем – для насыщенностей, а для каждого шага появляется одно неизвестное – это давление.

Этот метод используется для решения простых задач с небольшим временным шагом. Он является более быстрым, по сравнению с методом IMPLICIT.

Метод, неявный по давлению, – неявный по насыщенности (полностью неявный метод IMPLICIT). Этот метод более ресурсоемок, но устойчив при решении нелинейных уравнений, не имеет ограничения по временному шагу. При реализации данного метода совместно решают уравнения фильтрации нефти, воды и газа в частных производных с целью определения давлений в каждой фазе. Насыщенности каждой фазы вычисляют по неявной схеме с использованием зависимостей для капиллярных давлений [8].

Метод IMPLICIT используется для решения сложных задач, таких как подтягивание конусов воды и газа к забою добывающей скважины.

Необходимо знать, что современные гидродинамические симуляторы сами определяют необходимую разностную схему, если она не задана пользователем в явном

виде. В ходе расчета возможно изменение расчетных схем в зависимости от решаемой в определенный момент задачи

Исходные данные, необходимые для построения моделей

Качество моделей напрямую зависит от наличия или отсутствия той или иной информации по моделируемому месторождению, хранящейся в базе данных. Вся используемая информация на предварительном этапе обязательно подвергается верификации (проверке) для исключения использования для моделирования некачественных данных [8]. В качестве основной информации для построения моделей используют следующую.

1. Результаты региональных геолого-геофизических исследований, освещающие региональную стратиграфию, тектонику, палеогеоморфологию, палеогеографию, литологию, фациальные обстановки, перспективы нефтегазоносности.

2. Результаты интерпретации 3D или детализационной 2D сейсморазведки.

3. Результаты литологических исследований керна, шлифов, палеонтологические и палинологические исследования керна.

4. Результаты лабораторных экспериментов по определению кривых ОФП, капиллярных давлений, коэффициентов вытеснения нефти различными агентами, коэффициентов сжимаемости флюидов и породы.

5. Координаты устьев скважин, их альтитуды.

6. Результаты интерпретации ГИС по скважинам (РИГИС) на основе принятых петрофизических зависимостей.

7. Интервалы перфорации скважин в динамике.

8. Сведения о конструкциях скважин, качестве крепления

9. Результаты испытаний и опробований скважин и пластов.

10. Результаты гидродинамических исследований скважин.

11. Данные, обосновывающие положения водонефтяных (ВНК) и газонефтяных контактов (ГНК). Необходимо, чтобы исходные данные ГИС, РИГИС, инклинометрии, интервалов перфорации, результатов испытаний и определений отметок ВНК (ГНК) не противоречили друг другу.

12. Выделенные отметки кровли и подошвы продуктивных пластов по скважинам.

13. Сведения о компонентном составе и физико-химических свойствах нефтей, конденсата, газа, минерализации пластовых вод, в том числе лабораторные исследования зависимостей свойств флюидов (плотности, вязкости, объемного коэффициента, газо- и конденсатосодержания) от давления.

14. Промысловая отчетность по скважинам (добыча нефти, воды, газа, закачка воды, время работы скважин, забойные и пластовые давления, динамические уровни, данные о состоянии фонда скважин).

15. Данные контроля за разработкой (дебитометрия, расходометрия, термометрия, влагометрия). Кроме указанной информации, используют и результаты других исследований, в зависимости от степени проработки материала и цели моделирования.

Выводы

Из вышесказанного можно сделать следующие выводы:

1. использование численного моделирования термометрии для вертикальных нефтяных скважин упрощает интерпретацию данных, полученных термометрией
2. беспрепятственно получать решение обратной задачи;
3. максимально приблизить результаты модели к реальной ситуации в скважине, с учетом всех температурных полей;
4. удешевляет себестоимость проведения термометрии.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

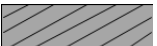
7.1 Потенциальные потребители результатов проекта

Эффективное проведение работ по геологическому изучению недр является одной из приоритетных задач геофизических компаний. Главными заинтересованными лицами являются нефте-добывающие компании и государство. Оба заинтересованы в геологической изученности нефтеносных пластов земных недр для получения необходимых данных для составления запасов нефтепродуктов. Разработка, приведенная в проектной работе, позволяет определить источник обводнения в скважинах, позволяя более точно определять количество воды поступающей в скважину, которая тем самым позволит избавиться от технических проблем в скважине.

Карта сегментирования рынка услуг предоставлена ниже.

		Виды ГИС		
		Разработка месторождений нефти	Проверка состояния добывающих скважин	Интерпретация геофизических данных
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

Рис. 7.1 Карта сегментирования рынка услуг по разработке ГИС

 Фирма А
  Фирма Б
  Фирма В

Исходя из данных карты сегментирования рынка, можно с уверенностью сказать, что сегмент «Проверка состояния добывающих скважин» является наиболее привлекательный и свободный. Учитывая специализацию проекта, это идеальный выбор обосноваться в этом сегменте рынка.

7.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам. При проведении данного анализа необходимо оценить сильные и слабые стороны конкурентов. Для этого составлена оценочная карта (табл.7.1)

Объектом анализа является материал тепловой изоляции для трубопроводов тепловых сетей.

Для сравнения могут быть взяты два комплекса ГИС для определения источника обводнения в скважинах.

Таблица 7.1– Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		$B_{\kappa 1}$	$B_{\kappa 2}$	$K_{\kappa 1}$	$K_{\kappa 2}$
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Надежность	0,13	4	5	0,52	0,65
3. Геолого-географические условия	0,12	4	5	0,48	0,6
4. Технологичность приборов ГИС	0,15	4	5	0,6	0,75
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Конкурентоспособность услуги	0,16	4	4	0,64	0,64
2. Цена	0,15	5	4	0,75	0,6
3. Время выполнения	0,15	4	5	0,6	0,75
4. Качество интерпретации	0,14	3	4	0,42	0,56
Итого	1			4,01	4,55

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические.

Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность комплекса ГИС

$$K = \sum B_i \cdot B_j,$$

где B_i – вес показателя (в долях единицы); B_j – балл i -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 7.1. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из комплексов ГИС используемых в поиске источника обводнения в скважинах.

Одним из важных направлений эффективности комплекса ГИС является снижение погрешности и более точной интерпретации данных.

Использование более современного оборудования повышает эффективность поиска источника обводнения в скважинах и дает более точные данные для интерпретации.

7.3 SWOT-анализ

Первый этап анализа заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявлялись или могут проявиться в его внешней среде.

Первый этап SWOT-анализа представлен в табличной форме (табл.7.2).

Таблица 7.2 – Матрица SWOT

Сильные стороны проекта: С1. Экономичность С2. Более высокая технологичность С3. Небольшой срок проведения исследований С4. Неразвитая конкуренция С5. Наличие необходимого оборудования	Слабые стороны проекта: Сл1. Риск неправильной интерпретации Сл2. Отсутствие бюджетного финансирования Сл3. Персонал средней квалификации Сл4. Отсутствие прототипа исследований Сл5. Малая востребованность
Возможности В1. Повышение стоимости конкурентных разработок В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт В3. Повышение квалификации персонала в будущем В4. Обновление старой информации В5. Получение поддержки государства	Угрозы: У1. Отсутствие заявок на данное исследование У2. Возможность аварии при проведении исследования У3. Введение дополнительных требований к сертификации со стороны государства У4. Задержка финансирования проекта У5. Ограничение на экспорт исследований

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Второй этап SWOT-анализа представлен в табличной форме (табл.7.3).

Таблица 7.3 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	0	+	-
	B2	-	+	+	+	-
	B3	0	-	0	-	+
	B4	-	+	0	-	0
Угрозы проекта	У1	-	-	-	-	-
	У2	+	-	+	0	-

	У3	0	+	0	0	+
	У4	+	0	+	0	-
Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	В1	0	-	-	-	0
	В2	-	0	-	-	+
	В3	0	0	+	-	-
	В4	-	0	-	-	-
Угрозы проекта	У1	0	-	+	-	+
	У2	0	-	+	+	0
	У3	-	-	0	+	+
	У4	-	+	-	-	0

Была составлена итоговая матрица SWOT-анализа (табл.7.4)

Таблица 7.4 – SWOT-анализ

	Сильные стороны проекта: С1. Экономичность С2. Более высокая технологичность С3. Небольшой срок проведения исследований С4. Неразвитая конкуренция С5. Наличие необходимого оборудования	Слабые стороны проекта: Сл1. Риск неправильной интерпретации Сл2. Отсутствие бюджетного финансирования Сл3. Персонал средней квалификации Сл4. Отсутствие прототипа исследований
Возможности: В1. Повышение стоимости конкурентных разработок В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт В3. Повышение квалификации персонала в будущем В4. Обновление старой информации В5. Получение поддержки государства	В1В2С2С4 В3С5 В4С2	В2В4С1С3 В3С2С5
Угрозы: У1. Отсутствие заявок на данное исследование У2. Возможность аварии при проведении исследования У3. Введение дополнительных	У2Сл5 У3Сл3	У1Сл3Сл5 У2Сл3Сл4 У3Сл4Сл5

требований к сертификации со стороны государства		
У4. Задержка финансирования проекта		
У5. Ограничение на экспорт исследований		

7.4 Планирование работ по проектированию комплекса ГИС

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. Последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работы	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания на проектирование ГИС	Руководитель проекта
Выбор документов для проектирования	2	Проведение сбора базовой Информации	Инженер
	3	Составление календарного плана проектирования ГИС	Руководитель проекта
Теоретические экспериментальные исследования	4	Обоснование методов используемых в ГИС	Инженер
	5	Предварительная подготовка по замерам приборов	Инженер
	6	Расчет необходимого размера кабеля для доставки приборов	Инженер
	7	Подбор необходимых приборов для ГИС	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель проекта
Контроль и координирование проекта	9	Контроль качества выполнения проекта и консультирование инженеров и проектировщиков	Руководитель проекта
Разработка технической документации и проектирование	10	План работы по доставке приборов на месторождение, в скважину, и их доставка на базу	Инженер
	11	Разработка технологической, структурной и функциональной схемы	Инженер

Оформление отчета по проекту	12	Составление эксплуатационно-технической документации	Инженер
	13	Составление спецификации приборов, устройств	Инженер

Проектирование комплекса ГИС реализуется в семь этапов. Основные работы выполняются инженером проектной организации.

7.5 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты являются основной частью стоимости разработки проекта.

Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер.

Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min } i} + 2t_{\text{max } i}}{5},$$

$t_{\text{min } i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\text{max } i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях T_p . Величина T_p учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_{p_i} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i},$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

Ч_i – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел..

Результаты расчета приведены в таблице 9.

7.6 Разработка графика проведения проекта

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Пример расчета для 1 этапа работ (составление и утверждение технического задания на проектирование ГИС)

$$t_{ожи} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 3,8 \text{ чел-дней};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{\text{Ч}_i} = \frac{3,8}{1} = 3,8 \text{ дня}.$$

Для шестидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} \approx 1,22;$$

$$T_{\text{к}} = T_{\text{р}} * k_{\text{кал}} = 3,8 * 1,22 = 4,636 \approx 5 \text{ дней.}$$

Для пятидневной рабочей недели (для инженера) коэффициент календарности равен

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} \approx 1,47;$$

$$T_{\text{к}} = T_{\text{р}} * k_{\text{кал}} = 4,8 * 1,47 = 7,056 \approx 7 \text{ дней.}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 7.6.

Таблица 7.6 – Временные показатели проведения проекта комплекса ГИС

Название Работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	$t_{min, чел} - дни$		$t_{max, чел-дни}$		$t_{ож, чел-дни}$					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания на проектирование ГИС	3		5		3,8		3,8		5	
Проведение сбора базовой информации		4		6		4,8		4,8		7
Составление календарного плана проектирования ГИС	2		4		2,8		2,8		3	
Обоснование использования методов ГИС		1		2		1,4		1,4		2
Предварительная подготовка по замерам приборов		2		3		2,4		2,4		4
Расчет необходимого размера кабеля для доставки приборов		1		3		1,8		1,8		3
Подбор необходимых приборов для ГИС		1		2		1,4		1,4		2

Оценка эффективности полученных результатов	2		4		2,8		2,8		3	
Контроль качества выполнения проекта и консультирование инженеров и проектировщиков	3		4		3,4		3,4		4	
План работы по доставке приборов на месторождение, в скважину, и их доставка на базу		2		3		2,4		2,4		4
Разработка технологической, структурной и функциональной схемы		3		5		3,8		3,8		6
Составление эксплуатационно-технической документации		2		4		2,8		2,8		4
Составление спецификации приборов, устройств		2		4		2,8		2,8		4

На основе таблицы 7.6 строим календарный план-график (для максимального по длительности исполнения работ).

Обозначения:

	Руководитель
	Инженер

На основе данных графика (табл.7.7) можно сделать вывод, что продолжительность работ по проектированию ГИС займет 6 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду мая и закончится первой декадой июля.

Значение реальной продолжительности работ может быть как меньше (при благоприятных обстоятельствах) посчитанного значения, так и больше (при неблагоприятных обстоятельствах), так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна

- 15 дней (длительность выполнения проекта руководителем);
- 36 дней (длительность выполнения проекта инженером).

Таблица 7.7 – Календарный план-график проведения работ по проектированию комплекса ГИС

№	Вид работ	Исполнители	T _{кп} , календ. Дней	Продолжительность выполнения работ						
				Май		Июнь			Июль	
				2	3	1	2	3	1	2
1	Составление и утверждение техниче-ского задания на проектирование ГИС	Руководитель	5							
2	Проведение сбора базовой информации	Инженер	7							
3	Составление календарного плана проектирования ГИС	Руководитель	3							
4	Обоснование использования методов ГИС	Инженер	2							
5	Предварительная подготовка по замерам приборов	Инженер	4							
6	Расчет необходимого размера кабеля для доставки приборов	Инженер	3							
7	Подбор необходимых приборов для ГИС	Инженер	2							
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	3							
9	Контроль качества выполнения проекта и консультирование инженеров ипроектировщиков	Руководитель	4							
10	План работы по доставке приборов на месторождение, в скважину, и их доставка на базу	Инженер	4							
11	Разработка технологической, структурной и функциональной схемы	Инженер	6							
12	Составление эксплуатационно- технической документации	Инженер	4							
13	Составление спецификации приборов, устройств	Инженер	4							

7.7 Бюджет затрат на проектирование

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат

- материальные затраты проекта;
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

7.7.1 Расчет материальных затрат проекта

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п.

Таблица 7.8 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы $З_m$, руб.
Краска для принтера	шт.	1	650	650
Бумага для принтера формата А4 (500 листов)	пачка	3	220	660
Ручка шариковая	шт.	5	30	150
Карандаш чертежный	шт.	3	20	60
Резинка стирательная	шт.	1	20	20
Корректор	шт.	1	50	50
Итого, руб.				1440

В сумме материальные затраты составили 1440 рублей. Цены взяты средние по городу Томску.

7.7.2 Основная заработная плата исполнителей проекта

Статья включает в себя основную заработную плату $З_{осн}$ и дополнительную заработную плату $З_{доп}$

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}.$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от $З_{осн}$.

Основная заработная плата руководителя (инженера)

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где T_p – продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, *раб.дн.* (табл. 7.3);

$З_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, *руб.*

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}.$$

где $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, *руб.*;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 28 *раб.дней* $M=11$ месяцев, 5-дневная неделя; при

отпуске в 56 *раб.дней* $M=10$ месяцев, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, *раб.дн.*.

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}},$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, *руб.*;

$K_{\text{пр}}$ премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

7.7.3 Дополнительная заработная плата исполнителей проекта

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,13).

Оклады взяты в соответствии с постановлением ПОСН 81-2-49.

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя)

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}} = 19000 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 37050 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} = \frac{37050 * 10}{365 - 66 - 56} = 1524,7 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} * T_{\text{р}} = 1524,7 * 12,8 = 19516,1 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}} = 0,135 * 19516,16 = 2634,7 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя)

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}} = 16000 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 31200 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} = \frac{31200 * 11}{365 - 117 - 28} = 1560 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} * T_{\text{р}} = 1560 * 23,6 = 36816 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}} = 0,135 * 36816 = 4970,16 \text{ руб.}$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель проекта	$З_{\text{тс}},$ руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}},$ руб.	$З_{\text{дн}},$ руб.	$T_{\text{р}},$ раб. дн.	$З_{\text{осн}},$ руб.	$k_{\text{доп}}$	$З_{\text{доп}},$ руб.	Итого, руб.
Руководитель	19000	0,3	0,2	1,3	37050	1524,7	12,8	19516,1	0,135	2634,7	22150,8
Инженер	16000				31200	1560	23,6	36816		4970,16	41786,16

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 7.9 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы проекта.

7.7.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством Российской Федерации нормы органов государственного

социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}),$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2019 г. Основной, не льготный, тариф составляет 30 % (ст. 425-426 НК РФ).

В таблице 7.10 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 7.10 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, <i>руб.</i>	Дополнительная заработная плата, <i>руб.</i>
Руководитель проекта	19516,1	2634,7
Инженер	36816	4970,16
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Руководитель проекта	6645,24	
Инженер	12535,8	

7.7.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Накладные расходы

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{нр},$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 20 %.

$$З_{накл} = (З_{м} + З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб}) \cdot 0,2;$$

$$З_{накл} = (1440 + 56332,1 + 7604,86 + 19181,04) \cdot 0,2 = 16911,6 \text{ руб.}$$

7.8 Формирование затрат на проектирование

Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 7.11.

Таблица 7.11 – Бюджет затрат на проектирование ГИС

Наименование статьи	Сумма, руб.	В % к итогу
1. Материальные затраты проекта	1440	1,42
2. Затраты по основной заработной плате	56332,1	55,52
3. Затраты по дополнительной заработной плате	7604,86	7,49
4. Отчисления во внебюджетные фонды	19161,04	18,88
5. Накладные расходы	16911,6	16,66
Бюджет затрат на проектирование	101449,6	100

Бюджет всех затрат проекта равен 101449,6 рублей. Наибольший процент бюджета составляет основная заработная плата (55,52 %).

7.9 Определение капиталовложений в ГИС

Таблица 7.12 – Капиталовложения в оборудование и транспорт

№	Оборудование	Единица измерения	Кол-во	Стоимость, руб.
1	Каротажный подъемник на базе автомобиля Мерседес	шт.	1	2200000
2	Каротажная станция Каскад-1	шт.	1	1100000
3	Агат-КГ-42-СТВ-6	шт.	1	400000
4	Ноутбук	шт.	1	43000
5	Мобильный модем	шт.	1	6000
	Итого			3749000

7.10 Определение эксплуатационных издержек

Эксплуатационные ежегодные издержки

$$И = Z_{рем} + Z_{ам},$$

где $Z_{рем}$ – затраты на ремонт оборудования, руб/год, $Z_{рем} = 5\%$ от капиталовложения;

$Z_{ам}$ – амортизационные отчисления, руб/год.

Затраты на ремонт оборудования

$$З_{рем} = 0,05 * 3749000 = 187450 \text{ руб/год.}$$

Амортизационные отчисления

$$З_{ам} = K_{вл} * P_{ам} * t_{пи},$$

где $K_{вл}$ – капиталовложение в оборудование, руб.;

$P_{ам}$ – норма амортизации, %;

$t_{пи}$ – время полезного использования в году, %.

Амортизационные отчисления для каротажного подъемника на базе автомобиля Мерседес

$$З_{ам} = 2200000 * 0,1 * 0,6 = 132000 \text{ руб/год.}$$

Уровень амортизационных отчислений для данного оборудования представлен в таблице 7.13.

Таблица 7.13 – Уровень амортизационных отчислений оборудования

№	Наименование основных средств	Кол-во	Стоимость ед., руб	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования в разработке % по 2019 году	Амортизация (в год), руб
1	Каротажный подъемник на базе автомобиля Мерседес	1	2200000	10	60	132000
2	Каротажная станция Каскад -1	1	1100000	25	40	110000
3	Агат-КГ-42-СТВ-6	1	400000	25	30	30000
4	Ноутбук	1	43000	25	30	3225
5	Мобильный модем	1	6000	25	10	150
	Итого				275375	

Тогда эксплуатационные ежегодные издержки равны

$$И = 187450 + 275375 = 462825 \text{ руб/год.}$$

Прочие затраты. К прочим затратам относятся затраты, платежи, налоги, сборы и другие обязательные отчисления, производимые в соответствии с установленным законодательством порядком.

Прочие затраты составляют 5 % от суммы предыдущих

$$З_{пр} = И * 0,05 = 462825 * 0,05 = 23141,25 \text{ руб / год.}$$

Тогда эксплуатационные ежегодные издержки с учетом прочих затрат равны

$$И^* = И + З_{пр} = 462825 + 23141,25 = 485966,25 \text{ руб/год.}$$

Таблица 7.14 –Эксплуатационные ежегодные издержки

Наименование затрат	Цена, руб./год
Затраты на ремонт оборудования, $З_{рем}$	187450
Амортизационные отчисления, $З_{ам}$	275375
Прочие затраты, $З_{пр}$	23141,25
Итого, $И^*$	485966,25

7.11 Ресурсоэффективность

Определение ресурсоэффективности происходит на основе интегрального показателя ресурсоэффективности

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент проекта;

b_i – бальная оценка проекта, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 7.15 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки
1. Безопасность	0,2	4
2. Достоверность исследований	0,25	5
3. Удобство в эксплуатации	0,15	4
4. Технологичность	0,25	5
5. Экономичность	0,15	4
Итого	1,00	4,33

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p = 0,2 \cdot 4 + 0,25 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 = 4,5.$$

В результате выполнения данного раздела проведен анализ конкурентных технических решений, с помощью которого выбран наиболее эффективный комплекс ГИС.

Построен календарный план–график проведения работ по проектированию комплекса ГИС каждого из исполнителей проекта. Общее количество дней на выполнение проектных работ составляет 51 день. Затраты на проектирование составили 101449,6 руб.

Бюджет затрат проекта равен 485966,25 рублей.

Показатель ресурсоэффективности по пятибалльной шкале равен $I_p = 4,5$, что говорит об эффективной реализации работ по проектированию ГИС.

На основании полученных результатов данного раздела делаем вывод о том, что работа по проектированию ГИС является экономически целесообразной и успешной.

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Проектируемые геофизические работы для определения эксплуатационных характеристик пластов-коллекторов методами ПГИ будут проводиться на Мегионском месторождении. В административном отношении месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского Автономного округа. Работы будут проводиться в зимнее время года в течение 8 суток. Местность в районе работ приурочена к водораздельной части Сибирских увалов и представляет собой всхолмленную равнину. Характерна сильная заболоченность, обилие озер. Климат района резко континентальный, с холодной продолжительной зимой и коротким, сравнительно теплым летом. Самый холодный месяц – январь (до -45°C). Устойчивый снежный покров устанавливается в октябре, сходит в конце апреля.

На запроектированном участке работ будет проводиться комплекс промыслово-геофизических исследований для определения источника обводнения скважин на Мегионском месторождении.

8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Геофизические работы имеют ряд специфических особенностей, связанные с особенностями методики измерений (ненормированный рабочий день, тяжелые погодные условия проведения работ, переезды и т.д.), конструктивными особенностями исследовательской аппаратуры (работа с электрическим током, радиоактивными веществами, негабаритными и тяжёлыми механическими приборами, 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 партии. Техника безопасности - это система организационно-технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие на работающих, опасных производственных факторов.

Геофизические исследования в скважинах должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных работах, норм радиационной защиты, основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений. Расположение техники, нормирование по часам работ и правильность их выполнения прописывается в специализированной документации предприятия по геофизическим работам [28].

8.2. Производственная безопасность

Выполнение работ ПГИС на Мегионском месторождении осуществлялось в полевых и камеральных условиях.

В таблице 8.1 приведены основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы.

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 12.1.005-88 [8] СНиП 2.04.05-91 [14] СанПиН 2.2.4.548-96 [16]
2. Электрический ток	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 [2] ГОСТ 12.1.030-81 [3] ГОСТ 12.1.038-82 [5] ПУЭ [13] СанПиН 2.2.2/2.4. 1340-03 [19]
3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	-	ГОСТ 12.2.003-91 [9] ГОСТ 12.2.062-81 [4]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	СНиП 23-05-95 [15]
5. Превышение уровней шума	+	-	ГОСТ 12.1.003-83 [6] ГОСТ 12.4.125-83 [7] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [17]
6. Превышение уровня ионизирующих излучений	+	-	ОСПОРБ – 99 [11]

8.2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти. ГОСТ 12.0.003-2015 [9].

1. Отклонение показателей микроклимата

Метеоусловия - это состояние воздушной среды, определяемое совокупностью ее параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха, а также атмосферного давления, теплового излучения.

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.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем случае в Нижневартовском районе Тюменской области, где климат района континентальный. Зима продолжительная, снежная, суровая. Средняя температура в зимний период составляет -20 $^{\circ}\text{C}$, иногда до -40 $^{\circ}\text{C}$ - 50 $^{\circ}\text{C}$. Зимний период продолжается в среднем 180-185 дней (с ноября по апрель). Толщина снежного покрова достигает 0,48 – 0,6 м, промерзаемость грунта 1,0-1,2 м. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль.

Указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. В Постановлении №370 от 16.12.2002г. о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, сказано, что: при работе на открытом воздухе при температуре -27°C , -29°C с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре -30°C , -35°C без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре -35°C , -39°C с ветром силою не более 3 баллов без ветра -40°C работы на открытом воздухе прекращаются. ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями.

В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка – ушанка.

2. Опасность поражения электрическим током

Полевой этап

Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов) из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, по техническим причинам таким, как ухудшение электроизоляции, дефектов монтажа; поэтому требования безопасности сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Воздействие тока на человека:

- термическое
- электролитическое

- биологическое

Исход поражения электрическим током:

- электрическая травма (ожог, металлизация кожи, разрыв кожных тканей);
- электрический удар (протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича, внешних повреждений практически нет).

Факторы, от которых зависит исход поражения электрическим током:

- электрическое сопротивление человека;
- характер тока, протекающего через человека;
- путь протекания тока;
- условия внешней среды;
- подготовленность персонала.

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-81 [11], ГОСТ 12.1.019-79 [10], ГОСТ 12.1.038-82 [13]).

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Сборку и разборку электрических схем, ремонт проводов, а также проверку исправности цепей следует выполнять при выключенном источнике тока. Подобные работы должны производить не менее двух исполнителей, имеющих соответственный допуск по электробезопасности. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий [10]:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к нетоковедущим частям, оказавшихся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;

- организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. 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 [10].

Камеральный этап

Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть. Оборудование, которое включено в сеть: электрический чайник, компьютеры, плоттер, принтер, микроволновая печь.

Инженер - интерпретатор работая с персональной ЭВМ может подвергнуться поражению электрическим током при непосредственном прикосновении к нетоковедущим частям находящимся под напряжением. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [13].

Причины электротравматизма: нарушение правил и инструкций; ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа; переутомление.

При работе с компьютером существует опасность поражения электрическим током. Условия безопасности 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.

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [11], ГОСТ 12.1.019-79 [10], ГОСТ 12.1.038-82 [13]).

Помещение, где расположены компьютеры, относится по категории помещений по опасности поражения электрическим током к помещениям без повышенной опасности согласно ПУЭ [21], в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (к опасным относятся следующие условия: сырость (>75% влажность) или

токопроводящая пыль; токопроводящие полы; высокая температура ($>30^{\circ}\text{C}$); возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования, - с другой; химически активная или органическая среда) и соответствует ГОСТу 12.1.019-79 [10] и ГОСТу 12.1.038-82 [13].

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов.

Запрещается располагать электроприборы в местах, где работник может одновременно касаться прибора и заземлённого провода, оставлять оголенными токоведущие части схем и установок, доступных для случайного прикосновения.

3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возможность получить различного вида травму, возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а вследствие, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных, монтажно-демонтажных работах на скважине и др.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [12], ГОСТ 12.4.125-83 [15], ГОСТ 12.2.003-91 [17]).

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. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно - технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны

предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

4. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Полевой этап

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 таблице 8.2. Осветительным прибором является лампа накаливания.

Таблица 8.2 – Нормы искусственного освещения (СНиП 23-05-95)

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 нормируется СНиП 23-05-95 [23] в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. 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.

Камеральный этап

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СНиП 23-05-95 [23]. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна. СНиП рекомендует левое расположение рабочих мест по отношению к окнам. Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или

прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В качестве источников искусственного освещения используются люминесцентные лампы, которые попарно объединяются в светильники. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

При работе на компьютере, обычно, 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. Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, а вследствие этого к последующему снижению работоспособности и внимательности. Недостаточное внимание может стать причиной какого-либо несчастного случая. Постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон таким образом, чтобы оконные проемы находились с левой стороны. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранизирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

5. Превышение уровней шума

Основными источниками шума при работе являются: дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки и двигатель каротажной станции, обеспечивающий работу лебедки.

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.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.1.003-83 [14] и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [25]. В указанных нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю - эквивалентному уровню шума в дБА.

Выбор метода нормирования в первую очередь зависит от временных характеристик шума. По этим характеристикам все шумы подразделяются на постоянные, уровень звука

которых за 8-часовой рабочий день изменяется не более чем на 5 дБА, и непостоянные, аналогичная характеристика которых изменяется за рабочий день более чем на 5 дБА. Нормирование по предельному спектру шума является основным для постоянных шумов.

Предельный спектр шума - это совокупность нормативных значений звукового давления на следующих стандартных среднегеометрических частотах: 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц. В таблице 8.2.2 представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

Второй метод нормирования - по эквивалентному уровню шума - основан на измерении шума по шкале А шумомера. Эта шкала имитирует чувствительность человеческого уха. Уровень шума, измеренный по шкале А шумомера, обозначается в дБА. Постоянные шумы характеризуются по предельному спектру шума, а непостоянные – по эквивалентному уровню шума.

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;
- экранирование шума преградами;
- звукоизоляция кожухами;
- использование звукопоглощающих материалов;
- использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлем и т. п.).

Таблица 8.3 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-83)

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

6. Превышение уровня ионизирующих излучений

При исследовании скважин применяются радиоактивные вещества (РВ). Источниками ионизирующего излучения служат плутоний-бериллиевые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивные изотопы цезия.

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от ионизирующих излучений согласно ОСПОРБ – 99 [19].

Для снижения внешнего облучения требуются меры: соблюдение расстояния до источника, сокращение длительности работы, защита из поглощающих материалов. Важным защитным мероприятием являются дозиметрический контроль. Работники, работающие с И.И., подлежат периодическому медицинскому контролю. К работам допускаются лица не моложе 18 лет.

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия РВ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест (таблица 8.2.3).

Таблица 8.4 - Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения (ОСПОРБ-99)

Категория облучаемых лиц		Назначение помещений и территорий	Продолжительность облучения, ч/год	Проектная мощность эквивалентной дозы, мкЗв/ч
Персонал	Группа А	Помещения постоянного пребывания персонала	1700	6,0
		Помещения временного пребывания персонала	850	12
	Группа Б	Помещения организации и территория санитарно-защитной зоны, где находится персонал группы Б	2000	1,2
Население		Любые другие помещения и территории	8800	0,06

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила:

- использовать источники излучения минимальной активности, необходимой для данного вида работ;

- выполнять операции с источниками излучений в течение очень короткого времени;
- проводить работы на максимально возможном расстоянии от источника излучений, используя дистанционный инструмент;
- применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды;
- осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

При радиометрических исследованиях скважин используют закрытые источники излучений. На предприятиях радиоактивные вещества хранятся в специальных помещениях (хранилищах). Хранилище имеет отделения для источников нейтронов, источников гамма-излучений, а также для радиоактивных источников, непригодных для дальнейшего использования.

К основным параметрам радиоактивного заражения относятся:

1. Уровень радиации (доза), который показывает какую дозу может получить в единицу времени, обозначается буквой Р (р/час), (рад/час), а доза – рентген (Р), (рад).
2. Степень зараженности поверхности объекта (мр/час). Уровень радиации на местности, степень зараженности поверхности различных объектов радиоактивными веществами определяют по показаниям дозиметрических приборов (ДП – 5В, ИД – 1 и т.д.).

8.3 Экологическая безопасность

При производстве любых геологоразведочных работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.). Для предотвращения возможных экстремальных экологических и социальных ситуаций при освоении месторождения необходимо создать систему экономических и правовых механизмов, направленную на недопущение нарушений природоохранного законодательства, т.е. своеобразную программу экологической безопасности, учитываемую на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации.

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 таблице 8.3.

Таблица 8.5 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Предохранительные мероприятия
1	2	3
Защита атмосферы	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
Защита литосферы	1. Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др. 2. Засорение почвы производственными отходами и мусором	1. Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязнённой земли и т.д. 2. Вывоз и захоронение производственных отходов
Защита гидросферы	1. Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами) 2. Загрязнение бытовыми стоками 3. Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	1. Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора 2. Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлороторные и др.) 3. Ликвидационный тампонаж буровых скважин

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью, материальные потери или нарушение условий жизнедеятельности людей.

Классификация ЧС по основным признакам:

1. По сфере возникновения:

- техногенные;
- природные;
- экологические;
- социально-политические и др.

2. По ведомственной принадлежности:

- в промышленности;
- в сельском хозяйстве и лесном хозяйстве;
- в строительстве и др.

3. По масштабу возможных последствий:

- глобальные;
- региональные;
- местные.

4. По масштабу и уровню привлекаемых для ликвидации последствий сил, средств и органов управления.

5. По сложности обстановки и тяжести последствий.

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии бурения и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К таким относятся незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

Все случаи выбросов документируются, размножаются и распространяются по службам участвующих в разработке месторождения. В перечне документов фиксируются причины аварий или чрезвычайных ситуаций, работы, проведенные при ликвидации выброса, а также способы избежания выбросов в будущем.

При геофизических исследованиях скважин проводятся следующие подготовительные работы.

До проведения исследований "заказчик" подготавливает скважину. Буровое оборудование должно быть исправным. На скважине должен быть установлен превентор. Скважина должна быть залита буровым раствором до устья.

Электроустановки должны быть исправны. Начальник геофизической партии проверяет проведенные подготовительные работы.

Составляется акт на проведение геофизических исследований, за подписями бурового мастера, представителя заказчика, электрика. При работах в действующих скважинах также подписывается работник противofонтанной службы.

При угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противofонтанной и пожарной службы.

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается. Скважина должна быть обесточена.

Пожароопасность

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях 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. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91 [18].

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. По окончании 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. Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

- | | |
|-------------------|---|
| 1. Огнетушитель | -1 шт. (на каждую машину) марки ОП 10(з). |
| 2. Ведро пожарное | -1шт. |
| 3. Топоры | -1 шт. |
| 4. Ломы | - 2 шт. |
| 5. Кошма | - 2мх2м (на каждую машину). |

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

Причинами пожара в камеральных помещениях являются следующие:

1. Причины электрического характера – короткое замыкание, нагрев оборудования;
2. Открытый огонь – сварочные работы, курение, искры;
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества.

Согласно ППБ 01-03 [20] помещения и здания по пожаровзрывной и пожарной опасности классифицируются на категории А, Б, В, Г и Д. Помещения камеральные относятся к категории В - пожароопасное, т.е. помещения, в которых есть горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть (древесина, кровельный рулонный материал, линолеум, пенопласт, бетонные материалы, содержащие более 8% органического заполнителя).

Согласно ПУЭ [21] классом зоны пожароопасности этих помещений является П - 2а, т.е. это зона, расположенная в помещениях, в которых обращаются твёрдые горючие вещества.

Мероприятия по предотвращению пожароопасных ситуаций:

Предотвращение короткого замыкания на рабочем месте:

1. измерение сопротивления изоляции $R > 0,5 \text{ МОм}$;
2. защита от механических повреждений;
3. отключающая аппаратура (коммутирующая), предохранители, автоматы.

Для предотвращения нагрева количество подключаемых к источнику потребителей должно соответствовать мощности источника.

Работы по предотвращению открытого огня:

1. все сварочные работы должны производиться на определённом участке (сварочном посту), работа производится по разрешению;
2. организация специальных мест для курения и разведения костров;
3. весь транспорт снабжен искрогасителями, во взрывоопасных зонах использование инструмента только с изоляционным покрытием (изоляционными ручками).

Работа по предотвращению удара молнии, использование громоотводов заземлителей (электродов помещенных в грунт).

Работа по предотвращению накопления статического электричества:

1. все объекты заземляются, где ожидаются заряды статического электричества;
2. увлажнение помещений; при влажности $> 60\%$ заряды не накапливаются.

На человеке может накапливаться до 50 кВ.

Организация и технические мероприятия в зданиях предполагают инструктирование персонала, обслуживающего электрические и другие устройства, использование СИЗ (средств индивидуальной защиты) такие как инструмент и изолированными ручками,

указателей напряжения, резиновые коврики, диэлектрические ботинки, изолирующие подставки.

Нормативные документы по пожаробезопасности: ГОСТ 12.1.004-91 [18], ППБ 01-03 [20], СНиП 21-01-97 [26]

Выводы по разделу

При выполнении данного раздела были получены практические знания по поиску и применению региональных стандартов ГОСТов в разных областях безопасности жизнедеятельности по отношению к моему проекту.

Были продуманы и предложены несколько вариантов решений уменьшения нежелательных или опасных факторов как на самого работника, так и на окружающую среду на всех этапах проектной работы, на основе имеющихся данных и опыта самого автора этого проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной мною работы над дипломным проектом был собран и проанализирован фондовый материал по геофизическим исследованиям скважин на Мегионском нефтяном месторождении, так же мною бы подобран и обоснован комплекс геофизических методов исследования скважин, который, на мой взгляд, является наиболее рациональным для определения источников обводнения в эксплуатационных скважинах месторождения.

Построен календарный план–график проведения работ по проектированию комплекса ГИС каждого из исполнителей проекта. Общее количество дней на выполнение проектных работ составляет 51 день. Затраты на проектирование составили 101449,6 руб. Бюджет затрат проекта равен 485966,25 рублей.

Проведен анализ вредных и опасных факторов при выполнении геофизических работ. Предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, также изучены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Список литературы

Опубликованные:

1. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин. М., Недра, 1984.
2. Ферронский В.И. Радиоизотопные методы исследования в инженерной геологии и гидрогеологии Изд.2, 1977. – 304 с.
3. Бадалов Г.И., Хайретдинов Р.Ш. Геофизические методы определения характера обводнения скважин. Альметьевск, АГНИ, 2007
4. Коротаев Ю.П. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин, 1980. – 302 с.
5. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами / под ред. В.И. Горояна. – М.: ВНИГНИ, 1978. – 396 с.
6. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем / Пер. с англ. М.: Недра, 2004. С. 416.
7. Валиуллин Р.А. Термические методы диагностики нефтяных пластов и скважин / Дисс. . докт. техн. наук. Тверь, 1996. - 320.
8. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф. Термометрия пластов с многофазными потоками // Изд-е Башгосуниверситета. Уфа, 1998.-С. 116.

Нормативные:

9. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
10. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
11. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
12. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
13. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
14. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
16. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).

17. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
18. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
19. ОСПОРБ – 99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.
20. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003.
21. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 512 с.
22. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
23. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
24. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
25. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
26. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Гострой России, 1997. – с. 12.
27. СанПиН 2.2.2/2.4. 1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
28. РД 153-39.0-072-01. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».