

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

Школа ИШПР Инженерная школа природных ресурсов

Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки

Отделение школы (НОЦ) Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Проектирование комплекса геофизических исследований скважин для доразведки Федоровского месторождения (ХМАО)

УДК 550.832:553.982(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Ушаков Сергей Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев Виталий Валерьевич	Кандидат геолого-минералогических наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	Доктор исторических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Винокурова Г.Ф.	Кандидат технических наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Ростовцев Виталий Вальерьевич	Кандидат геолого-минералогических наук		

Томск – 2019 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<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
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
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

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) Технология геологической разведки
 Отделение школы (НОЦ) Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
224А	Ушакову Сергею Викторовичу

Тема работы:

Проектирование комплекса геофизических исследований скважин для доразведки Федоровского месторождения (ХМАО)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности)</i></p>	<p>Материалы, собранные во время производственной преддипломной практики на предприятии ПАО «Сургутнефтегаз» в тресте «Сургутнефтегеофизика». Опубликованная литература.</p>
--	--

эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Географо-экономический очерк района работ. 2. Краткая геолого-геофизическая изученность района. 3. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. 4. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. 5. Основные вопросы проектирования. Задачи ГИС. Обоснование объекта исследования. ФГМ объекта и обоснование геофизического комплекса. 6. Методика проектных геофизических работ и интерпретация геофизических данных. 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 8. Социальная ответственность
<p>Перечень графического материала</p> <p>(с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Местоположение Федоровского месторождения. 2. Обзорная карта территории деятельности ПАО «Сургутнефтегаз». 3. Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты. 4. Структурная карта по кровле горизонта АС9. 5. Геологический разрез пластов АС9-11. 6. ФГМ Федоровского месторождения 7. Результаты геофизических исследований разреза скважины 10314.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p>(с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Трубникова Наталья Валерьевна</p>

Социальная ответственность	Винокурова Галина Федоровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Реферат	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев Виталий Валерьевич	Кандидат геолого- минералогических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Ушаков Сергей Викторович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
224А	Ушаков Сергей Викторович

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<p>Стоимость материальных ресурсов использовалась по средней стоимости по г. Томску, оклады в соответствии с положением об оплате труда сотрудников НИ ТПУ</p> <p>Материально-технические ресурсы: Проектировочно – 2262 руб.</p> <p>Информационные ресурсы: фондовая литература, материалы, предоставленные в ПАО «Сургутнефтегаз»</p> <p>Человеческие ресурсы: 2, совокупная стоимость – 45651,4 руб.</p>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<p>30 % премии</p> <p>20% накладные расходы</p> <p>1,3 районный коэффициент</p>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<p>Отчисления по страховым выплатам на основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность – 27,1 %. Ставка налога на прибыль 20%. Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 20 %</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Анализ конкурентных решений
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проведение оценки экономической эффективности существующего проекта и выбранного технологического решения в виде скважинного прибора

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. График проведения и бюджет НИ
3. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н. В	Доктор исторических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Ушаков С.В.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
224А	Ушаков Сергей Викторович

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

Тема ВКР:

Проектирование комплекса геофизических исследований скважин для доразведки Федоровского месторождения (ХМАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования является проектная скважина на Федоровском месторождении.</p> <p>Участок геофизических работ находится в лесной зоне. Климат резко континентальный.</p> <p>Выполнение работ ГИС на Федоровском месторождении осуществляется в полевых и камеральных условиях.</p> <p>Цель работы – проектирование комплекса геофизических исследований скважин с целью изучения мелового разреза и оценки свойств коллекторов на Федоровском месторождении.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Правила безопасности при геологоразведочных работах ПБ 08-37-93 (Организационные вопросы по работе на скважине).</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе и в помещении; 2. Повышение уровней шума; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны (а также в ночное время суток);

	<p>4. Превышение уровня ионизирующих излучений.</p> <p>Опасные факторы:</p> <p>1 Поражение электрическим током.</p> <p>2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>В данном разделе рассматривается пагубное влияние геофизических исследований скважин на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> – литосферу; – гидросферу; – атмосферу.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>В разделе представлены понятие ЧС, классификация ЧС, также работа на скважине в условиях ЧС и пожароопасность.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Винокурова Галина Федоровна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Ушаков Сергей Викторович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 144 с., 18 рис., 17 табл., 34 источников, 1 прил.

Ключевые слова: комплексные геофизические методы, Федоровское месторождение, оценка фильтрационно-емкостных свойств, физико-геологическая модель.

Объектом исследования является Федоровское нефтегазоконденсатное месторождение.

Цель работы – проектирование комплексных геофизических исследований скважин с комплекса геофизических исследований скважин для доразведки Федоровского месторождения (Сургутский район).

В процессе исследования проводилось изучение геологического строения Федоровского месторождения (стратиграфия, тектоника и нефтегазоносность). Были проанализированы результаты геофизических исследований ранее проведенных геофизических исследований на Федоровском месторождении.

В результате исследования была построена физико-геологическая модель объекта и запроектирован комплекс геофизических исследований для решения поставленных задач: литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, оценка характера насыщения, уточнение положения ГНК.

Основные конструктивные, технологические и технико- эксплуатационные характеристики: данный комплекс методов подходит к месторождению и решает поставленные геологические задачи.

Область применения: проведение геофизических исследований на Федоровском нефтегазоконденсатном месторождении.

ABSTRACT

Graduation qualification work 144 pages, 20 pictures, 18 tables, 34 sources, 1 addendum.

Keywords: complex of geophysical methods, Fedorovsk deposit, rating reservoir properties, physical-geological model.

The object of research is Fedorovsk oil-gas condensate deposit.

The purpose of work is projecting complex of geophysical researches in well to research cretaceous structure and rate the qualities of reservoir of Fedorovsk deposit (Surgut region).

During the researching of Fedorovsk deposit there were investigated geological structure (stratigraphy, tectonics and oil-gas content).Also was analyzed the findings of previous researches on Fedorovsk deposit.

The findings of research were used to design a physico-geological model of object and projected complex of geophysical researches of solving next tasks: interlayering, identify reservoirs, rating reservoir properties, rating fluid content, describing the state of gas-oil contact. Main constructive, technological and technologico-exploitational qualities: current complex of methods suits for a deposit and solves our geological tasks.

Field of application: providing geophysical researches on Fedorovsk oil-gas condensate deposit.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- БКЗ – Боковое каротажное зондирование; БК – Боковой каротаж;
- ВИКИЗ – Высокочастотное индукционное каротажное
изопараметрическое зондирование;
- АК – Акустический каротаж;
- ВНК – Водонефтяной контакт;
- ГК – Гамма каротаж;
- ГИС – Геофизические исследования в скважинах;
- ГНК – Газонефтяной контакт;
- ИК – Индукционный каротаж;
- НКТ – Нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
- ПС – Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;
- ПЖ – Промывочная жидкость;
- ОСПОРБ – Основные принципы обеспечения радиоактивной
безопасности;
- ПБ – Правила безопасности;
- ГОСТ – Государственный стандарт;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- УЭС – Удельное электрическое сопротивление
- ФГМ – физико-геологическая модель;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	15
1. Общие сведения об объекте исследования	16
1.1. Географо-экономический очерк	16
1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность	19
2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования	23
2.1. Литолого-стратиграфический разрез	23
2.2. Тектоника и магматизм	24
2.3. Нефтегазоносность	28
2.4. Физические свойства горных пород и руд	31
3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований	35
4. Основные вопросы проектирования	39
4.1. Задачи геофизических исследований	39
4.2. Обоснование объекта исследований	39
4.3. Физико-геологическая модель объекта исследования	41
Выбор методов и обоснование комплекса геофизических исследований	45
5. Методические вопросы	52
5.1. Методика проектных геофизических работ	52
5.1.2. Метрологическое обеспечение	60
5.2. Интерпретация геофизических данных	62
6. Специальное исследование	70
6.1. Проблемы некачественного цементированния скважин. Дефекты крепления скважин	70
6.2. Методы оценки качества цементированния. Достоинства и недостатки	75
6.3. Эффективность решения задачи. Определения высоты подъёма цементной смеси и качества цементированния по метод АМ АКЦ и ГГЦ в колоннах большого диаметра	85
6.4. Повышение достоверности оценки качества цементированния. Комплексирование методов АКЦ и ГГЦ	92
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	96

7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	96
7.2. Планирование геофизических проектных работ	100
7.3 Определение трудоемкости выполнения работ	101
7.4 Разработка графика проведения проекта.....	102
7.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	106
7.7 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	109
7.8 Накладные расходы	109
7.9 Формирование бюджета затрат на проектирование	110
7.10 Ресурсоэффективность	110
8. Социальная ответственность	112
8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	113
8.2. Производственная безопасность	116
8.3. Экологическая безопасность	130
8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	133
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	138
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	139
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	142

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная отрасль является очень важной веткой в развитии экономики многих стран, включая и Россию. ОАО «Сургутнефтегаз» является одной из крупнейших нефтяных компаний России, активно развивающей секторы разведки и добычи нефти и газа, переработку газа и производство электроэнергии, производство и маркетинг нефтепродуктов, продуктов нефте- и газохимии.

Отчет о преддипломной практике основывается на материале, полученном на Федоровском месторождении в подразделении треста «Сургутнефтегеофизика» - ФУГР, или Федоровское управление геофизических работ, которое располагалось в районе 70 км от города Сургут. Данное управление геофизических работ ответственно за проведение любых операций ГИС в скважинах на территории Федоровского месторождения.

Основной целью данной работы считается выбор комплекса ГИС для решения поставленных геологических задач.

В общей части рассматривается географо-экономический очерк района, краткая геолого-геофизическая изученность района, геолого-геофизическая характеристика объекта исследования, литолого-стратиграфический разрез, тектоника, нефтегазоносность, так же проведен анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.

В специальной части рассматривается проблема некачественного цементирование скважин в частности большого диаметра и их решение по средствам использования методов АКЦ и ГГЦ.

1. Общие сведения об объекте исследования

1.1. Географо-экономический очерк

В административном отношении Федоровское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Ближайшим крупным населенным пунктом является город Сургут (30-35 км).

Федоровское месторождение находится в 10 км к северо-востоку от разрабатываемого месторождения - Западно-Сургутского. В 35-45 км от месторождения проходит нефтепровод Нижневартовск-Усть-Балык-Омск и Тюмень-Курган-Альметьевск.

Район работ представляет собой слабо пересеченную, сильно заболоченную, неравномерно залесенную равнину, приуроченную к широтному течению р. Оби.

Абсолютные отметки рельефа изменяются от +25 м до +75 м.

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

Непосредственно на площади месторождения гидрографическая сеть представлена множеством ручьев и рек. Наиболее крупная из них р. Черная - правый приток Оби.

На всей территории наблюдается большое количество болот и озер. Самое крупное озеро Пильтон-Лор имеет площадь около 100 км². Болота непроходимые, замерзают лишь к концу января.

Растительность представлена смешанным лесом с преобладанием на водоразделах хвойных деревьев и тальниковыми кустарниками по берегам рек и протоков.

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

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

Снеговой покров устанавливается в конце октября и сходит в конце апреля. Толщина снегового покрова в лесах достигает 2 м. Грунт промерзает до 1,5 м, на болотах до 0,20 м. Толщина льда на больших реках до 40-80 см, на озерах до 40 см.

Район относится к слабонаселенным. В г. Сургуте, самом населенном пункте, живет более 200 тыс. человек. В нем сосредоточены основные промышленные предприятия, нефтеперерабатывающий завод, ГРЭС-1, ГРЭС-2, нефтедобывающие управления, объединение Сургутнефтегаз, нефтеразведочная экспедиция, крупный аэропорт, железнодорожный узел и речной порт.

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

Коренное население (ханты, манси) в основном занимается лесозаготовками, рыболовством, охотой; коренное русское население - животноводством и земледелием.

Дорожная сеть в районе из-за сильной заболоченности развита слабо. Построена бетонная дорога от г. Сургута до г. Нижневартовска и Нефтеюганска,

а также от г. Сургута до Федоровского месторождения. Железная дорога связывает г. Сургут с г. Тюменью, г. Нижневартовском и Уренгоем.

Строительные материалы

Федоровское месторождение находится на территории Сургутского экономического района, где сосредоточены большие объемы капитального строительства. Интенсивный рост жилищного и промышленного производства требует значительного количества строительных материалов.

Поисково-разведочные работы на строительные материалы в Сургутском районе проводились поисковыми партиями Тюменской комплексной геологоразведочной экспедиции Главтюменьгеологии.

В результате проведенных работ открыты месторождения керамзитовых и кирпичных глин, строительных песков, песчано-гравийной смеси.

Калиновореченское месторождение песчано-гравийной смеси с запасами 11700 тыс. м³ расположено в 15 км к северо-западу от г. Сургута. Сырье пригодно для употребления в бетонах, штукатурных и кладочных работах.

Черногорское месторождение строительных песков находится в районе г. Сургута. Пески пригодны для штукатурных и кладочных растворов в качестве инертного заполнителя, в бетонах и железобетонах, а также для варки оконного и технического стекла.

Локосовское месторождение керамзитовых и кирпичных глин находится в 100 км к востоку от г. Сургута, на восточной окраине с. Локосово. Запасы его по категориям АВС1 составляют 6191 тыс.м³. Из сырья месторождения с добавкой 1,5% солярового масла и 3% пиритных огарок получают керамзит марки 500. Эти глины пригодны для изготовления кирпича марки 100-125 с сушкой в искусственных условиях и марки 75-100 с сушкой в естественных условиях. Запасы глин утверждены в ГКЗ СССР 25 декабря 1964 года по категориям: А-1186

тыс.м3, В-2725 тыс.м3, С1-2280 тыс.м3. В настоящее время на этом сырье работает Локосовский кирпичный завод.

В Сургутском районе и непосредственно на площади месторождения имеются огромные запасы торфа, а также гравия и песка, которые используются в процессе обустройства месторождений, строительства автодорог, оснований под кустовое бурение, в промышленном и гражданском строительстве.

Важным строительным материалом является лес.



Рисунок 1.1. – Положение Федоровского месторождения на физико-географической карте

ХМАО

1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность

История открытия Федоровского месторождения начинается с 1947 года, именно тогда начинается комплекс работ по изучению недр Западной Сибири, который включает геолого-геоморфические, ферромагнитные и гравиметрические съемки, сейсмические исследования и буровые работы.

В 1963 году на Северо-Сургутской структуре была пробурена скважина № 57, при опробовании интервала 2045 – 2050 из пласта БС1 получен фонтан нефти, дебитом 15 м³/сут на 8мм штуцере. В дальнейшем Северо-Сургутская структура объединена с Федоровским месторождением.

Федоровское месторождение открыто в 1971 году скважиной 62, давшей промышленный приток из пластов БС10 и БС1-2 и газа с нефтеконденсатной смесью из пласта АС4-9. В промышленную разработку вступило в 1973 году, разбуривание начато в 1972 году. Разбуривание месторождения было начато согласно первичному документу “Обоснование опытно-промышленной эксплуатации первоочередного участка Федоровского месторождения”, выполненного институтом Гипротюменьнефтегаз и утвержденного в 1972 году ЦКР МНП (протокол № 360) для пластов БС1 и БС10. Проектные документы на разработку месторождения составлялись по мере прироста и утверждения запасов нефти.

После защиты отчета по подсчету запасов Федоровского месторождения в октябре 1979 года в ГКЗ СССР, в состав которого вошли Федоровская, Моховая, Северо-Сургутская, Восточно-Моховая и Еловая площади разбуривались по эксплуатационной сетке на БС10, в тоже время продолжалась доразведка залежей пластов АС силами Главтюменьгеологии, а Главтюменьнефтегазом юрских отложений.

В 1983 году в районе проводились региональные сейсмические работы МОГТ масштаба 1:50000. В результате комплексной интерпретации материалов по региональному профилю R-1 и данных бурения была составлена

принципиальная схема формирования клиноформных неокомских отложений Среднего Приобья.

Основные сведения о сейсморазведочных работах МОВ (метод отраженных волн) и МОГТ (метод общей глубинной точки) в исследуемом районе и на прилегающих территориях иллюстрируются схемой геолого-геофизической изученности (Рис. 1.2.).

Результаты детальных сейсморазведочных работ послужили основанием для постановки поисково-разведочного бурения на подготовленных структурах.

Для уточнения структурного плана по горизонту БС в период 1976-80 г. на Федоровской, Северо-Сургутской и частично Моховой площадях проводились детальные сейсмические работы партиями Миннефтепрома, в дальнейшем работы были продолжены в период 1985-86гг.

В период эксплуатационного разбуривания и доразведки месторождения уточнены контуры нефтеносности и газоносности пластов АС4-8, АС9, БС1, БС2, БС10. Получены данные о нефтеносности юрских отложений.

Последним документом, согласно которому в настоящее время разрабатывается месторождение, является “Технологическая схема разработки Федоровского месторождения”, составленная СибНИИНП в 1994 году утвержденная ЦКР МТЭ протокол № 1827 от 13.04.95г

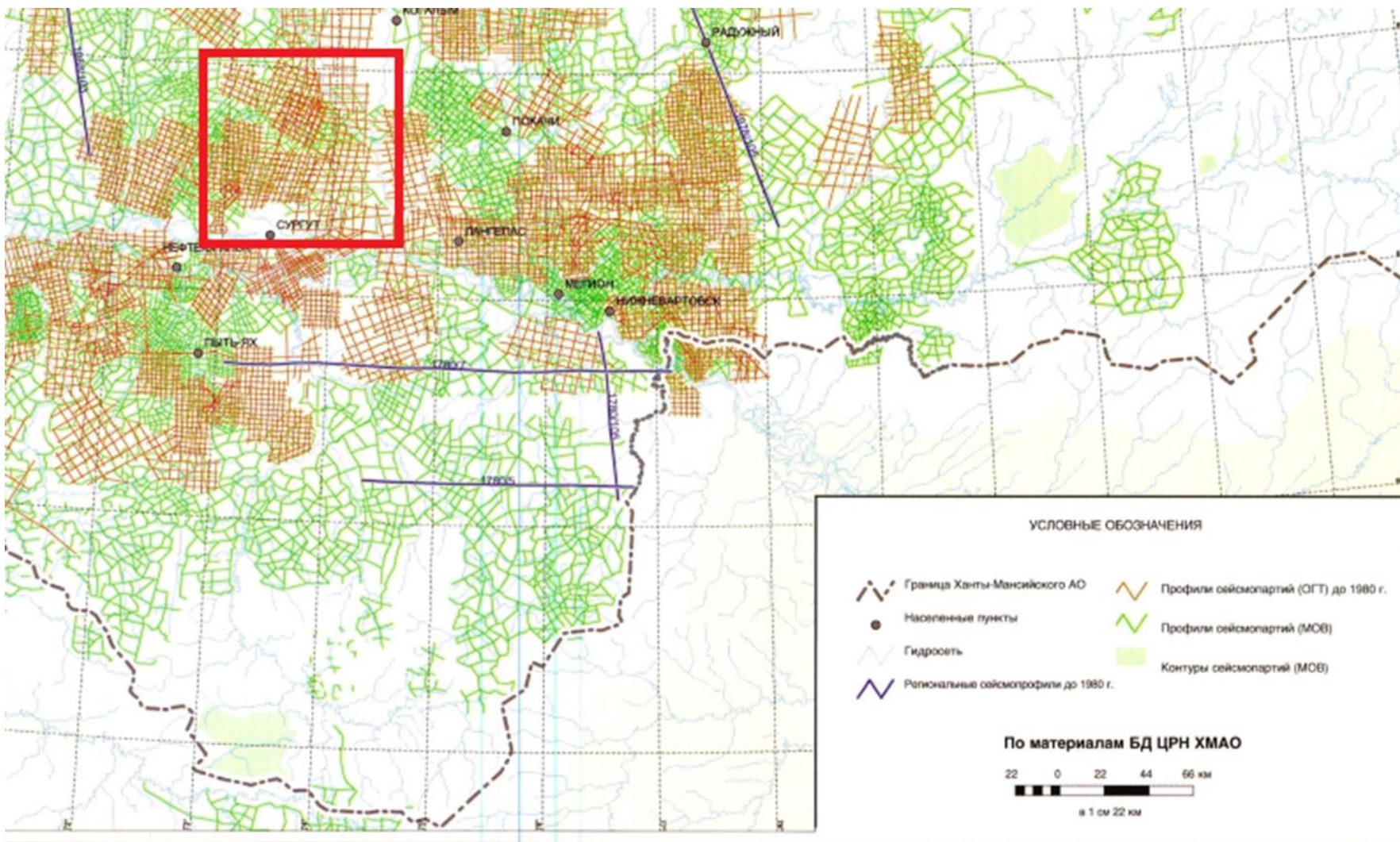


Рисунок 1.2. - Схема изученности сейсморазведкой по состоянию на 2002 г.

2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования

2.1. Литолого-стратиграфический разрез

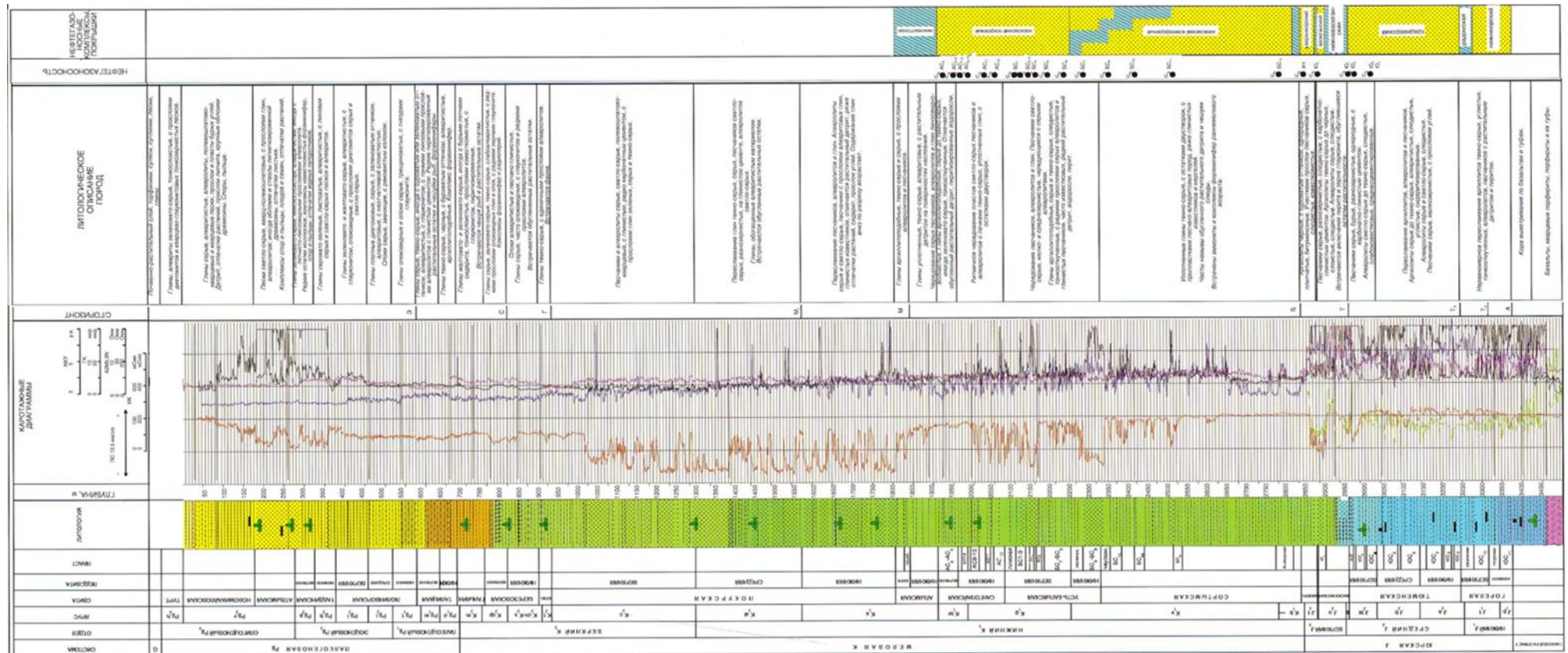


Рисунок 2.1. – Сводная литолого-стратиграфическая колонка Сургутского НГР Среднеобской НГО

2.2. Тектоника и магматизм

Сургутский свод относится к Среднеобскому центральному геоблоку (Рис. 2.2.). Он делится субмеридиальным Тончиским прогибом на западную и восточные части. В восточной части свода выделяются две крупные приподнятые зоны – Когалымская и Федоровские Вершины. Западная часть Сургутского свода представлена серией кулисообразных валов – Нижнесартымским, Лянторским, Быстринским и Усть-Балык-Мамонтовским, простирающие которых соответствует простираанию Фроловской шовной зоны.

Сургутский свод – структура инверсионная: на позднепалеозой – триасовом этапе территория свода представляла собой кальдерообразную мегавпадину, прогибание которой завершилось катастрофой – мощным вулканизмом, за время которого накопилось около 2 км вулканических, осадочно вулканических пород, прогибание территории в конце триаса сменилось подъёмом. Наиболее высокая часть свода – Федоровская вершина, длительное время в мезозое развивалась унаследовано, она сформировалась как единый тектонический элемент к концу раннего мела. Сургутский свод отделяется от Нижневартовского Ярсомовским прогибом, который был древнего заложения и ассиметричного строения.

В Центральной тектонической области выделяются Ханты-Мансийская и Юганская мегавпадины с глубинами залегания фундамента до 3,6-4,0 км амплитудой 0,5-0,7 км.

В Центральной тектонической области максимальные глубины фиксируются в Ханты-Мансийской, Юганской и Нюрольской мегавпадинах (до 3,0-3,2 км). Сургутский свод по поверхности фундамента выделяется в виде небольшой замкнутой зоны, оконтуренной изогипсой 3,0 км. Нижневартовский свод оконтурен изогипсой 3,0 км на территории около 20 тыс. км². Купол Сургутского свода оконтуривается изогипсой 2,9 км на

площади около 20 тыс. км², купол Нижневартовского свода - изогипсой 2,7 км, охватывая примерно такую же площадь. Замкнутый купол Сургутского свода оконтуривается изогипсой 1,8 км, при этом намечается увеличение площади его в северном направлении. Купол Нижневартовского свода остается в прежних границах и оконтуривается изогипсой 1,7 км.

Согласно тектонической схемы Федоровское месторождение приурочено к одноимённому куполовидному поднятию второго порядка, расположенному в центральной части Сургутского свода - положительной структуры 1-го порядка.

В течение 1976-80 гг., а также в период 1985-86 гг. на изучаемой площади были проведены дополнительные сейсмические работы, с учетом которых была построена структурная карта по отражающему горизонту «Б» - в результате структурный план несколько детализировался и уточнился.

По отражающему горизонту «Б» Федоровская структура 2-го порядка представляет собой крупную брахиантиклинальную изометрическую складку, с сильно изрезанными в структурном плане очертаниями. Структура сложена куполовидными поднятиями третьего порядка: Федоровским, Моховым и Восточно-Моховым.

В западной части Федоровской структуры расположено собственно Федоровское поднятие 3-го порядка, оконтуривающееся изогипсой - 2600 м и имеющее в ее границах размер 13,5 X 4,7 км, амплитуда до 37 м с пологими углами наклона крыльев до 20°. Это поднятие имеет линейно-вытянутую форму в меридианальном направлении.

На востоке собственно Федоровская структура граничит с Моховым поднятием, отделяясь от него неглубоким прогибом. Моховое поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку, имеющую северо-восточное простирание. Само поднятие оконтуривается изогипсой - 2600 м, в пределах которой имеет размеры 9,8 X 3,2 км, амплитуду до 21 м.

Все перечисленные поднятия: Северо-Сургутское, Федоровское, Моховое с юга, севера и востока оконтуриваются общей изогипсой - 2625 м и представляют крупную антиклинальную складку неправильной формы, вытянутую в меридианальном направлении с восточным и западным ответвлениями. С запада изогипса - 2625 м раскрывается на Яунлорскую группу поднятий.

Таким образом, Федоровское месторождение включает несколько поднятий: Федоровское, Северо-Сургутское, Моховое и Восточно-Моховое.

Структурные планы по кровле продуктивных пластов сходны, в основном, между собой, отличаясь лишь глубинами залегания, амплитудами поднятий и углами падения слоев.

Также ниже на Рисунке 2.1. представлена сводная литолого-стратиграфическая колонка Сургутского НГР (Нефтегазоносного района) Среднеобской НГО (Нефтегазоносная область).

2.3. Нефтегазоносность

К настоящему времени в пределах Сургутского свода открыто более 40 месторождений нефти, из которых 16 находятся в разработке. Большинство месторождений – многопластовые, продуктивными являются отложения юры (тюменская, васюганская и баженовская свиты), меловые отложения мегионская свита (ачимовская толща, пласты БС10'-14) и вартовская свита (пласты БС1-2 и АС4-9)).

Промышленные скопления нефти Федоровского месторождения приурочены к среднеюрским отложениям (пласт ЮС2), отложениям валанжина (пласты БС16, БС10, БС101), готерива (пласты БС2, БС1), баррема (пласты АС9, АС7-8, АС61, АС5-8, АС4). Общий этаж нефтеносности составляет 1000 м.

Продуктивный пласт ЮС2, приурочен к кровле тюменской свиты. Он вскрыт и опробован в 50 скважинах. Согласно исследованиям керна, пласт ЮС2, интерпретируется как нефтенасыщенный лишь в 7 скважинах из 14, в остальных либо водонасыщен, либо характер насыщения не ясен. Эффективные толщины по этим скважинам колеблются от 1,2 до 9,2 м., нефтенасыщенные от 1,2 до 6,0 м. Дебиты нефти меняются - от 12 м³/сут. при фонтанном способе эксплуатации до 0,34 м³/сут. при динамическом уровне 1200 м.

В отложениях ачимовской толщи признаки нефтеносности отмечены только в пласте БС16 на собственно Федоровской площади. Залежь вскрыта четырьмя скважинами, в двух из которых получены промышленные притоки. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 6,6 м. Залежь примыкает к зоне неколлектора, вскрытой соседними скважинами.

В состав верхней части мегионской свиты (нижний отдел меловой системы) входит толща пород, в разрезе которой выделяется продуктивный

пласт БС10 (рис 2.1.). Залежь пласта БС10 является основным эксплуатационным объектом, охватывает значительную площадь, объединяя общим контуром нефтеносности почти все осложняющие Федоровскую структуру купола.

Пласт БС10 характеризуется высокой продуктивностью. Уровень ВНК установлен на а.о. –2242 (□3) м.. Коллекторские свойства пласта достаточно высоки: коэффициенты пористости 24%, нефтенасыщенности 0,68, песчанистости от 0,43 до 0,56, проницаемости (443-571) x 103 мкм². Залежь пластово-сводовая высотой 70 м. площадь 38 x 47 км.

В разрезе верхней подсвиты вартовской свиты выделяется ряд песчаных пластов, шесть из которых являются на Федоровском месторождении нефтеносными: АС4, АС5-6, АС7-8, АС9 (рис 2.3.).

Пласт АС9 характеризуется литологической неоднородностью как по разрезу, так и по площади. Строение пласта сложное. На собственно Федоровском поднятии выделяются три отдельные залежи, кроме того, на сочленении Федоровской и Моховой площадей выделены еще две небольшие водоплавающие залежи.

На юге Федоровской площади пласт более мощный по толщине, к северу расчленяется на несколько проницаемых прослоев. Уровень ВНК по залежам изменяется от а.о. -1846 м. до -1861 м. Газовую шапку имеет лишь одна залежь. ГНК отбивается на а.о.-1844-1845,8 м. Размеры газовой шапки небольшие – 1,75x1,4 км.

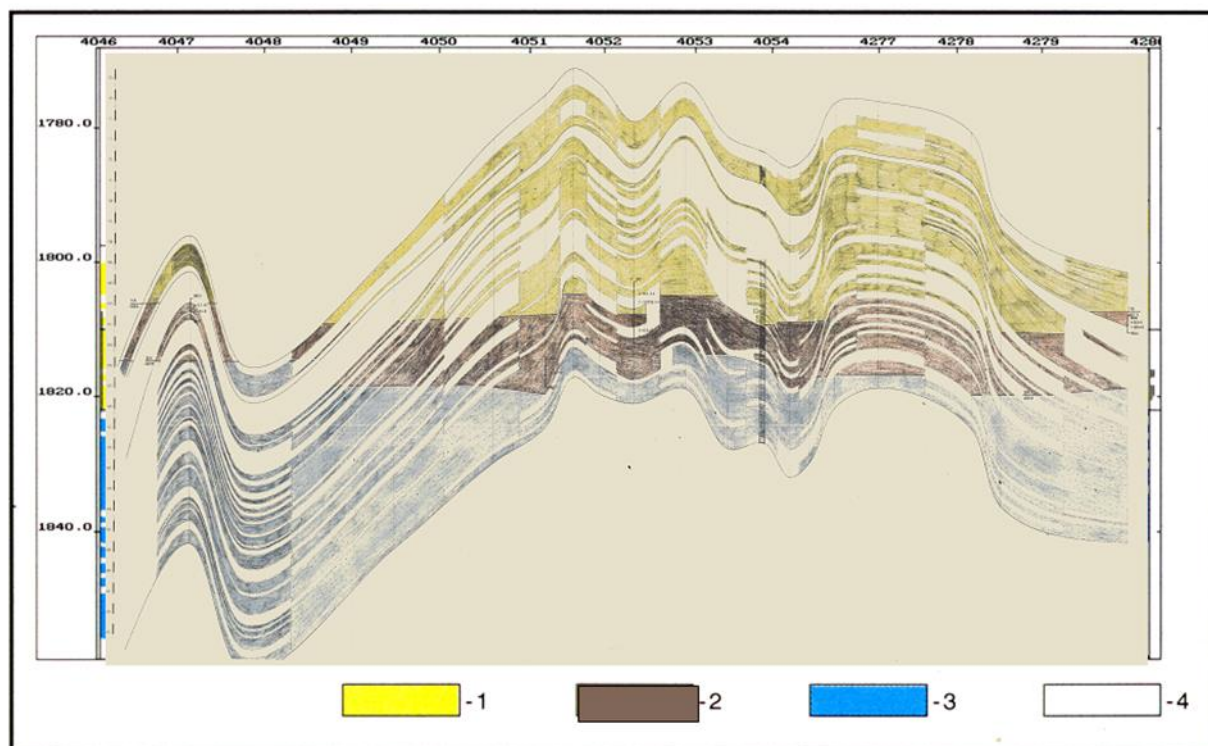
Коллекторские свойства пласта: коэффициенты пористости 26 -27%, нефтенасыщенности 0,62 – 0,70 , песчанистости 0,47 – 0,59 , проницаемости 0,609 – 0,943 мкм². Нефтенасыщенные толщины по залежам изменяются от 0,4 до 15,2 м. среднее значение 4-5 м. Газонасыщенная толщина 4,1 м.

Залежи пластов АС7-8. Вскрыты всеми пробуренными на месторождении скважинами, имеют толщину 24,5 м. Пласты имеют ВНК и

ГНК (-1839,4 ± 4 м. и -1836,2 ± 1,2 м. соответственно). На остальных площадях месторождения они объединяются в одну гидродинамическую систему с пластами АС5-6, поэтому выделены в единый подсчетный объект АС5-8.

Пласты АС7-8 по геофизическим данным имеют низкие коллекторские свойства: коэффициенты пористости - 24%, нефтенасыщенности – 0,54, песчанистости 0,54 – 0,65, проницаемости 0,106 – 0,162 мкм². Нефтенасыщенные толщины достигают 15 м., в среднем составляют 6,3 м (Федоровская площадь) и 5,9 м (Моховая площадь), газонасыщенные - 16 м., в среднем 6,8 м..

Залежи пластов АС5-6 занимают практически всю площадь Федоровского месторождения. Единым контуром нефтеносности объединены площади многочисленных ловушек (собственно Федоровское, Северо-Сургутское, Моховое, Восточно-Моховое поднятия). Пласты гидродинамически взаимосвязаны с пластами АС5-8 Федоровской площади и объединяются общим уровнем ВНК и ГНК в единый подсчетный объект. Средние значения отметок ГНК для Федоровской площади –1809,8 м., а для Моховой и Восточно-Моховой –1808,7 м. Средние отметки ВНК по площадям составили -1818 м., -1822 м. и -1829 м., соответственно для Федоровской, Моховой и Восточно-Моховой.



1, 2, 3 - песчаник соответственно газо-, нефте-, водонасыщенный; 4- плотные породы

Рисунок 2.3. - Геологический профиль пластов АС5-8 Федоровского месторождения

2.4. Физические свойства горных пород и руд

Плотность осадочных пород зависит от минерального скелета, пористости, обусловленной структурой и происхождением пород, плотности жидкости, заполняющей поры. Размер пор и форма их зависят от формы и размеров породообразующих частиц.

Плотность горной породы – масса единицы объема абсолютно сухой горной породы, измеряется в кг/м³, г/см³. Так как плотность минерального скелета горных пород изменяется в узких пределах, то плотность горных пород обычно обратно пропорциональна их пористости.

Пористость горной породы – свойства породы, заключающиеся в наличие в ней пустот (пор), незаполненных твердым веществом. Пористость измеряется коэффициентом пористости, представляющим собой отношение

объема всех пустот горной породы к ее общему объему, выраженное в процентах или долях единицы.

Различают:

пористость абсолютную – все пустоты горной породы независимо от их формы, величины и взаимного расположения;

пористость открытую (насыщенную) – совокупность сообщающихся между собой пустот;

пористость эффективную – совокупность пустот горной породы, участвующих в процессе фильтрации.

Пористость реальных коллекторов нефти и газа редко превышает 30%, а в большинстве случаев составляет 12-25%. Для характеристики коллекторских свойств пласта недостаточно одной пористости, они также связаны с размером поровых каналов.

По величине поровые каналы нефтяных и газовых коллекторов условно подразделяют на три группы:

сверхкапиллярные - 2-0,5мм (движению жидкости и газа препятствуют лишь силы трения);

капиллярные - 0,5-0,0002мм (значительно препятствуют также капиллярные силы);

субкапиллярные - менее 0,0002мм (из-за действия капиллярных сил движения жидкости в природных условиях практически невозможно, поэтому горные породы, хотя и обладающие значительной пористостью, но имеющие поры преимущественно субкапиллярного характера (глина, глинистые сланцы и др.) не относят к коллекторам).

Содержание в пустотах горных пород нефти, газа, воды называется насыщенностью. Коэффициент нефтенасыщенности - доля объема пустот в

горной породе, заполненной нефтью. Аналогично определяются коэффициенты газо-водонасыщенности.

Проницаемостью горных пород называют их способность пропускать жидкость или газ под действием перепада давления. Проницаемость является одним из важнейших коллекторских свойств. Проницаемость измеряется объемным расходом невзаимодействующей с породой жидкости определенной вязкости, протекающей через заданное поперечное сечение горной породы, перпендикулярное заданному градиенту давления.

Удельное электрическое сопротивление горных пород изменяется в очень широких пределах и определяется минеральным составом, пористостью, минерализацией пластовых вод, соотношением воды и нефти в поровом пространстве. В зависимости от характера насыщения и глинистости коллекторов, удельное сопротивление песчаников изменяется от 1,5 до 60 Ом.м. Водоносные коллектора отмечаются сопротивлением от 1,5 до 6,4 Ом.м, продуктивные от 6 до 60 Ом.м. Для глинистых пород удельное электрическое сопротивление характеризуется низкими и сравнительно постоянными значениями 1-10 Ом.м.

Естественная радиоактивность горных пород обусловлена присутствием в них радиоактивных элементов. Максимальной радиоактивностью характеризуются глины 20-25 мкр/час, радиоактивность песчаников и алевролитов возрастает с увеличением глинистости 2-20 мкр/час.

Таблица 2.3. Физические свойства различных пород

Горная порода	Плотность г/см ³	Пористость %	Рп Омм	Іу мкр/час
Глина	2.4	20	1-10	20-25
Аргиллит	2.4	16-20	5-12	12-14
Алевролит	2.3	20	5-20	10-20
Песок	2.1	30	5-20	2-10
Песчаник водоносный	1-1.02	8.3-20.2	1.5-6.4	2-10
Песчаник нефтеносный	1-2.2	8.3-20.2	6.0-60	2-10
Аргиллит битуминозный	2.45	16	50-60	30-70

3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

Для анализа геофизических исследований скважин на Федоровском месторождении была взята скважина №10314 куста 136 (рис. 3.1 и 3.2), которая вскрыла следующие продуктивные горизонты: АС9, АС10 и АС11 меловой системы, верхней части вартовской свиты.

Разрез скважины был исследован в интервале от 2116 до 2164 м следующими геофизическими методами:

- 1) Метод потенциалов собственной поляризации (ПС);
- 2) Боковой каротаж (БК);
- 3) Индукционный каротаж (ИК);
- 4) Потенциал-зонд (ПЗ);
- 5) Гамма-каротаж (ГК);
- 6) Нейтронный каротаж (НКТ).

Глины в данном разрезе отличаются положительной аномалией по ПС, высокими значениями естественной радиоактивности I_{γ} и более высокими значениями электропроводности по кривой ИК. Кроме того, наблюдается уменьшение значений по НКТ, относительно более высоких значений по НКТ для песчаников.

Плотные породы выделяются низкими значениями ГК, ПС и высокими значениями нейтронного каротажа (НКТ).

На уровне глинистых образований песчаники выделяются отрицательной аномалией по кривой ПС, средними и повышенными значениями по НКТ, средние и пониженные показания по кривой ГК.

В интервале 2116-2124 м залегает пласт глин. Здесь наблюдается высокие значения радиоактивности по ГК, положительная аномалия по ПС, низкие значения электропроводности по ИК и низкие значения по НКТ. Данные отложения сложены глинами и являются покрывкой для нижележащего коллектора.

Далее в интервале 2124-2139 м выделяется первый продуктивный пласт АС9, сложенный песчаником. На данном интервале наблюдаются низкие значения радиоактивности по кривой ГК, отрицательная аномалия по кривой ПС.

Пласт АС9 (2124-2139 м) характеризуется: $K_{нг} = 86,6 \%$, $K_{г} = 72,7 \%$, $K_{по} = 25,3 \%$, $K_{гл} = 10,1 \%$. Характер насыщения – газ.

В интервале от 2139 до 2142 м залегает пласт глин. Он характеризуется хорошими гидроизоляционными свойствами. Здесь наблюдаются высокие значения радиоактивности по ГК, положительная аномалия по ПС, средние и низкие значения по НКТ, что говорит о высоком водородосодержании, а также низкие значения по ИК.

Далее в интервалах 2142-2157 и 2160-2165 м выделяется основной продуктивный пласт АС10. Основной продуктивный пласт АС10, выделяется относительно невысокими значениями аномалии ПС, это может быть связано с повышенной глинистостью коллектора, все остальные признаки коллектора присутствуют. Более характерный признак – высокое сопротивление по БК и ИК.

Изменение (повышение) амплитуды БК против нефтенасыщенных песчаников связано с высоким удельным сопротивлением нефти. Внутри продуктивного горизонта АС10 наблюдается увеличение значений по БК в верхней части пласта, это связано с тем, что верхняя часть пласта насыщена нефтью.

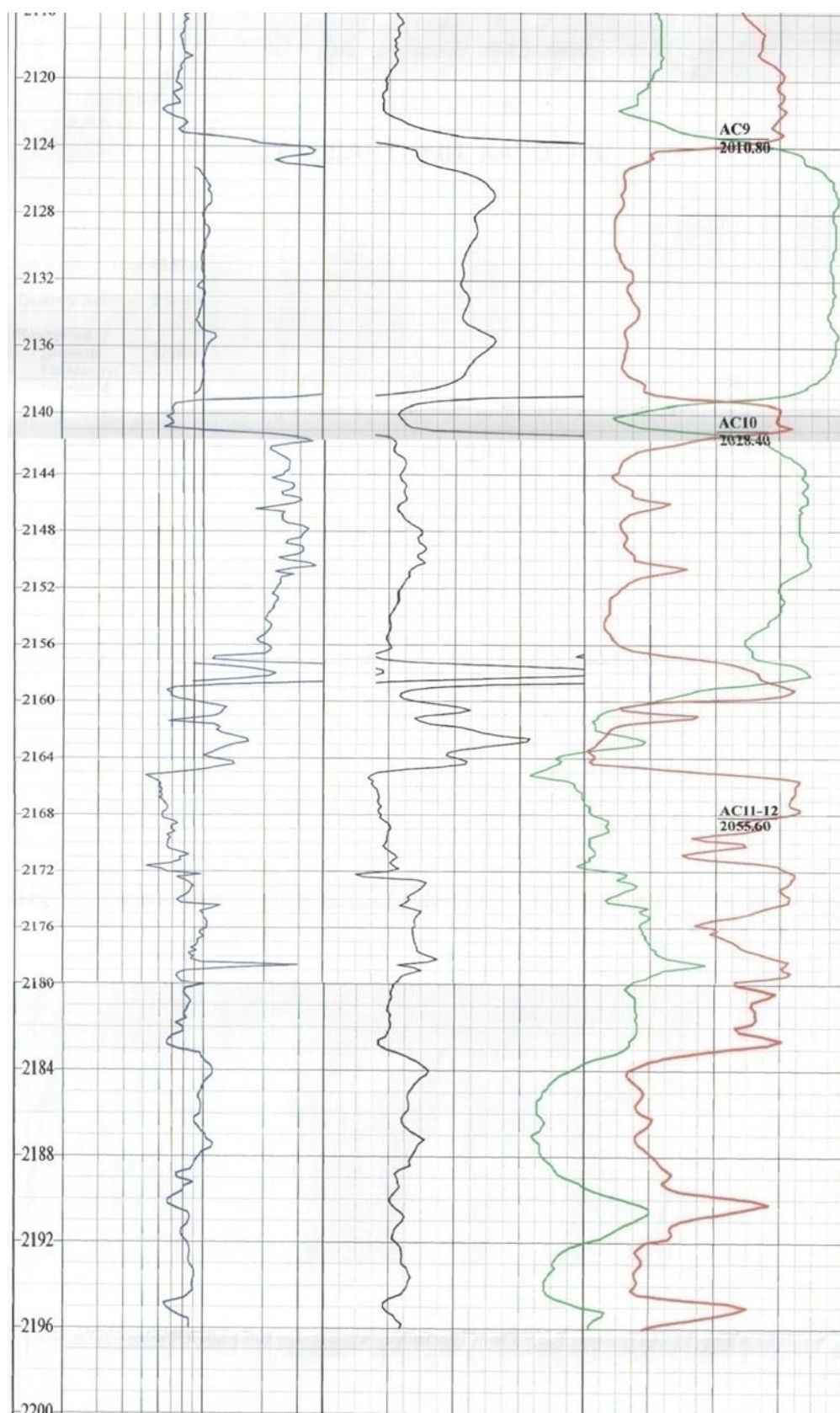


Рис. 3.1. Результаты геофизических исследований разреза скв.10314

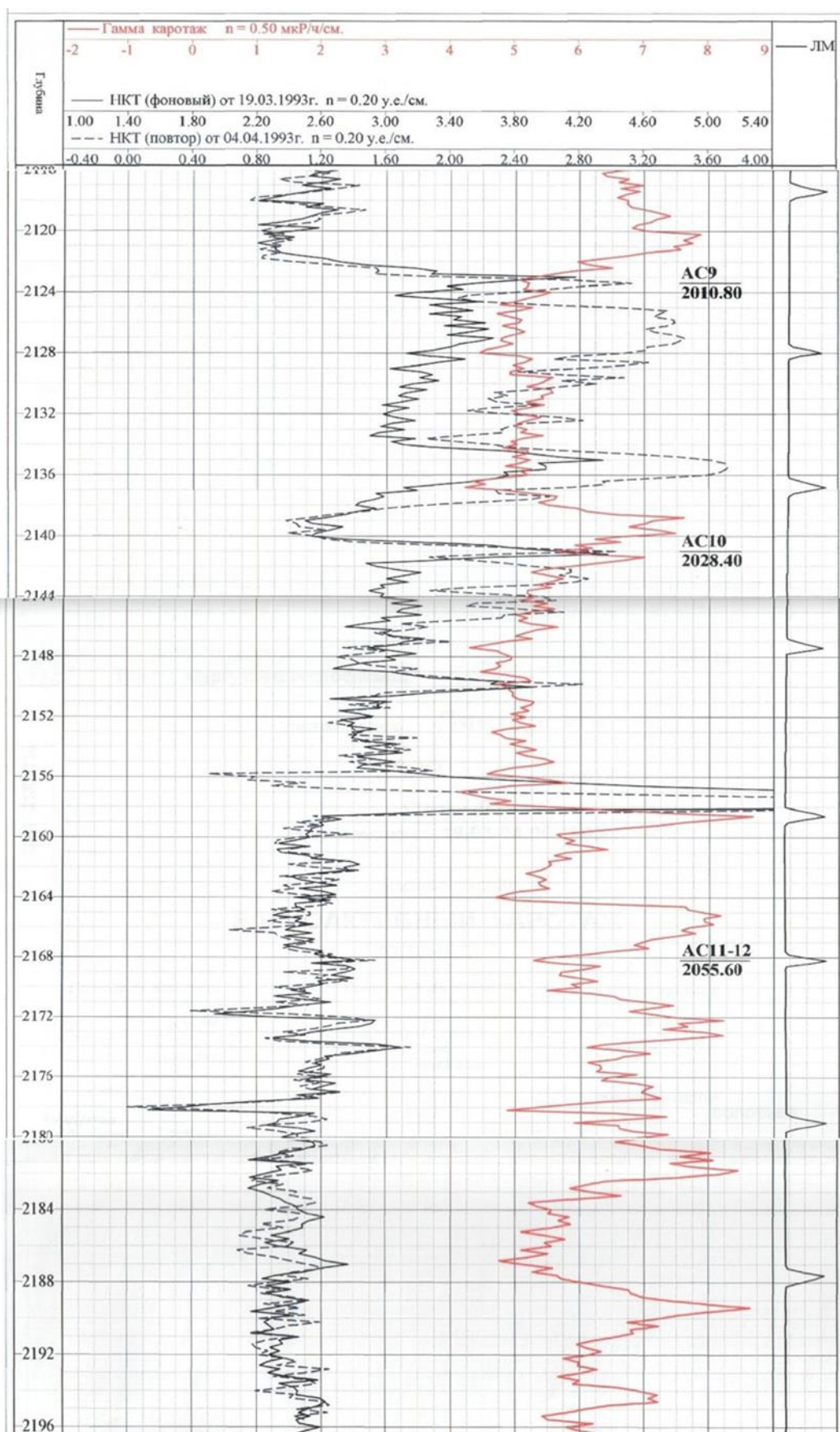


Рис. 3.2. Результаты геофизических исследований разреза скв.10314

4. Основные вопросы проектирования

4.1. Задачи геофизических исследований

На стадии доразведки месторождения, выполняемый комплекс геофизических исследований скважин должен решать следующие геологические задачи:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов:
 - Пористости;
 - Проницаемости;
 - Глинистости.
- 4) Оценка характера насыщения коллекторов;
- 5) Уточнение положения газонефтяного контакта.

Поставленные выше геологические задачи решаются с помощью следующих геофизических методов: ПС, БК, МКЗ, БКЗ, ВИКИЗ, ГК, НКТ, АК, кавернометрия и инклинометрия.

4.2. Обоснование объекта исследований

Проектом предусматривается проведение ГИС в скважине, заложенной в западном направлении от скважины № 400 на Федоровском месторождении. Бурение скважины проектируется глубиной 2195 м и вскрывает мезозойские отложения.

Проектируемая скважина № 450 должна подсесть газонефтяной контакт. Таким образом, для получения дополнительной информации по наиболее продуктивной части нашего месторождения наиболее оптимальным местом для заложения разведочной скважины посчитали район между скважинами № 400 и № 500. На рисунке 4.1.1 представлена схема размещения проектной

скважины на структурной карте по кровле горизонта АС9. На рисунке 4.1.2 представлен разрез, построенный по линии скважин I-I, включающий проектную скважину. Целью данной скважины является изучение фильтрационно-емкостных свойств пород мезозойского отложения, уточнение положения ГНК и определение характера насыщения пласта. В связи, с чем на запроектированном участке работ перед ГИС стоят геологические задачи, представленные в главе 4.1.



Рис. 4.2.1. Схема размещения проектной скважины на структурной карте по кровле горизонта АС9. Масштаб 1:10000

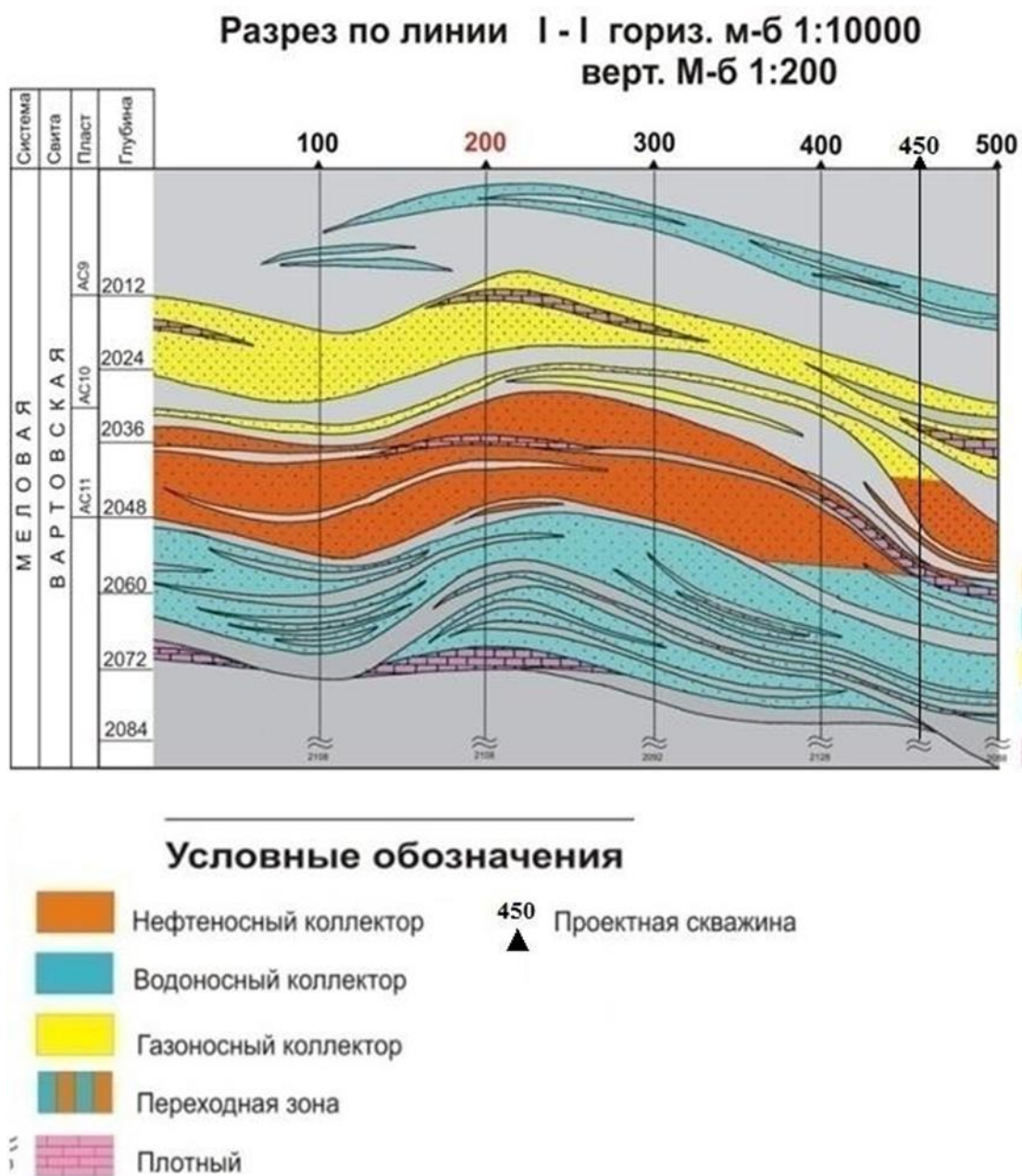


Рис. 4.2.2. Положение проектной скважины на разрезе I-I

4.3. Физико-геологическая модель объекта исследования

На этапе проектирования геофизических работ формируется априорная физико-геологическая модель объекта исследования и с помощью неё определяются параметры и тактика геофизических наблюдений.

На основе физических свойств пород терригенного разреза можно схематически составить физико-геологическую модель разреза, с помощью которой можно проследить, как выделяются интересующие нас горные породы по данным геофизического каротажа, а также продумать оптимальный комплекс геофизических исследований в скважинах с более точным расчленением разреза.

При построении физико-геологической модели участка были учтены данные полученные при проведении ГИС на исследуемом месторождении и при интерпретации данных.

Разрезы скважины месторождения литологически дифференцированы. В интервалах исследования встречаются такие породы как песчаники, алевролиты, плотные породы, глины и другие литологические разности. В таблице 2.3 приведены физические свойства некоторых пород, слагающие разрез.

Как видно из таблицы различные литотипы имеют различные физические свойства, следовательно, на каротажных диаграммах будут прослеживаться изменения геофизических параметров при проходе через разрез скважины.

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) в глинах низкое по сравнению с песчаными коллекторами. Следовательно, на диаграммах электрических методов напротив глин получим минимальные значения, по сравнению со значениями песчаников.

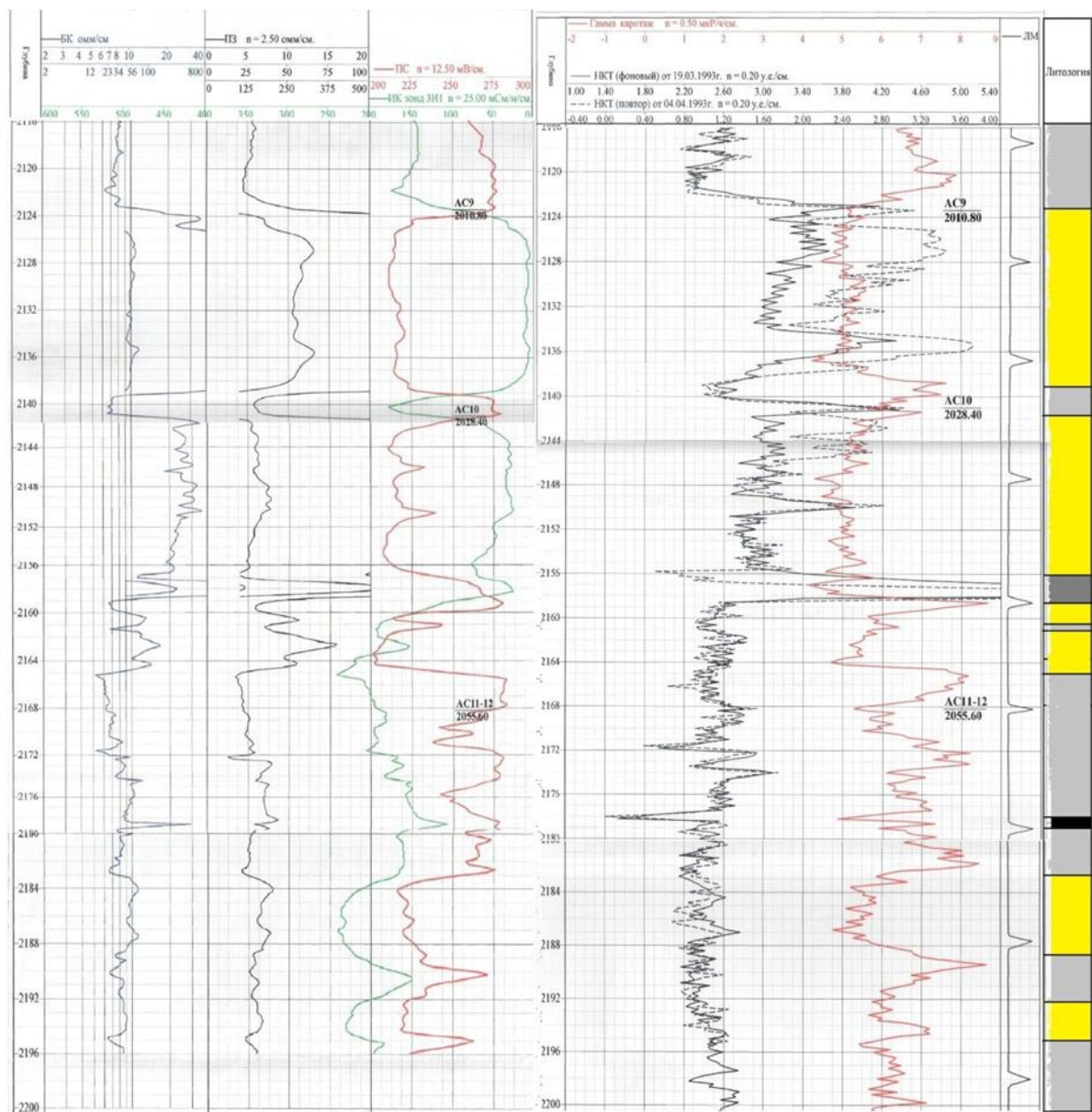
Амплитуда самопроизвольной поляризации ведет себя с точностью наоборот. На глинах она максимальная, на песчаниках минимальная. Это связано с различием диффузионно-адсорбционных процессов, протекающих на границе пласт-скважина.

По показаниям гамма-метода напротив глин значения будут максимальные, а в песчаниках средние. Это связано с различием плотности в этих

литологических разностях. Чем больше значение плотности, тем меньше радиоактивности.

Различие в водородосодержании пород находит свое отражение на диаграммах метода ННКТ. Высокими значениями водородосодержания отмечаются глинистые породы, низкими песчаники.

Модель коллектора продуктивных пластов Федоровского месторождения по результатам анализа имеющейся информации представляет собой коллектор порового типа с ФЕС, изменяющимся в зависимости от степени заполнения порового пространства глинистым цементом. Принципиальных различий в составе породообразующих минералов с глубиной залегающих отложений не замечено. Уменьшение пористости и проницаемости связано с процессами уплотнения пород и преобразованием цементирующего материала



Условные обозначения:

 Песчаник	 Плотные
 Уголь	 Глина

Рис. 4.3. Физико-геологическая модель

Выбор методов и обоснование комплекса геофизических исследований

Выбор методов ГИС основывается на анализе ранее проведенных работ в соответствии с поставленными геологическими задачами:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка (ФЕС) фильтрационно-емкостных свойств коллектора:
 - Пористость;
 - Проницаемость;
 - Глинистость.
- 4) Оценка характера насыщения коллекторов.
- 5) Уточнение положения газонефтяного контакта.

Литологическое расчленение разреза выполняется при условии дифференциации пород, слагающих разрез, по физическим свойствам. К таковым можно отнести удельное электрическое сопротивление (УЭС), плотностные свойства, поляризационные свойства, естественную радиоактивность горных пород, акустические свойства.

В песчано-глинистом разрезе Федоровского месторождения задачу определения литологического расчленения разреза можно решить, такими методами, как ПС, ГК, НКТ, БК.

Метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) основан на изучении электрического поля, образующегося в скважине при разбуривании горной породы [25]. Потенциалы самопроизвольной поляризации формируются на контактах пород различной литологии, и растворов различной минерализации в результате диффузионно-адсорбционной, диффузионной, фильтрационной и окислительно-

восстановительной активности [25]. По аномалиям на диаграммах ПС выделяются пласты с разной электрохимической активностью – около пористых проницаемых пластов – отрицательные аномалии, это происходит вследствие различия адсорбционных свойств песчаников и глин, а против глинистых пород – положительные.

Метод ГК основан на регистрации естественного гамма-излучения. Это излучение обусловлено самопроизвольным распадом радиоактивных элементов уранового, ториевого и актиноуранового рядов. Это так называемые радиоактивные семейства. Практический интерес представляют уран, торий и калий, так как именно эти радионуклиды определяют естественную радиоактивность горных пород [25]. Наименее радиоактивными являются песчаники, против них будут низкие значения, а глины являются наиболее радиоактивными, по этой причине на диаграмме против них будут наблюдаться высокие значения радиоактивности. Данный метод более четко выделяет угли, так как в них отсутствуют радиоактивные элементы.

По НКТ при определении литологии основное значение имеют процессы замедления, диффузии и захвата нейтронов в породах. Породы с высоким водородосодержанием отмечаются на диаграммах низкими показаниями. В малопористых породах с низким водородосодержанием плотность нейтронов вблизи индикатора увеличивается, что вызывает повышение интенсивности радиационного захвата, а, следовательно, и показания НКТ

Диаграммы БК в комплексе электрических методов позволяют увеличить число пластов с количественными определениями УЭС, в том числе в зонах частых чередований, высоких сопротивлений, контрастных изменений УЭС.

Выделение коллекторов осуществляется методами: кавернометрия, МКЗ, ПС, ВИКИЗ.

Кавернометрия. Выделение коллекторов по наличию глинистой корки основано на определении местоположения участков уменьшения диаметра в разрезе скважины. Оно происходит из-за осаждения твердых частиц ПЖ на стенке скважины в процессе фильтрации жидкой фазы бурового раствора в пустотное пространство коллектора. Так как метод кавернометрии является одним из методов стандартного комплекса ГИС, указанный признак удобен при обработке большого объема геофизических данных.

Метод МКЗ. Выделение коллектора по диаграммам микрозондирования основано на наличии положительного приращения (разности показаний потенциал-микрозонда и градиент-микрозонда). Однако, как и критерий наличия глинистой корки, положительное приращение не всегда дает положительные результаты при определении местоположения коллектора в разрезе скважины. Положительные приращения против пласта-коллектора могут отсутствовать в случае корки толщиной более 2 см, при вскрытии водонасыщенного коллектора высокой проницаемости. В последнем случае зона, исследуемая потенциал-микрозондом, дает величину сопротивления, близкую к сопротивлению глинистой корки.

С помощью ПС хорошо выделяются коллектора, на диаграмме против них будут отрицательные аномалии, которые образуются за счет диффузионно-адсорбционного потенциала, возникающего на границе пластов в результате диффузии солей, растворенных в буровом растворе и пластовой воде.

Метод ВИКИЗ основан на радиальном распределении удельного электрического сопротивления от скважины до неизменной части пласта, что позволяет определять истинное удельное сопротивление пластов-коллекторов, а также изменения этого параметра в околоскважинных областях. Эта задача решается с использованием кривых зондирования, показания которых имеют минимальные значения в пределах нефтенасыщенных пород-коллекторов, т.к. удельное сопротивление нефти, воды или газа, меньше, чем у глин. Поэтому в нефтенасыщенном коллекторе отклонение самого длинного зонда будет минимальным, а короткого максимальным.

Фильтрационно-емкостные свойства включают в себя определение:

- глинистость;
- пористость;
- проницаемость.

Определение глинистости пород осуществляется методом самопроизвольных потенциалов (ПС) и методом естественной радиоактивности гамма-метод (ГК).

По данным ПС для определения используют эмпирические зависимости относительной амплитуды, аномалии α ПС от глинистости. Определение глинистости зависит от адсорбционной активности, а, следовательно, и глубины аномалии ПС над коллекторами от содержания в них глинистого материала.

При ГК используют значения измеренной естественной радиоактивности в определяемом и опорном пластах. Интенсивность зависит от содержания в них глин. Для определения глинистости используют связь между двойного разностного параметра ГК и коэффициента глинистости.

Определение пористости осуществляется методами сопротивлений такими, как (БКЗ, МКЗ), ПС, НКТ, АК.

Методы сопротивлений применяют для определения КП межзерновых коллекторов и основывается на связи между коэффициентом пористости и параметром пористости (относительным сопротивлением) РП.

По ПС определение коэффициента пористости основано на зависимости статистической связи между коэффициентом пористости КП и амплитудой аномалии ПС, установленной путем сопоставления диаграмм

ПС с результатами, которые были проведены в лабораторных исследованиях керна.

При НКТ пористость коллекторов определяется за счет водородосодержания исследуемого интервала и в основном в порах пород содержится жидкость.

По АК определяется пористость на замере интервального времени, которое напрямую является линейной функцией пористости горных пород.

Определение проницаемости коллекторов осуществляется методами сопротивлений и методом ПС.

По методу ПС проницаемость определяется на зависимости между относительной амплитуды $\alpha_{ПС}$ потенциала самопроизвольной поляризации и проницаемости, устанавливается для каждого месторождения в зависимости от модели пород.

В методах сопротивлений коэффициент проницаемости высчитывают по известной величине параметра нефтенасыщенности (R_n) и коэффициента пористости (K_p). Эти определения основываются на наличии корреляционной

зависимости между содержанием в пласте связанной воды и величиной коэффициента проницаемости. Также по методу БКЗ, которым можно определить диаметр зоны проникновения, проницаемость тем выше, чем больше диаметр зоны проникновения.

зависимости между содержанием в пласте связанной воды и величиной коэффициента проницаемости. Также по методу БКЗ, которым можно определить диаметр зоны проникновения, проницаемость тем выше, чем больше диаметр зоны проникновения.

Характер насыщения коллекторов определяется акустическим каротажем (АК) и методами сопротивлений,

При акустическом каротаже (АК) характер насыщения коллекторов зависит от изменения затухания и скорости упругих волн. В нефти скорость меньше, чем в воде, а в газе затухание больше, чем в жидкости.

В методе сопротивлений высокие значения в нефтяных значениях сопротивлений, т.к. они являются диэлектриками, а их значения будут соответствовать сопротивлению промытых пород. Что касается водонасыщенного пласта, то значения будут высокие т.к. водонасыщенный пласт имеет высокую проводимость

Газонефтяной контакт можно определить с помощью методов сопротивлений (БКЗ, БК, ИК) и методом НКТ. С помощью метода НКТ ГНК определяется по содержанию водорода. Их переход обуславливает низкие показания на диаграммах НКТ. Методами сопротивлений границу можно увидеть если происходит быстрая фаза от нефтяного к газовому. Тогда значения на границе будут показывать от низкого к высоким.

Инклинометрия применяется для определения пространственного положения ствола скважины, абсолютных отметок продуктивных и реперных пластов.

Таким образом, для решения поставленной задачи на Федоровском месторождении, воспользуемся следующим комплексом методов:

ПС, БК, НКТ, ГК, АК, МКЗ, БКЗ, ВИКИЗ, кавернометрия и инклинометрия.

5. Методические вопросы

5.1. Методика проектных геофизических работ

На месторождении Федоровском рассматриваем нефтегазовое месторождение, а все геофизические исследования производятся по руководящему документу РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследования, и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах». Все аппаратура используется на основании выбора геофизической изученности и по анализу прошлых лет для решения поставленной задачи проекта.

- 1) ПС, БК и БКЗ будут производиться прибором К1А- 723М;
- 2) МКЗ будет производиться прибором МК-ГМ;
- 3) Для кавернометрии будет применяться прибор СКПД-3;
- 4) НКТ, ГК будет выполняться прибором СРК-2М;
- 5) ВИКИЗ будет производиться прибором ВИКИЗ;
- 6) Для АК будет использоваться прибор АКВ-1.
- 7) Инклинометрия будет производиться прибором ИОН-1

Применимое оборудование и аппаратура

- 1) Прибор комплексный электрического каротажа К1А-723-М.

Прибор измеряет кажущееся удельное электрическое сопротивление горных пород зондами бокового каротажного зондирования (БКЗ) и трёхэлектродного бокового каротажа (БК), потенциал самопроизвольной поляризации (ПС), удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости, кажущееся электрические проводимости горных пород зондом индукционного каротажа (ИК).

Прибор рассчитан на работу совместно со следующими изделиями:

- 1) каротажными станциями по ГОСТ 25785-83, оснащёнными системой «АЯКС»;
- 2) модулем сопряжения с системой «АЯКС»;
- 3) трёхжильным бронированным каротажным кабелем по ГОСТ 6020-82 марки КГЗ – 70 -180 длиной 3000-5000 м, оснащённым кабельным наконечником по ГОСТ 14213-81;
- 4) каротажным генератором типа П4507 или УГ-1.

Диапазоны измерений: от 0,2 до 5000 Ом-м для зондов А8.0М1.0N, А4.0М0.5N, А2.0М0.5N, N0.5М2.0А, А1.0М0.1N; от 0,2 до 1000 Ом-м для

зондов А0.4М0.1N, N1 1М0.5; от 0,2 до 10000 Ом-м для зонда БК; от 10 до 2500 мСм/м для зонда ПК; от 0,05 до 5 Ом-м для резистивиметр; от -0,5 В до +0,5 В для сигнала ПС.

Условия эксплуатации:

- Максимальное рабочее гидростатическое давление - 80 мПа;
 - Максимальная рабочая температура окружающей среды - 120°C.
- Габаритные параметры прибора: длина жёсткой части не более 3,9 м; диаметр не более 75 мм; масса прибора не более 80кг; длина гибкого зонда не более 17 м.

Точка записи зондов:

А8.0М1.0N -14,50м; А4.0М0.5N -10,25м; А2.0М0.5N -14,75м;

N0.5М2.0А - 10,25м; А1.0М0.1N - 13,55м; А0.4М0.1N - 12,95м;

N11М0.5А -12,25; резистивиметр-6,00м; БК - 17,68м; ИК - 19,67м; ПС- 15,75м.

3) Каверномер-профилемер скважинный СКПД-3.

Прибор СКПД-3 одновременно измеряет значения двух взаимно перпендикулярных поперечных размеров (диаметров) ствола скважины и их средний диаметр для нефтяных и газовых скважин.

Условия эксплуатации:

Прибор СКПД-3 может работать в скважинах при температуре окружающей среды 180 град. Цельсии и гидростатическом давлении 120 МПа.

По команде управление с поверхности измерительными рычагами многократное. Время не более 2 мин для раскрытия и закрытия рычагов. Усилие прижатия одного из рычагов к стенке скважины не менее 60 Н при измерении нужного диаметра 100 мм и не более 200 Н при измерении диаметра 760 мм.

Габариты прибора: длина - 3426 мм; диаметр - 80 мм; масса прибора - 76 кг.

4) Прибор скважинный радиактивного каротажа двухканальный малогабаритный СРК-2М

Прибор СРК-2М нужен для исследования скважин по месторождению нефти, газа или твердых полезных ископаемых по методам гамма- каротажа (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК).

Прибор может проводить измерений в скважинах от 50 мм диаметра и более (в т.ч., и через НКТ), заполненных промывочной жидкостью (водой) с содержанием NaCl от десятых долей процента до максимальной минерализации, соответствующей насыщению, NaOH - до 20%, нефти - до 10% и водородным показателем (pH) до 10, при верхних значениях температуры и давления гидростатического 120°C и 80 МПа, соответственно,

со скоростью каротажа от 200 до 400 м/ч смотря какие задачи поставлены и какое геолого-техническое условие в скважине.

Прибор используется в комплексе со следующими изделиями:

- Пультом радиоактивного каротажа, содержащим из двух измерительных каналов (например, КУРА2М, ИПРКУ-А);
- любой лаборатории каротажной типа ЛКС;
- кабелем геофизическим бронированным грузонесущим любой марки длиной до 6000 м.

Источником быстрых нейтронов полоний-бериллиевым типа ВНИ-2 или плутоний-бериллиевым типа ИБНВ -5 с потоком нейтронов от $5 \cdot 10(6)$ до $1 \cdot 10(7)$ 1/с.

Питание прибора осуществляется постоянным электрическим стабилизированным током от блока питания наземного пульта или от источника питания, входящего в состав каротажной лаборатории.

Сила электрического тока питания прибора (95±5) мА. При этом напряжение питания на входе прибора не более 26 В.

Мощность, потребляемая прибором, не более 2,6 Вт.

Диапазон измерения: естественного гамма-излучения от $14 \cdot 10^{-14}$ до $14 \cdot 10^{-12}$ А/кг; водонасыщенной пористости Кп от 1 до 40%.

Условия эксплуатации:

- Диапазон рабочих температур окружающей среды - от -10 до +120°C.
- Верхнее значение гидростатического давления рабочих условий – 80 МПа.

Габариты прибора: номинальный наружный диаметр - 42 мм; длина не более - 2500мм; масса прибора - не более 25 кг.

5) Аппаратура ВИКИЗ

Аппаратура высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ), предназначена для исследования скважин, бурящихся на нефть и газ, обеспечивает измерение кажущегося удельного электрического сопротивления с помощью пяти электромагнитных зондов и потенциала самопроизвольной поляризации (ПС) с помощью электрода ПС.



Рис. 5.2. Аппаратура ВИКИЗ

Аппаратура ВИКИЗ состоит из:

1. Скважинного прибора:
 - Температура окружающей среды от 5°C до 120°C ;
 - Максимальное гидростатическое давление 60 МПа;
 - Температура окружающего воздуха в предельных условиях транспортирования от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$.
2. Наземной панели (рабочие условия применения):
 - Температура окружающей среды от 10°C до 45°C ;
 - Относительная влажность окружающего воздуха при 30°C - 90%;
 - Максимальное гидростатическое давление 60 МПа;
 - Температура окружающего воздуха в предельных условиях транспортирования от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$;

- При относительной влажности воздуха при 30°C не более 90%.
- Технические данные аппаратуры ВИКИЗ:

- Диапазон измерения, кажущегося УЭС от 1 до 200, Ом*м;
- Напряжение питания 220 ± 22 , В.

Габаритные размеры скважинного прибора: диаметр 0,073, м; длина, не более 4,00, м.

Габаритные размеры наземной панели не более 0,34/0,20/0,09, метров. Масса скважинного прибора 50, кг, наземной панели 3,5, кг.

6) Аппаратура каротажа акустического АКВ-1.

АКВ-1 может регистрировать волновые картинки и замерять интервальное время, а также амплитуду и затухания упругих волн всех типов (Лэмба-Стоунли, продольных и поперечных), использование как в открытом, так и закрытом стволе. Диаметры скважин от 110 мм до 300 мм.

Зондовая установка состоит из магнитострикционного излучателя упругих волн с частотой излучения 12,3 кГц и 22,5 кГц и шесть приемников широких пьезокерамических для упругих волн.

Формулы зондов:

- И(1.5)П1(0.2)П2 (0.2)П3;
- И(1.5)П1(0.2)П2 (0.2)П3 П4(0.2)П5 (0.2)П6;
- И(1.5)П4(0.2)П5 (0.2)П6(0,5)П1(0,2)П2(0,2)П3.

Излучатель имеет несколько режимов: низкие частоты, высокие и поочередно. НЧ, ВЧ и ВНЧ.

Аппаратура АКВ-1 обеспечивает преобразование □□ в диапазоне 0-30 дБ/м.

Условия эксплуатации: максимальная температура 150С°; максимальное рабочее давление 100МПа; диаметр скважины от 100 до 300 мм; каротажный кабель трёхжильный.

Габариты прибора: длина скважинного прибора 6470 мм, максимальный диаметр 73 мм; масса прибора 94 кг.

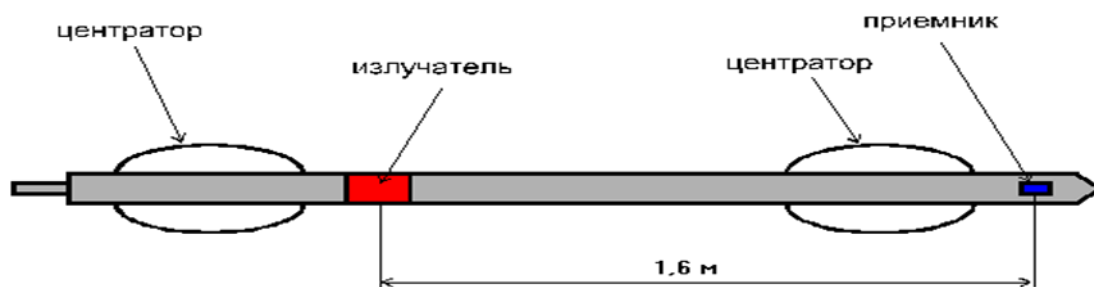


Рис. 5.3. Схема прибора АКВ-1

7) Инклинометр ИОН-1.

Прибор ИОН-1 проводится инклинометрия, он позволяет замерять запись по точкам через 10 м, и также проводить не прерывную запись. Скорость записи – 600 м/ч.

Измеряемые параметры: диапазон измерения магнитного азимута – 0°- 360°, диапазон измерения зенитного угла скважины – 0°±180°, диапазон измерения угла поворота – 0°-360°.

Пределы допускаемой основной погрешности: магнитный азимут $\pm 3^\circ$, зенитный угол от 3° до 7°, угол поворота 3 градуса, зенитный угол в диапазоне от 0 до 120 град – 0,25°. При измерении азимута и угла поворота: 1,5°. При измерении зенитного угла: 0,25°.

Для спуско-подъемных операций подойдет подъемник каротажный самоходный ПКС-3,5М, а для обработки и интерпретации геофизических данных – каротажную станцию КЕДР-02.

5.1.2. Метрологическое обеспечение

Метрологическая служба входит в состав ремонтных служб подразделений треста «Сургутнефтегеофизика». Базовой службой является служба метрологического обеспечения геофизической аппаратуры Центрального геофизического цеха (далее по тексту - ЦГЦ) в составе 9 человек. Ответственными за метрологическое обеспечение производства в центральном геофизическом цехе, Федоровском управлении геофизических работ, Лянторском УГР, Нижнесортнымском УГР, Сургутском УГР и геофизическом управлении разведочных работ (ГУРР) являются инженерно-технические работники, обученные и назначенные приказами по управлениям.

Метрологическое обеспечение инклинометрических работ осуществляется службой подготовки инклинометрической аппаратуры, работники которой имеют удостоверения калибровщика геофизической аппаратуры.

Также метрологический контроль скважинной аппаратуры осуществляется работниками службы подготовки аппаратуры бурящихся скважин, имеющими удостоверения калибровщика геофизической аппаратуры.

В 2004 году ЦГЦ осуществлял наладку, опробование, сопровождение в процессе эксплуатации, настройку, испытание в технологических скважинах и калибровку всего парка геофизической аппаратуры и оборудования. Также активно участвовал в проведении испытаний опытных образцов аппаратуры и вводе в эксплуатацию новой скважинной аппаратуры.

Дополнительно в Федоровском, Лянторском УГР проводился промер геофизического кабеля, в Нижнесортнымском УГР – промер кабеля и калибровка блоков преобразователей телеметрической системы СИБ-1.

В настоящее время в тресте 30 специально обученных работников имеют удостоверения калибровщика геофизической аппаратуры.

Ежегодно все скважинные приборы, применяемые при ГИС, должны своевременно проходить калибровку. Протоколы и сертификаты калибровки заносятся в электронную базу данных, которая позволяет накопить данные о калибровке всего парка аппаратуры на протяжении срока её службы, а также являться источником информации для работников КИП о пригодности скважинной аппаратуры при обработке материалов ГИС.

Все калибровочные установки и оборудование должны своевременно пройти аттестацию в Сургутском отделе Тюменского ЦСМ, в БЛМ ОАО

«Сургутнефтегаз», в Сибирском НИИ стандартизации и метрологии (г. Новосибирск), в Региональном Центре Сертификации и Метрологии геофизической продукции «Урал» (г. Уфа), в ОКБА «Импульс» (г. Барнаул).

В 2004 году метрологическая служба треста проверялась службой метрологического надзора ОАО «Сургутнефтегаз». Состояние средств измерений, подлежащих метрологическому контролю и надзору, признано удовлетворительным.

В течение 2004 года в тресте была введена в эксплуатацию установка для калибровки скважинных инклинометров УПИ-3М, производства ООО НПЦ

«Геомир» (г. Санкт-Петербург). Внедрение установки в производственную эксплуатацию позволило увеличить производственные мощности при осуществлении калибровки всего парка инклинометрической аппаратуры (магнитометрические инклинометры ИОН-1, гироскопические инклинометры ИГН-73), а также провести своевременный профилактический ремонт существующей поверочной установки УПИ-1.

Была проделана большая работа по адаптации программного обеспечения аппаратуры ИОН-1 в среде Windows.

Введена в производственную эксплуатацию установка для испытания скважинной аппаратуры на термо- и баростойкость – УИСП-6.2ДТ,

производства ООО «Маштехпром» (г. Санкт-Петербург). Это позволило осуществлять проверку работоспособности всей скважинной аппаратуры в условиях, максимально приближенных к скважинным. Рабочая температура, создаваемая в камере 1500С, давление максимальное – 100 МПа.

В течение года велась работа по формированию фонда нормативно-технической документации (НТД). На 1.01.2009 фонд треста укомплектован 595 нормативными документами, из них: ГОСТ – 475 экз., ОСТ – 24 экз., РД – 33 экз., СТП – 63 экз. В течение года велась работа по содержанию библиотеки НТД в действующем состоянии (внесение изменений, изъятие аннулированных НТД и т.д.), работа по систематизации данных периодической печати в области стандартизации (внесения поправок и изменений в действующие ГОСТы). Доводились до сведения специалистов изменения в действующей документации и вновь поступающие стандарты. За отчетный год введены в действие шесть стандартов предприятия (ОАО «Сургутнефтегаз»), девять государственных стандартов, внесены изменения в три стандарта ОАО «Сургутнефтегаз», проводились проверки внедрения стандартов.

5.2. Интерпретация геофизических данных

Интерпретация информации геофизической представляет собой решение поставленных задач, приведенных в главе 4.1. Интерпретация геофизических данных необходимо проводить комплексно или с применением нескольких методов, т.к. все перечисленные задачи не решаются по данным одного геофизического метода.

Интерпретируем с использованием уравнений для определения ФЕС и использование геофизического контакта. По ФЕС определим коллектор по пластам продуктивным Федоровского месторождения (приложение 1).

Литологическое расчленение

Расчленение производится с привлечением данных ранее проведенных работ на Федоровском месторождении.

По кривым ПС, ГК, БК и кавернограмме терригенные разности расчленяют на песчаные и глинистые. Против песчаников соответствуют отклонение кривой ПС в сторону отрицательных значений $\Delta U_{\text{ПС}}$, минимальные значения интенсивности естественного гамма-излучения I_{γ} , и уменьшенный диаметр скважины. Глинам соответствуют положительные аномалии $\Delta U_{\text{ПС}}$, максимальные значения I_{γ} и наличие каверн. Алевриты и глинистые песчаники характеризуются номинальным диаметром скважины и промежуточными значениями $\Delta U_{\text{ПС}}$ и I_{γ} . С увеличением глинистости величина интенсивности I_{γ} увеличивается, а величина $\Delta U_{\text{ПС}}$ будет уменьшаться.

Кривые НКТ, ИК, БК хорошо отмечают в разрезе плотные карбонатизированные песчаники, так называемые плотняки и угли, которые характеризуются высокими сопротивлениями $\rho_{\text{п}}$. Против угля по НКТ будут минимальные значения, а против плотняков максимальные значения.

Выделение коллекторов

Коллекторы выделяются по кривым ПС, микрозондам, кавернометрии и методу сопротивления типа ВИКИЗ. Породы проницаемые соответствуют отрицательные аномалии $\Delta U_{\text{ПС}}$, положительное расхождение микрозондов на кривых, меньше диаметр скважины и ВИКИЗ по разной глубине исследования, низкие значения I_{γ} .

Выделение нефтеносных пластов.

Нефтеносные песчанистые горизонты в песчано-глинистом разрезе выделяются по высоким удельным электрическим сопротивлениям, которую определяют с помощью данных ИК, БК, БКЗ и больших зондов ВИКИЗ. По данным нейтронного гамма-метода и метода плотности тепловых нейтронов разделяют песчано-глинистые коллектора на водоносные и нефтеносные, именно по высокой минерализации пластовых вод. Водоносные разности в отличие от нефтеносных характеризуются повышенной интенсивностью $I_{н\gamma}$ пониженной плотностью тепловых нейтронов $I_{нГ}$.

Выделение газоносных пластов.

Газоносные коллекторы, так же, как и нефтеносные, в песчано-глинистом разрезе отмечаются высоким удельным электрическим сопротивлениям ρ_{Π} и кажущимися ρ_K . Песчано-глинистые коллекторы по нефтегазоносности разделяют по нейтронным методам. Газоносный коллектор, как правило, характеризуется низким содержанием водородосодержания. По сравнению с нефтеносными, газоносные горизонты характеризуются более высокими интенсивностями $I_{н\gamma}$ и плотностью тепловых $I_{нГ}$.

Определение коэффициентов глинистости, пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности

Коэффициент глинистости определяется такими методами, как ПС и ГК по петрофизическим уравнениям и зависимостям коллекторов Федоровского месторождения.

По ПС показания метода выражаются в величине амплитуды $\Delta U_{\text{ПС}}$

отклонения кривой ПС от условной нулевой линии (обычно от линии чистых глин) или в относительных единицах $\alpha_{\text{ПС}}$, таким образом:

$$K_{\text{гл}} = 0,4346 - 0,3846 \cdot \alpha_{\text{ПС}}, \text{ долей}, (5.1)$$

$$\text{где } \alpha_{nc} = \frac{\Delta U_{nc}}{\Delta U_{nc}^{max}}.$$

По ГК для песчано-глинистых пород, в которых отсутствуют значительные примеси глауконитовых, монацитовых, карнотитовых и других высокорadioактивных песков, песчаников и конгломератов, зависимость при условии выражения ее в относительных единицах ΔI_γ будет следующей:

$$K_{2л} = 1,055 - (1,14 - 1,111 \cdot \Delta I_\gamma)^{0.5}, \text{ доли ед. (5.2)}$$

где I_γ - параметр ГК двойной разностный, который вычисляется по формуле:

$$\Delta I_\gamma = \frac{I_\gamma - I_\gamma^{min}}{I_\gamma^{max} - I_\gamma^{min}} \quad (5.3)$$

где I_γ - показания гамма-метода, снимаемые с кривой ГК против исследуемого пласта; мкР/ч;

I_γ^{max} - показания метода, зарегистрированные против опорного пласта

чистых глин, мкР/ч;

I_γ^{min} - показания метода, зарегистрированные против чистых песчаников или известняков, мкР/ч.

Определение коэффициента пористости осуществляется методами:

ПС, БКЗ, НКТ и АК.

По ПС определение пористости выведено из петрофизического уравнения для коллекторов:

$$K_{\Pi} = 6,67\alpha_{\Pi c} + 19,33, \text{ доли ед.} \quad (5.4)$$

По БКЗ на Федоровском месторождении определяется также из петрофизического уравнения:

$$K_n = \sqrt[1.94]{P_n / 0,98}, \text{ доли ед.} \quad (5.5)$$

Кппо АК и НКТ рассчитывается следующим способом:

для АК:

$$K_n = 0,196 \cdot \Delta T - 33,9, \% \quad (5.6)$$

для НКТ:

$$K_n = K_n^{\text{общ}} - K_{\text{эл}} \cdot \omega_{\text{св}}, \text{ доли ед.} \quad (5.7)$$

где $K_n^{\text{общ}}$ - общая пористость, доли ед., определяется по следующей формуле:

$$K_n^{\text{общ}} = \frac{0,332}{J_{\text{НКТ}}} + 0,07998, \text{ доли ед.} \quad (5.8)$$

Параметр пористости и коэффициент прямо пропорциональны между сопротивлением водонасыщенной породы $\rho_{\text{ВП}}$ и сопротивлением $\rho_{\text{В}}$ воды, ее насыщающей:

$$\rho_{\text{вп}} = P_n \cdot \rho_{\text{в}}, \text{ откуда } P_n = \frac{\rho_{\text{вп}}}{\rho_{\text{в}}} \quad (5.9)$$

Коэффициент проницаемости коллекторов определяется с помощью методов сопротивлений и метода ПС.

В методе сопротивлений коэффициент проницаемости определяется по известной нам величине параметра нефтенасыщенности (P_n) и коэффициента пористости (k_p). И они основываются на наличии корреляционной зависимости между содержанием в пласте связанной воды и величиной коэффициента проницаемости. Они могут быть произведены в пластах, где водонефтяной контакт находится ниже и в этом случае, влияние подошвенной воды можно пренебречь. Для определения проницаемости нефтеносных песчаников по методу сопротивлений имеется несколько номограмм, причем отличие этих номограмм в основном обусловлено разным характером распределения связанной воды.

Определение коэффициента проницаемости водоносных песчаников можно решить по величине извилистости поровых каналов T . Формула извилистостью приведена ниже, где T – извилистость, l_k – отношение средней статистической длины поровых каналов между двумя параллельными плоскостями, l – кратчайшее расстояние между этими плоскостями:

$$T = \frac{l_k}{l} \quad (5.10)$$

Также, извилистость определяется величинами параметра пористости P_{pi} коэффициента пористости k_p :

$$T = \sqrt{P_{pi} k_p} \quad (5.11)$$

В некоторых типах песчаников, имеющих относительно постоянное значение коэффициента пористости, наблюдается коррелятивная зависимость между величиной извилистости T и коэффициентом проницаемости которую можно использовать для оценки последнего.

Коэффициент проницаемости рассчитывается по петрофизической зависимости от $\alpha_{\text{пс}}$ для коллекторов Федоровского месторождения:

$$\lg K_{\text{пр}} = 4,42\alpha_{\text{пс}} - 1,246, \text{ мД} \quad (5.12)$$

Коэффициент нефтегазонасыщенности находят по петрофизической зависимости для коллекторов Федоровского месторождения по следующему уравнению:

$$K_n = 1 - 0,95 \cdot P_n^{-0,75}, \text{ доли ед.} \quad (5.13)$$

где P_n – параметр насыщения, который находится по формуле:

$$P_n = \frac{\rho_{\text{нп}}}{\rho_{\text{вп}}}, \quad (5.14)$$

где $\rho_{\text{нп}}$ - сопротивление нефтенасыщенной породы, Ом*м.

Численное значение удельных сопротивлений газонасыщенного ρ_g или нефтенасыщенного ρ_n пластов определяют по данным БКЗ, ВИКИЗ или методом с большой глубиной исследования. Величину удельного сопротивления того же пласта при заполнении полностью его пор пластовой водой $\rho_{\text{вп}}$ рассчитывают по формуле:

$$\rho_{\text{вп}} = P_n \cdot \rho_n, \quad (5.15)$$

где параметр проницаемости определяют из зависимости по известному значению коэффициента пористости пласта.

Характер насыщения коллекторов

Определение характера насыщения осуществляется акустическим каротажем (АК) и методами сопротивлений.

В методе сопротивлений нефтегазовым горизонтам соответствует: высокое сопротивление, а водонасыщенным – низкое сопротивление.

Определение характера насыщения по акустическому каротажу зависит от изменения скорости и затухания упругих волн. Газоносные пласты отмечаются большими затуханиями упругих волн, чем в коллекторах, содержащие флюид, а нефтеносные пласты меньшими скоростями, по сравнению с водоносными.

Определение газонефтяного контакта

Определение газонефтяного контакта выполняется методами сопротивлений, НКТ и АК.

В методе сопротивлений контакт на диаграммах выделяется как граница между пластами высокого и низкого сопротивлений, но только в случае если в пласте переход от одной фазы к другой достаточно резкий. Определение контакта с применением НКТ основывается на различном содержании водорода в газоносных и нефтеносных пластах. На диаграммах НКТ отмечается пониженными показаниями при переходе от газонасыщенной части к нефтенасыщенной.

По результатам интерпретации геофизических данных приведенных выше, используя петрофизические зависимости, уравнения, критерии и формулы для определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и литологического расчленения разреза на Федоровском месторождении, будут решены ранее поставленные геологические задачи.

6. Специальное исследование

6.1. Проблемы некачественного цементирования скважин.

Дефекты крепления скважин.

Проблема некачественного цементирования связана из-за вмещения некоторых факторов в процессе формирования цементного камня.

В первую очередь, после закачки в скважину тампонажного раствора давление в затрубном пространстве снижается до гидростатического или даже ниже его, что может привести к перепаду давления между различными пластами в цементном тесте. Вследствие этого может происходить движение свободной воды затворения, которое приводит к образованию каналов, создающих условия для межпластового сообщения.

Следует учитывать различные сроки схватывания цементного раствора (табл. 6.1) в зависимости от физико-химических свойств цементных смесей, внешних термодинамических условий, в которых происходит образование цементного камня и от фильтрационно-ёмкостных характеристик окружающих пород.

Список некоторых характеристик, наиболее распространенных тампонажных материалов приведен в таблице.

Таблица 6.1

Тампонажный материал	Условные обозначения	Ограничение по температурам окружающей среды t° С	Плотность цементного раствора, г/см ³	Конечные сроки схватывания в лабораторных условиях, ч-мин		Двухсуточная прочность, МПа	
				начало	конец	на изгиб	на сжатие
Портландцемент для скважин «холодных» ГОСТ 1581-85	ПЦХ	22	1.85	2-00	10-00	2.7	12-13
Портландцемент для скважин «горячих» ГОСТ 1581-85	ПЦГ	75	1.85	1-45	4-30	6.2	21-42
Облегченный цемент ТУ39-01-08-411-80	ОЦГ	40-140	1.50	1-45	8-00	1.5	-
Шлаковый цемент	ШЦ	75-100	1.90	2-10	3-10	-	-
Шлако-песчаный цемент ГОСТ39-017-80	ШПЦС-120	80-160	1.83	2-00	10-00	2.5	10
	ШПЦС-200	160-220	1.83	2-00	8-00	-	20
Облегченный шлаковый цемент ГОСТ39-014-80	ОШЦ-120	120	1.58	3-35	6-50	1.5	8-15
	ОШЦ-200	190	1.58	3-35	5-30	1.5	8-15
Утяжеленный шлаковый цемент ГОСТ39-014-80	УШЦ1-120	120	2.12	2-00	10-00	3	8-15
	УШЦ2-120	120	2.20	2-00	10-00	3	10-25
	УШЦ1-200	160-220	2.12	2-00	8-00	4.5	5-10
	УШЦ2-200	160-220	2.22	2-00	8-00	3-4	6-15

Во многих нефтегазодобывающих регионах эксплуатационную колонну цементируют из двух марок цемента. Верхнюю часть скважины от устья до продуктивного пласта необходимо цементировать гельцементным раствором плотностью 1.5-1.6 г/см³, а скважину внизу в интервале продуктивных пластов нормальным портландцементным раствором плотностью 1.8-1.9 г/см³. Кондуктора цементируют одной маркой - портландцементным раствором.

Срок схватывания цементного камня в затрубном пространстве скважины зависят от состава и плотности цементных растворов (табл.6.1), а также от скважинной температуры, и давления, фильтрационно-емкостных свойств горных пород и других геолого-технических условий. Порой неправильно выбранный срок проведения комплекса геофизических исследований может привести к ошибкам оценки качества цементирования. Недостаточно полная и правдивая информация о составе тампонажного раствора тоже влияет на корректность оценки качества цементирования. Для повышения достоверности заключений по качеству цементирования необходима информация о любых добавках в тампонажные смеси.

Наиболее типичными дефектами крепления скважин являются: сообщаемые между собой вертикальные трещины и каналы в цементном камне; высокая проницаемость цементного камня; зазоры между цементным кольцом, поверхностью колонны и стенками скважин. Следует отметить о возможности сочетания указанных типов дефектов между собой.

Основные виды дефектов разделяют на:

- объемные – разрывы цементного кольца будут и по высоте и периметру затрубного пространства. (рис 6.1, в, г, д)
- контактные – зазоры кольцевые между цементным кольцом и стенками скважины и в обсадной колонне также. (рис 6.1, б)
- объемно-контактные – сочетание двух этих видов.

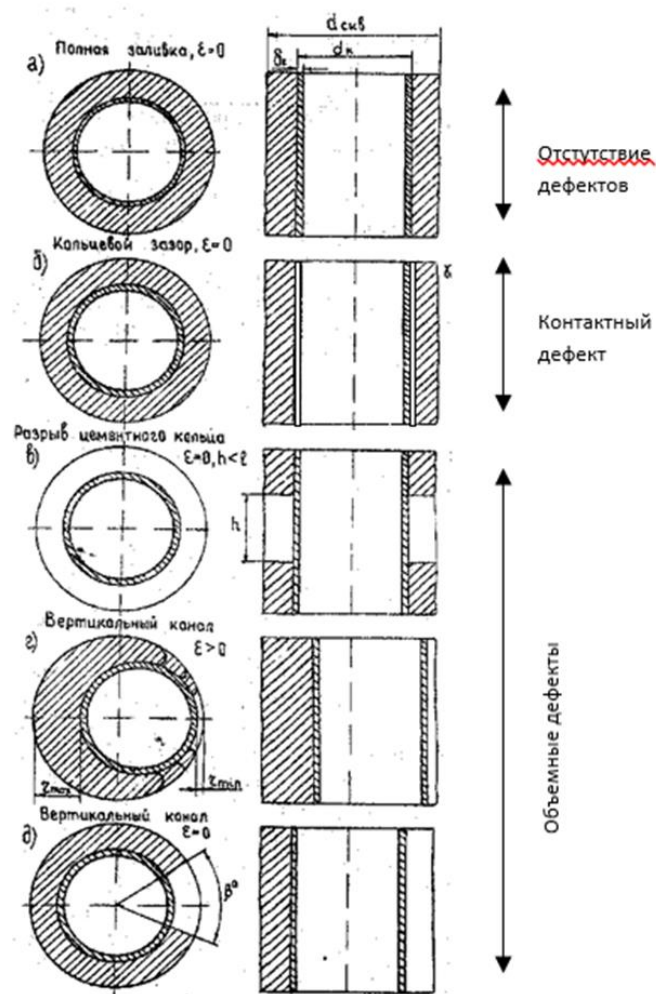


Рис.6.1. Различные виды дефектов цементирования скважин

Возникновению дефектов крепления способствуют:

- вытеснение промывочной жидкости неполное;
- несинхронная работа цементировочных агрегатов и неодинаковая плотность цементного раствора, подаваемого в скважину;
- чрезмерная отдача воды затворения в сильно проницаемые пласты и усадка цемента;
- седиментационная устойчивость тампонажных растворов;
- снижение гидростатического давления внутри обсадной колонны в процессе формирования цементного камня и притока газа или жидкости из высокопроницаемых пластов в затрубье;
- нагрузки механические на обсадную колонну при перфорации, бурении и работ насосов;

- на поверхностях обсадных труб красок, ржавчины или наличие на стенке скважины глинистой корки, которая не дает контакта цементного камня с породой

При учете сложных геолого-технических условий, в которых происходит цементирование кондукторов, представляется следующий механизм процесса цементирования.

Так как в интервале кондуктора производится набор кривизны, и он характеризуется максимальным искривлением, то обсадная колонна на всем интервале располагается, как правило, эксцентрично, а в интервале глубоких каверн в зоне ВМП вообще произвольно по отношению к оси скважины. Поэтому в процессе прокачки цемента подъем происходит по пути наименьшего гидравлического сопротивления по верхней образующей скважины (см. рис 6.2).



Рис. 6.2. Схема распределения цемента в интервале глубоких каверн в ВМП

Описание к рисунку – «Язык» цемента «проскакивает» зону глубоких каверн, иногда выходит на поверхность, но, после окончания прокачки, цемент оседает вниз и «теряется» в глубоких кавернах. Иногда отдельные «нашлёпки» остаются на верхней части колонны.

Сведения о качестве цементировании колонны дают возможность объективно проанализировать результаты испытаний в колонне. Отсутствие таких сведений нередко приводит к тому, что результаты испытания, не подтвердившие заключения геофизиков о характере насыщения коллектора (например, получение притока воды из пласта, рекомендованного геофизиками в качестве продуктивного), рассматриваются заказчиками как результаты ошибки интерпретатора-геофизика, в то же время, истинной причиной такого результата опробования может быть некачественный цементаж.

6.2. Методы оценки качества цементировании. Достоинства и недостатки

Одна из задач оценка качества цементировании скважин, заключается в установлении наличия или отсутствия каналов межпластового сообщения в цементном камне и зоны где происходит контакт с породой и также нахождение равномерностей и плотности цементного кольца за обсадной колонной на всей длине до устья скважины. Методы АКЦ и ГГЦ полностью подходят для этой задачи. Рассмотрим кратко достоинства и недостатки методов АКЦ и ГГЦ.

Акустическая цементометрия

Акустический метод основывается на информации, которую несет продольная волна в колонне, и продольная с поперечно которые распространяются в колонне.

Если интенсивность волны низкая, то в колонне скорее всего жесткий контакт цементного камня с поверхностью колонны, высокая означает отсутствие сплошного жесткого контакта колонны с цементным кольцом или отсутствие твердого вещества (цементный камень) в пространстве за трубой.

Волны регистрирующиеся, проходящие со скоростью, близкой к скорости породы, показывают отсутствие препятствий на пути распространения от источника к стене скважины и обратно.

Данный метод контроля цементационного кольца, который использует свойства волны преломленной, позволяет

- определять интервалы бездефектного цементного кольца;
- определять высоту подъема сформировавшегося цементного кольца (при определенных условиях);
- определять влияние механических и других воздействий на состояние цементного кольца;
- выделять интервалы с дефектами цементного кольца и оценивать размеры дефектов;

Качество результатов акустических измерений и их достоверность непосредственно связаны:

- с условиями работы аппаратуры в скважине,
- тщательностью эталонировки и калибровки аппаратуры.

К основным причинам, снижающим точность АКЦ, относятся:

- недостаточная степень центрирования прибора,
- несоблюдение рекомендуемого времени проведения исследований,
- неправильная установка калибровочных и эталонных значений или их отсутствие для различных комплектов аппаратуры и неправильная ее настройка,
- пренебрежение влиянием акустических свойств жидкостей, заполняющих обсадные трубы и очисткой поверхностей труб от парафина и цемента.

Связь характеристик акустических регистрируемых с дефектами кольца цемента их процессами.

Динамика характеристик волны A_k и A_p упругих (в породе и колонне) :

- тип и размер дефекта (каналы, трещины) в цементном кольце,
- величина зазора между цементным кольцом и колонной,

- толщина, прочность и условия контакта цементного камня с колонной и породой.

Коэффициент затухания и амплитуда акустических волн будет зависеть обратно пропорционально диаметру и толщине обсадных труб. Если происходит увеличение диаметра, то будет происходить уменьшение амплитуды.

Амплитуда волны и затухания в колонне имеет экспоненциальную связь с толщиной данного цементного кольца.

Амплитуда волны зависит еще от содержания глинистого материала в цементном тесте и другие замедлители. Снижающие прочность цементного камня.

В зацементированной колонне амплитуда волны снижается не более чем на 25-30 % по сравнению в свободной колонне амплитуды если в контакте цементного кольца с поверхностью колонны через различные материалы (глину, парафин, мазуты и др.). Значения амплитуды аналогично получают если присутствуют микрозазоры (30-50 мкм), заполненных жидкостью, что вызывает затруднения для оценки цементного камня в данных условиях.

При цементировании облегченными цементными смесями скважин или при добавке утяжелителей в портландцемент (бентонитов), приводящих к снижению прочности и к уменьшению в колонне коэффициента затухания, вероятность регистрации волн, распространяющихся по породе сокращается, ограничиваясь ненарушенными плотными породами.

Показания цементомера акустического зависят от того, в каком агрегатном состоянии (твердом или жидком) находится тесто цементажа в затрубном пространстве. Различают 3 стадии, через которые возможен проход цементный раствор, прежде чем это будет цементный камень: загустевание, схватывание и твердение (см. рис 6.2.2).

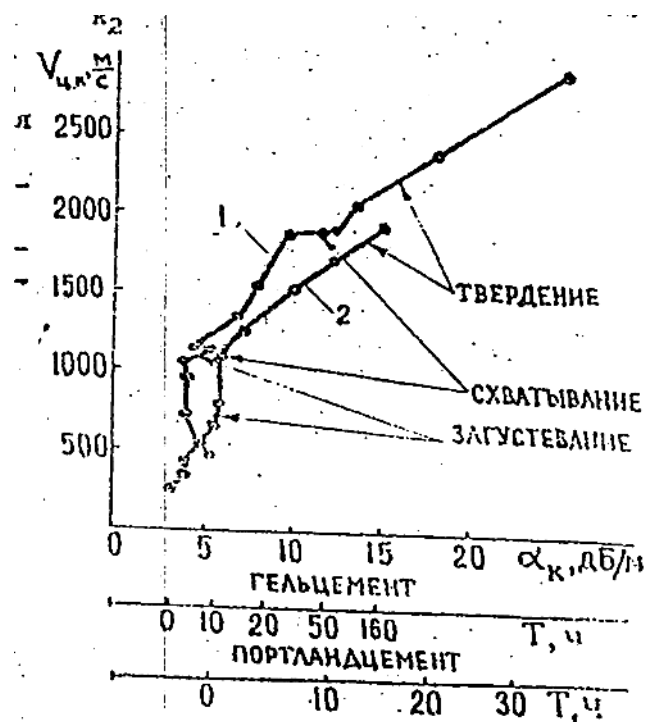


Рис. 6.2.1. Зависимость между коэффициентом затухания продольной волны, распространяющейся по колонне, и скоростью продольной волны:

1 – в портландцементном кольце,

2 – в гипсцементном кольце.

Продолжительность стадий будет зависеть от таких факторов как:

- наличие пассивных добавок и замедлителей схватывания,
- тип и состав цементной смеси,
- температура и давление окружающей среды,
- водоцементное отношение,
- наличие или отсутствие пластов, интенсивно поглощающих воду.

Кривые амплитуд регистрируются с флуктуациями в зависимости от давления гидростатического, влияющего на чувствительность и мощность преобразователей, от качества цементирования скважинного прибора и от «кривой» настройки аппаратуры.

С оси колонны смещение прибора приводит к двух или трехкратному изменению амплитуд. Отмечаются минимальные амплитуды, когда прибор на стенке скважины «лежит», максимальные – при строгом центрировании.

«Кривая» настройка аппаратуры, в режиме нелинейности работа часто приводит (например, в колоннах с облегченным цементом) к полному отсутствию (нечувствительности) наличия цементного кольца.

Из-за большого диаметра в кондукторах может быть плохая центровка прибора, особенно где интервалы с кавернами, с увеличением наклона угла скважины при наборе кривизны.

В верхней части разреза наличие рыхлых пород, отсутствие данных по АК, КВ (лучше - профилемера) по стволу открытому, являются факторами, которые затрудняют оценку контакта цементного кольца с породой.

Аппаратура, применяемая при оценке качества цементирования в кондукторах большого диаметра

В нашей организации для оценки качества цементирования в кондукторах акустическими методами чаще всего применяют прибор УЗБА-21А/Д, а также акустический прибор станции КЕДР – 42(60) АК. Среди широкого выбора аппаратуры для АКЦ данные приборы обладают неплохой стабильностью характеристик волнового сигнала. УЗБА имеет 2 излучателя и один приемник, 42(60) АК имеет 1 излучатель и два приемника. При одинаковой длине зондов для обоих приборов применяют одни и те же критерии при интерпретации.

Приборы центрируются с помощью центраторов.

Гамма-гамма цементометрия

Использование метода рассеянного гамма-излучения (ГГЦ) для качества цементирования контроля скважин основано на некой зависимости

интенсивности рассеянного гамма-излучения от плотности окружающей среды вещества, слагающих в скважине в интервале исследования.

По большому счету плотность цементного камня значительно больше, чем плотность применяемого раствора, тогда на против интенсивность зацементированной части скважины рассеянного гамма-излучения, значительно ниже, чем в не зацементированном интервале.

Метод данного излучения (гамма), чувствительный к какой-либо плотности вещества, это является надежным индикатором распределения и наличия цементного раствора в затрубье (в случае разницы бурового и тампонажного раствора и плотностей не меньше 0.2-0.5 г/см³ в зависимости от применяемого прибора и диаметра скважины).

Основные среды, которые определяют интенсивность регистрируемого гамма-излучения в скважине, являются:

- жидкость, находящаяся внутри обсадной колонны,
- металлическая колонна обсадных труб,
- цементный камень (раствор) или буровой раствор в затрубном пространстве,
- горные породы, слагающие разрез скважины.

Список задач, которые решают с помощью метода ГГЦ:

- определение подъема тампонажной смеси в затрубном пространстве, а именно высоты,
- определение интервалов, которые содержат различные тампонажные смеси (чистый портландцемент, гелцемент и др.),
- характер заполнения затрубного пространства тампонажной смесью,
- определение в скважине эксцентриситета колонны,
- определение толщины стенки труб обсадной колонны,
- определение соединительных муфт и их местоположения, а также центрирующих фонарей, специальных пакеров и т.п.,

- определение коррозионного и механического износа труб обсадной колонны.

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

Но ГГЦ также имеет ограничения:

- в цементном камне каналы, заполненные жидкостью, выделяются при условии, если площадь их сечения будет составлять менее 8-10 % площади сечения затрубного пространства,
- для разделения интервалов, зацементированных необходимо, чтобы плотности промывочной жидкости существенно отличалась от плотности цементного камня и разница диаметров колонны и скважины была достаточно большой.
- Метод не определяет, в какой фазе (жидкой или твердой) находится цемент.

Аппаратура, применяемая при оценке качества цементирования в кондукторах методами ГГЦ.

Для контроля по методу рассеянного излучения технического состояния кондукторов и качества цементировки в нашей организации применяют прибор ЦМ 8-12.

Прибор зондовой содержит детекторы гамма-излучения, коллимированные по углу и азимуту относительно оси скважинного прибора и образующие: большой зонд (зонд дефектомера), имеющий три детектора, под углом 120° относительно друг друга в сечении от его оси к стенке охрannого корпуса и малый зонд (зонд толщиномера) использующий один детектор, расположенном по оси прибора. Прибор центрируется с помощью подпружинных центраторов. Измеряемыми параметрами является средняя толщина колонны и плотность среды в затрубном пространстве.

Слагающей разрез, учет за влиянием плотности породы и эксцентриситета колонны обсадной на данные ГГЦ.

При оценке качества данным методом учитываем влияние плотности вмещающих пород, слагающих разрез на значение плотности вещества затрубного пространства. Эксцентриситет колонны также влияет на ГГЦ.

Размещение в стволе скважины обсадной колонны принимает множество положений, из них являются совпадение осей скважины и колонны и случай залегания колонны на стенку полностью.

Показания зондов плотнмера в приборе ЦМ 8-12, расположенных по окружности прибора и через 1200 в радиальном направлении друг от друга, зависят от того, насколько удалены они от стенки скважины.

Рассмотрим такие положения геометрии детекторов в скважине (эксцентричное и центральное).

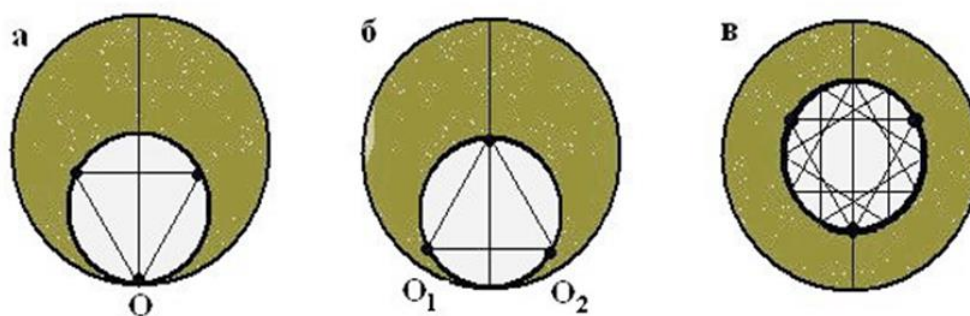


Рис. 6.2.2. а,б,в варианты расположения детекторов цементомера в скважине

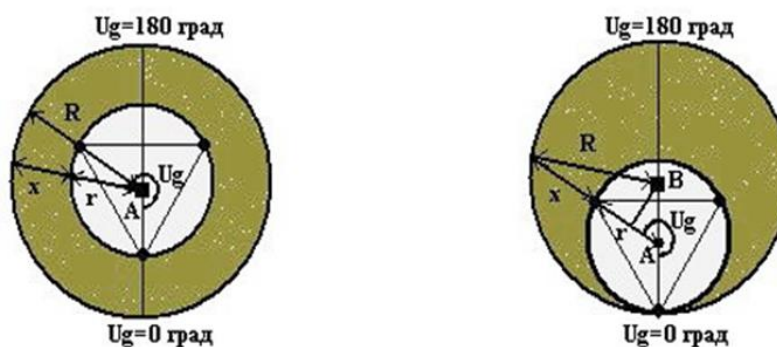


Рис. 6.2.3. а,б Геометрия расположения детекторов в скважине (эксцентричное и центральное)

В случае, когда залегания в колонне полное на стенку скважины допустим, что один из приемников находится в точке О, влияние вмещающих пород на значение измеренное будет максимальным (рис 6.2.2, а). В этом случае значения двух других приемников, которые располагаются на максимальном удалении от скважины и имеют влияние минимальное на плотность вмещающих пород, будут иметь минимальные значения.

Противоположная ситуация будет наблюдаться если расположения двух приемников на минимальном расстоянии от места соприкосновения колонны со стенкой скважины, а третий – на максимальном (рис. 6.2.3, б).

Получается, что зависимость вклада погрешности влияния пород, слагающих разрез и измеренные показания прибора от расстояния стенки скважины и прибора будет обратно пропорциональна и зависит от угла поворота прибора.

В случае, если учесть погрешность эксцентриситета скважины и сблизить значения этих датчиков к огибающей кривой показаний минимальные всех детекторов в зависимости от эксцентриситета. Разбег кривых отражал бы величину разброса всех значений плотности затрубного пространства. (рис. 6.2.4)

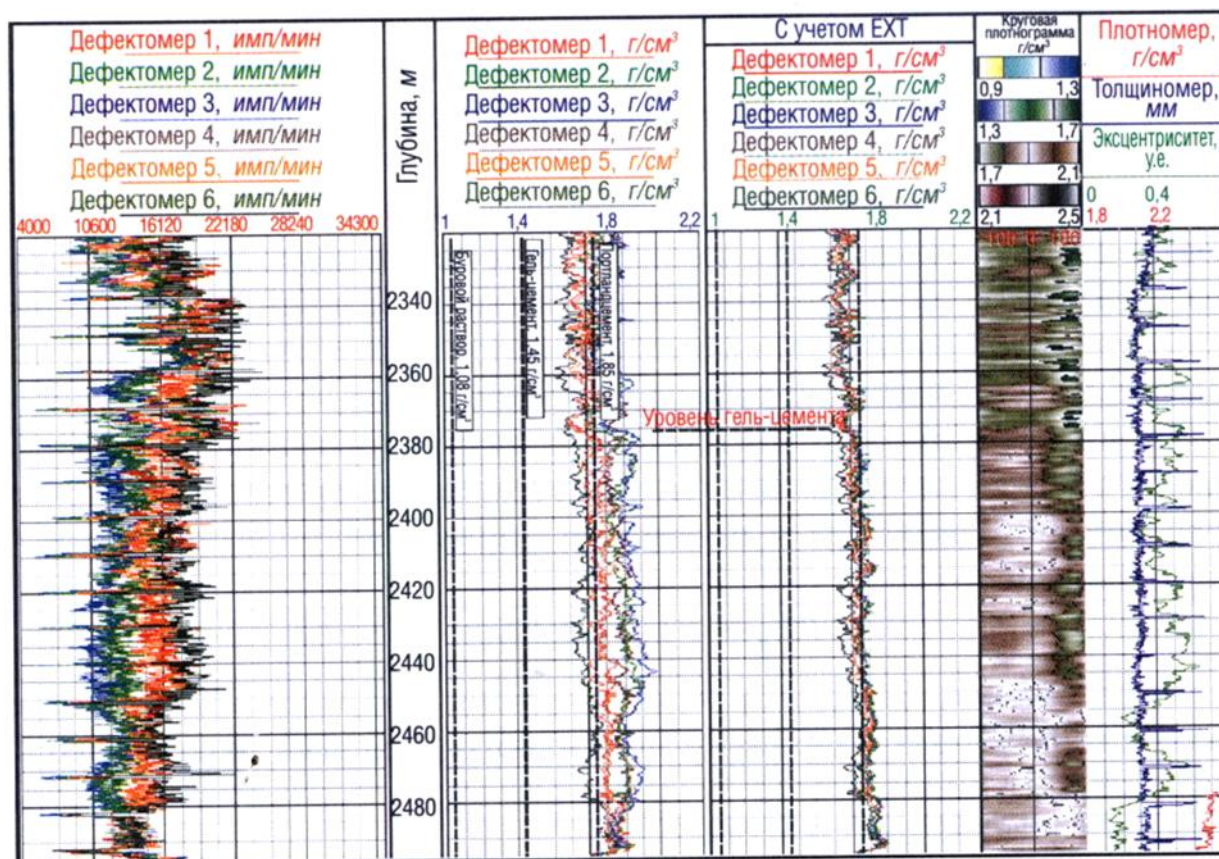


Рис. 6.2.4. Пример пересчета кривых плотности затрубного пространства с учетом эксцентриситета колонны

В то время, также видно, что если исследуемый радиус прибора намного превышает диаметр скважины, то на датчиках показания вмещающих пород будет ощутимым даже при наличии эксцентриситета.

Учитывая, что от детектора большого зонда информация характеризует характер распределения вещества за обсадной колонной и состояние цементного кольца по периметру скважины, а информация, поступающая от детектора малого зонда, характеризует только изменение толщины стенок труб обсадной колонны, получается используя соотношение между двумя величинами, можно учесть влияние различной толщины стенок на показание прибора.

Учитывая все перечисленные поправки, можно максимально повысить достоверность применяемого метода ГГЦ для оценки качества цементирования кондукторов большого диаметра.

6.3. Эффективность решения задачи. Определения высоты подъёма цементной смеси и качества цементирования по метод АМ АКЦ и ГГЦ в колоннах большого диаметра.

С целью выяснения причин некачественного цементирования скважин с большим диаметром на Западно-Сибирском нефтегазоносном районе проводились опытные работы в скважинах для изучения процесса формирования цементного камня во времени в зоне вечной мерзлоты, информативности различных видов аппаратуры акустического каротажа в колоннах большого диаметра.

Были проведены исследования в направлении, кондукторе и технической колонне: стандартный комплекс в открытом стволе, комплекс акустической и гамма-цементометрии до и после закачки цементного раствора во времени различной аппаратурой в нескольких скважинах.

Данные кавернометрии показали, что в интервале вечномерзлых пород образуются глубокие каверны, существенно увеличивающие общий, объем затрубного пространства. При сравнении полученного коэффициента кавернозности с используемым для расчета общего объема затрубного пространства показало, что фактический коэффициент выше используемого.

По данным технологической службы УБР на многих скважинах при цементировании кондукторов часть цементного раствора выходила на поверхность. По данным же комплекса геофизических исследований высота подъема цемента выдавалась значительно ниже, что приводило к

предъявлению претензий к достоверности материалов, предоставляемых геофизикам. На самом же деле здесь могла быть не вина геофизиков, а некачественное цементирование без учета сложных геолого-технических условий, в которых происходит цементирование кондукторов.

Таким образом, одной из причин недоподъема цемента в кондукторах являлся заниженный объем закаченного цемента.

Рассмотрим результаты проведенных работ для некоторых скважин.

В первой из рассматриваемых скважин (рис. 6.3.2) по данным гамма-гамма цементометрии до закачки цемента кавернозная зона, приуроченная к ВМП и подтвержденная данными кавернометрии, четко выделяется по увеличению показаний зондов плотногомера (в усл.ед.) в интервале 212-316 м. Сопоставление замеров ГГЦ, выполненных в различное время после окончания цементирования (через 20, 24, 120 ч) показало их полную идентичность.

По сопоставлению кривых ГГЦ до и после закачки цемента четко отбивается уровень подъема цемента на глубине 242 м. Таким образом, по данным метода гамма-гамма цементометрии кавернозная зона оказалась на две трети перекрыта цементным раствором и характеризуется чередованием участков однородного и неоднородного заполнения.

По данным замера акустической цементометрии прибором УЗБА-21, проведенного через 24 ч после цементирования высота подъема цемента отмечается значительно ниже, на глубине 312 м, то есть налицо несовпадение по уровню подъема данных АКЦ и ГГЦ. Это связано с тем, что промежуток времени в 24 ч оказался недостаточным для полного формирования цементного камня в зоне вечномерзлых пород, что подтвердилось последующими исследованиями АКЦ в этой скважине, выполненными через 5 суток после заливки. По данным этих измерений уровень подъема цемента уверенно отмечается на глубине 240 м. (рис. 6.3.3) На основании этого можно

сделать вывод, что для полного формирования цементного камня в зоне ВМП требуется больше времени, чем в выше- и нижележащих интервалах разреза скважины.

По результатам временных замеров АКЦ (до заливки, через 8, 24 ч и 5 суток после заливки) хорошо видна динамика изменения показаний, в частности, параметра \square , характеризующая динамику формирования цементного камня (рис. 6.3.3). Уровень подъема цемента, соответствующий данным ГГЦ, определяется уверенно только по замеру, выполненному через 5 суток после заливки по кривым АКЦ, также выделяется переходная зона с частичным контактом цементного камня с колонной.

Следует отметить, что для незначительных видов, облегченные тампонажные растворы при прошествии достаточно большого интервала времени данные АКЦ могут показывать недоподъем цемента, хотя уровень подъема цемента по ГГЦ значительно выше. Так в скважине 710GR Конитлорского месторождения были выполнены работы по АКЦ и ГГЦ (рис. 6.3.4), через 8 суток прибором КЕДР АКЦ 73Т и через 10 суток прибором УЗБА 21AD (заливка геляцемента 1.53 г/см³ 32 т, портландцемента 1.84 г/см³ 11 т). Уровень подъема цементного камня по данным АКЦ даже через 8 суток надежно прослеживается на глубине 236 м, когда как по данным ГГЦ – уровень подъема цемента на глубине 37 м (рис 6.3.1). Возможно цементный раствор поднят до глубины 37 м, но не схватился.



Рис. 6.3.1. Схема распределения цемента по данным АКЦ и ГГЦ

В этом случае, учитывая данным интервале будет идти набор угла, а также интервал глубин характеризуется большой кавернозностью пород, это объясняет оседания цемента и механизм прокачки в условиях наклонно-направленных скважин. Цемент, оседающий в кавернах, но не схватившийся с колонной будет приведен методам ГГЦ то есть изменение показаний и отсутствию показаний метода АКЦ.

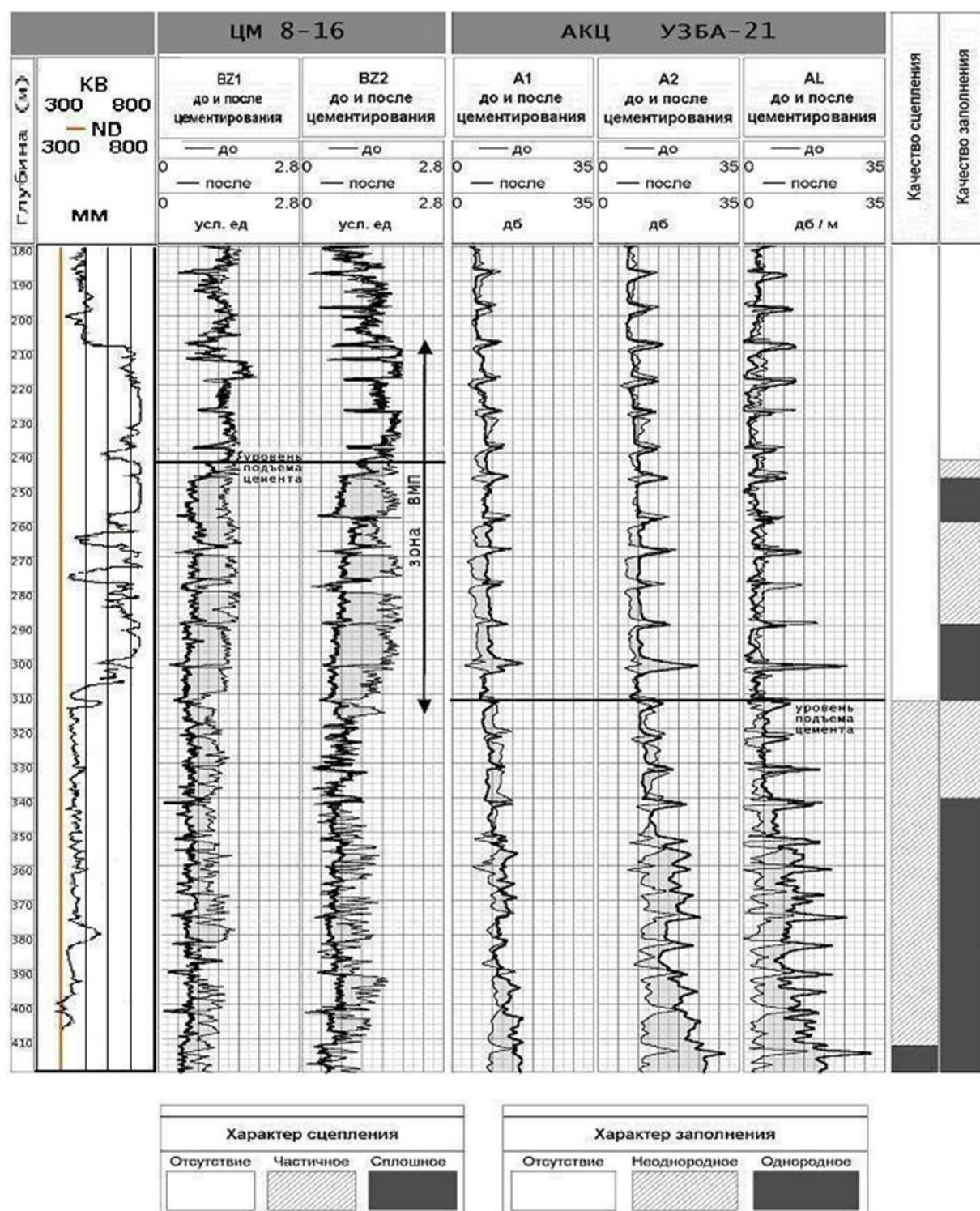


Рис. 6.3.2. Результаты исследований АКЦ и ГГЦ до и после цементирования

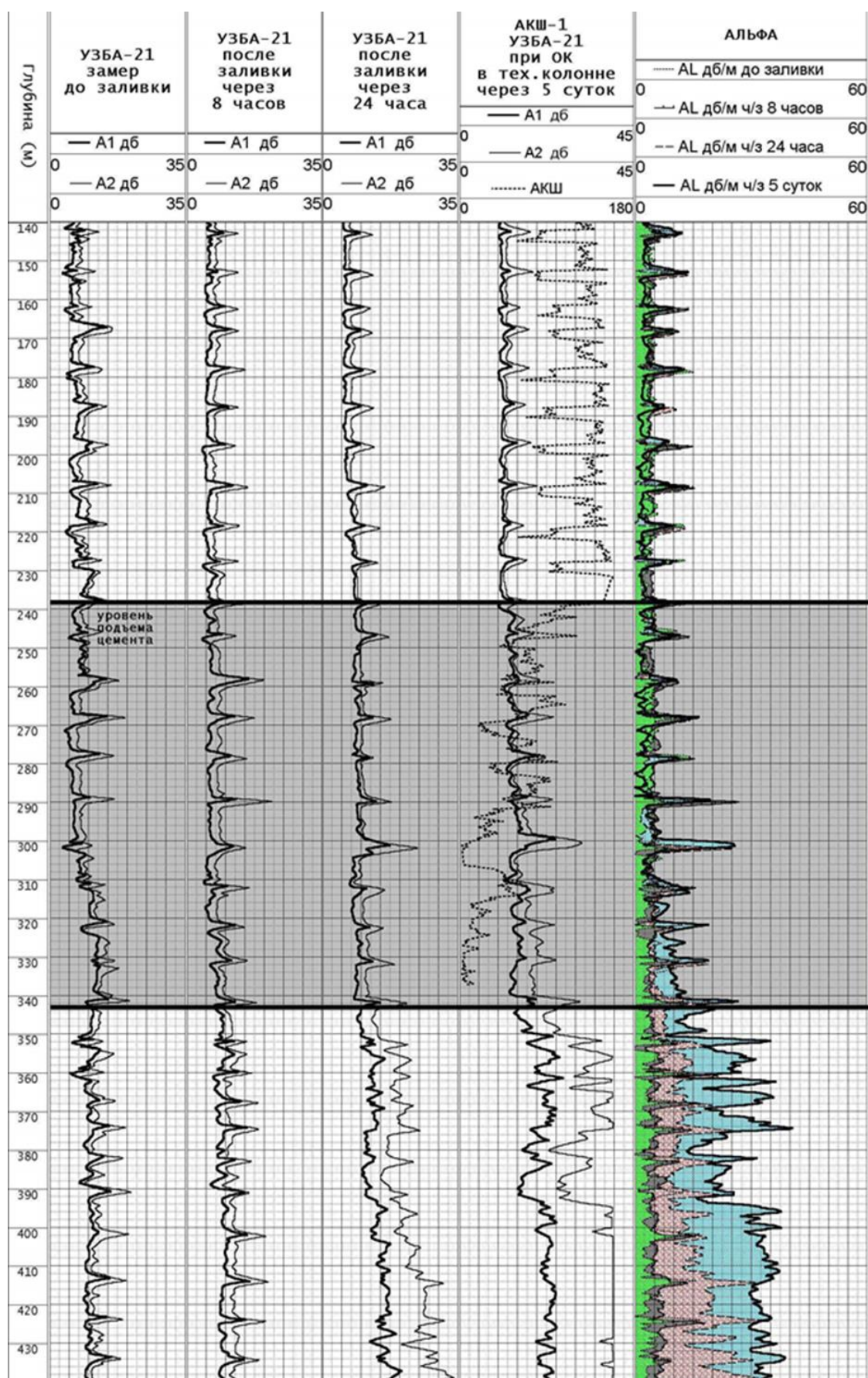


Рис. 6.3.3. Временные замеры АКЦ в кондукторе

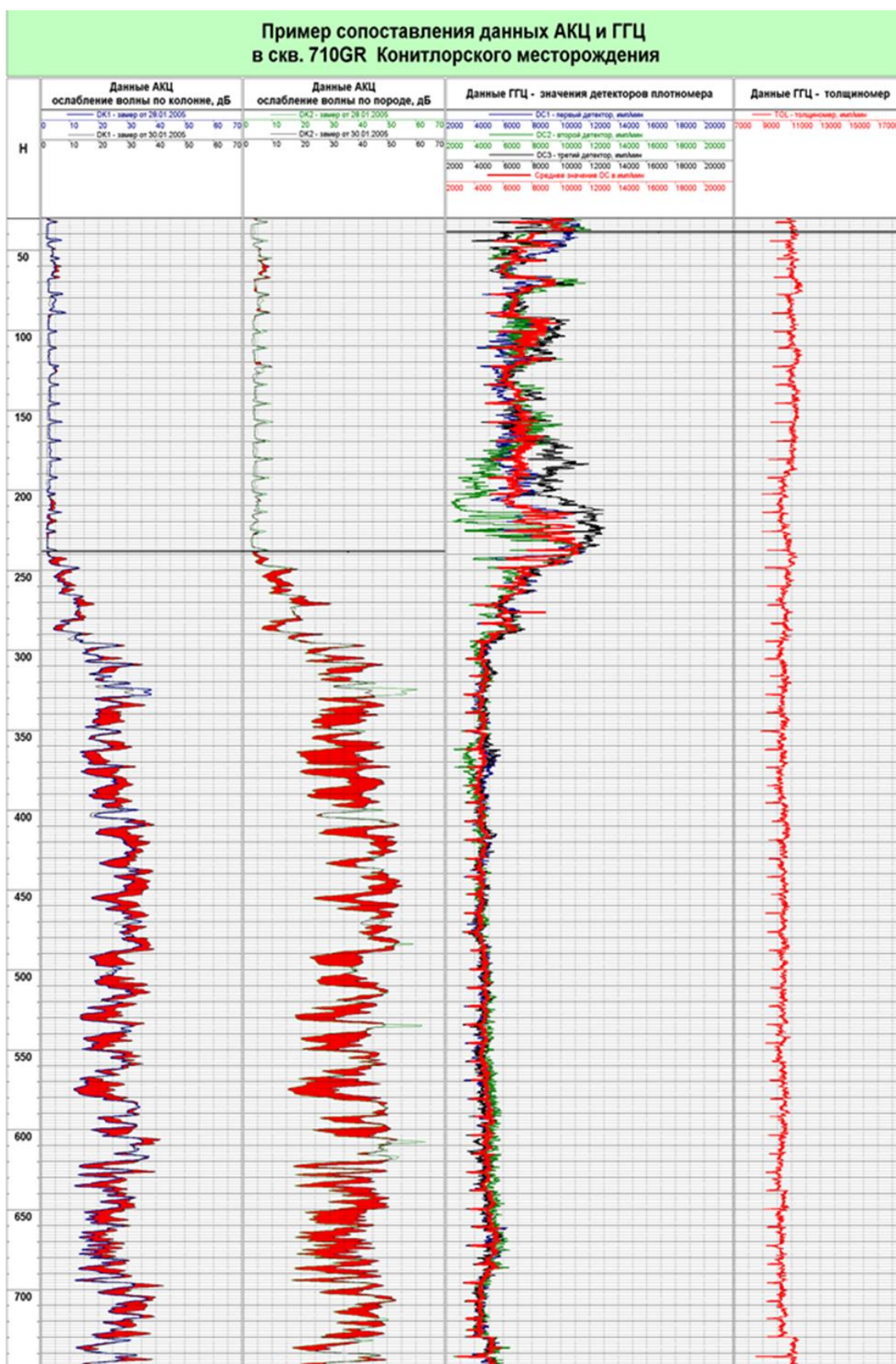


Рис. 6.3.4. Пример несовпадения уровней подъема цемента по данным АКЦ и ГГЦ по скв. 710GR
Конитлорского месторождения

6.4. Повышение достоверности оценки качества цементирования.

Комплексирование методов АКЦ и ГГЦ.

Полную информацию, которая дает показания качества цементации обсадных колонн, а также продуктивные горизонты точнее их разобщение получаем по результатам комплекса исследований методов АКЦ и ГГЦ.

Для районов западной Сибири используется чаще всего АКЦ для оценки качества цементирования.

Метод акустический используется для определения индикатора механического контакта на границах и для наличия цементного камня, в случае если происходит контакт.

Метод гамма-излучения будет чувствителен к плотности вещества, а также будет являться надежным индикатором распределения цементного раствора и наличия его в затрубье, если плотность глинистого раствора выше плотности цементного камня на 0.15-0.20 г/см³.

Комплексирование двух методов АКЦ и ГГЦ решит задачи:

- определения высоты подъема цемента станет значительно лучше,
- сведения о состоянии колонны будут более достоверны
- интервалы, которые будут содержать тампонажные смеси различного состава, будет проще выделить
- выделить интервалы, находящиеся на против которых происходит процесс создания цементного камня не закончился.

Следует отметить, что Федоровское управление геофизическими работами (ФУГР) использует успешно данную технологию комплексирования методов ГГЦ и АКЦ.

Для достоверности полученной оценки качества цементирования, в комплексе исследований метода ГГЦ, необходимо отметить такие требования:

- 1) Чтобы угол наклона скважины не имел большого влияния, и чтобы прибор работал стабильно нужно делать запись со скоростью каротажа не более 700-800 м/ч.
- 2) Настраивая прибор АКЦ учитывается степень облегченности раствора тампонажа, если несколько колонн, то и изменение диаметра, для этого перенастраивают прибор для каждого диаметра.
- 3) Получать достоверную информацию важно своевременно о применяемых растворах тампонажных и о типе применяемого бурового раствора, знать какие виды примесей, глинистых частиц и какие добавки, газированность буровых растворов все это будет влиять на АКЦ запись. Из-за этого ГГЦ метод может быть не информативным если не учитывать плотность тампонажного и бурового растворов.
- 4) Проблема выбора значений границы амплитуды волн в колонне считается немаловажной. От этого возможно состояние контакта может отсутствовать, быть хорошим или частичным. По контролю цемента значения не учитывают ни бурового раствора и цемента, ни толщины стенок колонны, ни диаметров скважины. Опираясь на данные критерии оценка относительна и субъективна.
- 5) В зонах ВМП при кавернозности наблюдается недоподъем цемента, еще видно несовпадение подъема цемента по ГГЦ и АКЦ. Причиной могут быть ошибка в коэффициенте кавернозности при расчете количества цемента.
- 6) На практике интерпретация этого комплекса АКЦ+ГГЦ в скважинах уровень раствора цементного находится выше зоны ВМП и цементирование будет проводится чистым цементом, значит достоверно уровень подъема цемента сбивается по данным ГГЦ.

Недостаток считается отсутствие способа количественной интерпретации метода и зависимостей, а также обеспечения метрологического для метода ГГЦ. Необходимо выполнить работы по зависимостям расчета данных по

толщине стенок скважины, расчету эксцентриситета скважины и значений интенсивности в плотность.

Несмотря на такие недостатки качества цементирование дает большие плоды и информация полученная важная и информативная.

Мы имеем палетки и зависимости для интерпретации метода СГДТ в скважинах с двумя диаметрами 146 и 168 мм. Методы СГДТ и ЦМ имеют одну физику процесса, отличаясь лишь различным числом детекторов и размерами. Проведем опытные работы для сопоставления данных этих методов и получается некая поправка на значения, используя палетки СГДТ использование возможно и к методу ЦМ, записанному в скважине с большим диаметром.

Также при использовании в цементе облегченные цемент или гель-цемент с небольшой плотностью цементного и бурового раствора, метод ГГЦ становится мало эффективным не же ли метод АКЦ

Возможны такие случаи, когда подъем по АКЦ выше, чем по уровню по ГГЦ. Это опять же недостаток метода ГГЦ т.к. влияние цемента, который занимает объем меньше 20 процентов от общего, будет находится за пределами разрешающей способности данного прибора и отмечаться не будет вовсе.

Уровень качества цементного кольца по двум методам могут не совпадать если цементный раствор смешался с тяжелым буровым раствором на ранних этапах работ.

Еще возможна такая проблема и после достаточного сцепления цемента. Это может быть из-за тампонажного раствора, к которому по методу АКЦ чувствительность очень мала.

7) Сплошность заполнения затрубного пространства цементным раствором по ГГЦ не будет зависеть от времени работ и получения цементного камня.

По АКЦ методу срок схватывания раствора тампонажного является одной из важных задач.

В зоне ВМП формирование камня цементного может затянуться намного дольше обычного (рис. 6.2.1).

Тогда при интерпретации этих двух методов информативнее будет метод ГГЦ, тогда как АКЦ будет показывать ложные значения.

Тогда учитывая срок схватывания цементного камня в зонах ВМП замеры проводить необходимо после 24 часов в кондукторе, а в зонах ВМП после 5 суток. Еще необходимо помнить, что есть срок схватывания цемента и более 5 суток (табл. 6.1)

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Геофизические работы, проводимые на Федоровском месторождении для определения эксплуатационных пластов-коллекторов методами ПГИ являются одной из главных частей нефтегазовой промышленности на данном участке. Данное месторождение расположено в Ханты-Мансийского Автономного округа Тюменской области не далеко от города Сургута.

На запроектированном участке работ будет проводиться комплекс промыслово-геофизических исследований для профиля притока пласта в фонтанирующей газовой скважине.

Нефтегазовая промышленность имеет множество сегментов, основными являются:

- Разведка и добыча нефти и газа
- Переработка нефти и газа
- Транспортировка нефти и газа

Таблица 7.1.1 – Карта сегментирования рынка услуг.

		Сегменты		
		Разведка и добыча нефти и газа	Переработка нефти и газа	Транспортировка нефти и газа
Размер компании	Малые	ПАО «Сургутнефтегаз», «Нижневартовскнефтегаз», «Ноябрьскнефтегаз».	Частные небольшие компании	
	Средние		Дочерние компании «Газпром», «Роснефть»	Дочерние компании «Газпром», «Транснефть».
	Большие	«Газпром» «Роснефть» «Новатэк», иностранные фирм(под тип Шлюмберже).	«Газпром» «Роснефть», и иностранные фирм(под тип Шлюмберже).	«Газпром», ПАО «Транснефть», а также государственные компании

Темно-серый значит максимально конкурентная область светло-серый максимально респектабельный сегмент.

Как правило наиболее перспективные сегменты считаются малые и средние региональные фирмы (Таблица 7.1.1 светло-серый цвет) в необходимом сегменте, а именно разведки и добычи нефти и газа. Все потому, что малые заказы выполняются подрядчиками, крупные компании отдают такие заказы малым фирмам. Наше исследование будет проводится как раз одной из фирм, а конкретнее «Сургутнефтегаз» трестом «Сургутнефтегазофизика» что является сегментом «Разведки и добычи нефти и газа».

Это предприятие непосредственно является обладателем Федоровского месторождения.

Также возможны в дальнейшем быть другие направления работ, такие как «разработка и эксплуатация нефтегазовых скважин», «геолого-технические исследования скважин» и другие немаловажные сегменты «Разведки и добычи нефти и газа».

7.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Для данных работ будет использоваться геофизический прибор: **ТК-Г1**.

Данный скважинный прибор предназначен для геофизических исследований с целью определить профиль притока пласта в фонтанирующей газовой скважине. Измерения проводятся при установившихся (длительное время эксплуатирующиеся скважины), неуставившихся (скважины с изменением режима отбора) и переходных термогидродинамических полях. Замеры выполняются в пределах отдельного интервала детальных исследований. Рабочая температура от -40 до 150 °С, давление – 60 МПа, прибор рассчитан на диаметр скважин 38 мм и более, масса прибора составляет 53 кг.

Данный прибор используется в выбранном предприятии, но также данную проблему можно решить с помощью приборов другого типа. Поэтому рассмотрим конкурентные решения в области аппаратуры для проведения ГИС:

Один из таких приборов **Сова-2**. Данный прибор используется для геофизических исследований, что и предыдущий за изменением некоторых аспектов. Минимальный внутренний диаметром 54 мм и более при температуре окружающей среды от -10 до плюс 130 °С и избыточном давлении до 65 МПа, масса прибора 50 кг.

Еще один конкурирующий прибор **Сова-6**. Данный прибор является одной из модификаций **Совы-2**. Этот прибор имеет так же внутренний диаметр 54 мм, но максимально допустимая температура считается от -25 до 150 °С и избыточное давление 90 МПа, масса прибора 58 кг.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения целесообразно проводить с помощью оценочной карты, которая представлена ниже в таблице 7.1.2.

Анализ этих решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i * B_i,$$

где K – конкурентоспособность скважинного прибора; B_i – вес показателя (в долях единиц); B_i – бал i -го показателя.

Здесь $B_{1/2/3}/K_{1/2/3}$ – баллы и конкурентоспособность **ТК-Г1**, **Сова-2** и **Сова-6** соответственно.

Таблица 7.1.2 – Оценочная карта для сравнения скважинных приборов

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б ₁	Б ₂	Б ₃	К ₁	К ₂	К ₃
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические параметры							
1. Максимально допустимое рабочее давление	0.05	3	4	5	0.15	0.2	0.25
2. Максимально допустимая рабочая температура	0.05	5	3	4	0.25	0.15	0.2
3. Диаметр прибора	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
5. Универсальность применения на разных месторождениях УВ	0.1	3	4	5	0.3	0.4	0.5
6. Масса прибора	0.1	4	5	3	0.4	0.5	0.3
Экономические критерии							
1. Цена прибора	0.2	5	4	3	1	0.8	0.6
2. Сложность и стоимость ремонта/замены модулей	0.2	4	5	3	0.8	1	0.6
3. Износостойкость	0.2	5	4	5	1	0.8	1
Итого	1				4.4	4,25	3,85

По данной таблице можно сказать, что выбранный нами прибор **ТК-Г1** самый оптимальный среди конкурентов, несмотря на то, что рабочее допустимое давление минимальное среди остальных приборов, так же этот прибор не столь универсален как рассмотренные другие приборы. Но у **ТК-Г1** рабочая температура лучше, а также цена и износостойкость среди рассмотренных приборов **Сова-2** и **Сова-6** считаются оптимальными.

Конечно у конкурентных приборов технические параметры являются гораздо лучше выбранного прибора, но выбрать их для исследований возможно если на, то есть причины или возможно дополнительное финансирование.

7.2. Планирование геофизических проектных работ

Для выполнения необходимого научного исследования требуется состав, в котором будет непосредственно научный руководитель и студент. Для нашего научного исследования составим таблицу печеней основных этапов и распределение исполнителей по данным этапам.

Последовательность, а также распределение работ по исполнителям представлена в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работы	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, студент
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Разработка технической документации и проектирование работ	5	Анализ необходимых геофизических работ по приборам	Студент
	6	Расчет технических параметров для скважины	Студент
	7	Выбор оптимального плана работ на проектной скважине	Руководитель, студент
Обобщение и оценка результатов	8	Анализ и оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	9	Вывод целесообразности проведения процесса	Руководитель, студент
Оформление	10	Составление презентации и раздаточного материала	студент

Данный проект будет реализован в 10 этапов.

7.3 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож i}$ используется следующая формула:

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

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p . Величина T_p учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_p = \frac{t_{ож i}}{Ч_i},$$

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

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

Результаты этих расчетов будут приведены ниже в таблице 7.4.1

7.4 Разработка графика проведения проекта

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения работ по проектированию в форме диаграммы Ганта.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}},$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

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

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

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

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

Рассчитаем коэффициент календарности для руководителя и студента, принимаем, что у научного руководителя 6-ти дневная рабочая неделя, а у студента пятидневная рабочая неделя.

$$k_{\text{кал(руководитель)}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} \sim 1,22;$$

$$k_{\text{кал(инженер)}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} \sim 1,47.$$

Тогда для примера рассчитаем начальный этап (Составление и утверждение технического задания):

$$t_{\text{ож } i} = \frac{3t_{\text{min } i} + 2t_{\text{max } i}}{5} = \frac{3 * 2 + 2 * 4}{5} = 2,8 \text{ чел – дней};$$

$$T_p = \frac{t_{\text{ож } i}}{Ч_i} = \frac{2,8}{1} = 2,8 \text{ дня},$$

так как у нас в первом проекте участвует только руководитель в длительности этапа используем $k_{\text{кал(руководителя)}}$:

$$T_k = T_p * k_{\text{кал}} = 2,2 * 1,22 = 3,42 \text{ дней} \sim 3 \text{ дня}.$$

Остальные полученные результаты по остальным этапам представлены в таблице 7.4.1.

Таблица 7.4.1 – Временные показатели проведения проекта по геофизическим работам

Название работ	Трудоемкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	$t_{\min i}$, чел-дни		$t_{\max i}$, чел-дни		$t_{\text{ож } i}$, чел-дни					
	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент
Составление и утверждение технического задания	2		4		2,8		2,8		3	
Подбор и изучение материалов по теме		3		6		4,2		4,2		6
Выбор направления исследований	1	2	2	3	1,4	2,4	0,7	1,2	1	4
Календарное планирование работ по теме	1		2		1,4		1,4		2	
Анализ необходимых геофизических работ по приборам		2		3		2,4		2,4		4

Расчет технических параметров для скважины		6		9		7,2		7,2		11
Выбор оптимального плана работ на проектной скважине	4	5	6	7	4,8	5,8	2,4	2,9	3	9
Анализ и оценка эффективности полученных результатов	1		3		1,8		1,8		2	
Вывод целесообразности проведения процесса	1	1	2	2	1,4	1,4	0,7	0,7	1	2
Составление презентации и раздаточного материала		1		2		1,4		1,4		2
Итого, дн.									12	36

Таблица 7.4.2 – Календарный план-график проведения работ по проектированию геофизических исследований скважины

№	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , календарных дней	Продолжительность выполнения работ					
				сентябрь			октябрь		
				1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3						
2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент	6						
3	Выбор направления исследований	Руководитель, Студент	5						
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	2						
5	Анализ необходимых геофизических работ по приборам	Студент	4						
6	Расчет технических параметров для скважины	Студент	11						
7	Выбор оптимального плана работ на проектной скважине	Руководитель, Студент	9						
8	Анализ и оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	2						
9	Вывод целесообразности проведения процесса	Руководитель, Студент	3						
10	Составление презентации и раздаточного материала	Студент	2						

Обозначения:

Руководитель	
Студент	
Руководитель и студент	

Учитывая данные графика, можно сказать что работа будет выполнена в октябре месяце если учитывать, что выполнение работы начнется с первого числа сентября месяца. Максимально-затратное время на выполнение этапов занимает расчет технических параметров для скважины и выбор оптимального плана работ на проектной скважине. Длительность выполнения проекта в календарных днях равна – 12 дней (длительность выполнения проекта руководителем); – 36 дней (длительность выполнения проекта студентом).

7.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

7.5.1 Расчет материальных затрат НТИ

Данный пункт включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Таблица 7.5.1 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материал $З_m$, руб.
Бумага	Пачка	1	330	330
Картридж для принтера	Шт	1	1700	1700
Карандаш мех. HB	Шт	2	21	42
Ручка шариковая	Шт	2	35	70
Степлер ручной	Шт	1	120	120
Итого:				2262

Материальные затраты на проектирование представили из себя затраты на канцелярские товары и составили 2262 рублей.

7.5.2 Основная заработная плата исполнителей проекта

Статья включает в себя основную заработную плату $Z_{\text{осн}}$ и дополнительную заработную плату $Z_{\text{доп}}$

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20% от $Z_{\text{осн}}$, в нашем случае возьмем 15% от основной.

Основная заработная плата руководителя:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_p,$$

где T_p – продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, раб.дн. (таблица 7.5.1);

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

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m * M}{F_d},$$

где M – количество месяцев работы без отпуска в течение (10 для 6-ти дневной рабочей недели, 11 для 5-ти дневной);

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб.дн.;

Z_m – месячный должностной оклад работника, руб:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_d) * k_p,$$

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

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Для расчета заработной платы высчитаем действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта:

Таблица 7.5.2.1 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные и праздничные дни)	52+14	104+14
Потери рабочего времени (отпуск)	24	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	275	199

Оклады для студента и научного руководителя взяты в соответствии с окладами в ТПУ:

$$З_{\text{м(руководитель)}} = З_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}} = 26300 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 \\ = 51\,285 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{дн(руководитель)}} = \frac{З_{\text{м}} * М}{F_{\text{д}}} = \frac{51285 * 10}{275} = 1864,9 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{осн(руководитель)}} = З_{\text{дн}} * T_{\text{р}} = 1864,9 * 12 = 22378,9 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{доп(руководитель)}} = 0,15 * З_{\text{осн}} = 0,15 * 22378,9 = 3356,8 \text{ руб.};$$

Аналогично для студента (инженера):

$$З_{\text{м(студент)}} = З_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}} = 1900 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 \\ = 3705 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{дн(студент)}} = \frac{З_{\text{м}} * М}{F_{\text{д}}} = \frac{3705 * 11}{199} = 204,8 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{осн(студент)}} = З_{\text{дн}} * T_{\text{р}} = 204,8 * 36 = 7372,7 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{доп(студент)}} = 0,15 * З_{\text{осн}} = 0,15 * 7372,7 = 1105,9 \text{ руб.};$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены ниже в таблице 7.6.2.2

Таблица 7.6.2.2 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель проекта	З _{тс} , руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.	k _{доп}	З _{доп} , руб.	Итого, руб.
Научный руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	1864,9	12	22378,9	0,15	3356,8	25735,7
Студент (инженер)	1900				3705	204,8	36	7372,7		1105,9	8478,6

7.7 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды. На 2019 год процент отчисления в пенсионный фонд составляет 27,1%.

$$C_{\text{внеб}} = 0,271 * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$$

Для руководителя

$$C_{\text{внеб(руководитель)}} = 0,271 * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,271 * 25735,7 = 6974,4 \text{ руб.};$$

Для студента отчисления не учитываем, потому как доход студента составляет только стипендия, а стипендия налогами и отчислениями не облагается.

7.8 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

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

где k_{нр} - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 20%.
Рассчитаем накладные расходы на выполнение НТИ:

$$Z_{\text{накл}} = (2262 + 25735,7 + 8478,6 + 6974,4) \cdot 0,2 = 8690,1 \text{ рублей.}$$

7.9 Формирование бюджета затрат на проектирование

Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Бюджет затрат на проектирование тепловой сети

Наименование статьи	Сумма, руб.	В % к итоговым затратам
1. Материальные затраты проекта	2262	4
2. Затраты по основной заработной плате	34214,3	60,45
3. Затраты по дополнительной заработной плате	4462,7	7,88
4. Отчисления во внебюджетные фонды	6974,4	12,32
5. Накладные расходы	8690,1	15,35
Общий бюджет затрат на проектирование	56603,5	100

7.10 Ресурсоэффективность

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. В данном случае, произведем оценку ресурсоэффективности научной разработки.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

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

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент проекта;

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

Данная работа подразумевает проект геофизических работ, поэтому рассмотрим сравнительную оценку характеристик разрабатываемого проекта работ в таблице 7.10:

Таблица 7.10 – Сравнительная характеристика разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки
1. Безопасность	0,2	5
2. Надежность	0,2	4
3. Долговечность	0,2	4
4. Удобство в эксплуатации	0,2	5
5. Технологичность	0,15	3
6. Энергоэкономичность	0,05	5
Итого	1,00	4,33

Рассчитаем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p = \sum a_i * b_i = 0,2 * 5 + 0,2 * 4 + 0,2 * 4 + 0,2 * 5 + 0,15 * 3 + 0,05 * 5 = 4,3.$$

Данный проект работ выполнен максимально безопасно, ведь работы выполняются на месторождении и представляют опасность. За исключением технологичности, выполненный проект работ имеет максимальное удобство в эксплуатации, а также эффективный в энергоэкономичности.

Проведен анализ в ходе данного раздела на выбор оптимального прибора ТК-Г1 и сравнения его с другими конкурентами.

Построен календарный план–график проведения работ по проектированию геофизических работ каждого из исполнителей проекта. Количество дней, которые потребуются на выполнение всех работ составят **48** дней. Затраты на данный проект составляют **56603,5** руб. Рассчитан показатель ресурсоэффективности, который составляет $I_p = 4,3$, что для реализации необходимых работ считается эффективным, а значит необходимые работы экономически целесообразными.

8. Социальная ответственность

ВВЕДЕНИЕ

Проектируемые геофизические работы будут проводиться на Федоровском месторождении. В административном отношении Федоровское месторождение расположено на территории Сургутского района Ханты- Мансийского автономного округа Тюменской области в 70 км от города Сургута и находится в зоне деятельности ОАО «Сургутнефтегаз». Ближайшие месторождения – Савуйское, Быстринское, Западно-Сургутское.

Климат резко континентальный, характеризуется суровой продолжительной зимой, сравнительно коротким, но теплым летом. Зимой толщина снежного покрова на болотах достигает 0,5-1м, в лесных массивах 1,5-2м. Толщина льда на больших реках 0,4-8м. Снег обычно лежит с начала октября до середины апреля. Средняя дневная температура июля +17,0 С и января -25,0 С. Количество осадков в год достигает 482 мм, максимальное количество осадков приходится на май, август. Полевые работы проводятся круглогодично. Выполнение работ ГИС на Федоровском месторождении осуществлялось в полевых и камеральных условиях.

Геофизические работы имеют ряд специфических особенностей, связанных с особенностями методики измерений (ненормированный рабочий день, тяжелые погодные условия проведения работ, переезды и т.д.), конструктивными особенностями исследовательской аппаратуры (работа с электрическим током, радиоактивными веществами, негабаритными и тяжёлыми механическими приборами, спускоподъемными и погрузочно- разгрузочными работами). Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите.

Ответственность за соблюдение требований по ОТ и ТБ возлагается на начальника комплексной каротажной партии.

8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Геофизические работы в скважинах (кроме ГТИ в процессе бурения) должны производиться в присутствии представителя "Заказчика" под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия (подрядчика). При ликвидации аварий с помощью взрывных методов, выполнении любых геофизических работ в скважинах, поглощающих (при полном и катастрофическом поглощениях), ликвидации аварий, связанных с оставлением в скважинах взрывчатых материалов и источников ионизирующих излучений, работы должны вестись по разовому плану работ, утвержденному главными инженерами этих организаций.

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 МБУ (эстакады).

Электрооборудование буровой установки перед проведением геофизических работ должно быть проверено на соответствие требованиям ПУЭ, ПТЭ и ПТБ, стандартов электробезопасности. Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство спуска и извлечения скважинных приборов.

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ.

При работе буровых агрегатов по обеспечению проведения геофизических работ (дополнительная проработка скважины, подъем оставленных в скважине приборов с помощью бурильных труб и т.д.) персонал геофизических подразделений может находиться на буровой установке только с согласия руководителя буровых работ.

Геофизические работы через бурильные трубы допускается проводить только по плану, совместно утвержденному буровой и геофизической организациями. Перед проведением геофизических работ буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены и закреплены так, чтобы не мешать работе геофизической партии (отряда). Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устье скважины машинистом лебедки каротажного подъемника.

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. При невозможности уборки мешающих переходам и переноске скважинных приборов предметов, над ними должны устраиваться переходы (трапы, мостки). 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 $2/3$ разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске скважинного снаряда 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. Во избежание затаскивания скважинных приборов на блок на кабеле должны быть установлены три хорошо видимые метки. Скорость подъема кабеля при подходе скважинного прибора к башмаку обсадной колонны и после появления последней предупредительной метки должна быть снижена до 250 м/ч. Каротажный подъемник (каротажная станция) должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками (подколками, якорями) так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, 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. Усилие натяжения кабеля при "расхаживании" с целью освобождения от прихвата не должно превышать 50 % его разрывного усилия. При необходимости обрыва кабеля должны быть приняты дополнительные меры предосторожности.

Перед спуском скважинных приборов, содержащих взрывчатые и радиоактивные вещества, необходимо провести контрольное шаблонирование: диаметр шаблона должен быть не менее, а длина и масса - не более соответствующих размеров и массы скважинного снаряда (прибора).

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при: а) сильном поглощении бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч); б) возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске (за исключением случаев остановки снарядов на известных уступах или в кавернах); в) ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении.

При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место [23].

Геофизические работы на скважине производятся с учетом всех требований единых правил безопасности при спускоподъемных работах, нормах радиационной защиты, работа с радиоактивными веществами проводится с учетом санитарных правил. Расположение рабочей техники, должна нормироваться по регламенту часов работы также должна выполняться правильное использование техники, которое прописывается в паспортах используемой техники на данном предприятии. с работой на используемой техники [24].

8.2. Производственная безопасность

Геофизические исследования в скважинах должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных работах, норм радиационной защиты, основных санитарных правил обеспечения радиационной безопасности.

В таблице 8.2 приведены основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 8.2 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении геофизических работ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 [8] СНиП 2.04.05-91 [14] СанПиН 2.2.4.548-96 [16]
2. Превышение уровня шума	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 [2] ГОСТ 12.1.030-81 [3] ГОСТ 12.1.038-82 [5] ГОСТ 12.1.003-83 [6] ГОСТ 12.4.125-83 [7] ПУЭ [13] СанПиН 2.2.2/2.4. 1340-03 [19]
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	-	ГОСТ 12.2.003-91 [9] ГОСТ 12.2.062-81 [4]
4. Превышение уровня ионизирующих излучений	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 [10] ППБ 01-03 [12] СНиП 21-01-97 [18]
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	СНиП 23-05-95 [15]
6. Превышение уровня ионизирующих излучений	+	-	ОСПОРБ – 99 [11]

8.2.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению (производственная санитария)

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

Полевой этап

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

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

Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем случае в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, где климат района резко континентальный. Зима продолжительная, снежная, суровая. Средняя температура самого холодного месяца (января) -22°C .

Так как полевые работы проводятся круглый год, указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями. В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка - ушанка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки [1].

2. Превышение уровня шума

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

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.1.003-2014 [2] и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [3]. В указанных нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю – эквивалентному уровню шума в дБА.

Выбор метода нормирования в первую очередь зависит от временных характеристик шума. По этим характеристикам все шумы подразделяются на постоянные, уровень звука которых за 8-часовой рабочий день изменяется не более, чем на 5 дБА, и непостоянные, аналогичная характеристика которых изменяется за рабочий день более, чем на 5 дБА. Нормирование по предельному спектру шума является основным для постоянных шумов.

Предельный спектр шума – это совокупность нормативных значений звукового давления на следующих стандартных среднегеометрических частотах: 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц. В табл. 8.2.1 представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

Таблица 8.2.1. – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-2014)

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

Второй метод нормирования - по эквивалентному уровню шума - основан на измерении шума по шкале А шумомера. Эта шкала имитирует чувствительность человеческого уха. Уровень шума, измеренный по шкале А шумомера, обозначается в дБА.

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- Виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;
- Использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлемы и каски, специальные костюмы и обувь) [2].

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

Рабочее освещение нормируется СП.52.13330.2011 [5] в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

При подготовке скважин к геофизическим работам, которые проводятся в ночное время, освещение обеспечивает Заказчик.

Освещенность при этом должна быть следующей:

- устья скважины не менее – 50лк;
- мостков, кабеля и путей переноса скважиной аппаратуры не менее – 25лк;

При освещенности буровой ниже указанных норм производство геофизических работ в темное время суток запрещается [5].

4. Превышение уровня ионизирующих излучений

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

Во время ГИС возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от ионизирующих излучений согласно ОСПОРБ – 99 [6].

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

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия РВ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест (табл. 8.2.2).

Таблица 8.2.2 – Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения (ОСПОРБ-99)

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

Группа А – непосредственно работающие с источником ионизирующего излучения.

Группа Б – обслуживающий персонал, находящийся на территории ионизирующего излучения.

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила[6]:

- применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды;
- осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

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

К основным параметрам радиоактивного заражения относятся:

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

Камеральный этап

1. Отклонение показателей микроклимата в помещении

Показатели микроклимата: температура, влажность, скорость воздуха, тепловое излучение. Микроклиматические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется ГОСТ 12.1.005-88 [4] и СанПиН 2.2.4.548-96 [7]. ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье, так и надежность работы ПЭВМ (персональная электронно-вычислительная машина) и ВДТ (видеодисплейный терминал). В помещениях с такой техникой на микроклимат больше всего влияют источники теплоты, к ним относятся вычислительное оборудование, приборы освещения (лампы накаливания, солнечная радиация). Из них 80% суммарных выделений дают ЭВМ, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в

помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата, согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [8].

Таблица 8.2.3 – Оптимальные параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03)

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный и переходный	Температура воздуха в помещении	22-24°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	До 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2 м/с

В таблице 8.2.3 приведены оптимальные нормы микроклимата для профессиональных пользователей в помещениях с ВДТ и ПЭВМ при легкой работе. Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ВДТ и ПЭВМ необходимо применять системы отопления или кондиционирования. Расчет потребного количества воздуха для местной системы кондиционирования воздуха ведется по теплоизбыткам от машин, людей, солнечной радиации и искусственного освещения, согласно СП 60.13330.2012 [9]. В помещениях с ВДТ и ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка.

Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м³, составляет не менее 30 м³/чел.*час.

2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СП.52.13330.2011 [5]. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна.

Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, а вследствие этого к последующему снижению работоспособности и внимательности. Недостаточное внимание может стать причиной какого-либо

несчастливого случая. Постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В качестве источников искусственного освещения используются люминесцентные лампы (ЛБ-40), которые попарно объединяются в светильники. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении.

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

На случай внезапного (при аварии) отключения рабочего освещения существует аварийное освещение.

Освещение помещений вычислительных центров должно быть смешанным. При выполнении работ категории высокой зрительной точности величина

коэффициента естественного освещения (КЕО) должна быть не ниже 1,5 %, а при зрительной работе средней точности КЕО должен быть не менее 1 %. Требования к освещённости в помещениях, где установлены компьютеры, следующие: при выполнении зрительных работ высокой точности общая освещённость должна составлять 300 лк, комбинированная - 750 лк; при выполнении работ средней точности - 200 и 300 лк соответственно [5]. Выполнение данных требований необходимо для эффективного рабочего дня в условиях камеральных работ в кабинете.

8.2.2. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению (техника безопасности)

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти. ГОСТ 12.0.003-74 [10].

Полевой этап

1. Поражения электрическим током

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

Воздействие тока на человека:

- термическое;
- электролитическое;
- биологическое.

Исход поражения электрическим током:

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

Факторы, от которых зависит исход поражения электрическим током:

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

При работе с электрическим током нужно соблюдать требования электробезопасности, согласно (ГОСТ 12.1.030-81 [12], ГОСТ 12.1.019-79 [11], ГОСТ 12.1.038-82 [13]).

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

1. обеспечением недоступности прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
2. устройством защитного заземления;
3. защитой перехода от высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
4. применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
5. проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний
6. применением устройством зануления;
7. применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;

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

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки [14].

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

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

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [15], ГОСТ 12.4.125-83 [16], ГОСТ 12.2.003-91 [17]).

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте,

соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ремонт оборудования должен производиться в соответствии с правилами [18]. 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[19].

Камеральный этап

Поражение электрическим током

Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть.

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

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

Условия безопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. Во влажных помещениях или наружных

электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых улучшается контакт человека с токопроводящими частями.

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [10], ГОСТ 12.1.019-79[20], ГОСТ 12.1.038-82 [11]).

Согласно ПУЭ [21] помещение с ПЭВМ относится к категории без повышенной опасности. 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).

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов [12].

Запрещается располагать электроприборы в местах, где работник может одновременно касаться прибора и заземлённого провода, оставлять оголенными токоведущие части схем и установок, доступных для случайного прикосновения [13].

8.3. Экологическая безопасность

При производстве любых геологоразведочных работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.). Для предотвращения возможных экстремальных экологических и социальных ситуаций при освоении месторождения необходимо создать систему экономических и правовых механизмов, направленную на недопущение нарушений природоохранного

законодательства, т.е. своеобразную программу экологической безопасности, учитываемую на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации.

Влияние на литосферу

Проведение буровых работ может привести к загрязнению почв.

Вредное воздействие на литосферу заключается в:

Уничтожении и повреждении почвенного слоя.

Это может быть вызвано неправильной прокладкой дорог и размещением буровых установок, нерациональным использованием земельных участков под них, а также несоблюдением правил и требований.

Загрязнение горюче-смазочными материалами (ГСМ), промывочными растворами и химическими реагентами (показатели водоотдачи и вязкости, пеногасители, смазочные добавки и т.д.).

Загрязнение происходит в результате слива отработанных жидкостей непосредственно на почву.

Загрязнение производственными отходами.

По окончании буровых работ будет проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывезут, остатки дизельного топлива и моторного масла будут сожжены, нарушенный растительный покров закроют дерном и почвенным слоем. Проведут биологическую рекультивацию - озеленение.

Влияние на гидросферу

В процессе бурения не исключено загрязнение гидросферы. Загрязнение может происходить путем слива использованных жидкостей (ГСМ, промывочные

жидкости и химические реагенты) в открытые водные бассейны, а также путем просачивания загрязняющих агентов через почву.

Таким образом, места временного хранения отходов должны быть оборудованы, во избежание попадания их в гидросферу. Будет предусмотрена обваловка площадок земляным валом, сооружение поддонов. После окончания работ отходы будут утилизированы.

Влияние на атмосферу

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу происходят в результате эксплуатации двигателей внутреннего сгорания. В атмосферу поступают летучие фракции горюче-смазочных материалов (ГСМ), твердые частицы и продукты сгорания. Вредные вещества, выбрасываемые в атмосферу, относятся к 1-4 классам экологической опасности.

Таблица 17 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе (ГОСТ 12.1.005-88) [4]

Геофизические работы не являются существенным источником загрязнения водоемов. Сбросы загрязняющих веществ, превышающие установленные ПДК, могут произойти только при авариях автотранспорта (утопление техники в болоте, опрокидывание техники и т.д.). В случае возникновения таких ситуаций ущерб, причиненный водным ресурсам, будет возмещаться в соответствии с действующим законодательством. Организация движения техники по площади работ предполагает минимизировать пересечение водных объектов, требующих сооружения ледовых переправ и оборудованных съездов. При выполнении работ потребление воды будет использоваться только для бытовых нужд. Источниками водопотребления будут поверхностные воды (реки, ручьи, снег). Загрязнение воды не планируется, поэтому в расчётах на компенсацию ущерба, наносимого окружающей среде, не учитываются.

8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Классификация ЧС по основным признакам:

1. По сфере возникновения:

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

2. По ведомственной принадлежности:

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

3. По масштабу возможных последствий:

- глобальные;
- региональные;
- местные.

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

5. По сложности обстановки и тяжести последствий.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера

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

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

При геофизических исследованиях скважин проводятся следующие подготовительные работы.

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

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

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

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

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается. Скважина должна быть обесточена [24].

Пожароопасность

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91 [22].

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

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

Огнетушитель – 1 шт. (на каждую машину) марки ОП-5.

Ведро пожарное – 1 шт.

Топоры – 1 шт.

Ломы – 2 шт.

Кошма – 2мх2м (на каждую машину).

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

- Причинами пожара в камеральных помещениях являются следующие:
- Причины электрического характера – короткое замыкание, нагрев оборудования;
- Открытый огонь – сварочные работы, курение;
- Удар молнии;
- Разряд зарядов статического электричества.

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

Мероприятия по предотвращению пожароопасных ситуаций:

Предотвращение короткого замыкания на рабочем месте:

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

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

Работы по предотвращению открытого огня:

1. все сварочные работы должны производиться на определённом участке (сварочном посту), работа производится по разрешению;
2. организация специальных мест для курения;

Работа по предотвращению накопления статического электричества:

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

На человеке может накапливаться до 50 кВ.

Организация и технические мероприятия в зданиях предполагают инструктирование персонала, обслуживающего электрические и другие устройства, использование СИЗ (средств индивидуальной защиты) такие как: диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными ручками, указателей напряжения, резиновые коврики, диэлектрические ботинки, изолирующие подставки. В камеральном помещении, где установлены компьютеры, должен находиться углекислотный огнетушитель (ОУ-3).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО РАЗДЕЛУ

В данном разделе приведены стандарты ГОСТов, используемые в данном проекте в различных областях безопасности жизнедеятельности.

Так же разобраны несколько вариантов решения по уменьшению неблагоприятных или опасных факторов, влияющих на работника или же на окружающую среду на этапах проектируемой работы, составленных компанией «Сургутнефтегаз» и по опыту практиканта выполняемого проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе в ходе анализа основных результатов ранее проведенных геофизических исследований и физико-геологической модели проектируемой скважины был представлен оптимальный комплекс методов ГИС. С помощью выбранного комплекса возможно выполнить все необходимые поставленные задачи.

В специальной главе были рассмотрены проблемы, с которыми сталкиваются при цементировании кондукторов больших диаметров. Был проведен анализ влияния различных дефектов крепления скважин на данные аппаратуры, применяемой для решения задач оценки качества цементирования. Были внесены предложения для повышения достоверности оценки качества цементирования.

В работе представлено применение метода ГГЦ при записи в кондукторе после заливки вместе с методом АКЦ, что позволит уменьшить процент совмещаемых ошибок и уменьшить количество выдаваемых некорректных заключений.

Экономические затраты на проведение такого комплексирования будет гораздо меньше в сравнении со стоимостью дозаливки, простоя и ремонта скважины если будет некачественное цементирование или ошибок интерпретации данных и не верного заключения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ширшков А.И. Охрана труда в геологии.- М.: Недра, 1990. – 235с.
2. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
3. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
4. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).
5. СП.52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
6. ОСПОРБ–99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.
7. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
8. СанПиН 2.2.2/2.4. 1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
9. СП.60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
10. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
11. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
12. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
13. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
14. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб. – метод. пособие. – Томск: изд-во ТПУ, 2003. – 144 стр.
15. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

16. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
17. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
18. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах.- М.: 1999. -67с.
19. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
20. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержания в них компонентов. Справочник/ Под ред. В.В. Стасенкова, И.С. Гутмана.- М.: Недра 1989г.
21. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 512 с.
22. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
23. Правила безопасности при геологоразведочных работах ПБ 08-37-93
24. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
25. Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин. Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2008. – 551 с.
26. Справочник «Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин» под редакцией доктора геолого- минералогических наук В.М. Добрынина, Москва, «Недра», 1988
27. М.Г. Латышова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов «Обработка и интерпретация геофизических исследований скважин», Москва, «Недра», 1990
28. 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.
29. «Термогидродинамические исследования при различных типах работы скважин», 000”НПФ Геотек”, УФА 2002 г

30. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследования и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».
31. Киселёв А.В. «Техническое описание, инструкция по эксплуатации». Прибор комплексный электрического каротажа К1А-723-М. 2001 г. – 22 с.
32. ПРИБОР МК-ГМ(МБК-90). Руководство по эксплуатации. ГИЦН 2.750.068 РЭ – 32 с.
33. Геофизические методы исследования скважин и скважинная аппаратура
34. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Геофизические исследования скважин: Учеб. для вузов. Под ред. д.г.-м.н. В.М. Добрынина, к.т.н. Н.Е. Лазуткиной – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 400 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Основные петрофизические константы и уравнения для определения ФЕС коллекторов по продуктивным пластам Федоровского месторождения

Место рожд- е	Пласты	Характер насыщения		K _п		K _{пр}		K _н	K _н по гипсометрии	Примечание
		Критерий коллектора	Характер насыщения	по ПС	по ГК	по ПС	по ГК			
Федоровское	AC ₇	$\alpha_{пс} \geq 0,25$	$\rho_n^H = 5,38 + 4,62 \cdot \alpha_{пс}$	$6,67 \cdot \alpha_{пс} + 19,33$	$26,45 - 12,6 \cdot \Delta J_{ГК}$	$lg K_{пр} = 4,42 \cdot \alpha_{пс} - 1,246$	$lg K_{пр} = 2,8 - 2,7 \cdot \Delta J_{ГК}$	$P_n = \rho_n / 0,24$		Переоценка балансо-
	AC ₈ ¹	$\alpha_{пс} \geq 0,35$	$\rho_n^B = 3,82 + 3,08 \cdot \alpha_{пс}$		(ГТП-1, 2001г.)		(ГТП-1, 2001г.)	$ln W_n = 0,144 \cdot ln^2 P_n - 1,87 \cdot ln P_n + 7,2699$		вых. запасов нефти и
	AC ₈ ²	$\alpha_{ГК} \geq 0,46$	(n/s, 1992г)		$K_{п} = (2,68 - \Delta J_{ГК}) / 1,68$			$K_{н}^{min} = 25\%$		заяя по Ланторскому.
	AC ₉	$\alpha_{ГК}^H \geq 0,53$	для сориз-сбв.		$K_{п}^2 = (AK - 170) / 470$			$\rho_B = 0,24$		месторождению. 1992г.
	AC ₁₀	$K_{п}^{KP(Г)} = 21$	$\rho_n^H = 8,2$							
	AC ₁₁	$K_{п}^{KP(H)} = 21,7$	$\rho_n^B = 5,8$ (ГТП-1, 2003г)							
	AC ₁₁₋₁₂									
	BC ₁	$\alpha_{пс} \geq 0,4$	$\rho_n^H = 5,7 + 2,6 \cdot \alpha_{пс}$	$15,72 \cdot \alpha_{пс} + 12,88$	$K_{п} = (2,68 - \Delta J_{ГК}) / 1,68$	$lg K_{пр} = 11,15 -$		$lg W_n = 0,22 \cdot lg^2 \rho_n - 1,06 \cdot lg \rho_n + 1,72$	$K_{н} = 53,2 + 39,2 \cdot \alpha_{пс}$ - газ	Подсчет запасов нефти
	BC ₁₋₂	$\alpha_{ГК} \geq 0,35$	$\rho_n^B = 4,9$		$K_{п}^2 = (AK - 180) / 0,175$	$- 89,23 \cdot \alpha_{пс} + 148,9083$			$K_{н} = 18,3 + 72,2 \cdot \alpha_{пс}$ - нефть	и газа Ланторского мес-
	BC ₈	$K_{п}^{KP} = 19,2$	(n/s, 1984г)		$\cdot ((\alpha_{пс} - 0,05) \cdot (-0,5))$				$K_{н} = 40,6 + 38,8 \cdot \alpha_{пс}$ - Н+В	торождения. Славяно-
	BC ₈ ¹									менгеология, 1984г.
	BC ₁₆₋₁₇	$\alpha_{пс} \geq 0,45$	$\rho_n^{KP} = 8,5$ (условно)	$7,69 \cdot \alpha_{пс} + 14,31$	$K_{п} = (2,67 - \Delta J_{ГК}) / 1,67$	$lg K_{пр} = 2,61 \cdot \alpha_{пс} - 0,91$		$P_n = 0,89 \cdot K_{п}^{-1,92}$	+	Переоценка балансо-
	BC ₁₈	$\alpha_{ГК} \geq 0,45$	(n/s, 1992г)		$K_{п}^2 = (AK - 180) / 0,175$			$lg K_{пр} = (lg P_n) / 1,66$	(По обобц. зависимостям	вых. запасов нефти и
	BC ₁₉₋₂₀	$K_{п}^{KP} = 17,8$			$\cdot ((\alpha_{пс} - 0,05) \cdot (-0,5))$			$K_{н}^{min} = 25\%$	Сургутского свода. 1989г.)	заяя по Ланторскому.
	BC ₂₁₋₂₂							$\rho_B = 0,16$		месторождению. 1992г.
	АЧ ₀₋₄							(+Быстрин.)		
	ЮС ₀	$\alpha_{пс} \geq 0,4$	$\rho_n^{KP} = 6$	$K_{п} = 15,5 \cdot \alpha_{пс} \leq 0,65$	$K_{п}^{KP} = 127,88 - 45,4 \cdot \alpha_{пс} \leq 0,65$	$K_{пр} = 7, \alpha_{пс} \leq 0,65$		$lg W_n = 0,15 \cdot lg^2 \rho_n - 1,05 \cdot lg \rho_n + 1,72$		По аналогии (П/з нефти
	ЮС ₀ ^K			$K_{п} = 18, \alpha_{пс} > 0,65$	$K_{п}^2 = (AK - 180) / 0,175$	$K_{пр} = 45, \alpha_{пс} > 0,65$				и газа Тончинского мес-
	ЮС ₁				$\cdot ((\alpha_{пс} - 0,05) \cdot (-0,5))$					торождения. 1994г.)
	ЮС ₂	$\alpha_{пс} \geq 0,45$	$\rho_n^{KP} = 7,5$ (условно)	$10 \cdot \alpha_{пс} + 9$	$18,4 - 10,4 \cdot \Delta J_{ГК}$	$lg K_{пр} = 2,67 \cdot \alpha_{пс} - 1,068$	$lg K_{пр} = 0,16 \cdot K_{п} - 2,33$	$P_n = 2,77 \cdot K_{п}^{-1,2}$		Подсчет запасов нефти
	ЮС ₂ [']	$\alpha_{ГК} \geq 0,62$	(n/s, 1992г)		(Алех. 1999г.)		Дан. ГТП-1, 1999г.	$lg K_{пр} = (lg P_n) / 1,55$		и газа Ланторского мес-
	ЮС ₂ ²	$K_{п}^{KP} = 14,5$			$K_{п}^{KP} = 131,04 - 48,08 \cdot \alpha_{пс} \leq 0,65$			$K_{н}^{min} = 25\%$		торождения. 1992г.
	ЮС ₃	...			$K_{п}^2 = (AK - 180) / 0,175$			$\rho_B = 0,15$		
					$\cdot ((\alpha_{пс} - 0,05) \cdot (-0,5))$			(+Быстрин.)		

