

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

---

Институт природных ресурсов  
Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки  
Специализация Геофизические методы исследования скважин  
Кафедра геофизики

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Тема работы
<b>Геофизические методы контроля разработки на одном из участков Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯМАО)</b>

УДК 622.276.550.83(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222А	Загребин Егор Леонидович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ис.об.зав.каф.	Лукин А.А.	к.г.-м.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Геология»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кныш С.К.	к.г.-м.н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Кочеткова О.П.			

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизики	Лукин А.А.	к.г.-м.н.		

Томск – 2017 г.

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа 92 с., 15 рис., 10 табл., 30 источников.

Объектом исследования является эксплуатационная скважина А4-2 участка 1А Ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – составление проекта на проведение промыслово-геофизических работ в эксплуатационной скважине.

В процессе проектирования проводился качественный анализ исследований прошлых лет в данной скважине для выбора и уточнения физико-геологической модели.

В результате исследований был составлен проект на проведение промыслово-геофизических исследований в работающей эксплуатационной газовой скважине.

Данный дипломный проект можно рассматривать как типовой план проведения промыслово-геофизических исследований для решения следующих задач в газовых скважинах Уренгойского месторождения: определение профиля притока, дебита, межпластовых перетоков и пластового давления.

Для решения поставленных задач проектом разработан рациональный комплекс промыслово-геофизических работ, а также приведены методики по интерпретации геофизических материалов.

## **Обозначения, сокращения**

ММП – Многолетнемерзлые породы

СУСН – Справочник укрупненных сметных норм

МОВ – Метод отраженных волн

ВСЕГЕИ – «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А. П. Карпинского»

НИИГА – Научно исследовательский институт геологии Арктики

ГВК – Газо-водяной контакт

ГИС – Геофизические исследования в скважине

ПГИ – Промыслово-геофизические исследования

НКТ – Насосно-компрессорная труба

ЛМ – Локатор муфт

КВД – Кривая восстановления давления

УНГКМ – Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение

ГК – Гамма-каротаж

МИД-К – Магнитоимпульсный дефектоскоп, работающий на кабеле

АКЦ – Акустическая цементометрия

ННК – Нейтрон-нейтронный каротаж

ППУ – Передвижная паровая установка

ПЭВМ – Персональная электронно-вычислительная машина

ГСМ – горюче-смазочные материалы

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. Общие сведения об Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении.....	9
1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	9
1.2 Геолого-геофизическая изученность района.....	11
2. Геолого-геофизическая характеристика Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.....	13
2.1 Литолого-стратиграфический разрез.....	13
2.1.1 Геологическое строение района.....	13
2.1.2 Стратиграфия.....	14
2.2 Тектоника.....	25
2.3 Нефтегазоносность.....	29
2.4 Петрофизическая характеристика месторождения.....	34
3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.....	36
4. Основные вопросы проектирования.....	46
4.1 Задачи геофизических исследований.....	46
4.2. Обоснование выбора скважины А4-2 участка 1А Ачимовских отложений УНГКМ.....	46
4.3. Физико-геологическая модель объекта исследования Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	47
5. Методические вопросы.....	50
5.1 Методика проектных геофизических работ.....	50
5.1.1 Порядок проведения работ.....	50
5.1.2 Методика проведения ГИС.....	53
5.2 Интерпретация геофизических данных.....	56
6. Специальное исследование.....	58

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	66
7.1. Виды и объёмы проектируемых работ.....	66
7.2. Расчет затрат времени и труда.....	68
7.2.1. Расчет затрат времени.....	68
7.2.2. Расчет затрат труда.....	68
7.3. Сметное содержание партии при исследовании скважин с применением шлюзового оборудования (лубрикатора) .....	69
7.4. Сметные расчеты по видам работ.....	71
8. Социальная ответственность.....	73
8.1 Производственная безопасность.....	73
8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	75
8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	79
8.2 Экологическая безопасность.....	83
8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	84
8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	89
Список использованных источников.....	90

## **ВВЕДЕНИЕ**

Уренгойское газонефтеконденсатное месторождение открыто в 1966г и является самым крупным месторождением газа в России.

На этом месторождении в основном разрабатываются газовые залежи сеноманских, неокомских и ачимовских отложений. Последние играют очень важную роль, так как вышележащие пласты в настоящее время обводнены более чем на 60% и имеют малую остаточную энергию пластов.

Ачимовские отложения представляют собой очень перспективные участки для разработки, но они имеют ряд недостатков: глубокое залегание (порядка 4000м), большую плотность пород, соответственно малые коэффициенты пористости и проницаемости. В связи с чем в данных интервалах проводится ГРП сразу же после ввода в эксплуатацию.

Правильный подход к эксплуатации месторождения, в особенности трудноизвлекаемых газоконденсатов и нефтей, даст возможность полноценной выработки уникальной залежи и позволит избежать ошибок, допущенных при разработке других крупных месторождений.

Важнейшую роль в определении оптимальных эксплуатационных режимов при выработке играет ГИС-контроль, который позволит оценить энергетическое состояние залежи, предотвратит ее обводнение и решит множество проблем, возникающих в ходе эксплуатации.

### **3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований**

Анализ проводился по геофизическим данным, полученным при исследованиях в уже работающей скважине. Информация по открытому стволу отсутствует.

В геологическом плане скважина, в которой проектируется комплекс ПГИ типичная для Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения и соответствует стратиграфической колонке, которая была приведена выше.

Для эффективного проектирования исследований в эксплуатационной газовой скважине следует провести анализ результатов работ прошлых исследований и интерпретаций за 2013 и 2015 года.

Проектируемые работы будут проводиться в скважине А4-2 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Необходимо определить профиль притока, дебит работающих интервалов, пластовое давление и межпластовые перетоки.

#### **Исследования в 2013 году**

Диаграммы исследований в скважине А4-2 в 2013 году представлены на рисунке 3.1 и рисунке 3.2. Исследования выполнены стандартной аппаратурой СКАТ-К8-42 150/100 и регистрирующим комплексом «Геомак».

Вид исследований:

- ГК
- Локатор муфт
- Термометрия
- Манометрия
- Влагометрия
- Термоанемометрия
- НЧ-ВЧ–Шумометрия
- Расходомерия



Рисунок 3.1 – Диаграмма ПГИ в скважине А4-2 в 2013 году



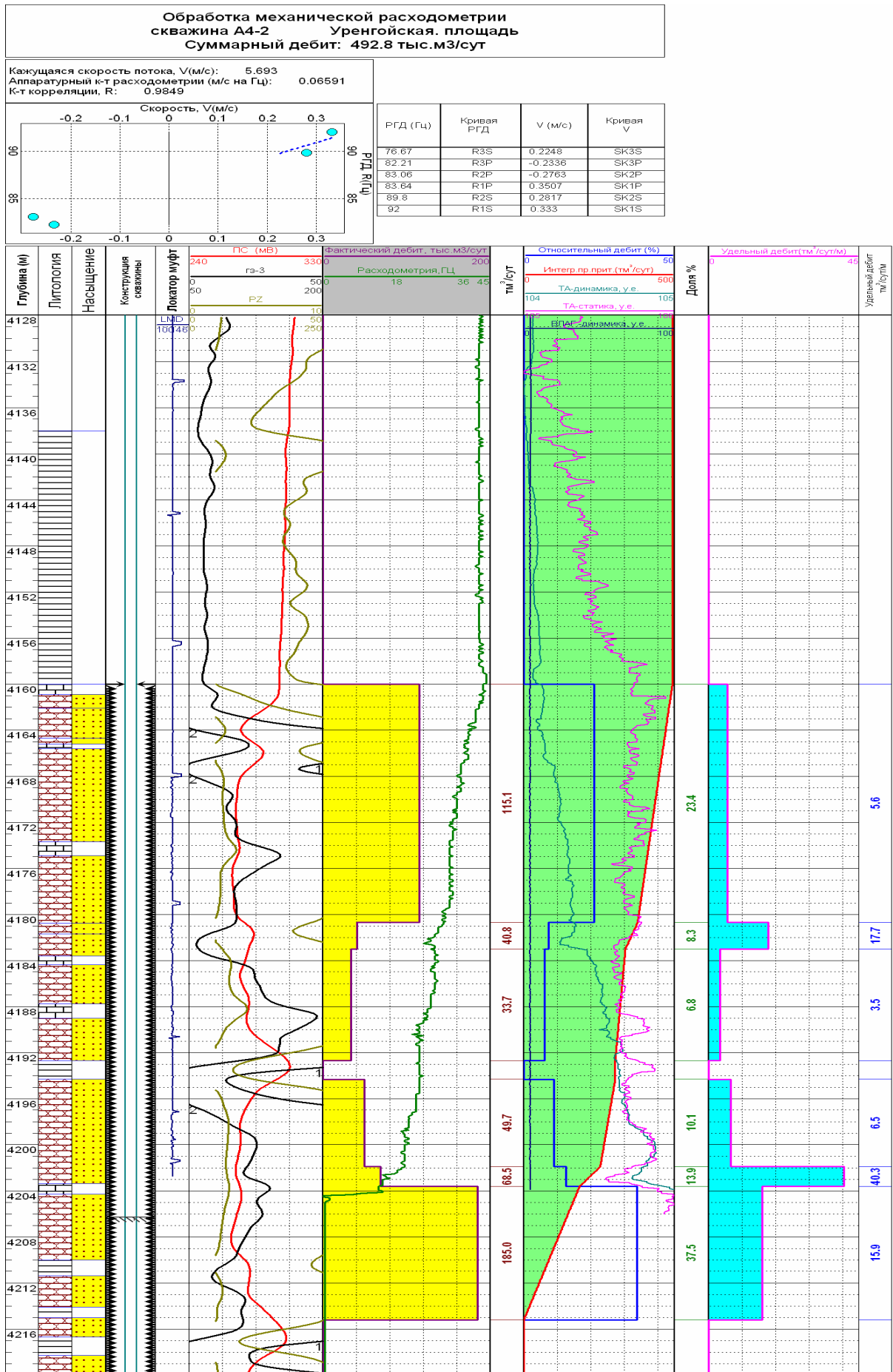


Рисунок 3.2 – Диаграмма расходомерии в скважине А4-2 в 2013 году

Результаты исследования:

Максимальное прохождение приборов в динамике – 4204.0м, в статике отмечается до глубины 4206.3 м, это видно по всем диаграммам ПГИ. Скорее всего недоход прибора до забоя и до высокодебитного интервала связан с сильной загрязненностью.

Башмак НКТ можно определить по данным ЛМ (локатор муфт) и диаграмме расходомера, в котором увеличатся показания, потому что скорость потока увеличивается при уменьшении диаметра трубы, он отмечается на глубине 4018.5 м.

Ствол скважины на всех режимах заполнен газоконденсатной смесью, потому что данные по притоку показывают уменьшение температуры (при притоке нефти или воды термоградиент увеличивается, а не уменьшается), а данные влагомера указывают на отсутствие воды.

По данным методов термометрии, термоанемометрии, механической расходомерии выделяются работающие интервалы, показанные в таблице № 3.1.

Таблица 3.1 – Работающие интервалы

п/лост	Интервал перфорации	Работающий интервал	Характеристика работающих интервалов	Дебит газа тыс.м3/сут (%)
Ач 34	4160-4227	4160.0-4161.0	Не работает, сложен непроницаемыми породами (плотные)	
		4161.0-4180.7	Интенсивно работает газоконденсатом. Представлен в основном песчаником (Кп=15.9-18.1%) с маломощными пропластками плотных пород в интервалах 4165.2-4165.6м, 4173.7-4174.9м.	115.1 (23.4%)
		4180.7-4192.7	Умеренно работает газоконденсатом. Представлен в основном песчаником (Кп=17.3-20.2%) с пропластками плотных пород.	74.5 (15.1%)
		4192.7-4194.3	Не работает, сложен непроницаемыми породами (глины)	
		4194.3-4204.0	Интенсивно работает газоконденсатом, сложен песчаником (Кп=16.5-17.2%) с пропластками глин и плотных пород.	118.2 (25%)
		По расхождению временных замеров термометрии отмечается работа перфорированных интервалов недоступных для исследования. (остановка прибора)		

Суммарный дебит газа рассчитанный по механической расходомерии выше башмака НКТ составляет 492.8 тыс.м<sup>3</sup>/сут. при депрессии 30.79 атм.

По данным термометрии и термодобитометрии в остановленной скважине в интервале исследования межпластовых перетоков не отмечается, потому что показания в динамике и в статике не указывают на данный факт.

Пластовое давление, рассчитанное по стабильному участку восстановления КВД для гл. 4202.8 м, составило 50,417 МПа.

### **Исследования в 2015 году**

Определение профиля притока, дебита работающих интервалов, пластового давления и межпластовых перетоков на скважине А4-2 в 2015 году (Рис. 3.3 и 3.4). Исследования выполнены тем же комплексом и той же аппаратурой.

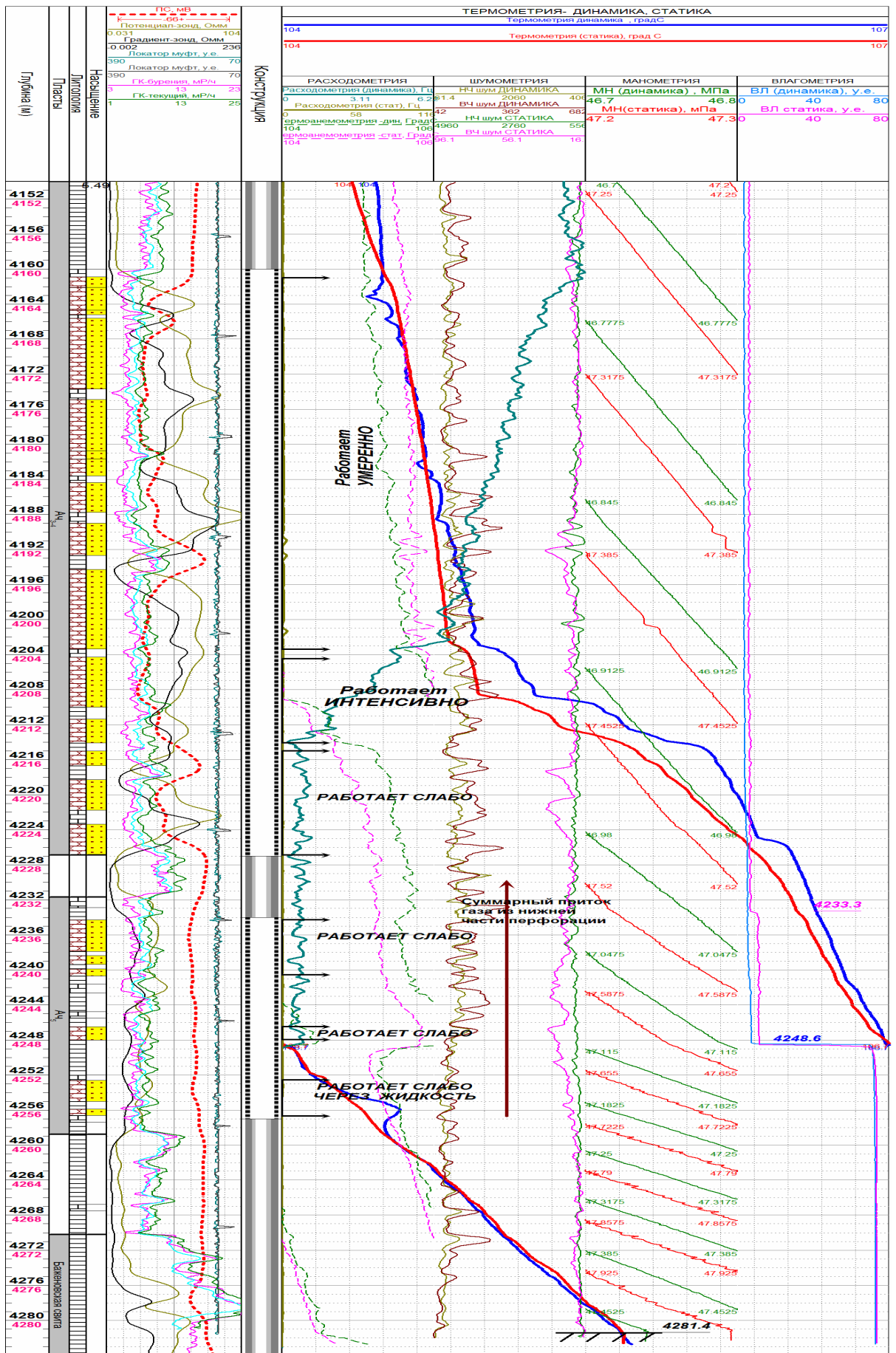
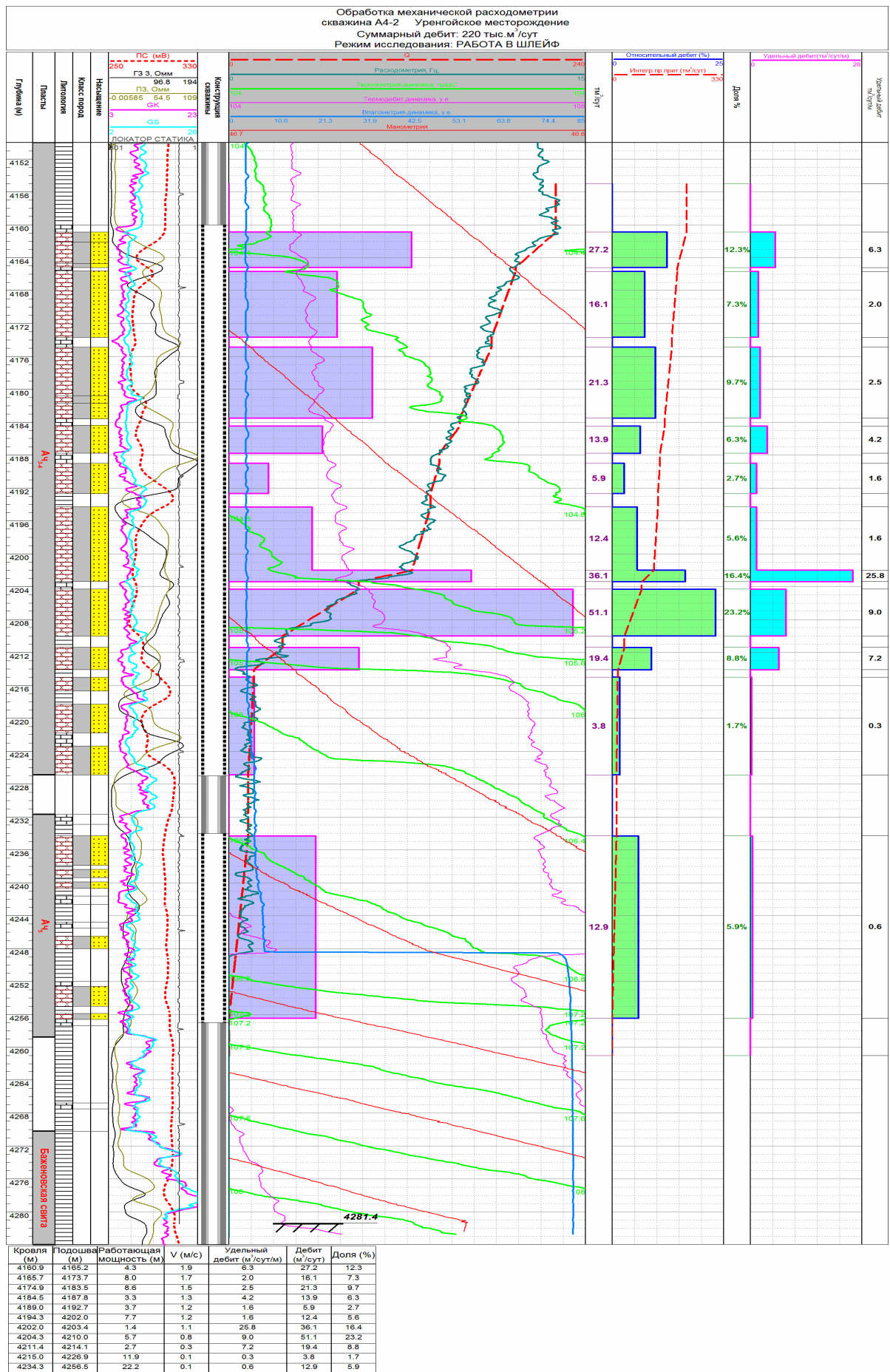


Рисунок 3.3 – Диаграмма ПГИ в скважине А4-2 в 2015 году



Рисунки 3.4 – Диаграммы расходомерии в скважине А4-2 в 2015 году

Результаты исследования:

Как видно по всей диаграмме остановка приборов отмечается на глубине 4281.4м, это указывает на то, что разработчик провел ряд мероприятий по очистке забоя скважины и улучшению отдачи нижних интервалов перфорации.

Ствол скважины заполнен газоконденсатной смесью и водой, потому что данные влагомера указывают на обводненность в нижнем интервале перфорации, а также крутой угол градиента термометрии и его положительный знак в динамике показывает, что интервал работает газоконденсатом с водой.

При замере КВД, забойное давление полностью не восстановлено. На последний час регистрации, забойное давление составило 47.396 МПа (Рис 3.5).

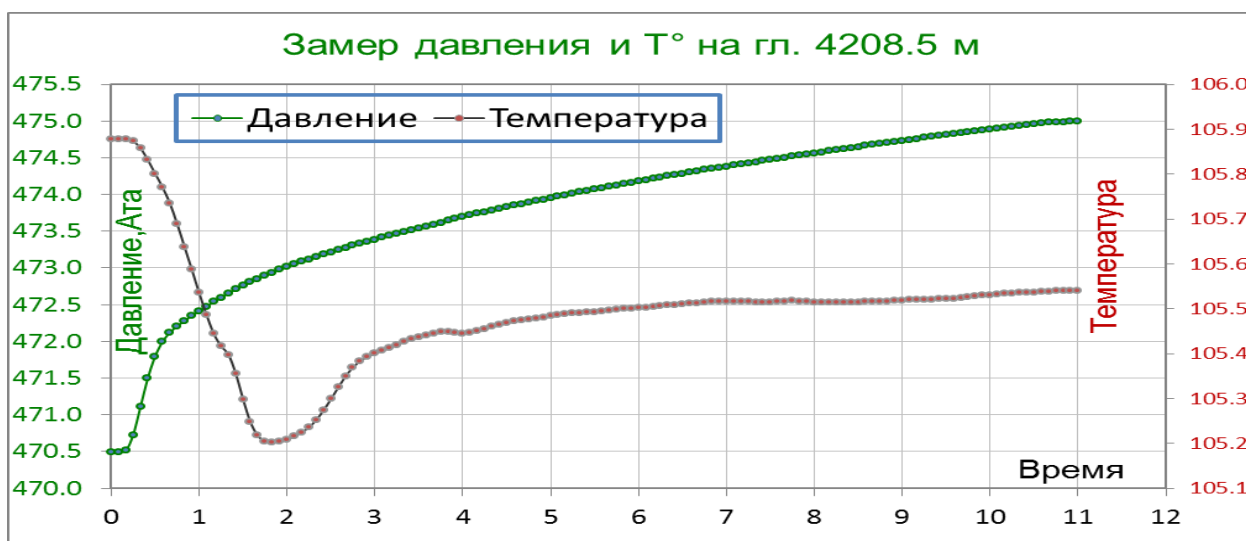


Рисунок 3.5 – Замер КВД на глубине 4208,5м

Суммарный дебит газа рассчитанный по механической расходомерии выше башмака НКТ составляет 220 тыс.м<sup>3</sup>/сут. при депрессии 1,174 МПа.

Межпластовых перетоков не отмечается.

Сравнительная схема исследований 2013 и 2015 годов представлена на рис. 3.6.



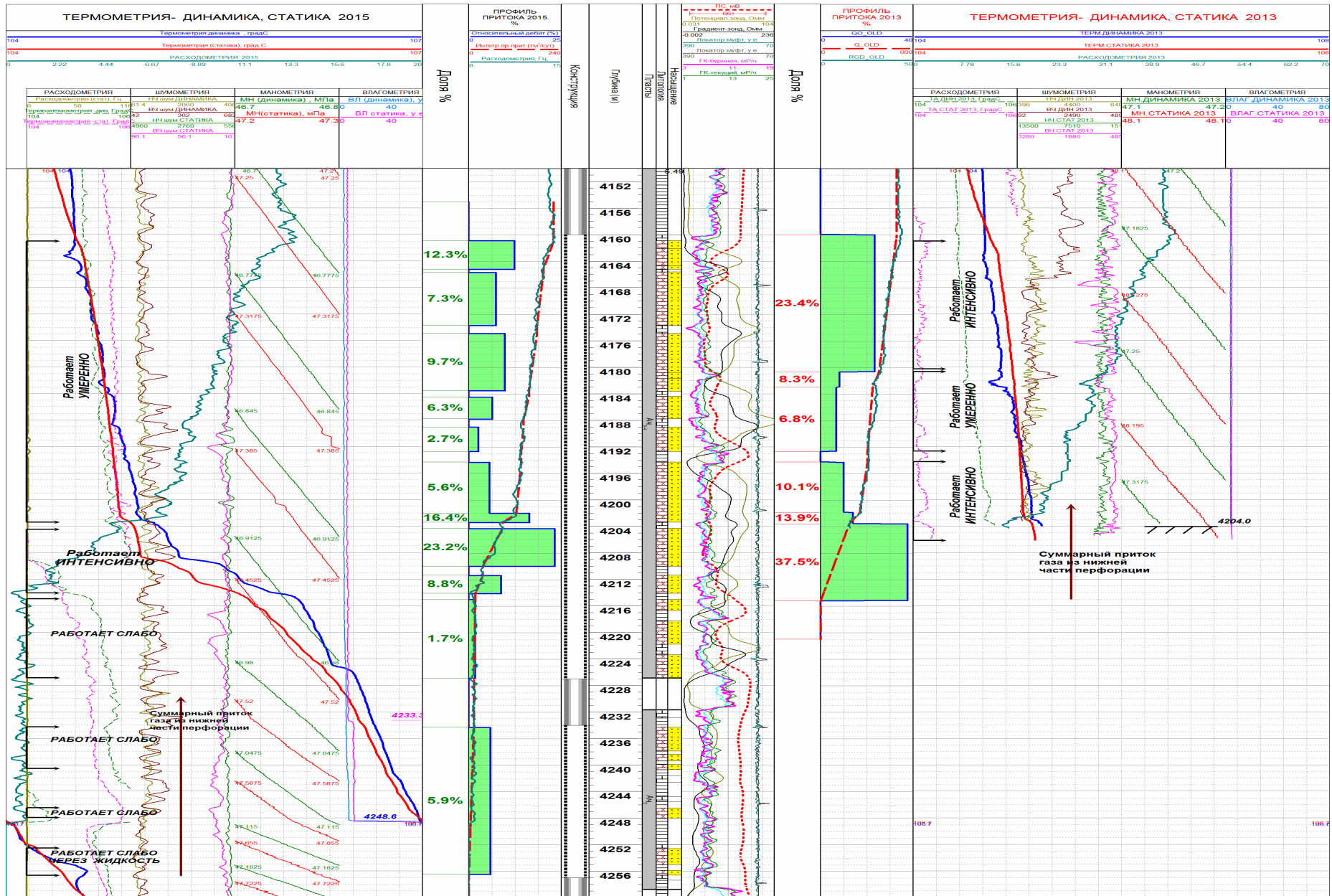


Рисунок 3.6 – Сравнительная схема диаграмм ПГИ в скважине А4-2 2013 и 2015 годов

### Сравнительный анализ:

По данным термометрии и расходомерии существенного изменения профиля притока (относительно предыдущих исследований) не отмечается, потому как прибавление нижнего интервала перфорации после очистки забоя не привело к существенному приросту самого профиля. Ввиду остановки приборов в предыдущих исследованиях на глубине 4206,3м., сравнительный анализ строился только в доступном интервале. Изменения устьевых и пластовых параметров (по давлению и температуре) показаны в таблице 3.2 и связаны с изменением пластового давления и создаваемой депрессией на пласт в режима отбора.

Таблица 3.2 – Сравнительная таблица газодинамических параметров

Дата иссл.	Динамика (работа в шлейф)					Статика			
	Рбуф МПа	Рзаб. МПа	Тзаб. °К/С	ΔР МПа	Q т.м <sup>3</sup> /сут	Рбуф МПа	Рзаб. МПа	Тзаб. °К/С	Рпл.. МПа
09.2013г.	32.72	47.338	377.77 104.77	3.079	492.8	41.7	48.247	377.71 104.71	50.417
08.2015г.	34.0	46.92	378.12 105.12	1.174	220.0	35.36	47.44	377.87 104.87	48.094

Исходя из данных таблицы можно сделать вывод, что суммарный дебит изменился из разницы депрессии в 3 раза, в 2013 году она была больше, а также стоит отметить тот факт, что пластовое давление за два года изменилось незначительно.

Проводя регулярно такие работы на месторождении, будет осуществляться мониторинг внутреннего состояния залежи, решаться технические и технологические проблемы скважин и самое главное, на основе результатов геофизических исследований будут планироваться дальнейшие оптимальные режимы выработки залежи.



## **4. Основные вопросы проектирования**

### **4.1 Задачи геофизических исследований**

Проведя анализ эффективности промыслово-геофизических исследований прошлых лет и принимая во внимание проблемы, связанные с разработкой ачимовских залежей Уренгойского месторождения, ставятся следующие задачи проектируемых работ:

1. Определение профиля притока работающих интервалов;

2. Определение дебита скважины и пластового давления;

3. Определение межпластовых перетоков, который включает в себя уточнение конструкции скважины, определение интервалов заколонных перетоков газа и источников его попадания в заколонное пространство.

Первая и вторая задачи будут решаться с помощью измерений барометрии (манометрии), термометрии, термоанемометрии, механической расходомерии и влагометрии при регистрации параметров на разных эксплуатационных режимах и кратковременных остановках (до 12 часов).

Третья задача будет решаться благодаря следующим методам: локатору муфт, термометрии, шумометрии

### **4.2. Обоснование выбора скважины А4-2 участка 1А Ачимовских отложений УНГКМ**

Основанием выбора данной скважины для проектирования может служить периодичность исследований через каждые два года, а также особенности разработки ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденстаного месторождения, связанные с глубиной залегания данных отложений (порядка 4000м) и соответственно с низкими показателями фильтрационно-емкостных свойств и сложными термобарическими условиями, что усложняет разработку самого месторождения и содержания скважин в рабочем состоянии.

Основная по запасам залежь данного месторождения расположена в сеноманских отложениях на глубине 1000-1200м и на сегодняшний день она стремится к истощению.

На 2015 год более половины остаточных запасов Уренгойского месторождения – это газ, газоконденсат и нефть ачимовских залежей.

Правильный подход к эксплуатации месторождения, в особенности трудноизвлекаемых газоконденсатов и нефтей, даст возможность полноценной выработки уникальной залежи и позволит избежать ошибок, допущенных при разработке других крупных месторождений.

#### **4.3. Физико-геологическая модель объекта исследования**

##### **Выбор методов и обоснование геофизического комплекса**

Выбор рационального объема методов для определения профиля притока, дебита работающих интервалов, пластового давления и межпластовых перетоков неоднозначен и различен для разных скважин и месторождений.

На основании анализа результатов предыдущих исследований на данном участке и в данной скважине, применения отдельных промыслово-геофизических методов и их возможностей можно сделать решение в выборе комплекса методов, а именно:

- гамма-каротаж;
- магнитный локатор муфт;
- термометрия;
- барометрия;
- термоанемометрия;
- влагометрия;
- расходометрия;
- шумометрия.

Перед началом исследований в скважине проводится уточнение конструкции скважины (глубина воронки НКТ, пакерные устройства и др.) и

отбивка забоя для определения текущей глубины скважины, т.к. со временем она может загрязняться. Данные процедуры проводят с помощью гамма-каротажа, термометрии, расходомерии и магнитного локатора муфт. При помощи ГК и локатора муфт отбивают забой, а при помощи термометра и расходомера определяют воронку НКТ, где скорость потока жидкости увеличивается, т.к. диаметр НКТ меньше, чем в эксплуатационной колонне.

Профиль притока и состав флюидов можно определить при помощи термометрии, термоанемометрии, расходомерии и влагомера. В зависимости от состава флюидов будет либо положительный (в случае с нефтью и водой), либо отрицательный термоградиент на диаграммах напротив работающих интервалов. Расходомер покажет сколько условных единиц объема жидкости поступает в скважину в каждом работающем интервале, а влагомер поможет определить состав поступающего флюида.

Дебит и пластовое давление интервалов определяется с помощью механического расходомера, термоанемометрии и манометрии (запись кривой КВД). Точный дебит невозможно определить только по механическому расходомеру, необходимо дополнительно проводить исследования с помощью термокондуктивного расходомера. Запись КВД покажет текущее давление пласта в данной скважине, что позволит построить карты изобар для данного пласта по всему месторождению и определить дальнейший план разработки.

Межпластовые перетоки относятся к техническому состоянию скважины, а именно цементному кольцу, либо самой колонны и определяются при помощи термометрии, шумометрии. Благодаря низкочастотному шумомеру можно определить движение флюидов в заколонном пространстве, а по термометрии наблюдать небольшие искажения термоградиента в остановленной скважине.

Данный комплекс методов необходим и достаточен для решения поставленных в проекте задач, а именно определение текущих профилей притока, дебита работающих интервалов и межпластовых перетоков.

В качестве физико-геологической модели исследования можно принять геофизические данные и диаграммы с предыдущих исследований в скважине А4-2 участка 1А Ачимовских отложений Уренгойского месторождения, т.к. данные материалы представляет собой наглядные примеры поведения различных кривых при определенных условиях.

## **5.Методические вопросы**

### **5.1 Методика проектных геофизических работ**

#### **5.1.1 Порядок проведения работ**

Цикл геофизических исследований в скважинах производится поэтапно в такой последовательности:

1. Подготовительные работы на базе.
2. Переезд с базы на скважину.
3. Подготовительные работы на скважине.
4. Геофизические исследования в скважине.
5. Заключительные работы на скважине.
6. Переезд со скважины на базу.
7. Заключительные работы на базе.

#### **Содержание подготовительных работ**

1. Получение заявки на геофизические работы и оформление необходимой технической документации. При приемке заявки геофизическому предприятию представляют следующие обязательные сведения:

- вид исследования;
- интервал глубин, подлежащий исследованию;
- глубина забоя;
- глубина башмака колонны и диаметр обсадных труб;
- состояние скважины и время ее готовности к проведению измерений;
- тип фонтанной арматуры;
- интервал перфорации.

2. Ознакомление с геофизическими материалами по исследуемой скважине, заправка и проверка автомашин, проверка исправности механизмов, приборов и инструмента, каротажной станции, а также получение скважинных приборов в соответствии с заданием в заявке.

### 3. Погрузка аппаратуры, оборудования и материалов.

Начальник геофизической партии приступает к производству работ в скважине только после вручения ему акта о передаче-приеме скважины.

#### **Переезды**

Следование с базы до скважины и обратно производится строго по маршрутам на основании действующих карт шоссейных и грунтовых дорог. Скорость движения подъемника и станции определяется установленными нормами скорости в данной местности в зависимости от технической характеристики автомашин и перевозимой аппаратуры.

Во избежание повреждения скважинные приборы, содержащие сложные электрические устройства и электронные схемы, а также наземные панели с электронными схемами и измерительными приборами перевозятся с необходимыми предосторожностями (надежно закрепленные в кузовах автомобилей и в самой каротажной станции).

#### **Подготовительные работы на скважине**

По прибытии каротажной партии на скважину подъемник устанавливается на расстоянии 25-40 м от устья скважины так, чтобы ось барабана лебедки была горизонтальна и перпендикулярна к направлению оси устья скважины. После установки подъемник затормаживают и надежно закрепляют, подкладывая «башмаки» под колеса.

На фонтанной арматуре, при закрытой буферной задвижке, устанавливается и закрепляется при помощи автокрана лубрикаторное оборудование, состоящее из превентора, лубрикаторных труб и сальника с роликами. При этом устье скважины оборудуется мостками (Рис.5.1.1.1).

Давлением скважины произвести опрессовку устьевого геофизического оборудования. Проверить на герметичность все соединения элементов лубрикатора путем постепенного повышения давления в лубрикаторе.



*Рисунок 5.1.1.1 – Схема обустройства фонтанной арматуры при проведении исследований в работающей газовой скважине*

Подготавливается лебедка подъемника и ее привод.

Заземляются лаборатория и подъемник, подключаются к генераторной группе.

### **Геофизические исследования в скважине**

Работы проводятся с применением герметизирующего устройства на устье скважины – лубрикатора с превентором, который рассчитан на давление 35 МПа, а так как данная скважина имеет давление на устье выше 40МПа, используется два превентора.

После ввода скважинного прибора и сборки грузов в лубрикатор и закрепления лубрикатора на месте план-шайбы, открывается буферная задвижка и начинается спуск скважинного прибора в скважину. Количество и вес грузов определяется расчетным или опытным путем. В нашем случае давление на устье составляет 35МПа

Работы начинаются с шаблонирования скважины и отбивки забоя, при этом выбирается прибор с диаметром на 15 мм меньше внутреннего диаметра НКТ или пакера. В случае нехода шаблона до текущего забоя дальнейшие работы согласовать с геологической службой заказчика.

Первая запись производится при работе скважины в шлейф. При переходе с динамического режима на статический, исследования заканчиваются замером КВД при установке прибора на проектируемой глубине.

После регистрации КВД производятся исследования в режиме статики при закрытой задвижке межколонного пространства. Далее исследования повторяются при открытой задвижке.

### **Содержание заключительных работ**

По окончании работ на скважине производится демонтаж устьевого лубрикаторного оборудования и передача скважины представителю заказчика, как правило это мастер участка, либо главный геолог.

При возвращении на базу организуется разгрузка, чистка, промывка и смазка оборудования и аппаратуры, сдача их в аппаратурную мастерскую с указанием в специальном журнале сведений об обнаруженных неисправностях, заполняется акт о выполнении работ, проверяется правильность оформления технической документации и диаграмм, которые сдаются в контрольно-интерпретационную партию.

### **5.1.2 Методика проведения ГИС**

Запись по проекту будет производиться при помощи станции «Кедр» и комплексного прибора СКАТ-К8-42.

### **Термометрия**

Термометрия – метод, позволяющий получать результаты в интервалах, перекрытых насосно-компрессорными трубами (НКТ). Она необходима для определения как профиля притока, так и межпластовых перетоков эксплуатационной скважины. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час.



В стационарном состоянии тепловое поле в стволе скважины характеризуется повышением температуры с увеличением глубины (в среднем 3°С на 100 метров). Измерения температуры в добывающих скважинах в процессе их эксплуатации производятся в условиях нарушенного разработкой естественного состояния теплового поля и основаны на изменении температуры пластовой жидкости или газа при их поступлении в скважину за счет появления дроссельного эффекта.

### **Термоанемометрия**

Применяется для определения отдающих интервалов перфорированного интервала пласта. Масштаб записи по глубине 1:200, скорость записи 400 м/час.

В термокондуктивном индикаторе расхода чувствительным элементом служит резистор, нагреваемый электрическим током, степень охлаждения которого движущимся потоком зависит от скорости движения жидкости. Эти индикаторы расхода наиболее чувствительны к изменению состава потока (присутствию в потоке, помимо нефти, воды или газа). Для учета характеристик потока, искажающих показания расходомеров, исследование скважин ими обычно производят в комплексе с измерениями приборами, фиксирующим состав и структуру жидкости в стволе скважины.

### **Манометрия**

Применяется для изучения градиентов давления, которыми определяется скорость движения жидкости в пласте, а, следовательно, и темпы выработки запасов газа. Чем больше эти градиенты, тем выше энергетические показатели залежи. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час.

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

В эксплуатационных скважинах давление на глубине против середины работающей толщины пласта называется забойным давлением. При отсутствии отбора или нагнетания жидкости в пласт забойное давление называется пластовым давлением.

### **КВД**

При переходе с динамического режима в статический, прибор СКАТ-К8-42 устанавливается в середину зоны перфорации и производят временную регистрацию изменения давления и температуры после остановки скважины. Регистрация длится не менее 12 часов. Если после 12 часов остановки скважины давление и температура не установились, регистрацию продолжают до полного восстановления скважины или останавливают по согласованию с заказчиком.

### **Расходомерия**

Используются расходомеры типа "Метан", с помощью которых проводят замеры в пределах интервала перфорации и в действующих скважинах, что позволяет выделить: газоотдающие интервалы, распределение суммарного дебита по отдельным интервалам, выявить перетоки между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки. Масштаб записи по глубине 1:200, скорость регистрации 400 м/час.

### **Шумомерия**

Движение газа в стволе скважины, а также его заколонное проявление на качественном уровне оцениваются исследованиями методом шумомерии. Применяется низкочастотная и высокочастотная шумомерия. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час.

### **Влагометрия**

Метод используется для исследования состава флюидов в стволе скважины по величине их диэлектрической проницаемости. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час.

Принцип измерения основан на различии величин диэлектрической проницаемости воды и газа. Известно, что диэлектрическая проницаемость

воды изменяется от 50 до 80, газа равна 1, что позволяет разделять эти среды и оценивать их содержание в смеси.

Конструкция прибора представляет собой измерительный РС-генератор, в колебательный контур которого включен измерительный проточный конденсатор. Между обкладками конденсатора проходит газ или вода, водонефтяная смесь.

### **Магнитный локатор муфт**

Применяется для привязки диаграмм ПГИ по глубинам. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час

### **Гамма-каротаж**

Используется также для привязки диаграмм и определения забоя. Забой определяется при сопоставлении кривой ГК в открытом стволе, которая была записана во время бурения и текущей кривой. Масштаб записи 1:400, скорость записи 600м/час.

## **5.2 Интерпретация геофизических данных**

Перед началом интерпретации следует привязать кривую по глубинам используя локатор муфт и ГК.

Определение профиля притока и дебита скважины осуществляется следующими методами: термометрия, механический и термокондуктивный расходомеры, влагометрия.

Сначала определяется сам профиль притока, оценивается дебит каждого интервала перфорации, насыщение флюида поступающего в скважину. Для этих целей применяется все вышеперечисленные методы. Затем определяется суммарный дебит скважины, он измеряется выше воронки НКТ, чтобы увеличить мощность потока, проходимого через турбинку механического расходомера, т.к. диаметр НКТ намного меньше диаметра эксплуатационной колонны.

Определение межпластовых перетоков осуществляется шумометрией, термометрией.

Межпластовые перетоки выявляются при сравнении кривых термометрии в работающей и остановленной скважине. Во время работы скважины перетоки сложно заметить, потому что температурный градиент уравнивается при движении флюидов. Когда останавливают скважину, можно проследить интервальные перетоки жидкости за колонной, т.к. во время остановки идеальной, с технической точки зрения, скважины мы будем наблюдать только геотермический градиент, увеличивающийся с глубиной на одинаковую величину, и аномалии связанные с перфорированными участками колонны. При наличии межпластовых перетоков в этот момент, будут появляться аномальные отклонения от геотермического градиента в зависимости от типа флюида и его направления течения.

Газовые и газоконденсатные притоки дают отрицательные аномалии на кривой термометрии, соответственно и при перетоках они будут давать отрицательные отклонения.

Для определения пластового давления используется кривая восстановления давления.

## 6. Специальное исследование

Промыслово-геофизические исследования включают в себя не только определение эксплуатационных характеристик, но также и ее техническое состояние.

Для того, чтобы прогнозировать на раннем этапе нарушения технического состояния НКТ и эксплуатационной колонны применяются магнитоимпульсная дефектоскопия, электромагнитная дефектоскопия и скважинный акустический телевизор. В данной главе подробнее будет рассказано о магнитоимпульсной дефектоскопии (МИД).

Данный метод основан на изучении вихревого электромагнитного поля, возбужденного генераторной катушкой. Характеристики этого поля зависят от электромагнитных свойств (удельная электрическая проводимость и магнитная проницаемость) колонн, толщины их стенок, диаметра колонн, а также от устройства применяемого зонда.

Проведение магнитоимпульсной дефектоскопии не требует специальных подготовительных мероприятий на скважине, так как возможности метода позволяют исследовать до трех колонн одновременно, что является экономически выгодным. Для регистрации сигнала достаточно провести один спуск – подъем аппаратуры.

Прибор МИД-К предназначен для обследования одновременно двух, в ряде случаев трёх колонн, а именно: НКТ, эксплуатационные и технические колонны. Данный дефектоскоп работает на одножильном кабеле с быстродействующей телеметрии для передачи сигналов из скважины к наземному регистратору. Выходными параметрами являются данные диаметра колонн, с указанием зон дефектов и зон коррозии, а также толщины стенок колонн. МИД-К – комплексный прибор, состоящий из датчиков дефектоскопа, толщины, температуры и канала ГК. Данный прибор в большинстве случаев достоверно определяет дефекты в НКТ, подземном

оборудовании и эксплуатационной колонне, вызванные механическими и коррозионными повреждениями.

Интерпретация результатов магнитоимпульсной дефектоскопии включает четыре основных этапа:

- качественная интерпретация первичных записей;
- количественное определение толщины стенок первой и второй колонн с помощью комплексов программ обработки;
- комплексная интерпретация данных магнитоимпульсной дефектоскопии и других каротажных методов изучения колонн;
- описание выявленных дефектов колонн, составление заключения о техническом состоянии НКТ и эксплуатационной колонны (или эксплуатационной колонны и технической колонны при отсутствии НКТ).

1. Для проведения качественной предварительной интерпретации первичные записи выводятся на экран монитора посредством просмотревых программ.

Просмотр дефектограмм выполняется с целью оценки качества первичного материала, выявления аномальных зон, связанных с сильной намагниченностью колонн, составляющих колонну, выявления конструктивных особенностей строения скважины (наличие башмаков колонн, отбивка муфт первой и второй колонн), проявления зон перфорации, если они имеются, или крупных дефектов в виде снижения регистрируемого сигнала. При хорошем качестве колонн исходные дефектограммы имеют ровный ход во всем интервале исследования, муфты отбиваются равномерно и отмечаются резким увеличением сигнала. Муфты первой (внутренней) колонны наиболее ярко проявляются на дефектограммах, зарегистрированных на ранних временах, муфты второй (внешней) колонны - на поздних временах.

Обсадные колонны иногда имеют сильную остаточную намагниченность, которая отражается на результатах дефектоскопии. Сильная остаточная намагниченность колонн проявляется в виде резких

колебательных аномалий разных знаков внутри секции, причем чаще положительные аномалии по амплитуде больше, чем отрицательные. Аномалии при сильной намагниченности проявляются на всех временах, причем амплитуда сигнала на поздних временах выше, чем на ранних. Возможен эффект как по всей колонне, так и в ряде отдельных секций. При сильной намагниченности погрешность измерения толщин стенок колонн достигает в первой колонне до 0,5 мм, в двухколонной конструкции до 1,5 мм для второй колонны.

Дефекты отмечаются уменьшением сигнала, сокращением переходного процесса. Например, растрескивание колонн в интервале перфорации может вызвать сильную аномалию, аналогичную уменьшению толщины на несколько миллиметров.

Крупные продольные трещины обычно проявляются сильным дефектом, несимметричным по окружности, относящейся к какой-то определенной стороне стенки колонны. Несимметричность дефекта по окружности может быть подтверждена контрольной регистрацией этого же интервала исследования.

Иногда наблюдается периодичность в изменении толщин секций на каком-то участке. Такая периодичность неоднократно упоминается в литературе и обычно связана с износом колонн бурильными колоннами.

При просмотре дефектограмм предварительно отмечаются:

- зоны муфтовых соединений первой колонны (лучше видны на ранних и средних временах);
- зоны муфтовых соединений второй колонны (видны на поздних временах);
- глубины расположения основных конструктивных элементов скважины (“башмак” третьей колонны, телескопические соединения, клапаны различного назначения, пакеры, центраторы колонн, например – фонарного типа);
- интервалы с возможными дефектами колонн.

На данном этапе также оценивается, к какой именно колонне относится тот или иной дефект, для чего сопоставляются амплитуды сигналов, полученные на ранних и поздних временах задержек. В том случае, если аномальная зона достигает наибольшей амплитуды на ранних временах, и с увеличением времени задержки ее амплитуда практически не изменяется, можно сделать предварительное заключение о принадлежности дефекта к ближней исследуемой колонне.

В ином случае, когда аномалия не проявляется на ранних, а на поздних временах достигает значительной амплитуды сигнала, дефект должен быть предварительно отнесён ко второй колонне.

Полученная таким образом только на основании первичных материалов информация детально сопоставляется с данными технологических и геологических служб заказчика с учетом возможных невязок каротажных диаграмм по глубине.

Вход в каждую колонну отмечается резким повышением общего уровня записи каротажных диаграмм на поздних временах от отмеченной глубины до устья скважины. Причем аналогично отмечаются “башмаки” как второй, так и третьей колонн.

Подземное оборудование из немагнитных материалов (клапаны, ниппели, пакеры и т.п.) отмечаются контрастным снижением уровня записи в пределах выделенного интервала, а также резко изменяющейся амплитудой сигнала. На диаграммах такое оборудование от истинных дефектов отличается наличием муфтовых соединений, ограничивающих аномалию, а также несколько угловатой формой кривых.

После выделения ряда аномальных зон, вызванных конструктивными элементами скважины, внимание должно быть нацелено на аномалии, предположительно связанные с дефектами в колоннах.

Большие ложные аномалии могут создавать зоны локального намагничивания колонн, обусловленные различными факторами технического характера. Такого рода зоны, как правило, отмечаются



операторами еще при просмотре первичного материала. Обычно намагниченность выражается повышением сигнала на протяжении секции в виде сглаженных пиков, (например, двух симметричных, если при монтаже применялись электромагнитные захваты), Рекомендуется для отбраковки и устранения этих помех проводить контрольные записи на скорости вдвое уменьшенной по отношению к основной. При этом аномалии, вызванные зонами локального намагничивания, резко изменятся по амплитуде (при уменьшении скорости – уменьшается амплитуда) в отличие от аномалий, обусловленных дефектами, амплитуда которых не изменится. Подобные интервалы колонн могут создать большие сложности, когда необходимо детально определить толщину стенок первой или второй колонн. В таких случаях можно рекомендовать снижение скорости записи при каротаже до минимально возможной в пределах данного интервала.

Основные возможные нарушения, диагностируемые аппаратурой магнитоимпульсной дефектоскопии МИД-К в первой (внутренней) колонне:

- участки активной коррозии;
- сквозные трещины от 7.5 см и более по вертикали.

Во второй (внешней) колонне, через НКТ:

- участки активной коррозии;
- сквозные трещины от 15 - 20 см и более по вертикали.

Участки коррозии отмечаются на кривых как зоны локального понижения сигнала, приуроченные к той или иной колонне. Дефектограммы в интервалах с наличием коррозии становятся более изрезанными, чем на незатронутых коррозией. Стоит учесть, что при сопоставлении данных магнитоимпульсного дефектоскопа и материалов других методов ГИС зоны коррозии, как правило, возникают в местах какого-либо раннего механического воздействия на колонны либо в местах, близких к негерметичным муфтовым соединениям. Снижение интегральной толщины первой колонны часто выявляется в зоне перфорации второй колонны (очевидно, за счет более активной динамики флюидов). От коррозии следует

дифференцировать секции с толщинами стенок, не соответствующими номинальным. Эти секции обычно резко отличаются от смежных с ними, но на графике выглядят достаточно гладко, а снижение толщины строго ограничено муфтами.

Сквозные трещины, нарушения сплошности колонны на диаграммах выделяются как интервалы резкого понижения уровня сигнала, отмечающиеся на всех временных задержках. Подобные аномалии могут определять зоны кумулятивной перфорации, при которой нередко происходит растрескивание колонны в месте удара, но это происходит далеко не всегда, и метод не может быть рекомендован в качестве средства контроля интервала кумулятивной перфорации и, тем более, сверлящей перфорации.

2. Количественное определение толщины стенок первой и второй колонн производится с помощью, комплекса программ обработки данных «МИД-колор», «Геопоиск», «Devize», «Соната» по разработанным алгоритмам.

В отличие от программ предыдущего поколения, где оператор вручную корректировал результаты расчета, в данных программах оператор работает с математической моделью скважины. Тем самым снижается сложность работы оператора и одновременно повышается скорость и качество его работы. Оператор может корректировать модель, одновременно просматривая интересующие его участки скважины.

Этим достигаются два очень важных результата:

1. Воспроизводимость. Интерпретация материала воспроизводима, так как другой оператор сможет, используя те же параметры, получить в точности тот же результат.

2. Достоверность. Так как оператор не может напрямую изменять результирующий файл, дефект колонны не может быть пропущен либо случайно “заглажен” во время ручной корректировки.

Количественный расчет производится по формулам, в которых учтены переходные процессы в коаксиально-цилиндрических средах в зависимости от диаметров, номинальных толщин и магнитной проницаемости стенок колонн.

Для количественного определения толщины первой колонны используются ранние и средние времена, второй - ранние и поздние. Установки записи для приборов подобраны на основе испытаний на различных моделях.

3. Комплексная интерпретация данных магнитоимпульсной дефектоскопии производится с обязательным учетом всей имеющейся информации по техническому состоянию скважины, в том числе, полученных при проведении обследований в прошлые годы. Информация подлежит анализу независимо от качества как первичного, так и обработанного материала. Особенно следует принять во внимание данные методов, входящих в обязательный комплекс ГИС-контроль (определение профиля притока, дебита, АКЦ, термометрия, ННК), а также материалы по истории эксплуатации скважины.

4. Заключение по техническому состоянию скважины по материалам электромагнитной дефектоскопии выдается интерпретатором на основании комплексного анализа кривых толщины по первой и второй колоннам (в мм) и данных других методов ГИС. При этом отдельно дается информация по наличию дефектов в обеих колоннах, местоположению тех или иных конструктивных элементов скважины.

В настоящее время стали все чаще применяться модификации магнитоимпульсных дефектоскопов со встроенными каналами гамма-каротажа и термометра. Гамма каротаж служит для более точной привязки диаграмм МИДа, а термометр помогает быстрее отбраковать данные с действительным дефектом от зон локальной аномальной намагниченности, которая могла возникнуть в процессе строительства скважины, также у прибора МИД есть свойство завышать или занижать реальные значения при

увеличении температуры, такая погрешность может достигать до 2 мм. Таким образом можно проследить связано ли изменение показаний намагниченности с изменением свойств колонны или же с влиянием на него температуры.

## 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 7.1. Виды и объёмы проектируемых работ

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

Для определения денежных затрат, связанных с выполнением геологического задания, необходимо определить прежде всего время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их параллельное либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от:

- видов и объемов работ;
- геолого-географических условий;
- материально-технической базы предприятия;
- квалификации работников;
- уровня организации работ.

Виды и объёмы проектируемых работ указаны в таблице 7.1.

Таблица № 7.1.1 – Виды и объёмы проектируемых работ

№	Виды работ	Оборудование	Объем		Условия производства
			Ед изм.	Кол- во	
1	Промыслово-геофизические исследования в скважине	Подъёмник каротажный самоходный ПКС-3,5М		1	
		Каротажная станция «Кедр-02/1.5В», программа «Геофизика» «СКАТ-К8-42»	м	25554	
2	Контрольно-интерпретационные работы	Средства вычислительной техники Программное обеспечение: «Геккон», «МИД-колор», «Геопоиск», «Devize», «Соната»			

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований.

В данном случае проектный забой скважин - 4282 м, работы по проекту в 1 скважине, расстояние от геофизической базы до скважины 10км.

В качестве нормативного документа был использован справочник “Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ” (ПОСН 81-2-49).

*Таблица 7.1.2 – Виды и объёмы проектируемых работ по проекту*

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				от	до
1	ГК	1:200		4100	4282
2	Локатор муфт	1:200		4100	4282
3	Термометрия	1:200		4100	4282
4	Термоанемометрия	1:200		4100	4282
5	Манометрия	1:200		4100	4282
6	Влагометрия	1:200		4100	4282
7	НЧ-ВЧ Шумометрия	1:200		4100	4282
8	Расходометрия	1:200		4100	4282
9	КВД	12ч.	4208		

СПО -25654 м.

Проезд до места исследований автомобильным транспортом.

Интерпретация - 50% от стоимости полевых работ.

## 7.2. Расчет затрат времени и труда

Расчеты затрат времени, труда и оборудования производим для каждого проектируемого вида работ. Эти расчеты оформлены в виде таблиц.

### 7.2.1. Расчет затрат времени

Расчёт затрат времени проводим для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (таблица 7.2.1.1).

Таблица 7.2.1.1 – Расчет затрат времени

Вид работ	Объем	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Итого времени на объем, мин.
	Ед. изм.				
ГК (1:200)	м	182	50	мин/100м	91
Локатор муфт (1:200)	м	182	32	мин/100м	58,3
Термометрия (1:200)	м	182	34	мин/100м	62
Термоанемометрия (1:200)	м	182	59	мин/100м	107,4
Манометрия (1:200)	м	182	65	мин/100м	118,3
Влагометрия (1:200)	м	182	43	мин/100м	78,3
НЧ-ВЧ Шумометрия (1:200)	м	182	30	мин/100м	54,6
Расходомерия (1:200)	м	182	59	мин/100м	107,4
Вспомогательные работы для комплексного прибора	Опер.	1	68	мин	68
Спуск и подъем без замера для комплексного прибора	м	8464	1,18	мин/100м	100
КВД (12 ч.)	ч	12	35	мин/1 замер	720
Вспомогательные работы для записи кривой КВД	Опер.	1	68	мин.	68
Спуск и подъем без замера для прибора КВД	м	8496	1,18	мин/100м	100,3
Проезд	км	24	1,9	мин/км (дор. 2 кат.)	45,6
Итого	На запись диаграмм:				1451,9
	Всего:				1887,8

Так как прибор комплексный то вспомогательное время для калибровки и установки прибора будет одинаковым – 68 минуты. Спуск и подъем приборов без замера также для всех методов одинаковый и составляет 1.18 мин/100м.

### 7.2.2. Расчет затрат труда

Расчёт затрат труда проводим для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (таблица 7.2.2.1).

Таблица 7.2.2.1 – Расчет затрат труда

Вид работ	Объем		Затраты труда					
	Ед. изм.	Кол-во	Рабочие			ИТР		
			Норма времени по ПОСН 81-2-89	Ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-89	Ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час
ГК (1:200)	м	100	3	чел-час/ 100м	3	2	чел-час/ 100м	2
Локатор муфт (1:200)	м	100	1,94	чел-час/ 100м	1,94	1,3	чел-час/ 100м	1,3
Термометрия (1:200)	м	100	2,06	чел-час/ 100м	2,06	1,37	чел-час/ 100м	1,37
Термоанемометрия (1:200)	м	100	3,54	чел-час/ 100м	3,54	2,36	чел-час/ 100м	2,36
Манометрия (1:200)	м	100	0,72	чел-час/ 100м	0,72	0,48	чел-час/ 100м	0,48
Влагометрия (1:200)	м	100	0,39	чел-час/ 100м	0,39	0,26	чел-час/ 100м	0,26
НЧ-ВЧ Шумометрия (1:200)	м	100	0,36	чел-час/ 100м	0,36	0,24	чел-час/ 100м	0,24
Расходометрия (1:200)	м	100	3,54	чел-час/ 100м	3,54	2,36	чел-час/ 100м	2,36
Вспомогательные работы для комплексного прибора	Опер.	1	4,08	чел-час	4,08	2,72	чел-час	2,72
Спуск и подъем без замера для комплексного прибора	м	8464	0,07	чел.час/ 100м	5,92	0,05	чел-час/ 100м	4,23
КВД (12 ч.)	ч	12	2,1	чел-час/ 35 мин.	43,2	1,4	чел-час/ 35 мин.	28,8
Вспомогательные работы для записи кривой КВД	Опер.	1	4,08	чел-час	4,08	2,72	чел-час	2,72
Спуск и подъем без замера для прибора КВД	м	8496	0,07	чел-час/ 100м	5,95	0,05	чел-час/ 100м	4,25
Проезд	км	24	0,114	чел-час/ км	2,74	0,076	чел-час/ км	1,82
На запись диаграмм (чел-час):					59,72			39,82
Всего (чел-час):					85,73			57,72

### 7.3. Сметное содержание партии при исследовании скважин с применением шлюзового оборудования (лубрикатора)

Состав работ:

- подготовительно-заключительные работы на базе и скважине;
- проверка на базе шлюзового оборудования на давление свыше 7 МПа;



– монтаж-демонтаж шлюзового оборудования на скважине для давления до 7 МПа и более 7 МПа.

Нормы:

- на 1 операцию

Таблица 7.3.1 – Услуги партии

№	Наименование элементов затрат	Ед. изм.	Виды работ
1	2	3	4
	Норма времени	Мин.	652
	Номера расценок		030
<b>Затраты труда</b>			
1.	Рабочие	Чел-час	39,12
2.	ИТР	Чел-час	26,08
<b>Зарплата основная</b>			
3.	Работников в партии	Руб.	527,2
4.	В т.ч. рабочих	Руб.	286,5
5.	ИТР	Руб.	240,7
<b>Материалы</b>			
6.	Основные и прочие	%	37,6
7.	Износ инструмента	%	19,6
8.	Износ кабеля	м	
9.	Износ шин	Компл/км	
10.	Расход ГСМ	л	
<b>Амортизация аппаратуры и оборудования</b>			
11.	Лаборатория	Маш-час	14,127
12.	Подъемник	Маш-час	14,127
13.	Установка разметочная	Пр-час	11,953
14.	Скважинные приборы	Пр-час	14,127
15.	Шлюзовое оборудование	Маш-час	11,953
16.	<b>Цеховые расходы</b>	%	35

Проектное время исследований в одной скважине без учета спуска и подъема приборов без записи 911 минут. Затраты труда партии при исследовании скважин с применением шлюзового оборудования (лубрикатора) будут равны:

– рабочие 59,72 чел-час,

– ИТР 39,82 чел-час.

#### 7.4. Сметные расчеты по видам работ

Для выполнения работ по проекту необходимы денежные средства, которые обеспечивает заказчик. Авансовое финансирование геологоразведочных работ является их отличительной чертой. Смету рассчитывают сами будущие исполнители проектируемых работ. Оптимальные сметные затраты определяются узаконенными инструкциями, справочниками и другими материалами, имеющими для выполнения работ по проекту силу закона. От полноты включенных затрат зависит в будущем экономика предприятия.

Таблица 7.4.1 – Сметные расчеты по видам работ

Вид работ	Объем		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объема работ, руб.	Повышающие коэф.		Итого
	Ед. изм.	Кол-во				Коэф. удор.	Коэф. норм. усл.	
ГК (1:200)	м	100	363,16	Руб/10 0м	363,16	3,98	1,53	2001,0 1
Локатор муфт (1:200)	м	100	387,88	Руб/10 0м	387,88	3,98	1,53	2137,2 2
Термометрия (1:200)	м	100	643,29	Руб/10 0м	643,29	3,98	1,53	3544,5 3
Термоанемометрия (1:200)	м	100	932,9	Руб/10 0м	932,9	3,98	1,53	5140,2 8
Манометрия (1:200)	м	100	1208,7	Руб/10 0м	1208,7	3,98	1,53	6659,9 4
Влагометрия (1:200)	м	100	600,26	Руб/10 0м	600,26	3,98	1,53	3307,4 3
НЧ-ВЧ Шумометрия (1:200)	м	100	1156,74	Руб/10 0м	1156,74	3,98	1,53	6373,6 4
Расходометрия (1:200)	м	100	818,51	Руб/10 0м	818,51	3,98	1,53	4510
Вспомогательные работы для комплексного прибора	Опер.	1	898,6	Опер.	898,6	3,98	1,53	4951,2 9
Спуск и подъем без замера для комплексного прибора	м	8464	62,12	Руб/10 0м	5257,84	3,98	1,53	28970, 7
КВД (12 ч.)	ч	12	1117,9	Руб/ча с	13414,8	3,98	1,53	73915, 55
Вспомогательные работы для записи кривой КВД	Опер.	1	1144,1	Опер.	1144,1	3,98	1,53	6304
Спуск и подъем без замера для прибора КВД	м	8496	62,12	Руб/10 0м	5277,72	3,98	1,53	29080, 24
Проезд	км	24	19,63	Руб/км	471,12	2,08	1,53	1700,7 4
Итого								178596 ,48

Итого стоимость комплекса геофизических работ выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 178596,48 рубль.

Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере 50% от стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 89298,24 рублей.

Коммерческая стоимость проекта состоит из стоимости работ выполняемых комплексной геофизической партией, стоимости работ выполняемых КИП и составляет 267894,72 рубля.

## **8. Социальная ответственность**

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

Проектируемые геофизические работы для определения эксплуатационных характеристик пластов-коллекторов методами ПГИ будут проводиться осенью на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении. Административно месторождение располагается в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа к северо-востоку от г. Новый Уренгой. Для данного района характерна сильная заболоченность, обилие озер, стариц, протоков. Климат района резко континентальный, с холодной продолжительной зимой и коротким, сравнительно теплым летом. Самый холодный месяц – январь (до  $-60\text{ C}$ ). Устойчивый снежный покров устанавливается в октябре, сходит в конце апреля.

### **8.1 Производственная безопасность**

Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы представлены в таблице 8.1.1.

Таблица 8.1.1 – Опасные и вредные факторы при оценке технического и гидродинамического состояния эксплуатационной скважины

Этапы работ	Наименование запроецированных работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
	2	3	4	5
Полевой	Промыслово-геофизические исследования: шумометрия, термометрия, барометрия, расходомерия, локатор муфт, влагометрия, резистивиметрия, гамма-каротаж, термоанемометрия.	1.Электрический ток. 2.Движущиеся машины и механизмы производственног о оборудования (в т.ч. грузоподъемные).	1.Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе 2.Превышение уровней шума	1. ГОСТ 12.1.003–2014 [27] 2. ГОСТ 12.1.005-88. [10] 3. ГОСТ 12.1.029-80 [11] 4. ГОСТ 12.1.030–81 [12] 5. ГОСТ 12.1.038–82 [13] 6. ГОСТ 12.3.009–76 [30] 7.ГОСТ Р 12.1.019-2009 [14]
Камеральный	Предварительная обработка материалов геофизических исследований с использованием компьютеров	1.Электрический ток.	1.Отклонение показаний микроклимата в помещении. 2.Недостаточная освещенность рабочей зоны	1.СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 [15] 2.СП 60.13330.2012 [16] 3.СанПиН 2.2.4.548–96. [17] 4. СНиП 23-05-95 [19] 5.ГОСТ 12.1.005-88 6. ГОСТ 12.1.038–82

## **8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

### **Полевой этап**

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

#### **1. Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе**

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

Климат представляет собой комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения, величину атмосферного давления. Влияние климатических условий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, особенно в северных районах страны, а также в ночное время суток.

Исследования в скважине будут проводится в конце сентября 2017 года, температура воздуха составляет от +15 до -15 °С в данной

климатической зоне, возможны осадки в виде дождя и снега, а также установление постоянного снежного покрова.

При отрицательных температурах и осадках следует ограничивать время нахождения работников на открытом воздухе, а также применять средства защиты от дождя и холода в виде дождевиков и термобелья. Данный период характеризуется повышенной заболеваемостью ОРВИ и ГРИППом, следует поддерживать постоянную температуру тела путем организации оптимального режима труда и отдыха.

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

## **2. Превышение уровня шума**

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

Шум – это сочетание звуков различной частоты и интенсивности. Основными физическими характеристиками шума являются следующие: частота звука, интенсивность звука, звуковое давление. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека, до значений, не превышающих допустимые 80 дБА для рабочих мест водителей и обслуживающего персонала тракторов самоходных шасси, прицепных и навесных сельскохозяйственных машин, строительно-дорожных и других аналогичных машин (ГОСТ 12.1.003-2014).

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом:

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

## **Камеральные работы**

### **1. Отклонение показаний микроклимата в помещении**

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

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

В помещениях, должны соблюдаться следующие параметры микроклимата по СанПиН 2.2.4.548-96 (Табл. 8.1.1.1).

*Таблица 8.1.1.1 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений*

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



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

Объем помещения каротажной станции составляет 12 м<sup>3</sup>. Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м<sup>3</sup>, составляет не менее 30 м<sup>3</sup>/чел.\*час. [18]

Для того чтобы обеспечить вышеуказанные параметры необходимо предусматривать систему отопления и кондиционирования или эффективную приточно-вытяжную вентиляцию. Приточно-вытяжная система вентиляции состоит из двух отдельных систем приточной и вытяжной, которые одновременно подают в помещение чистый воздух и удаляют из него загрязненный. Приточные системы вентиляции также возмещают воздух, удаляемый местными отсосами и расходуемый на технологические нужды. В помещении с ЭВМ должна каждый день выполняться влажная уборка.

## **2. Недостаточная освещенность рабочей зоны**

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

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

По нормам освещенности при работе с экраном дисплея и в сочетании с работой над документами рекомендуется освещенность 300-500 лк рабочей поверхности при общем освещении. [19]

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон таким образом, чтобы оконные проемы находились с левой стороны. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы

специальные экранизирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

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

### **8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

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

#### **Полевые работы**

##### **1. Электрический ток**

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

Основными причинами электротравматизма являются: ошибочное неотключение ремонтируемого элемента системы; работа без проверки правильности отключения, отсутствия заземления, работа на оборудовании с неисправной изоляцией и защитой (ГОСТ 12.1.019-79 [20]).

Согласно ГОСТ 12.1.019-79 защита от поражения электрическим током, используются следующие технические мероприятия:

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

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);

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

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

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

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

Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

## **2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

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

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальником 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. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям. [26]

### **Камеральные работы**

#### **1. Электрический ток**

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

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

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

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

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

Основные меры защиты:

- защита от прикосновения к токоведущим частям электроустановок (изоляция проводов, блокировка, сигнализация, знаки безопасности и плакаты);

- защиты от поражения электрическим током при контакте человека с металлическими корпусами, оказавшимися под электричеством (защитное заземление, защитное отключение).

При работе с компьютером соблюдаются требования безопасности согласно нормативных документов (ГОСТ 12.1.030-81 [12], ГОСТ12.1.019-79 [20], ГОСТ 12.1.038-82 [13]).

## **8.2 Экологическая безопасность**

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

Экологическая безопасность – состояние природной среды, обеспечивающее экологический баланс в природе и защиту окружающей среды и человека от вредного воздействия неблагоприятных факторов, вызванных естественными процессами и антропогенным воздействием, включая техногенное и сельскохозяйственное.

### **Влияние на литосферу**

Проведение геофизических работ в скважине может привести к загрязнению почв. Вредное воздействие на литосферу заключается в:

1. Загрязнение ГСМ (дизельное топливо, моторное масло, в случае неисправности двигателей автомашин и неаккуратности при дозаправке), и жидкостью, которой заполнена скважина (газоконденсат, состоящий из бензиновых и керосиновых компонентов).

Загрязнение происходит непосредственно на почву во время записи каротажных диаграмм, так как лубрикаторное оборудование не обеспечивает полную герметичность работающей скважины, а также во время замены скважинного прибора с него стекает жидкость

### **Влияние на гидросферу**

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

Кусты должны быть оборудованы емкостями для временного хранения скважинной жидкости, которая стравливается по шлангу в емкость через специальный клапан в лубрикаторном оборудовании во избежание попадания их в гидросферу. После окончания работ отходы будут утилизированы. Автомобили должны поддерживаться в исправном состоянии.

### **Влияние на атмосферу**

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота ( $\text{NO}_2$ ), оксид углерода ( $\text{CO}$  - угарный газ), диоксид серы ( $\text{SO}_2$ ), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан (до 96%).

По ГН 2.2.5.1313-03 [29] предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять:

- Оксиды азота: 0,04-0,06 мг/м<sup>3</sup>
- Оксид углерода: 3 мг/м<sup>3</sup>
- Диоксид серы: 0,05 мг/м<sup>3</sup>
- Метан: 7000 мг/м<sup>3</sup>

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, а также проверка и ремонт сальников лубрикатора, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов.

### **8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

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

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных электрообогревателей; разряды статического электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

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

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

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

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

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



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

Также возможно возникновение пожара в каротажной станции.

Общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения регламентируются Федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013). [22]

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

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

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

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

Условие проведения работ по проекту исключает ГНВП (газонефтеводопроявление).

#### **8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Геофизические работы в скважинах должны производиться после принятия скважины у представителя «заказчика», как правило это мастер участка или главный геолог, под руководством ответственного специалиста

геофизического предприятия «подрядчика», как правило это начальника партии.

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

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным «заказчиком» и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей куста эксплуатационных скважин.

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

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

Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника. [28]

Мостки на устье скважины должны быть исправны и очищены от нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг

допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не более  $2/3$  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. 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 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. [26]

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Промыслово-геофизические работы занимают ведущую позицию среди методов комплексного наблюдения и контроля за процессом эксплуатации нефтегазоконденсатной залежи.

С помощью геофизических методов можно произвести оценку энергетического состояния залежи, осуществлять непосредственный контроль за изменением газодинамических связей пластов, а также разработать ряд мероприятий для достижения сбалансированности между максимальной конечной газоотдачей и минимальными экономическими затратами.

Проводя регулярно такие работы на месторождении, будет осуществляться мониторинг внутреннего состояния залежи, решаться технические и технологические проблемы скважин и самое главное, на основе результатов геофизических исследований будут планироваться дальнейшие оптимальные режимы выработки залежи.

### **Список использованных источников:**

- 1) Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 880 с.: ил.
- 2) Косков В.Н. Комплексная оценка состояния и работы нефтяных скважин промыслово-геофизическими методами: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. – 226 с.
- 3) А.В. Плюснин, О.Е. Кочнева Основные черты геологического строения и происхождение природных газов Уренгойского месторождения.
- 4) Е.А. Зарай, А.В. Хабаров (ООО «ТННЦ») Особенности оценки фильтрационно-емкостных свойств газонасыщенных коллекторов.
- 5) Геология Уренгойского месторождения  
URL: <http://www.sibsac.ru/ru/services1/36-sibnats/glavnaya/press-tsentr/60-geologiya-urengojskogo-mestorozhdeniya.html>
- 6) 4) Руководство по эксплуатации аппаратуры комплексного технического контроля скважин и скважинного оборудования СКАТ-К8-38-150/100.
- 7) Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие. – М.:МАКС Пресс, 2008. – 476с.
- 8) ПОСН 81-2-89 Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ
- 9) ГОСТ 12.1.003–15 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
- 10) ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
- 11) ГОСТ 12.1.029-80 Средства и методы защиты от шума. Классификация
- 12) ГОСТ 12.1.030–81 Защитное заземление, зануление

- 13) ГОСТ 12.1.038–82 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
- 14) ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
- 15) СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»
- 16) СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
- 17) СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 18) СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование
- 19) СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение
- 20) ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
- 21) ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
- 22) Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).
- 23) НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
- 24) ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования
- 25) ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание, дополненное с исправлениями. Новосибирск – 2006.
- 26) РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 2001г.
- 27) ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности
- 28) Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга III, Москва, 1996 г.

29) ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

30) ГОСТ 12.3.009–76 Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности (с Изменением N 1)