

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс геофизических методов с целью оценки технического состояния скважин на Федоровском нефтегазовом месторождении (Ханты-Мансийский автономный округ)

УДК 553.98:550.832-047.74(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Губинский Данил Николаевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По геологической части

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

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Т.А.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович-Данченко М.М.	Д.Ф.-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 образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) Немирович-Данченко М.М.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
223А	Губинскому Данилу Николаевичу

Тема работы:

**КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ
ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН НА ФЕДОРОВСКОМ
НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ
АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ)**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Текстовый и графический материалы по Федоровскому нефтегазовому месторождению, обзорная карта района работ, каротажные диаграммы.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

Введение

1. Общие сведения о месторождении. Географо-экономический очерк.
Геолого-геофизическая изученность района.

2. Геолого-геофизическая характеристика месторождения. Стратиграфия. Тектоника. Нефтегазоносность. Физические свойства горных пород и руд.
 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.
 4. Основные вопросы проектирования. Задачи геофизических исследований. Обоснование объекта исследований. Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.
 5. Методические вопросы. Методика проектных геофизических работ. Интерпретация геофизических данных.
 6. Специальное исследование. Метод активной термометрии. Тепловая метка
 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
 8. Социальная ответственность
- Заключение

Список использованных источников

Перечень графического материала

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
По геологической части	Доцент Тимкин Т.В.
По менеджменту	Доцент Пожарницкая О.В.
По социальной ответственности	Ассистент Задорожная Т.А.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Лукин А.А.	к.г.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Губинский Данил Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
223А	Губинскому Данилу Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет сметы на проведение промыслово-геофизических исследований скважины Федоровского месторождения для оценки ее технического состояния
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм и внутренним правилам организации
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Согласно действующему законодательству РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	1. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	2. Расчет затрат времени и труда по видам работ
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	3. Нормы расхода материалов
4. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	4. Общий расчет сметной стоимости

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Отсутствует

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В	К. Э. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Губинский Данил Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
223А	Губинскому Данилу Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является добывающая скважина, для которой разрабатывается комплекс промыслово-геофизических методов исследования. Комплекс позволяет оценить техническое состояние скважины – выявить интервалы негерметичности в стволе и оценить качество его цементирования.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	Среди вредных факторов выявлены следующие: <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показаний микроклимата в помещении и на открытом воздухе (источники теплоты в помещении и работа на открытом воздухе при неблагоприятных метеорологических условиях); – недостаточная освещенность рабочей зоны; – превышение уровней шума (высокий уровень шума при работе на устье скважины). Среди опасных факторов выявлены следующие: <ul style="list-style-type: none"> – электрический ток; – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Для всех выявленных опасных и вредных факторов рассмотреть мероприятия по защите.
2. Экологическая безопасность	Провести анализ негативного воздействия на литосферу, возникающего при выбросах раствора из скважины, гидросферу, путем просачивания загрязняющих агентов через песок, а также атмосферу, воздействие на которую сводится к выхлопным газам от работы каротажной станции. Разработать решения по обеспечению безопасности окружающей среды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Выбрать наиболее типичную ЧС, в данной работе это – пожары. Разработать меры по предупреждению ЧС и повышению устойчивости объекта к данной ЧС.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Условия труда работников должны соответствовать пунктам перечня мероприятий [32], а все геофизические работы должны проводиться в соответствии с ПУЭ [26] и РД 153-39.0-072-01 [27].

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Губинский Данил Николаевич		

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- Абс – абсолютные отметки
- АК – акустический каротаж
- АКЦ – акустическая цементометрия
- ВНК – водонефтяной контакт
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГНВП – газо-нефте-водопроявление
- ГНК – газонефтяной контакт
- ГК – гамма-каротаж
- ГГЦ – гамма-гамма цементометрия
- ЛМ – локатор муфт
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования
- Скв – скважина
- УВ – углеводород
- ЦМ – цементометрия

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на тему «Комплекс геофизических методов с целью оценки технического состояния скважин на Федоровском нефтегазовом месторождении (Ханты-Мансийский автономный округ)» содержит 85 с., 14 рис., 18 табл., 36 источников, 0 прил.

Ключевые слова: цементирование, скважина, контроль, геофизика, каротаж, исследования, термометрия, приток.

Объектом исследования является добывающая скважина Федоровского нефтегазового месторождения.

Цель работы: разработка проекта на проведение комплекса геофизических исследований, направленного на оценку технического состояния скважин, а именно на оценку качества цементирования заколонного пространства.

В процессе исследования были рассмотрены возможности такого нового метода исследования скважин, как активная термометрия.

В результате исследования выявлены актуальность и перспектива развития использования данного метода в комплексе работ мониторинга эксплуатации скважин.

Для планируемого в работе комплекса промыслово-геофизических работ произведены сметные расчеты, необходимые для выполнения проекта.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	12
1.1 Географо-экономический очерк.....	12
1.2 Геолого-геофизическая изученность района	14
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	17
2.1 Стратиграфия	17
2.2 Тектоника.....	21
2.3 Нефтегазоносность	24
2.4 Физические свойства горных пород и руд.....	30
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	32
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	37
4.1 Задачи геофизических исследований	37
4.2 Обоснование объекта исследований.....	37
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	38
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	42
5.1 Методика проектных геофизических работ.....	42
5.2 Интерпретация геофизических данных.....	50
6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ	53
6.1 Метод активной термометрии. Тепловая метка	53
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	59
7.1 Виды и объемы проектируемых работ	59

7.2 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ.....	61
7.3 Нормативная база для расчета сметы на выполнение работ.....	62
7.4. Расчет сметной стоимости работ	62
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	66
8.1 Производственная безопасность	66
8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	68
8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	72
8.2 Экологическая безопасность	75
8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	77
8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	79
8.4.1 Специальные нормы трудового законодательства	79
8.4.2 Организационные мероприятия.....	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	83

ВВЕДЕНИЕ

Целью данного дипломного проекта является разработка проекта на проведение комплекса геофизических исследований, направленного на оценку технического состояния скважин, а именно на оценку качества цементирования заколонного пространства.

От качества цементирования скважин зависят продолжительность их безостановочной работы, степень их продуктивности, а следовательно, состояние разработки месторождения и суммарная величина извлеченных запасов нефти из пласта.

Цементирование скважин осуществляется с целью обеспечения долговечности скважин, а также создания надежного разобщения пластов в заколонном пространстве друг от друга и от дневной поверхности земли. Качественно зацементированная скважина должна иметь прочный и плотный цементный камень, жестко контактирующий с металлом обсадных труб и горной породой, в интервалах необходимого разобщения продуктивных пластов раздельной эксплуатации.

Задачи, решаемые комплексом методов по контролю технического состояния скважины направлены на выделение отдающих и поглощающих флюиды интервалов пласта, определение профиля притока, а также определение состава флюида в стволе скважины.

В данном проекте рассматриваются физические основы методов оценки качества цементирования, аппаратура, используемая при каротаже, геофизические данные комплекса методов и их интерпретация на примере скважины Федоровского месторождения нефти (Ханты-Мансийский автономный округ)

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Момент открытия Федоровского месторождения (1971г.) характеризуется большими объемами разведочного и поискового бурения, которое сопровождалось комплексами геофизических методов исследования скважин. Исследование комплексами геофизических методов условно разделялось на два этапа.

Первый этап включал в себя исследования всего пробуренного интервала в масштабе 1:500, проводились такие методы, как: кавернометрия, каротаж сопротивлений потенциал-зондом (КС), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), метод потенциалов собственной поляризации (ПС), гамма-каротаж (ГК), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-т). Основными задачами использования данных методов были следующие:

- литологическое расчленение разреза;
- выделение коллекторов и определение эффективных толщ;
- определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов;
- определение характера насыщения и местоположений ВНК.

Все исследования, проведенные в масштабе 1:500, характеризуются хорошим и удовлетворительным качеством.

Второй более детальный этап включал в себя исследования выявленных на первом этапе продуктивных интервалов геофизическими методами в масштабе 1:200. В данном масштабе проводились такие методы, как: метод потенциалов собственной поляризации (ПС), боковое каротажное зондирование (БКЗ), микрокаротажное зондирование (МКЗ), индукционный каротаж (ИК), боковой каротаж (БК), гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-т), акустический метод (АК). В дальнейшем в комплекс включили высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое

зондирование (ВИКИЗ). На данном этапе производилось уточнение эффективных толщин, характера насыщения и расчет фильтрационно-емкостных свойств ранее выделенных продуктивных интервалов.

Определенные в процессе обработки и интерпретации геофизических данных фильтрационно-емкостные свойства исследуемого пласта сопоставлялись с керном этого же пласта для определения петрофизических зависимостей [3].

Результатами проводимых комплексов геофизических исследований было построение стратиграфических разбивок разреза месторождения по скважинам и определение интервалов и ФЕС (фильтрационно-емкостных свойств) всех продуктивных интервалов месторождения, которые в настоящее время активно разрабатываются. В пласте БС₁₀, по результатам ГИС было определено, что в пласте выделяется три залежи. Основная залежь пласта вскрыта на абсолютных отметках минус 2171,9 - 2251,6 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,6 до 35,7 м. Дебиты нефти достигают 900 т/сут. ВНК принят на абсолютной отметке минус 2242±9 м.

Анализируя результаты геофизических исследований можно сделать вывод, что месторождение изучено в полной мере, так как имеются все необходимые параметры для подсчета запасов нефти по категории С₁.

Что касается комплекса ГИС, рассматриваемого в данном дипломном проекте и направленного на оценку технического состояния скважин, то его применение началось с момента открытия месторождения (1971 г.) в скважине №93 и продолжается по настоящее время. В период времени с 1971 по 1972 год на месторождении основным средством оперативного контроля технического состояния пробуренных скважин, а именно оценки качества цементирования заколонного пространства, являлся метод термометрии. Термометрия проводилась в скважинах в масштабе регистрации 0,5°С/см и была основана на известном явлении тепловыделения при гидратации тампонажной смеси (цемента). Измерения проводились электрическими термометрами (термометрами сопротивлений) сверху-вниз и повторялись при подъеме.

Результатом исследования являлось определение высоты подъема цемента в заколонном пространстве. Исследования в этот период времени можно считать малоинформативными, так как не было получено сведений о качестве контакта цемента с колонной и породой и о характере распределения цемента.

В период с 1972 по 1980 год в комплекс ГИС по оценке качества цементирования добавился метод гамма-гамма-цементометрии (в связи с началом серийного производства аппаратуры ГГЦ в 1972 году). Исследования проводились в масштабе 1:200 аппаратурой ЦМ 8/10, которую со временем заменили на более новую – СГДТ-НВ. Результатом стало определение характера распределения цемента в заколонном пространстве, а именно: рассматриваемая скважина № 93 Федоровской лицензионной площади имела неясный характер распределения цемента в кондукторе, так как гамма-гамма-цементометрия является малоинформативным методом при больших диаметрах скважины. Тем не менее, было установлено, что в интервалах продуктивных пластов в заколонном пространстве находится сплошной цемент.

С 1980 года по настоящее время для оценки качества цементирования применяют комплекс методов, состоящий из термометрии, гамма-гамма-цементометрии и акустической цементометрии скважин (АКЦ). Для исследования методом АКЦ ранее использовалась аппаратура АКЦ-М, которую со временем заменили на более новую аппаратуру, такую как: Кедр-АКЦ-73Т и МАК-2. Исследования проводились и продолжают проводиться в масштабе 1:200 по всему разрезу в каждой поисковой и разведочной скважине. К приоритетным задачам относят наличие хорошего цементного контакта и сплошного цемента в кондукторе и продуктивных интервалах скважины [3].

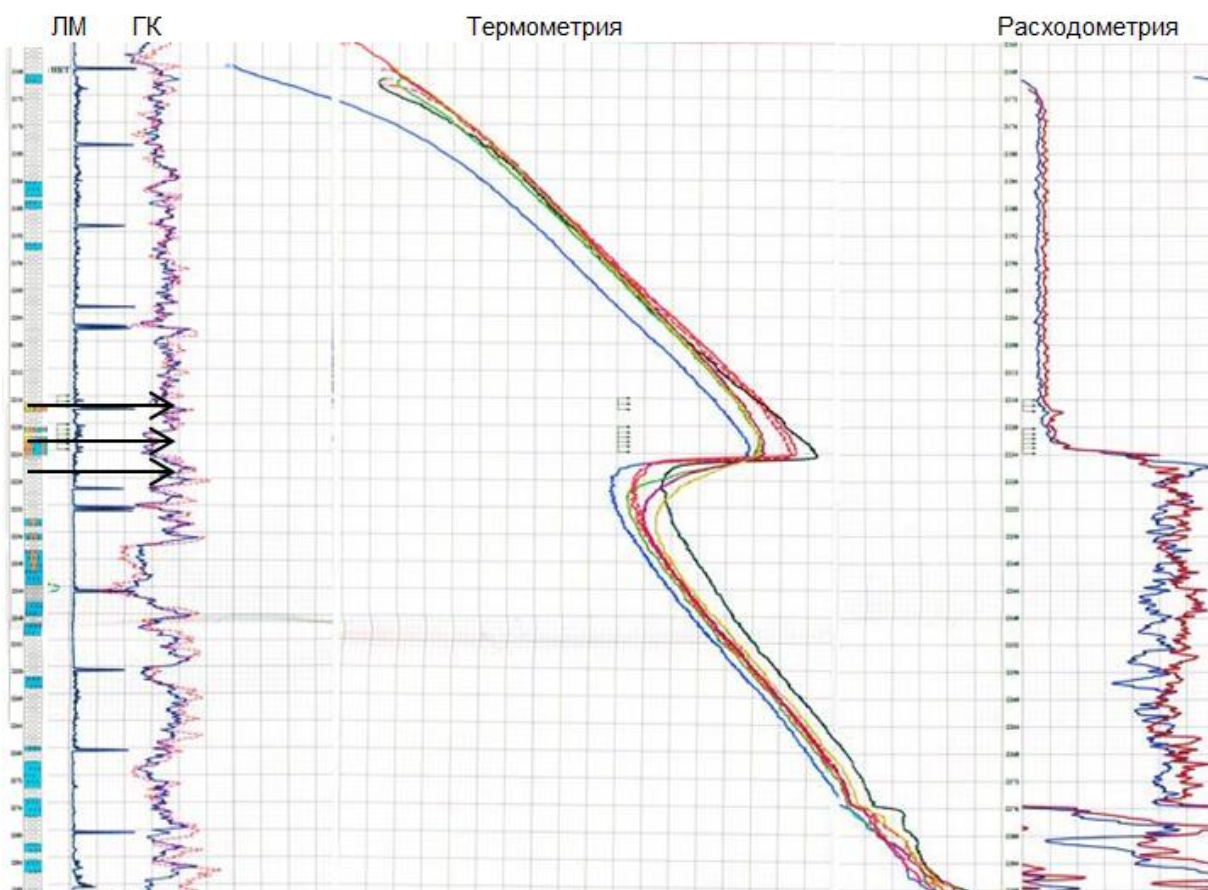


Рис. 3.1 – данные геофизических исследований, ранее проведенных в скважине

По результатам исследований в скважине № 93 Федоровского месторождения наблюдается сплошной цемент с хорошим контактом в интервале продуктивных пластов и плохим либо частичным контактом в кондукторе. В некоторых интервалах скважин находится неоднородный цемент либо гелцемент с каналами или без них, с частичным или плохим сцеплением с колонной и горными породами. Также наблюдаются случаи, где цемент полностью отсутствует. В таблицах 3.1 и 3.2 представлены фрагменты заключения по оценке качества цементирования скважины № 93 Федоровского месторождения [3].

Таблица 3.1

Оценка качества цементирования скважины № 93 Федоровского месторождения [3]

Кровля, м	Подошва, м	Мощность, м	Состояние контакта с колонной
2739.4	2741.4	2.0	Плохой
2741.4	2746.2	4.8	Частичный
2746.2	2747.8	1.6	Сплошной
2747.8	2748.6	0.8	Частичный
2748.6	2750.2	1.6	Плохой
2750.2	2751.4	1.2	Частичный
2751.4	2752.6	1.2	Плохой
2752.6	2752.8	0.2	Частичный
2752.8	2755.2	2.4	Сплошной
2755.2	2757.4	2.2	Частичный
2757.4	2760.6	3.2	Сплошной
2760.6	2761.6	1.0	Частичный
2761.6	2763.0	1.4	Сплошной
2763.0	2769.6	6.6	Частичный
2769.6	2771.4	1.8	Сплошной
2771.4	2772.2	0.8	Частичный
2772.2	2773.6	1.4	Плохой
2773.6	2775.6	2.0	Частичный
2775.6	2776.4	0.8	Сплошной
2776.4	2780.2	3.8	Частичный
2780.2	2781.0	0.8	Сплошной

Таблица 3.2

Интервалы разреза скважины №93 Федоровского месторождения с различным качеством цементирования [3]

Тип контакта с колонной	Мощность, м	Мощность, %
Не определен	28.2	1.00
Отсутствует	1418.8	50.40
Плохой	919.0	32.70
Частичный	407.0	14.50
Сплошной	39.4	1.40
ИТОГО:	2812.4	100

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

Целевое назначение работы – оценка технического состояния ствола скважины.

На данном этапе решается следующий ряд задач:

1. Выделение отдающих и поглощающих флюиды интервалов пласта, определение профиля притока;
2. Определение состава флюида в стволе скважины;
3. Контроль технического состояния скважины и глубины спуска оборудования.

4.2 Обоснование объекта исследований

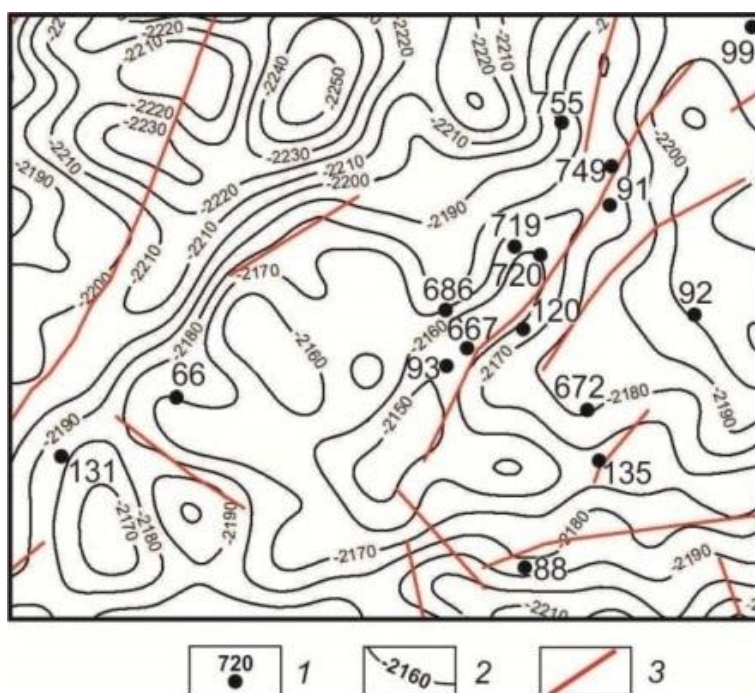


Рис. 4.1 – Схема расположения исследуемой скважины №93:

1 – добывающие скважины, 2 – изогипсы, 3 – тектонические нарушения.

По результатам исследований в скважине № 93 Федоровского месторождения (рис. 3.1, 4.1) ранее наблюдался сплошной цемент с хорошим контактом в интервале продуктивных пластов и плохим, либо частичным контактом в кондукторе [3]. Последние промыслово-геофизические

исследования в скважине показывают наличие интервалов скважины, где находится неоднородный цемент либо гель-цемент с каналами или без них, с частичным или плохим сцеплением с колонной и горными породами. Также наблюдаются случаи, где цемент полностью отсутствует. В данной скважине 07.08.2017 была выявлена негерметичность обсадной колонны в связи с ростом обводненности продукции.

В курсовом проекте запланирован комплекс ГИС для оценки технического состояния обсадной колонны. Физико-геолого-технологическая модель представлена в разделе ниже (рис. 4.2).

4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

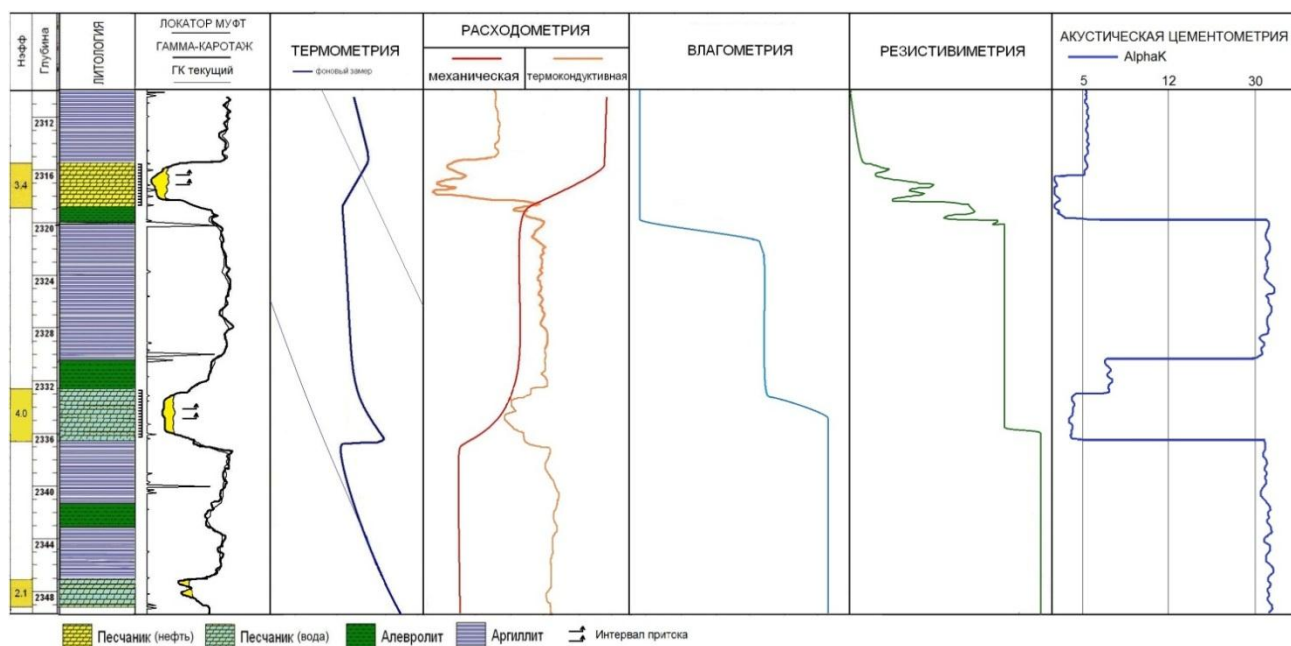


Рисунок 4.2 – Физико-геолого-технологическая модель

В ходе работы построена физико-геолого-технологическая модель (рис. 4.2) и выбран комплекс методов, отвечающий всем пунктам оценки качества цементирования скважины.

В построенной модели интервалы притока нефти и воды характеризуются по данным термометрии калометрической и дроссельной аномалиями соответственно, в пределах интервалов отмечается присутствие радио-

геохимической аномалии, что видно по расхождению кривых гамма-каротажа. Также по данным термокондуктивной расходомерии можно отметить охлаждение нагретого датчика-резистора потоками в местах негерметичности, которые, в свою очередь, выделяются по кривой механической расходомерии. Состав скважинной смеси определяется с помощью изменений поведения кривых влаго- и резистивиметрии [4]. Что касается качества цемента исследуемого интервала глубин, оно наглядно определяется по данным коэффициента затухания акустической цементометрии (граничные значения 5, 12, 30). Кривая отмечает отсутствие цемента в интервалах ниже граничного значени равному 5, плохое и частичное сцепление цемента в интервалах границ 12-30 и интервалы со сплошным портландцементом, значения которых превышают отметку 30 [5].

Используя комплекс геофизических методов с целью оценки качества цементирования скважины Федоровского месторождения, будут решены задачи, представленные в разделе 4.1.

Контроль за разработкой является важной составляющей в эксплуатации скважины, так как некачественное цементирование и ошибки в определении его качества ведут к материальным затратам, связанным с незапланированным ремонтом скважины, вследствие цементных обвалов и заколонных перетоков, снижающих продуктивность скважины.

Решение каждой перечисленной задачи выполняется отдельными методами, входящими в планируемый комплекс ГИС.

Планируется комплекс контроля качества цементирования скважины, содержащий следующие методы: расходомерия, термометрия, влагометрия, резистивиметрия, акустическая цементометрия, гамма-гамма-цементометрия, локатор муфт и гамма-каротаж. Ниже каждый метод рассмотрен подробнее.

1. Для выделения отдающих и поглощающих флюиды интервалов пласта, определения профиля притока используем показания термометрии и механической и термокондуктивной расходомерии.

Механическая расходомерия используется для выделения интервалов притока или приемистости, распределения общего дебита или расхода по отдельным пластам, оценки профиля притока или приемистости пластов по отдельным интервалам и выявления мест негерметичности обсадной колонны.

Термокондуктивная расходомерия также применяется для выделения интервалов притока, приемистости пластов, перетоков между перфорированными пластами и мест негерметичности обсадной колонны. Данный метод имеет высокую чувствительность в диапазоне низких (до 3 м³/сут) и средних (до 250-300 м³/сут) дебитов, а также позволяет определять малые притоки.

Термометрия представляет собой один из основных методов запланированного комплекса промысловых исследований скважины. Метод используется для решения практически всех поставленных в проекте задач и задач контроля за разработкой в общем: для выделения интервалов притока или приемистости, интервалов обводнения, заколонных циркуляций, определения мест негерметичности обсадной колонны, насосно-компрессорных труб (НКТ) и забоя, глубины установления уровня жидкости в скважине. Достоинствами метода являются: возможность исследования объектов, перекрытых НКТ, выявления слабо работающих перфорированных пластов, а также выявления интервалов обводнения независимо от минерализации воды, обводняющей пласт, и возможность более точной отбивки подошвы нижнего отдающего или поглощающего интервала по сравнению с расходомерией.

2. Для решения следующей задачи – определения состава флюида в стволе скважины, включаем в комплекс такие методы, как резистивиметрия и влагометрия.

Влагометрия используется для выделения интервалов притока флюида в скважину, а также для определения интервалов обводнения. Метод эффективен при содержании воды менее 30 % в потоке жидкости.

Резистивиметрия также применяется для выделения интервалов притока флюида в скважину. Резистивиметрия имеет повышенную чувствительность к

слабым притокам нефти при большом содержании воды в колонне и к изменению минерализации воды.

3. Основная задача оценки качества цементирования скважин, заключающаяся в установлении наличия или отсутствия каналов межпластового сообщения в цементном камне и в зонах его контакта с породой, а также в определении равномерности и плотности цементного кольца в затрубном пространстве на сегодняшний день успешно решается методами АКЦ и ГГЦ.

Акустическая цементометрия (АКЦ). С помощью данного метода изучают степень сцепления цемента с колонной и с горной породой, то есть решает третью задачу комплекса.

Гамма-гамма-цементометрия (ГГЦ). Метод проводился с целью определения качества цементного кольца в затрубном пространстве, т.е. позволяет определить интервалы, содержащие различные тампонажные смеси (чистый цемент, гель-цемент и др.).

Существенным преимуществом ГГЦ является возможность проведения работ в любое время после окончания цементирования и высокая чувствительность к наличию каналов в цементном камне.

4. Также для привязки оборудования и определения забоя скважины включаем в комплекс гамма-каротаж и локатор муфт.

Гамма-каротаж, как и локатор муфт применяются для привязки к разрезу.

Гамма-каротаж, в свою очередь, также пригоден для выявления радио-геохимических аномалий, выполнения исследований методом радиоактивных изотопов и учета гамма-фонда пород при измерениях другими методами [6].

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проектных геофизических работ

Для проведения геофизических исследований в скважинах используется геофизическая лаборатория «КЕДР-02-С». Лаборатория состоит из геофизического блока и компьютера. Геофизический блок предназначен для запитывания скважинных приборов и наземного оборудования, получения от них информации и передачи ее на компьютер для дальнейшей обработки.

Для выполнения спускоподъемных операций используется геофизический подъемник типа ПКС-3.5;ПКС-5 (подъемник каротажный самоходный 3.5; 5 – означают, на каком автомобильном шасси смонтирован ЗИЛ или УРАЛ), блок-баланс и кабель. Подъемник предназначен для проведения геофизических работ в скважине глубиной до 4500 метров с использованием одножильного бронированного кабеля типа КГ-1-55-100 и глубиной 3500м. с применением трехжильного кабеля типа КГ-3-60-90 [9].

Питающие и измерительные цепи лаборатории присоединяются к жилам, находящегося на лебедке, кабеля с помощью коллектора. Для спуска в скважину и направления кабеля, служит блок-баланс. На нем крепится датчик глубин и датчик натяжения кабеля.

В подъемнике находится лебедка с узлами управления, коробка отбора мощности, редуктор, коллектор и панель управления для контроля за спускоподъемными операциями. На лебедку наматывается трехжильный геофизический кабель, который является основой канала связи между скважинным прибором и лабораторией. Передача информации от геофизического кабеля к лаборатории идет по жилам, подключенным к коллектору. Коллектор позволяет подсоединить геофизический кабель, находящийся на вращающемся барабане лебедки с неподвижными жилами, идущими на лабораторию.

Для спуска и направления прибора на геофизическом кабеле используется блок-баланс, состоящий из двух роликов (верхний; нижний или мерный).

Мерный ролик служит для замера длины кабеля, спущенного в скважину. Геофизический кабель не реже одного раза в квартал промеряют на специальном устройстве с установкой магнитных меток через каждые 10 метров. Для более точного определения местонахождения прибора используется значения мерного ролика с корректировкой по магнитным меткам. К наземному оборудованию относится датчик натяжения который фиксирует натяжение кабеля на верхнем ролике.

Все методы промыслово-геофизических исследований проводятся при помощи специальной аппаратуры. Всего будет использовано 3 прибора:

Скважинный прибор PLT-9.8U. Прибор предназначен для проведения полного комплекса исследований при контроле за разработкой месторождений и включает в себя следующий набор датчиков (наглядно на рис. 5.1):

- датчик термометра;
- датчик давления;
- датчик термокондуктивного расходомера;
- локатор муфт;
- датчик уровня естественного гамма-излучения;
- датчик резистивиметра;
- индикатор объемного влагосодержания;
- датчик механического расходомера (дополнительно).

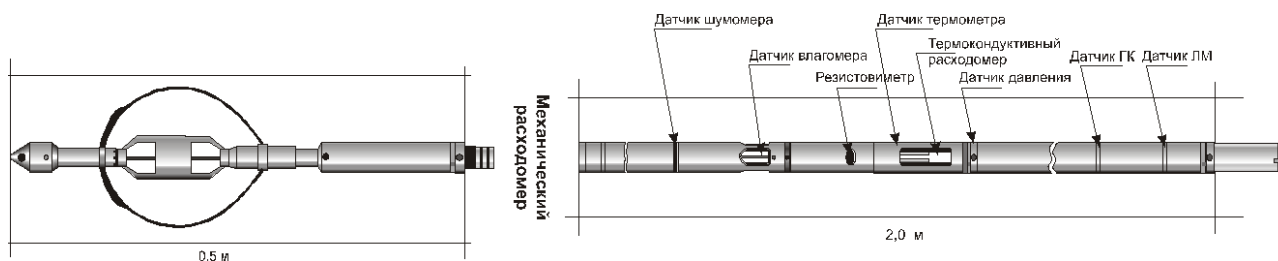


Рисунок 5.1 – Схема скважинного прибора PLT-9.8U [7]

Прибор питается стабилизированный напряжением через одножильный кабель и настраивается программно с использованием интерфейсного блока, который обеспечивает настройку и калибровку прибора.

Технические характеристики скважинного прибора PLT-9.8U [7]

Диапазон измерения температуры, °С	от 0 до +120(150)
Основная погрешность измерения температуры, °С	1
Разрешающая способность измерения температуры, °С	0,001
Тепловая инерция измерения температуры, с	1
Диапазон измерения давления, МПа	0-60
Основная погрешность измерения давления, МПа	0,1
Разрешающая способность измерения давления, МПа	0,001
Диапазон измерения мощности экспозиционной дозы гамма-излучения, мкР/ч	От 0 до 250
Диапазон измерения удельной электрической проводимости, см/м	от 0 до 50
Диапазон измерения расхода, м ³ /ч	от 3 до 60
Отношение амплитуды выходного сигнала локатора муфт на муфте обсадной колонны к сигналу фона неперфорированной трубы, не менее	5:1
Диапазон индикации движения скважинной жидкости, м ³ /ч	от 0,1 до 10
Диапазон индикации объемного влагосодержания, %	от 0 до 100
Питание стабилизированным постоянным напряжением, В	100 ±20%
Потребляемая мощность, Вт	5

Габаритные размеры скважинного прибора [7]:

- длина прибора не более 1200 мм;
- наружный диаметр – 28±0,5 мм;
- масса прибора не более 3 кг.

Особенностью модификации является встроенный расходомер и малый диаметр (28 мм).

Для оценки качества цементирования методом ГГЦ воспользуемся **селективным гамма-дефектомер-толщиномером «СГДТ-150М6».**

Данный скважинный прибор позволяет проводить измерения в скважинах с обсадной колонной внешним диаметром 146-168 мм (до 194 мм с вытеснителем), с углом наклона до 50° при значениях температуры окружающей среды от -10 до 120 °С и гидростатического давления 60 МПа.

Прибор используется в комплекте со следующими изделиями:

- трехжильным кабелем типа КГЗ-67-180 длиной до 3500 м;
- источником гамма-излучения Cs¹³⁷ активностью $(1.28 \pm 0.33) \times 10^{10}$ Бк, создающим на расстоянии 1 м мощность экспозиционной дозы $(5.95 \pm 1.55) \times 10^{-9}$ А/кг [4].

Скважинный прибор СГДТ-150М6 регистрирует рассеянное гамма-излучение по периметру и стволу скважины. Конструкция зондов обеспечивает работу одного из них в области плотностной инверсии (зонд малой длины), а второго - в режиме плотностного каротажа (зонд большой длины). Интенсивность рассеянного гамма излучения, регистрируемого с помощью зонда малой длины, определяется средней по периметру толщиной стенки обсадной колонны, а интенсивность рассеянного гамма-излучения, регистрируемого с помощью зонда большой длины, определяется, в основном, объемной плотностью вещества в затрубном пространстве, что дает возможность определять толщину стенки обсадной колонны, наличие и состояние цементного кольца за колонной, имеющего большую объемную плотность по сравнению с буровым раствором. Прибор, регистрируя рассеянное гамма-излучение пород, позволяет за одну спускоподъемную операцию производить запись одиннадцати диаграмм:

- толщинограммы – кривой значений средней по периметру толщины стенки обсадной колонны и отметок муфтовых соединений;

- шести селективных цементограмм, смещенных на 60° по периметру скважины – кривых, несущих информацию об относительных изменениях плотности вещества в затрубном пространстве;

- внутренний диаметр колонны;

- толщину колонны;

- показатель качества контакта.

- диаграммы гамма-каротажа.

Диапазоны измерения:

- толщины стенки скважины – от 5 до 12 мм;

- плотности вещества в затрубном пространстве от 1 до 2 г/см³.

Длительность выходных импульсов (40 ± 12) мкс, амплитуда не менее 3,5 В.

В качестве детектора гамма-излучения в канале ГК используется кристалл NaI(Tl) размером 30x40 мм с ФЭУ-74 А, в каналах плотномер и

толщиномера - кристаллы NaI(Tl) размером 16x40 мм с ФЭУ-102.

Технические данные:

- Потребляемый ток – 150 ± 15 мА.
- Диаметр скважинного прибора – 110 мм.
- Масса скважинного прибора – 95 кг.
- Длина скважинного прибора – 2400 мм.
- Длина канала плотномера – 420 ± 10 мм.
- Длина канала толщиномера – 210 ± 5 мм.
- Расстояние между центром детектора канала ГК и источником гамма-излучения – не менее 1040 мм.

гамма-излучения – не менее 1040 мм.

Схема прибора приведена на рисунке 5.1.

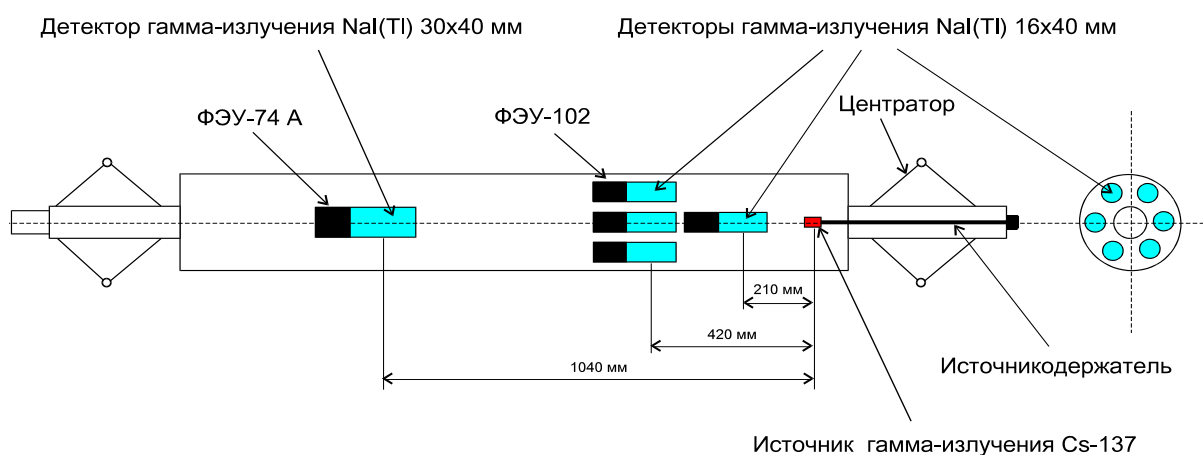


Рисунок 5.2 – Схема скважинного прибора СГДТ-150М6 [4]

Прибор акустической цементометрии «Кедр-АКЦ-73Т» предназначен для оценки качества цементирования обсадных колонн внутренним диаметром от 110 до 300 мм при исследовании скважин, заполненных буровым раствором, водонефтяной эмульсией, водой различной минерализации, промывочной жидкостью. Принцип работы прибора основан на возбуждении акустических импульсов излучателем и приеме вызванных им волновых пакетов двумя звукоприемниками. Общие характеристики прибора приведены в Таблице 5.2.

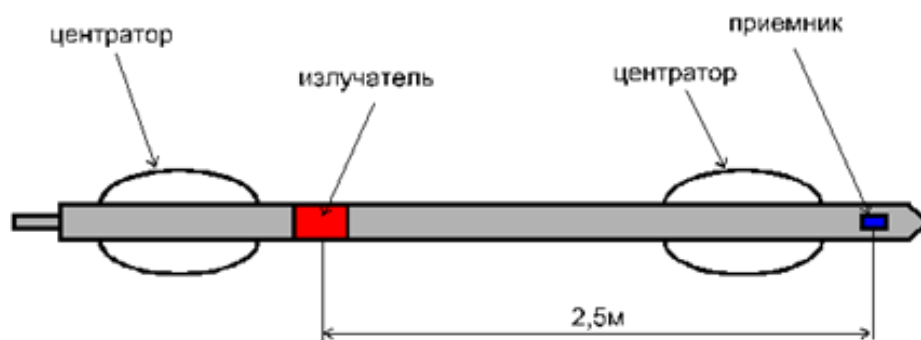


Рисунок 5.3 – Прибор акустической цементометрии Кедр-АКЦ-73Т [4]

Таблица 5.2

Общие характеристики прибора Кедр-АКЦ-73Т [4]

Предельное гидростатическое давление	60 МПа
Температура рабочей среды	до 120°С
Габаритные размеры	Ø 73 мм * 3500 мм
Масса прибора, не более	55 кг

Для исследования обсадных колонн внутренним диаметром от 89 до 250 мм используется модификация прибора «Кедр-АКЦ-60Т».

Далее рассмотрим методику съемки каждого метода отдельно. Исследуемый интервал, в котором производится запись промысловых методов – 2312 - 2349 м, интервал записи методов оценки цементирования (АКЦ, ГГЦ) – 2300 - 2350 м.

Термометрия проводится в течение 6-24 часов после заполнения цементом затрубного пространства. Измеряемая величина – температура (разность температур) – в градусах Цельсия (°С). Сокращение – Т или Терм. Для измерения температуры обычно применяют термометр сопротивления, спускаемый на геофизическом кабеле. Термометр находится в комплексе прибора для остальных методов ГИС. Он является частью технологического блока в сборке модулей. Масштаб записи глубин 1:200, 1:500. Масштаб записи кривых 0,1-0,05 град/см, скорость регистрации не превышает 1000 м/час. Запись диаграмм осуществляется аппаратурой PLT-9.8U.

Термокондуктивная расходомерия представляет собой один из видов термоанемометра (термокондуктивный анемометр), работающего в режиме

постоянного тока. Термодатчиком в приборе служит резистор, нагреваемый током до температуры, превышающей температуру окружающей среды. Масштаб записи 1:200, 1:500, скорость регистрации не превышает 1000 м/час. Запись диаграмм осуществляется прибором PLT-9.8U.

Механическая расходомерия также является частью технологического блока в сборке модулей. Масштаб записи глубин 1:200, 1:500, скорость регистрации не превышает 1000 м/час. Запись диаграмм осуществляется прибором PLT-9.8U.

Резистивиметрия проводится с целью выявления интервалов притока в скважину нефти и воды. Масштаб записи 1,0 Ом/см, масштаб глубин 1:200, 1:500, скорость регистрации до 3000 м/ч, но, так как значения регистрируются одним комплексным прибором, скорость записи не превышает 1000 м/ч. Запись производим с помощью того же прибора PLT-9.8U.

Влагометрия. Метод также является частью технологического блока в сборке модулей. Исследуемые интервалы включают как непрерывные, так и точечные замеры влагомером. Непрерывные замеры проводятся в перфорированных пластах с закрытым пакером на спуске, при подъеме прибора запись ведется с полностью открытым пакером. Масштаб записи глубин 1:200, 1:500, скорость при общих замерах не более 1000 м/ч, при детальном – 300 м/ч. Запись диаграмм осуществляется прибором PLT-9.8U.

Радиоактивный метод (ГГЦ) основан на регистрации рассеянного гамма - излучения при прохождении гамма - квантов через изучаемые среды различной плотности. Основными средами, определяющими интенсивность регистрируемого рассеянного гамма- излучения в обсаженной скважине являются: металлическая колонна обсадных труб; жидкость, находящаяся внутри обсадной колонны; горные породы, слагающие разрез скважины; цементный камень или буровой раствор в затрубном пространстве. ГГЦ чувствителен к плотности вещества и является надежным индикатором наличия и распределения цементного раствора в затрубном пространстве, если

плотность его превышает плотность глинистого раствора на 0,15 - 0,20 г/см³. Однако ГГЦ не чувствителен к тому, в какой фазе (жидкой или твердой) находится цемент в затрубном пространстве. Измеряемая величина – скорость счета рассеянного гамма-излучения. Основные расчетные величины – объемная плотность σ среды, в г/см³. Масштаб записи 1:200, 1:500, рекомендуемая скорость каротажа – не более 350 м/ч.

Акустический метод (АКЦ) основан на измерении динамических и кинематических характеристик волновых пакетов, таких как: ослабление волны (декремент затухания) по короткому и длинному зонду, коэффициент затухания волны по колонне, амплитуда волны по колонне и интервальное время. Волны создаются источником с частотой излучения 20-30 кГц и распространяются в колонне, цементном камне и горных породах.

Требования к измерительным зондам:

- диапазон измерения интервального времени – 120-600 мкс/м;
- диапазон измерения коэффициента затухания – 0.5-40 дБ/м;
- основная относительная погрешность измерения интервального времени – не более $\pm 1-3\%$;
- основные абсолютные погрешности измерения амплитуд и коэффициента затухания- не более ± 0.1 А и ± 3 дБ/м соответственно.

Масштаб записи 1:200, 1:500, скорость каротажа не должна превышать значения 1200 м/ч. Запись осуществляется прибором акустической цементометрии «Кедр-АКЦ-73Т».

Гамма каротаж проводится как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах. Интенсивность радиоактивного излучения измеряют при помощи индикатора (сцинтилляционный счетчик) гамма-излучения, расположенного в глубинном приборе. Так как интенсивность гамма-излучений промывочной жидкости, стальной колонны и цемента изменяется в небольших пределах по сравнению с интенсивностью гамма-излучений горных пород, то

регистрируемая интенсивность естественной гамма-активности прямо пропорциональна радиоактивности горных пород, пройденных скважиной.

Масштаб записи кривых – 0.5 мкр/час/см. Масштаб глубин 1:500, 1:200. Скорость регистрации кривых не более 1000 м/час. Исследования проводим аппаратурой PLT-9.8U.

Локатор муфт. Метод является частью технологического блока в сборке модулей. Модуль реализуется методом определения изменений магнитного поля. Масштаб записи глубин 1:200, 1:500, скорость при общих замерах допускается до 3000 м/ч, но в связи с комплексированием методов – не более 1000 м/ч. Запись осуществляется прибором PLT-9.8U [8].

5.2 Интерпретация геофизических данных

После проведения комплекса геофизических методов оценки технического состояния скважин, полученные данные подвергаются обработке и интерпретации, выделяются интервалы притока в скважине, получают профили притока или приемистости для перфорированных пластов и, в конечном итоге, строятся колонки качества цементирования и делается вывод о прочностных характеристиках цемента.

Количественная оценка расхода флюида выполняется с использованием измерений скорости его потока в стволе – основным параметром, измеряемым механическим расходомером. По величине скорости можно рассчитать суммарные объемный расход жидкости ($Q_{ж}$) или приведенный к стандартным условиям расход газа ($Q_{г^{ст}}$) для любой глубины: $Q_{ж} = w \cdot S$ и $Q_{г^{ст}} = (w \cdot S \cdot P_{заб} \cdot Z_{г^{заб}} \cdot T_{ст}) / (P_{ст} \cdot T_{заб})$, где w – средняя скорость потока, S – площадь сечения потока, $T_{заб}$, $P_{заб}$ – температура и давление на забое скважины, $P_{ст}=1.033$ Мпа, $T_{ст}=293^{\circ}K=20^{\circ}C$, $Z_{г^{заб}}$ – сверхжимаемость газа для условий забоя скважины [4].

Интервалы притока характеризуются изменением профиля скорости по глубине. По одиночной расходограмме нельзя определить скорость движения

флюида. Для решения этой задачи регистрируем несколько кривых при разных скоростях записи.

Что касается оценки качества цементирования исследуемого интервала, количественная обработка данных гамма-гамма цементометрии осуществляется посредством расчета плотности цемента через скорость счета. Плотность рассчитывается по формуле: $P = A \cdot (V_v/V_i) + B$, где V_v – скорость счета в имп/мин для воды, по каждому каналу берется из таблицы; коэффициенты A и B по каждому каналу указаны в протоколе калибровки; V_i – кривые импульсов (1,2,3,4 каналы) [4].

Также при интерпретации ГГЦ определяются глубина границы раздела «цемент – гель-цемент». При цементировании направления первоначально в скважину заливается тяжелый цемент, а затем – гель, плотность которого значительно ниже. Соответственно, граница раздела на графике выделяется резким скачком значений плотности в интервале цементирования тяжелым цементом.

Количественная интерпретация данных акустической цементометрии выражается в уменьшении количества энергии упругих колебаний, удерживаемых в обсадной колонне, при увеличении жесткости контактов на границах цементного камня. Сам акустический цементомер основан на измерении амплитуды преломленной продольной волны, распространяющейся по обсадной колонне и регистрации упругих колебаний.

Для получения параметров волны по колонне используют фиксированные окна. Фиксированное окно – диапазона по времени, в котором ожидается приход волны по колонне. Окно может состоять из ряда окон:

1. При изменении конструкции скважины
2. При изменении скорости пробега в жидкости

При определении качества сцепления проверяется попадание кривой ТР в фиксированное окно.

Расчетные параметры:

1. Амплитуда волны по колонне (АК)

2. Коэффициент затухания волны (ALFK)

$$ALFK = 20 \cdot \lg A1/A2$$

3. Время вступления (TP)

4. Интервальное время (DTP)

$$DTP = T2 - T1 [4].$$

Качество цемента наглядно определяется по данным коэффициента затухания (граничные значения 5, 12, 30). Кривая демонстрирует отсутствие цемента в интервалах ниже граничного значения, равного 5, плохое и частичное сцепление цемента в интервалах границ 12-30 и интервалы со сплошным портландцементом, значения которых превышают отметку 30.

6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

6.1 Метод активной термометрии. Тепловая метка

Для более эффективного решения поставленных проектом задач, а именно, определения заколонных перетоков, планируется добавить в имеющийся комплекс такой метод, как активная термометрия.

Традиционная термометрия, используемая в настоящее время, не всегда эффективно решает задачи, связанные с заколонными перетоками «сверху» и малыми расходами (менее $10 \text{ м}^3/\text{сут}$). Для анализа возможностей метода активной термометрии были использованы труды профессоров Башкирского государственного университета Р. А. Валиуллина и Р. Ф. Шарафутдинова.

Метод активной термометрии применяется при оценке технического состояния скважин и эффективно показывает себя при определении заколонных перетоков, в частности, решает такую задачу, как определение заколонного перетока «сверху» и заколонного перетока «снизу» при коротких зумпфах. Также метод позволяет определять малые дебиты и профиль притока пласта.

Сущность метода активной термометрии заключается в кратковременном локальном индукционном нагреве металлической обсадной колонны и регистрации нестационарного температурного поля в стволе скважины. В результате индукционного воздействия металлическая обсадная колонна разогревается локально. Воздействие распространяется далее за счет теплопроводности около- и внутрискважинного пространства, то есть создается тепловая метка [29]. Т.е. основу для решения задач методом активной термометрии составляет определение закономерностей изменения величины температурной аномалии, скорости и направления движения тепловой метки.

Для исследований методом активной термометрии используется скважинный прибор (рис. 6.1), включающий в себя индуктор, разнесенные датчики температуры и датчики методов гамма-каротажа, локатора муфт, скважинного термоиндикатора притока, резистивиметра, влагомера и манометра.

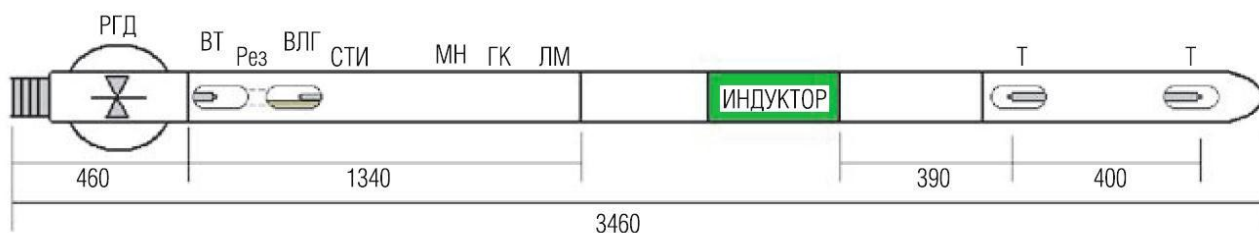


Рисунок 6.1 – Схема прибора активной термометрии с индукционным нагревателем

При заколонном перетоке «сверху» жидкость из верхнего пласта по заколонному пространству поступает в интервал перфорации, а индуктор, расположенный выше датчика температуры, создает тепловую метку в нисходящем потоке жидкости в заколонном пространстве. На рис. 6.2 приведены схема (а) и модель регистрации тепловых меток при наличии заколонного перетока «сверху» (б).

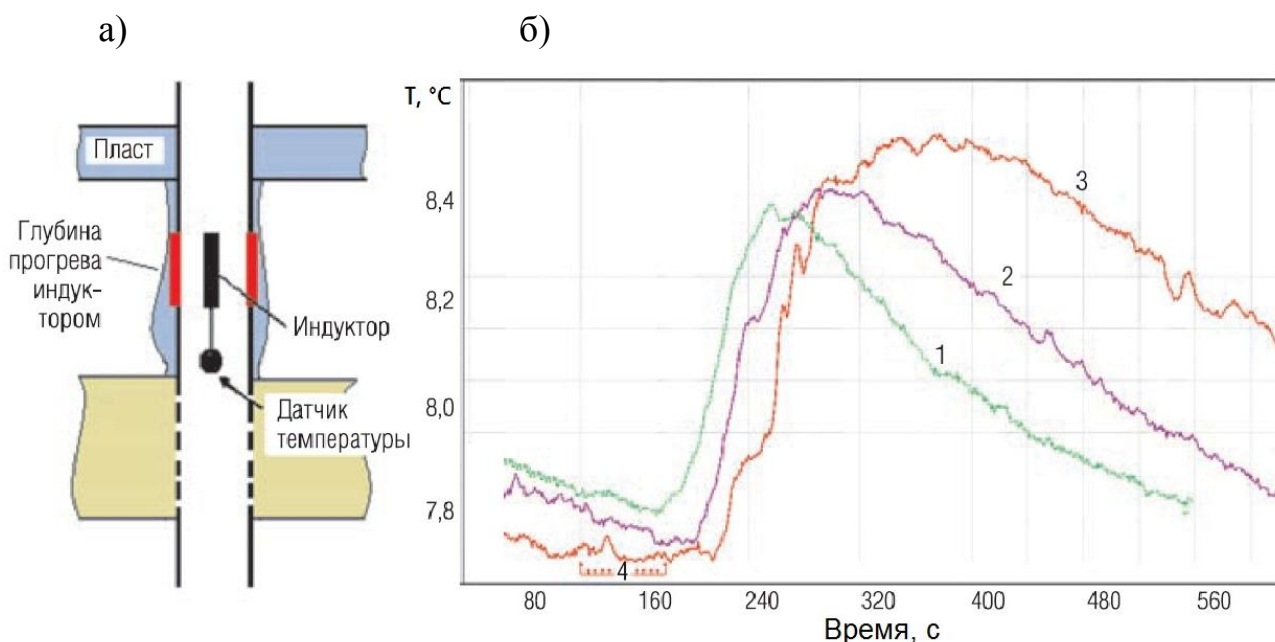


Рисунок 6.2 – Схема измерения зондом (а) и зависимость температуры ниже индуктора от времени (б), где: 1 – 2 м³/сут; 2 – 5 м³/сут; 3 – 11 м³/сут; 4 – интервал времени прогрева.

Из графика (рис. 6.2, б) видно, что через определенное время наблюдается выход тепловой метки из заколонного пространства в ствол скважины, что отмечается повышением температуры на термометре, располагающемся ниже

индуктора. При увеличении дебита разогрев уменьшается, а тепловая метка регистрируется раньше.

Возможности метода активной термометрии не ограничиваются только определением заколонных перетоков, а могут быть использованы и при оценке малых дебитов по движению тепловой метки в стволе скважины. Для этого на определенной глубине проводится кратковременное индукционное воздействие – создается тепловая метка. Далее проводится серия замеров распределения температуры по стволу скважины. Скорость перемещения тепловой метки оценивается по прохождению максимума температуры тепловой метки за определенный промежуток времени.

В качестве примера исследования методом активной термометрии по выявлению заколонного перетока «сверху» рассмотрим данные записей прибора в скважине №93 ОАО «Сургутнефтегаз» (Рис. 6.3). Замеры температуры производятся 3 раза: первый замер в процессе кратковременного индукционного нагрева на глубине 2343 м (кривая 1), другие 2 замера – в интервале детальных исследований после прогрева (кривые 2, 3) в процессе притока жидкости из пласта.

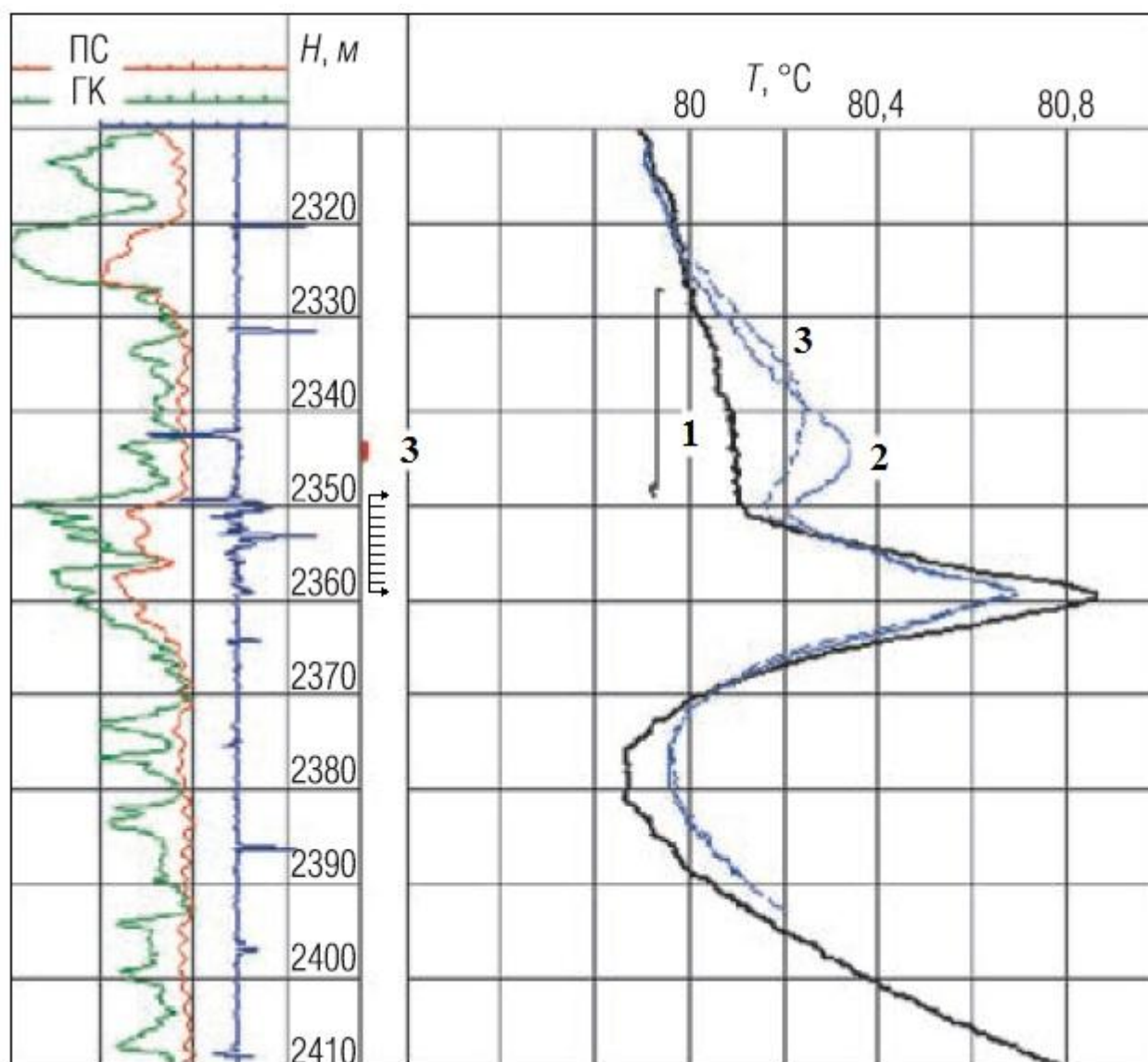


Рисунок 6.3 – Результаты промысловых исследований методом активной термометрии. 1 – фоновый замер; 2 – распределение температуры в процессе притока после нагрева колонны; 3 – в процессе притока через 15 мин после нагрева; 4 – глубина индукционного прогрева колонны.

После нагрева колонны можно наблюдать движение тепловой метки вверх по стволу скважины.

Кратковременный локальный индукционный нагрев в течение 10 минут на глубине 2343 м проводили двукратно с интервалом отключения индуктора на 15 минут. За это время проводились измерения температуры в точке на кровле пласта (2344 м). Жидкость, нагретая в заколонном пространстве, поступает в кровельную часть пласта, далее через интервал перфорации в ствол

скважины. На температурной кривой отмечаются участки повышения и понижения температуры, что связано с выходом тепловой метки из заколонного пространства в ствол скважины при двукратном локальном индукционном нагреве колонны. Это свидетельствует о наличии заколонного перетока “сверху”.

На рисунке 6.4 приведены результаты исследований в скважине № 93 ОАО «Сургутнефтегаз» – зависимости температуры жидкости от времени. Измерение температур проводилось на двух уровнях, расстояние между которыми составляет 0,4 м.



Рисунок 6.4 – Температура на оси колонны на двух уровнях зонда

Как описано ранее, в результате индукционного нагрева колонны в жидкости создается тепловая метка. На графике видно, что нижним датчиком температуры тепловая метка зарегистрирована в момент времени 101 с, а верхним – 144 с. Зная размеры трубы, можно получить скорость потока и, соответственно, дебит из следующих соотношений:

$$V = \frac{h}{t} = \frac{0,4\text{ м}}{43\text{ с}} = 0,0093 \frac{\text{м}}{\text{с}} ; \quad Q = V * S = 0,0093 \frac{\text{м}}{\text{с}} * 0,177\text{ м}^2 = 15,95 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Действительная скорость потока и скорость, полученная путем обработки температурных кривых, практически совпадают [30]. Следовательно, метод активной термометрии позволяет с достаточной точностью определять скорость потока в колонне и диагностировать наличие или отсутствие межпластовых перетоков в малодебитных скважинах.

Традиционная термометрия, которую применяют в скважинах чаще всего, не всегда эффективно решает задачи, связанные с заколонными перетоками «сверху» и малыми расходами. Поэтому анализ скорости, величины и направления движения тепловой метки позволяет нам с уверенностью считать метод активно термометрии перспективным и эффективным для решения таких задач, как определение интервалов заколонных перетоков, малых расходов и профиля притока из пласта.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Виды и объемы проектируемых работ

Целью данного раздела является расчет сметной стоимости комплекса промыслово-геофизических исследований (ПГИ) эксплуатационной скважины.

Запланированные ПГИ в скважине выполняются в комплексе. Комплекс работ формируется, базируясь на поставленных целях (оценка технического состояния колонны) и выполняется геофизической партией. Основной задачей планирования деятельности геофизических партий является своевременное и качественное выполнение взятых на себя обязательств по проведению геофизических работ. Геофизическая партия является основной производственной единицей, непосредственно выполняющей исследования в скважинах. Объемы запланированных работ определяются в соответствии с действующим обязательным комплексом ГИС в скважинах и технологией их производства.

Денежные затраты на проектный комплекс определяются прежде всего материально-технической базой предприятия. Для выполнения геофизических исследований на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» компания предоставляет технологии, соответствующие современным стандартам. В 2017 году объем инвестиций компании в сектор добычи нефти и газа составил 209,1 млрд. руб. Часть объема инвестиций приходится на оборудования и технологии треста «Сургутнефтегеофизика», чьими силами планируется выполнение комплекса работ. Также на затраты оказывают влияние такие факторы, как вид, объемы выполняемых работ, геолого-географические условия, в которых они будут выполняться, квалификация работников и уровень организации работ.

Таблица 7.1

Виды работ и необходимое оборудование

№	Вид работы	Оборудование	Кол-во, ед.
ПГИ в обсаженном стволе			
1	Промыслово-геофизические исследования в эксплуатационной скважине	Подъемник каротажный GeoSys на базе КамАЗ-4118	1
		Каротажная станция «Кедр -02»	1
		Программный комплекс «Кедр-02»	1
		Скважинный прибор PLT-9.8U	1
		Скважинный прибор СГДТ-150М6	1
Обработка данных ПГИ			
2	Контрольно-интерпретационные работы	Программное обеспечение «Соната»	1

Проектируемые работы помимо комплекса ПГИ определяются также преодолеваемым расстоянием от базы до места исследований грузовым автомобильным транспортом, техническим дежурством, суммарным метражом спуско-подъемных операций (СПО) с производением записи и контрольными спуском, подъемом прибора без записи, и объемом интерпретации, как правило, оплачиваемым 50% от стоимости полевых работ. Получаем:

- расстояние от базы до места проведения работ – 10 км,
- техническое дежурство – 8 часов,
- СПО – 9396 м.

Таблица 7.2

Виды и объемы проектируемых работ

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Интервал записи, м	
			Кровля	Подошва
ПГИ в обсаженном стволе				
1	Расходометрия (механическая, термокондуктивная)	1:200	2312	2349
2	Термометрия	1:200	2312	2349
3	Влагометрия	1:200	2312	2349
4	Резистивиметрия	1:200	2312	2349
5	Акустическая цементометрия (АКЦ)	1:200	2312	2349
6	Гамма-гамма цементометрия (ГГЦ)	1:200	2312	2349
7	Гамма каротаж (ГК)	1:200	2312	2349
8	Локаатор муфт (ЛМ)	1:200	2312	2349
Обработка данных ПГИ				
	Контрольно-интерпретационные работы			

По действующим нормам определяется время, необходимое для выполнения планируемого объема работ, рассчитывается трудоемкость работ. Исходя из договорного объема, по установленным нормам времени и расценкам составляется смета.

7.2 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

Нормативную продолжительность цикла работ определяем по отдельным составляющим его производственных процессов. В качестве нормативного документа был использован справочник по сметным нормам времени (СНВ) на ПГИ в скважинах [35].

В таблице ниже представлены результаты расчетов времени на выполнение работ на скважине.

Таблица 7.3

Нормы времени выполнения технологических операций

№	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, ч	Состав бригады, чел
		Ед. изм.	Кол-во		
1	Контрольный спуск, подъем прибора без замера	м	4700	2	4
2	Расходомерия	м	37	4,3	4
3	Термометрия	м	37		4
4	Влагометрия	м	37		4
5	Резистивиметрия	м	37		4
6	Акустическая цементометрия (АКЦ)	м	37		4
7	Гамма-гамма цементометрия (ГГЦ)	м	37		4
8	Гамма каротаж (ГК)	м	37		4
9	Локатор муфт (ЛМ)	м	37		4
10	Вспомогательные работы для РЛТ	опер.	1	1	2
11	Проезд до скважины и обратно	км	20	0,5	1
Итого, времени на 1 скважину				8,05	

Принимая во внимание то, что геофизические методы выполняются одновременно комплексным геофизическим прибором и занимают 4,3 часа, получаем, что все работы на скважине выполняются в 1 день и занимают 8,05 часов.

7.3 Нормативная база для расчета сметы на выполнение работ

Планирование и финансирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат.

В качестве нормативного документа были использованы производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ [36].

Таблица 7.4

Стоимость необходимого оборудования по элементам затрат на 1 скважину

№	Наименование	Кол-во, ед.	Балансовая стоимость, руб.
1	Подъемник каротажный GeoSys на базе КамАЗ-4118	1	25200000
2	Аппаратура «Кедр-02»	1	2450000
3	Скважинный прибор PLT-9.8U	1	670580
4	Скважинный прибор СГДТ-150М6	1	780500
5	Программное обеспечение «Соната»	1	114538
Итого:			29215618

7.4. Расчет сметной стоимости работ

Денежные средства, необходимые для выполнения проектных работ, обеспечивает заказчик, поэтому необходимо заблаговременно рассчитать смету. Сметные затраты определяются узаконенными справочниками, сборниками норм, инструкциями и другими, имеющими законную силу, материалами для выполнения работ.

Для расчета сметной стоимости работ используется ресурсный метод, то есть калькулирование в текущих ценах и тарифах элементов затрат, необходимых для реализации проектного решения.

Расчет заработной платы исполнителей, комплекса методов ПГИ, расхода горюче-смазочных материалов и сумма расходов материалов при проведении геофизических исследований в скважине указаны в таблицах ниже (таб. 7.5 – 7.8).

Таблица 7.5

Результаты расчетов заработной платы за проведение ПГИ 1 скважины

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб	Норма времени на проведение работ, ч	Заработная плата с учетом надбавок*, руб
Нач. партии	1		1113,09	6,3	7012,5
Геофизик	1		910,7	7,3	6648,2
Каротажник	1		657,73	3	1973,2
Машинист	2	6	809,5	7	11333,3
Итого за 1 скважину					26967,26

* - в данном случае надбавку представляет районный коэффициент равный 1,7.

Таблица 7.6

Результаты расчетов стоимости материалов на проведение ПГИ 1 скважины

№	Наименование	Кол-во	Ед. изм.	Цена за кг/м/л, руб.	Стоимость, руб.
1	Бумага диаграммная	1	рулон	100	100
2	Тонер	0,2	кг	1000	200
3	Изолента	0,5	кг	40	20
4	Припой	0,2	кг	35	7
5	Провод ПВР	500	м	7	3500
6	Спирт	0,5	л	50	25
Итого на 1 скважину, руб.					3752

Таблица 7.7

Результаты расчетов расхода ГСМ на проезд до места проведения работ и обратно

Наименование	Норма расхода, л/ч	Время работы автомобиля, ч	Расход ГСМ, л	Цена, руб/л	Стоимость, руб
Расход ГСМ автомобиля	14,4	8,05	115,92	40	4636,8

Далее рассчитываем амортизацию используемого оборудования при проведении ПГИ 1 скважины (за 1 день работы):

Таблица 7.8

Результаты расчетов амортизации при проведении ПГИ 1 скважины

Наименование	Кол-во, ед.	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации в год, %	Сумма амортизации за 1 день, руб.
Подъемник каротажный GeoSys	1	25200000	20	13808,2
Аппаратура «Кедр-02»	1	2450000	10	671,2
Скважинный прибор PLT-9.8U	1	670580	22,2	407,85
Скважинный прибор СГДТ-150М6	1	780500	22,2	474,7
Итого				15362,02

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяем общую сумму затрат на проведение промыслово-геофизических исследований в 1 скважине, учитывая, кроме полевых работ (проведения комплекса ПГИ в скважине), стоимость контрольно-интерпретационных работ, составляющую 50% от стоимости комплекса ПГИ.

Таблица 7.9

Результаты расчетов стоимости комплекса геофизических работ

№	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, ч	Стоимость работ, руб
		Ед. изм.	Кол-во		
1	Контрольные спуско-подъемные операции с прибором без записи	м	4700	2	244400
2	Спуско-подъемные операции с прибором с производением записи	м	9396	4,3	488592
2	Расходомерия	м	37		2128,7
3	Термометрия	м	37		2842,56
4	Влагометрия	м	37		2034,9
5	Резистивиметрия	м	37		2034,2
6	Акустическая цементометрия (АКЦ)	м	37		3409,7
7	Гамма-гамма цементометрия (ГГЦ)	м	37		3340,68
8	Гамма каротаж (ГК)	м	37		1425,2
9	Локатор муфт (ЛМ)	м	37		1269,38
10	Вспомогательные работы для PLT	опер.	1	1	8720
11	Контрольно-интерпретационные работы				380098,6
Итого					1140296

Таблица 7.10

Результаты расчетов затрат на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1	Материальные затраты	8388,8
2	Проведение геофизических работ	1140295,98
3	Затраты на оплату труда	26967,26
4	Страховые взносы	10606,8
5	Амортизационные отчисления	15362,02
Итого основные расходы		1201620,8

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными ими обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Проектируемые геофизические работы для оценки технического состояния скважины методами промыслово-геофизических исследований, а именно, выявление интервалов негерметичности в стволе и оценка качества цементирования исследуемого интервала, будут проводиться осенью на Федоровском нефтегазовом месторождении. Административно месторождение располагается в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа к северо-востоку от г. Сургут. Для данного района характерна сильная заболоченность, обилие озер. Климат района резко континентальный, с холодной продолжительной зимой и коротким, сравнительно теплым летом. Самый холодный месяц – январь (до -60 С). Устойчивый снежный покров устанавливается в ноябре, сходит в конце апреля.

8.1 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1

Опасные и вредные факторы при оценке технического и гидродинамического состояния эксплуатационной скважины

Этапы работ	Наименование запроектированных работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
	2	3	4	5
Полевой	Промыслово-геофизические исследования: <ul style="list-style-type: none"> • шумометрия, • термометрия, • барометрия, • расходометрия, • локатор муфт, • влагометрия, • резистивиметрия • гамма-каротаж, • термоанемометрия 	1.Электрический ток. 2.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).	1.Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума.	1. ГОСТ 12.1.003–2014 [27] 2. ГОСТ 12.1.005-88. [10] 3. ГОСТ 12.1.029-80 [11] 4. ГОСТ 12.1.030–81 [12] 5. ГОСТ 12.1.038–82 [13] 6. ГОСТ 12.3.009–76 [22] 7.ГОСТ Р 12.1.019-2009 [14]
Камеральный	Предварительная обработка материалов геофизических исследований с использованием компьютеров	1.Электрический ток.	1.Отклонение показаний микроклимата в помещении. 2.Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1.СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 [15] 2.СП 60.13330.2012 [16] 3.СанПиН 2.2.4.548–96. [17] 4. СП 52.13330.2016 [20] 5.ГОСТ 12.1.005-88 6. ГОСТ 12.1.038–82

8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Полевой этап

Вредные производственные факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности и отрицательному влиянию на потомстве.

1. Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе

На территории Федоровского месторождения планируется вести работы в осенний период, соответственно, необходимо рассмотреть воздействие факторов микроклимата на организм человека в прохладное время года.

Климат представляет собой комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения, величину атмосферного давления. Влияние климатических условий 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, особенно в северных районах страны, а также в ночное время суток.

Исследования в скважине будут проводиться в конце сентября 2017 года (период работ составляет 1 – 2 дня), температура воздуха составляет от +15 до -15 °С в данной климатической зоне, возможны осадки в виде дождя и снега, а также установление постоянного снежного покрова.

При отрицательных температурах и осадках следует ограничивать время нахождение работников на открытом воздухе, а также применять средства

защиты от дождя и холода в виде дождевиков и термобелья. Данный период характеризуется повышенной заболеваемостью ОРВИ и ГРИППом, следует поддерживать постоянную температуру тела путем организации оптимального режима труда и отдыха.

ГИС запрещается проводить во время грозы, сильных туманов, сильного дождя, так как при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями.

2. Превышение уровня шума

При геофизических исследованиях в эксплуатационных скважинах возрастает уровень шума на устье скважины. Источником шума являются автокран, удерживающий лубрикаторное оборудование, каротажный подъемник, передвижная паровая установка (ППУ), дизельная электростанция.

Шум – это сочетание звуков различной частоты и интенсивности. Основными физическими характеристиками шума являются следующие: частота звука, интенсивность звука, звуковое давление. 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. Следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека, до значений, не превышающих допустимые 80 дБА для рабочих мест водителей и обслуживающего персонала тракторов самоходных шасси, прицепных и навесных сельскохозяйственных машин, строительно-дорожных и других аналогичных машин (ГОСТ 12.1.003-2014).

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов (установка дизельного генератора на полимерные проставки и пружины, чтобы уменьшить вибрацию на жилой вагончик, т.к. они совмещены в один прицеп);
- звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов;

использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши, специальные костюмы).

Камеральные работы

1. Отклонение показаний микроклимата в помещении

Микроклимат определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температуры окружающих поверхностей.

Особенно большое влияние на микроклимат оказывают источники теплоты, находящиеся в помещении передвижной каротажной лаборатории. Источниками теплоты здесь являются ЭВМ и вспомогательное оборудование, приборы освещения, обслуживающий персонал. В каротажной станции установлен 1 компьютер.

В помещениях, должны соблюдаться следующие параметры микроклимата по СанПиН 2.2.4.548-96 (Табл. 8.2).

Таблица 8.2

Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Іб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый	Іб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

Предварительная обработка и интерпретация относится к «Іб» категории работ.

Объем помещения каротажной станции составляет 12 м³. Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м³, составляет не менее 30 м³/чел.*час. [18]

Для того чтобы обеспечить вышеуказанные параметры необходимо предусматривать систему отопления и кондиционирования или эффективную приточно-вытяжную вентиляцию. Приточно-вытяжная система вентиляции

состоит из двух отдельных систем приточной и вытяжной, которые одновременно подают в помещение чистый воздух и удаляют из него загрязненный. Приточные системы вентиляции также возмещают воздух, удаляемый местными отсосами и расходуемый на технологические нужды. В помещении с ЭВМ должна каждый день выполняться влажная уборка.

2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

При работе на компьютере, как правило, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении. Источниками света в передвижной каротажной станции при искусственном освещении являются лампы накаливания.

Недостаточная освещенность может возникать при неправильном выборе осветительных приборов при искусственном освещении и при неправильном направлении света на рабочее место при естественном освещении.

По нормам освещенности при работе с экраном дисплея и в сочетании с работой над документами рекомендуется освещенность 300-500 лк рабочей поверхности при общем освещении (СП 52.13330.2016 [20]).

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.

На случай внезапного (при аварии) отключения электричества, а, следовательно, рабочего освещения существует аварийный генератор, который расположен в самой каротажной станции.

8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы – воздействия, которые в определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

Полевые работы

1. Электрический ток

В полевых условиях электричеством снабжаются: машины, жилой передвижной вагончик, геофизическое оборудование, сварочные работы при различном ремонте оборудования, электричество поступает с дизельной электростанции, мощностью 12кВт, напряжение которой не превышает 380В.

Основными причинами электротравматизма являются: ошибочное неотключение ремонтируемого элемента системы; работа без проверки правильности отключения, отсутствия заземления, работа на оборудовании с неисправной изоляцией и защитой (ГОСТ Р 12.1.019-2009 [21]).

Согласно ГОСТ Р 12.1.019-2009 защита от поражения электрическим током, используются следующие технические мероприятия:

1. Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);
- изоляцию рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

2. Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;
- систему защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети;
- контроль изоляции;
- компенсация токов замыкания на землю;
- средства индивидуальной защиты.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

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.

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При работе с подъемно-крановой станцией, автокраном, передвижной парообразующей установкой (ППУ) происходят различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами в случае аварии, стихийного бедствия, климатических факторов.

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 неисправное оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты. 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. [26]

Камеральные работы

1. Электрический ток

Инженер-геофизик работает с такими электроприборами, как системный блок и монитор. В данном случае существует опасность электропоражения в следующих случаях: при прикосновении к нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением; при соприкосновении с полом, стенами, оказавшимися под напряжением.

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [21]. Проходя через тело человека электрический ток вызывает одно из следующих воздействий: термическое, электролитическое (разложение органических жидкостей и изменение их состава), биологическое (раздражение и возбуждение живых тканей организма).

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

Согласно ПУЭ [25] помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории без повышенной опасности поражения электрическим током. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (высокая влажность и температура, токопроводящая пыль и полы, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования).

К работе с электроустановками должны допускаться лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью и выполняемой работой. Перед началом работы с электроприбором рабочий персонал должен убедиться в исправности оборудования, проверить наличие заземления, при работе с электроустановками используют устройства защитного отключения.

Основные меры защиты:

- защита от прикосновения к токоведущим частям электроустановок (изоляция проводов, блокировка, сигнализация, знаки безопасности и плакаты);
- защиты от поражения электрическим током при контакте человека с металлическими корпусами, оказавшимися под электричеством (защитное заземление, защитное отключение).

При работе с компьютером соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [12], ГОСТ 12.1.038-82 [13]).

8.2 Экологическая безопасность

Геологическая среда - неотъемлемая часть окружающей среды, в которую входят 4 компонента: горные породы, подземные воды, животный мир и воздушный бассейн.

Экологическая безопасность – состояние природной среды, обеспечивающее экологический баланс в природе и защиту окружающей среды и человека от вредного воздействия неблагоприятных факторов, вызванных

естественными процессами и антропогенным воздействием, включая техногенное и сельскохозяйственное.

Влияние на литосферу

Проведение геофизических работ в скважине может привести к загрязнению почв. Вредное воздействие на литосферу заключается в загрязнении горюче-смазочными материалами (дизельное топливо, моторное масло, в случае неисправности двигателей автомашин и неаккуратности при дозаправке), и жидкостью, которой заполнена скважина (нефть, газоконденсат, состоящий из бензиновых и керосиновых компонентов).

Так, загрязнение почвы сводится к процессам, связанным со спуско-подъемными операциями с прибором. Небольшое количество бурового раствора из скважины попадает непосредственно на почву во время записи каротажных диаграмм, так как лубрикаторное оборудование не обеспечивает полную герметичность работающей скважины, а также во время замены скважинного прибора с него стекает жидкость.

Для предотвращения загрязнения почв на месторождении планируются регулярные контрольные проверки двигателей автомашин, перевозящих каротажные подъемники для исключения попадания горюче-смазочных материалов из двигателя на почву, а также, при проведении работ в скважине, использование нового лубрикаторного оборудования, не подлежащего износу, с двойными уплотнителями, не допускающими выбросов и утечек бурового раствора из работающей скважины.

Влияние на гидросферу

Скважина, в которой будут проводиться проектируемые исследования находится на отсыпанном песком месте в заболоченном участке (тундра), что влечет за собой вероятность загрязнения гидросферы, путем просачивания загрязняющих агентов (нефть, газоконденсат, дизельное топливо) через песок.

Кусты должны быть оборудованы емкостями для временного хранения скважинной жидкости, которая стравливается по шлангу в емкость через специальный клапан в лубрикаторном оборудовании во избежание попадания

их в гидросферу. После окончания работ отходы будут утилизированы. Автомобили должны поддерживаться в исправном состоянии.

Влияние на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота (NO_2), оксид углерода (CO - угарный газ), диоксид серы (SO_2), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан (до 96%).

По ГН 2.2.5.1313-03 [22] предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять:

- Оксиды азота: 0,04-0,06 мг/м³
- Оксид углерода: 3 мг/м³
- Диоксид серы: 0,05 мг/м³
- Метан: 7000 мг/м³

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, а также проверка и ремонт сальников лубрикатора, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов (согласно типовым инструкциям по безопасности геофизических работ [28]).

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На данном участке в осенний период времени года, где предполагается провести геофизические работы может возникнуть такая чрезвычайная ситуация как пожар.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или эксплуатация электрооборудования без соблюдения правил техники безопасности; неисправность и перегрев отопительных электрообогревателей; разряды

статического электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

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, проверки 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 (ОУ-2) – 1 шт. (на каждую машину)
2. Ведро пожарное – 1 шт.
3. Топоры – 1 шт.
4. Ломы – 2 шт.
5. Кошма – 2×2м (на каждую машину).

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

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

Также возможно возникновение пожара в каротажной станции.

Общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения регламентируются Федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013). [25]

По пожарной и взрывной опасности, (согласно НПБ 105-03 [23]), помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории В1-В4 (пожароопасные): твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б (в помещениях преобладает деревянная мебель и пол).

В каротажной станции, в которой расположена лаборатория и ЭВМ, предъявляются следующие общие требования:

- наличие инструкций о мерах пожарной безопасности;
- наличие схем эвакуации людей в случае пожара;
- средства пожаротушения (огнетушитель типа ОУ-2).

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа.

Условие проведения работ по проекту исключает ГНВП.

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.4.1 Специальные нормы трудового законодательства

Согласно перечню мероприятий [31] на объектах (месторождениях) компании применяется вахтовый метод работы: 15/15, дневная смена – с 8:00 до 20:00, ночная смена с 20:00 до 8:00. Время для отдыха и приёма пищи – с 12:30 до 14:00. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ) [32]. Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму

жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором [33]. На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [34]. Для сотрудников компании, предусмотрено добровольное медицинское страхование. Сотрудник, имея полис ДМС на определенную сумму, получает возможность обратиться в медицинское учреждение за оказанием платных медицинских услуг. Также сотрудникам, работающим на объектах компании, в местностях, приравненных к условиям Крайнего севера, предоставляется отпуск длительностью в 40 дней [31].

8.4.2 Организационные мероприятия

Геофизические работы в скважинах должны производиться после принятия скважины у представителя «заказчика», как правило, это мастер участка или главный геолог, под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия «подрядчика» – начальника партии.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным

«заказчиком» и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей куста эксплуатационных скважин.

Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство монтирования оборудования, спуска и извлечения скважинных приборов.

Автокран, ППУ, каротажный подъемник должны быть исправны для бесперебойного обеспечения выполнения геофизических работ.

Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника. [27]

Мостки на устье скважины должны быть исправны и очищены от нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не более $\frac{2}{3}$ разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске прибора на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Каротажный подъемник должен фиксироваться на месте стояночным тормозом, упорными башмаками так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон. [28]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Промыслово-геофизические исследования являются неотъемлемой частью эксплуатации скважин, а также комплексного наблюдения и контроля за их техническим состоянием, так как некачественное цементирование и ошибки в определении его качества ведут к материальным затратам, связанным с незапланированным ремонтом скважины, вследствие цементных обвалов и заколонных перетоков, снижающих продуктивность скважины.

Постоянное совершенствование технологий промышленной геофизики способствует стремительному росту эффективности осуществления мониторинга за состоянием скважин всех типов, решению как технических, так и технологических проблем скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского Автономного Округа»: Государственное предприятие ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», 2004;
2. Отчет ТО СургутНИПИнефть «Подсчет геологических запасов нефти и газа Федоровского месторождения», 2010;
3. Фондовые материалы геологического отдела треста «Сургутнефтегеофизика», ОАО «Сургутнефтегаз»;
4. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 780 с.;
5. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин / М.Г. Латышова. – Москва : Недра, 1991. – 218 с.;
6. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважина / С.С. Итенберг. – Москва : Недра, 1987. – 372 с.;
7. Руководство по эксплуатации аппаратуры комплексного технического контроля скважин и скважинного оборудования РЛТ-9.8;
8. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике/ под общ. ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой. – М.: Инфраинженерия, 2009. – 960 с.;
9. ГЕОФИЗМАШ. Наземное геофизическое оборудование торговой марки «КЕДР». Описание и руководство по эксплуатации;
10. ГОСТ 12.1.003–15 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
11. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов по безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

12. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
13. ГОСТ 12.1.030–81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
14. ГОСТ 12.1.038–82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов (с Изменением № 1);
15. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
16. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»;
17. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха;
18. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
19. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование;
20. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;
21. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
22. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
23. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).
24. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
25. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования;
26. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание, дополненное с исправлениями. Новосибирск – 2006;

27. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 2001 г.;

28. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга III, Москва, 1996 г.;

29. Шарафутдинов Р.Ф., Валиуллин Р.А., Федотов В.Я., Закиров М.Ф.. Опыт использования метода активной термометрии при диагностике состояния эксплуатационных скважин // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2010. №4. С. 5–12;

30. Канафин И.В., Шарафутдинов Р.Ф., Федотов В.Я., Космылин Д.В. Изучение формирования тепловой метки в стволе скважины при индукционном нагреве колонны для оценки дебита межпластовых перетоков // Сборник трудов конференции «БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ», – Краснодар, 2017;

31. Перечень мероприятий по улучшению условий и охраны труда работников ОАО «Сургутнефтегаз»;

32. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 147;

33. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 168.1;

34. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 221;

35. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы ССН, вып.3, часть 5, геофизические исследования в скважинах. М. 1993 г.;

36. ПОСН 81-2-49 Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ.