

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ТЕРМОМЕТРИИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276:536.51(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Дмитриев Игорь Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>Р1</b>	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1,  ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
<b>Р2</b>	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1. ППК-3, ППК-4, ППК-6
<b>Р3</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
<b>Р4</b>	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6,
<b>Р5</b>	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
<b>Р6</b>	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
<b>Р7</b>	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
<b>Р8</b>	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
<b>Р9</b>	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
<b>Р10</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Дмитриеву Игорю Сергеевичу

Тема работы:

Анализ современной распределенной термометрии в процессе разработки месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020, 59-120/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Обзор современных стационарных информационных систем в нефтяной отрасли. Область применения распределенной оптоволоконной термометрии на месторождении. Критерии применения систем распределённой оптоволоконной термометрии на месторождении. Технические и физические основы работы оптоволоконных измерительных систем. Применение оптоволоконной термометрии в процессе добычи. Применение оптоволоконной термометрии в процессе нагнетания жидкости в пласт.

	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Область применения распределенной оптоволоконной термометрии на месторождениях	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Технология применения оптоволоконной термометрии на месторождении	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Комплексный подход при организации системы мониторинга на месторождении	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Область применения распределенной оптоволоконной термометрии на месторождениях	
Технология применения оптоволоконной термометрии на месторождении	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	29.02.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		29.02.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Дмитриев Игорь Сергеевич		29.02.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: высшее  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года  
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.04.2020	Область применения распределенной оптоволоконной термометрии на месторождениях	25
22.04.2020	Технология применения оптоволоконной термометрии на месторождении	25
26.04.2020	Комплексный подход при организации системы мониторинга на месторождении	
02.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
15.05.2020	Социальная ответственность.	10
20.05.2020	Заключение	30

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## **Обозначения, определения и сокращения**

**Термометрия** – вид исследования скважин, основанный на регистрации температуры по стволу скважины, обычно вблизи интервала перфорации, который заключается в изучении естественных и искусственных тепловых полей скважины.

**КРБК** – кабель резиновый бронированный круглый

**ПГИ** – промыслово-геофизические исследования

**ГРП** – гидроразрыв пласта

**МГРП** – многостадийный гидроразрыв пласта

**DTS** – distributed temperature sensor

**ННС** – наклонно направленная скважина

**ВС** – вертикальная скважина

**ГС** – горизонтальная скважина

**ВНК** – водонефтяной контакт

**ПГК** – промыслово-геофизический контроль

**OFDR** – Optical Frequency Domain Reflectometry

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 120 страниц, в том числе 19 рисунков, 32 таблицы. Список литературы включает 22 источника. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: распределенная термометрия скважин, контроль разработки, мониторинг технологических операций, оптоволоконное оборудование.

Объектом исследования является технология распределенной оптоволоконной термометрии.

Цель исследования – анализ применения распределенной оптоволоконной термометрии в процессе разработки на месторождениях Западной.

В процессе исследования был проведен анализ возможностей современных систем мониторинга разработки месторождения на основе распределенных оптоволоконных. Рассмотрены технологии и используемых данным типом оборудования и возможности анализа данных поступающих при долговременном мониторинге. Учтены современные тренды, способствующие применению данной технологии в разработке месторождений.

В результате исследования выявлен положительный эффект долговременного мониторинга как нагнетательных, так и добывающих скважин.

Область применения: месторождения, разбуриваемые горизонтальными и наклонно направленными скважинами, мониторинг гидроразрыва пласта, объекты требующие в процессе разработки и эксплуатации более пристальный контроль.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности эксплуатации объекта разработки ввиду уменьшения периодичности задействования партий ГИС, своевременного обнаружения проблем с колонной обсадных труб, более эффективный отбор жидкости из пласта, благодаря оперативным данным о работе эксплуатируемых интервалов и системы заводнения.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	10
1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ОПТОВОЛОКОННОЙ ТЕРМОМЕТРИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ .....	12
1.1. Обзор современных стационарных информационных систем в нефтяной отрасли.....	12
1.2. Область применения распределенной оптоволоконной термометрии на месторождении.....	14
1.3. Критерии применения систем распределенной оптоволоконной термометрии на месторождении .....	20
2. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ОПТОВОЛОКОННОЙ ТЕРМОМЕТРИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	28
2.1. Технические и физические основы работы оптоволоконных измерительных систем.....	28
2.2. Применение оптоволоконной термометрии в процессе добычи.....	35
2.3. Применение оптоволоконной термометрии в процессе нагнетания жидкости в пласт.....	44
2.4. Возможные подходы к количественной оценке профиля притока и приемистости. ....	46
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	74
3.1. Виды и объемы проектируемых работа.....	74
3.2. Расчет нормативной продолжительности выполнения работ .....	76
3.3. Нормативная база для расчета сметы на выполнение работ .....	76
3.4. Расчет сметной стоимости работ .....	77
3.5. Вывод по разделу .....	80



4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	83
4.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	83
4.1.1. Правовые нормы трудового законодательства в отрасли с вредными условиями труда .....	83
4.1.2. Организационные мероприятия направленные на обеспечение безопасности труда.....	84
4.2. Анализ вредных производственных факторов .....	85
4.3. Опасные производственные факторы.....	86
4.3.1. Пожароопасный фактор .....	86
4.3.2. Электробезопасность .....	88
4.3.3. Механические травмы.....	89
4.3.4. Лазерное излучение.....	90
4.3.5. Аппараты под давлением.....	91
4.4. Вредные производственные факторы .....	93
4.4.1. Превышение уровней шума.....	93
4.4.2. Превышение уровня вибрации .....	93
4.4.3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	94
4.4.4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды .....	95
4.5. Охрана окружающей среды.....	95
4.6. Защита в чрезвычайных ситуациях.....	96
4.7. Вывод.....	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	99
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ: .....	101

## ВВЕДЕНИЕ

Скважина, с точки зрения контроля разработки, как наклоннонаправленная, так в особенности, и горизонтальная является достаточно сложным и неоднозначным объектом исследования. Можно взять во внимание, что и в стандартных условиях, какими являются исследования вертикального ствола, возможности имеющихся промыслово-геофизических исследований (ПГИ) ограничены набором факторов. Одним из них является низкодебитный приток имеющий в составе несколько фаз, который не отражается на показаниях механического расходомера. Также при использовании методов оценки состава флюида возникают трудности в том, что измерения отражают не распределение компонентов в притоке, а их текущее содержание в колонне, причиной которых служит неполный вынос и накопление в стволе скважины тяжелой фазы. Следует учитывать, что положение датчиков в стволе, его наклон при оценке показаний сложной структуре многофазного потока. Используя стандартные технологии ПГИ в горизонтальном стволе вышеперечисленные проблемы интерпретации данных дополняются рядом новых. В горизонтальном стволе имеет место послойное течение фаз с различными скоростями. Ввиду нелинейного строения горизонтального участка скважины, на нем наблюдаются изгибы, приводящие к образованию застойных водных зон, а также газовых пробок. Частично поток может двигаться по заколонному пространству, при использовании в стволе незацементированного фильтра, что приведет к тому, что эта часть потока не внесет вклад в общие показания датчиков горизонтальная скважина характеризуется и тем, что приток может с одинаковой вероятностью принадлежать к любому из участков перфорированной длины ствола, что затрудняет дифференциацию работающих интервалов. Перечисленные проблемы требуют применения технологий альтернативных стандартным, что и является предметом рассмотрения.

В связи с тем, что в настоящее время все больше имеет место быть разработка низкопроницаемых коллекторов, то для увеличения коэффициента

извлечения нефти, а также для снижения затрат на мероприятия ГИС, целесообразно использование стационарных измерительных систем. Одной из наиболее подходящих для этих целей технологий является распределенная оптоволоконная термометрия, решающая достаточно широкий круг задач в нефтегазодобыче.

# **1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ОПТОВОЛОКОННОЙ ТЕРМОМЕТРИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

## **1.1. Обзор современных стационарных информационных систем в нефтяной отрасли**

В настоящее время в нефтегазовая отрасль вошла в этап освоения месторождений, которые в подавляющем большинстве аккумулируют в себе трудноизвлекаемые запасы углеводородного сырья. Кроме того, это сопровождается постепенным спадом спроса на нефть и нестабильностью цен на углеводородное сырье. В этих условиях, для сохранения прибыльности производства, добывающим компаниям необходимо снижать издержки на разработку и эксплуатацию месторождений, трудозатраты, повышать эффективность труда, а также на транспортировку и переработку продукции.

Мировая практика показывает, что основным направлением является внедрение информационных технологий, которые обширно применяются в мировом нефтяном комплексе на каждой из стадий разработки месторождений. Использование технологий автоматизации процессов производства позволяют сократить трудозатраты персонала на обслуживание месторождения в однотипных задачах. Применение технологий непрерывного мониторинга параметров скважин, сбор больших гео-данных (BigGeoData) с последующей непрерывной их обработкой при помощи интеллектуальных систем в реальном времени позволяет поднять показатели эффективности разработки месторождений, а также в некоторых случаях и повысить темпы добычи таким образом, чтобы поддерживать максимально возможные коэффициенты извлечения нефти. Использование в нефтедобыче комплексов цифровых технологий, позволяющих связать в один узел информацию обо всех этапах работы по освоению промысла дает возможность не только принимать ключевые решения по управлению месторождением в целом практически в режиме реального времени, но и при возникновении нештатных режимов работы

оборудования или залежи, оперативно принимать наиболее правильное решение по ликвидации сложившихся ситуаций на основе накопленной информации.

Основные зарубежные компании разрабатывают и применяют собственные информационные системы, оснащенные набором систем мониторинга, удаленного контроля и программным обеспечением, с помощью которого осуществляется обработка данных и управление технологическими процессами. К таким компаниям относятся Shell (Smart Field), BP (Field of future), Halliburton (Real Time Operations), Schlumberger (Smart Wells), Petro (Smart Operations). Среди отечественных компаний можно отметить ПАО «Газпром» и их проект «Электронное месторождение» реализующийся на базе Муравленковского газового промысла в ЯНАО, ПАО «НК «Роснефть», которая запустила проект «Цифровое месторождение» на базе Илишевского месторождения и ПАО «ЛУКОЙЛ», реализующая проект «Интеллектуальное месторождение» на базе Южно-Ягунского и Восточно-Икилорского месторождений, который является крупнейшим проектом подобного рода по объему фонда скважин в Западной Сибири.

В каждом из этих проектов используется широкий спектр технологий, направленных на автоматизацию и удаленное управление оборудованием, на сбор и обработку данных, на обеспечение оптимизации эксплуатации. Также в любой системе является неотъемлемым непрерывный контроль параметров скважин. В данной работе более подробно будет рассмотрена технология контроля параметров работы скважины как индивидуального объекта с помощью распределенной оптоволоконной термометрии, как наиболее подходящей в данных целях, а также роль собираемых данных в процессе разработки месторождения.

## **1.2. Область применения распределенной оптоволоконной термометрии на месторождении**

Всесторонние комплексные исследования скважин и пластов, реализуемых в ходе мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки, напрямую влияют на наиболее полное извлечение углеводородного сырья и способствует эффективному применению новых технологий. При решении этих задач имеют особую роль методы, основанные на интерпретации измерений параметров термогидродинамических процессов. Неуклонно происходит развитие методов диагностики, что в свою очередь делает необходимым постоянное совершенствование физико-математических моделей полей давления и температуры в скважинах и пластах. К наиболее актуальным проблемам моделирования относятся задачи теплофизики, описывающие температурные поля в скважине и пласте при его эксплуатации.

В процессе разработки и эксплуатации месторождения основными показателями, которые дают наиболее объективную и полную картину состояния как всего месторождения, так и режимов, и параметров работы каждой скважины в частности, являются температура, давление, дебит и др. Процесс добычи углеводородов не является стационарным, что влечет за собой изменение этих параметров, которые в свою очередь влияют на сам процесс добычи. Резкое изменение температуры, давления (или их одновременное изменение) является причиной появления различных осложнений при работе скважинного оборудования. К таким осложнениям относятся отложение АСПО, образование гидратных отложений, а также выпадение солей. Все это усложняет добычу углеводородов, приводит к увеличению расходов на ремонт и к снижению объемов добычи из-за простоя фонда, находящегося на ремонте. Также изменение температурных показателей может происходить при работе продуктивных интервалов, наличии перетоков или не герметичности обсадных труб. Отслеживание данных параметров в реальном времени и по всему стволу

скважины даст избыточный объем информации о ее состоянии, что позволит спрогнозировать и локализовать осложнения на ранних стадиях.

Общеизвестно, что термометрии имеет информативный потенциал при решении схожих задач. С тех пор, как эти проблемы начали исследоваться впервые (середина прошлого столетия) были получены теоретические и практические результаты имеющие большое значение в данном направлении. Исследовались возможности практического применения метода и его информативные возможности. За период развития термических исследований, который оказался достаточно продолжительным, также выяснилось основное затруднение практического использования термометрии [5, 9]. Протекающие в скважине процессы достаточно сильно влияют на температурное поле, которое по своей природе очень чувствительно. К примеру, оно имеет возможность фиксировать процессы переноса вещества в стволе скважины при дренировании пластов с малой интенсивностью. Однако, необходимо учитывать, что по причине достаточно большого количества процессов, одновременно воздействующих на тепловое поле нередко вызывает затруднения при диагностике причин формирования той или иной аномалии по результатам исследований, что подразумевает неоднозначность интерпретируемых результатов измерений [7, 8]. На практике имеют место и процессы, протекавшие в период времени предшествующий измерениям, что также влияет на распределение температуры в скважине и осложняет интерпретацию данных [8]. Следовательно, методика, предлагаемая для проведения измерений либо интерпретации результатов термограмм имеет необходимость обоснования детальным анализом информативности [9]. Этот анализ может включать детальное теоретическое и экспериментальное изучение всех процессов, формирующих тепловое поле и обоснование условий проведения исследований, в случае реализации поставленной перед методом задачи в известных условиях исследуемой скважины [10]. Прежде всего это утверждение относится к использованию метода в скважинах механизированного фонда, эксплуатирующих коллектора с аномально низкой проницаемостью, имеющим

слабый и нестабильный приток, относящийся дополнительному риску успешного применения [9].

Перед тем как выполнять оценку параметров скважины, необходимо выяснить основные закономерности поведения температуры в скважинах и определить, информативность различных температурных эффектов в условиях, когда приток является слабым и нестабильным. Основой термометрии является изучение как естественных, так и искусственных тепловых полей в стволе скважине, вмещающих породах, также эти поля являются и объектом исследования в эксплуатируемых скважинах [11]. Естественные тепловые поля обусловлены региональными процессами тепломассопереноса в недрах Земли. Искусственные тепловые поля связаны с нарушением естественного температурного режима горных пород, окружающих скважину, вследствие ее возведения, ремонта, а также эксплуатации пласта [12]. Хотя термометрия имеет широкие возможности, существуют ограничения, обусловленные влиянием большого числа параметров (тепловые свойства горных пород, поступающего флюида, его дебит и др).

На основании этого будут рассмотрены возможности использования результатов термических исследований при контроле разработки, которые представляется возможным определить по данным термометрии. Отметим, что к процессу разработки нефтяного месторождения относится контроль за движением жидкости и газа в пласте к забоям добывающих скважин, а также за положением ВНК путем определенной системы размещения их на площади залежи, установления числа и порядка ввода в эксплуатацию, темпов отбора жидкости и режима работы оборудования, подъема нефти, использования рациональной системы воздействия на пласт, а также регулирования баланса пластовой энергии. Следовательно, для достижения цели по максимальной отдаче углеводородов из объектов разработки требуется решить такие задачи, как уточнение границ распространения коллекторов и работающих интервалов, изучение динамики движения флюида и насыщенности коллекторов различными



флюидами, а также решить задачи по контролю технического состояния скважин.

Рассмотрим основные задачи, решаемые технологиями ПГК при разработке и эксплуатации месторождения: подбор оптимального режима работы скважины, а также ее технологического оборудования относящиеся к технологическому контролю; установление гидродинамических характеристик уже вскрытого пласта (эксплуатационный контроль); исследование процессов по вытеснению нефти и газа в пласте – геолого-промысловый контроль. [9]

Для решения данных задач необходимо определить конкретные параметры как скважины, так и системы «скважина-пласт». В этом может помочь распределенная термометрия как достаточно информативный метод. Выбирая оптимальный режим работы скважины и ее технологического оборудования с помощью термометрии возможно определить статические и динамические уровни жидкости в затрубном пространстве, а при дополнении другими стационарными приборами способна и к определению дебита в скважине в количественном выражении. Определение профиля притока в эксплуатационных, профиля приемистости в нагнетательных скважинах и на основании этого выделение работающих толщин пласта возможно благодаря определению эксплуатационных характеристик вскрытого пласта, учитывая и этапы его освоения, интенсификации. При изучении технического состояния скважин возможно выявить сужения в скважинах, вызванных процессами эксплуатации такие, как гидратные, солевые или парафиновые отложения, оценку герметичности цементного камня на забое и в заколонном пространстве (рисунок 1).

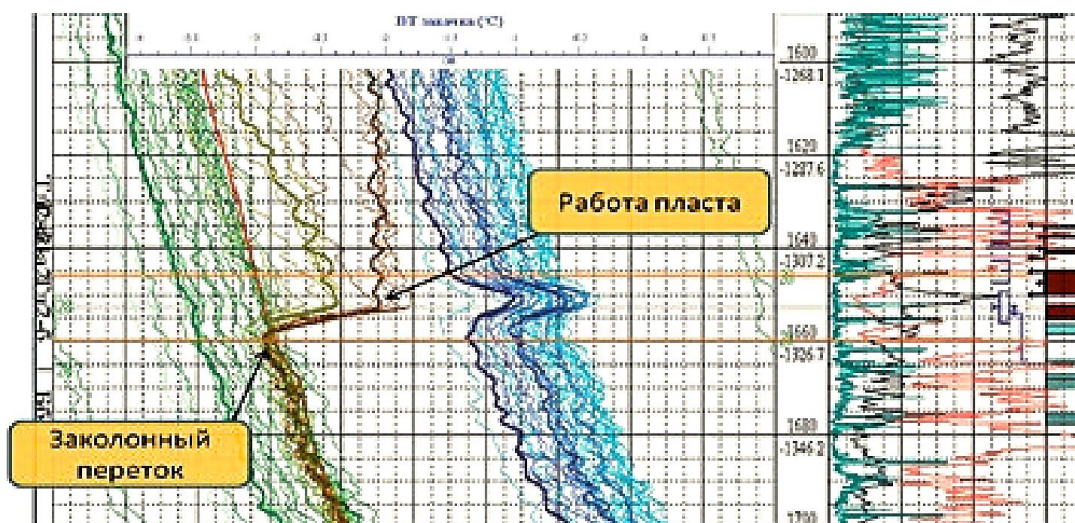


Рисунок 1 – Пример выделения заклонных перетоков и негерметичности колонны.

При использовании оптоволоконной термометрии для регистрации полей температур (давления) возможно определение профиля притока и приемистости, а также отслеживания термобарических условий на забое скважины, которые могут играть особую роль при контроле обводнения скважин.

На стадии ожидания обводнения, когда скважина работает необводненной продукцией, однако анализируя результаты геофизических и промысловых исследований в эксплуатационных и наблюдательных скважинах, расположенных по соседству, возможно сделать предположение о том, что в скором времени подойдет фронт пластовых или закачиваемых вод. Также возможно выявить на ранних этапах начальную стадию обводнения. Этот этап может длиться достаточно долго, при этом поступление в ствол внешних вод бывает крайне незначительным. Тогда для идентификации появившегося интервала обводнения пользуются в основном косвенными признаками такими, как аномальное падению либо рост пластового давления, изменения в температуре выхода пластового флюида, отслеживаемые в реальном времени при использовании оптоволокна, и др. Следует учесть, что по причине неоднородности эксплуатируемого пласта первые порции воды в продукции как правило бывают приурочены к высокопроницаемым толщинам, а линии тока или прорывов этих вод сопровождаются выносами нефти и влияют на ее вытеснение.

Далее, на стадии прогрессирующего обводнения, требуется наиболее бдительный мониторинг т.к. необходимо как можно раньше установить причины, а более того, непосредственно факт обводнения скважины, в противном случае работы, проводимые в дальнейшем, по капитальному ремонту и имеющие цель изолировать интервал обводнения, с большой долей вероятности, окажутся малоэффективными. Одним из основных признаков наступления этапа является неуклонный рост обводненности скважинной продукции и, как следствие, затрат энергии по ее поднятию на устье на стационарном режиме отбора. Поэтому закономерным следствием работы скважины при естественном упруго-водонапорном режиме работы пласта в этот период является ощутимое снижение в ней дебита углеводородной фракции. Характер вытеснения углеводородов может осложняться наличием линий тока не только вод, вытесняющих нефть, но и воды, проходящей по пласту без добычи нефти.

Среди причин избыточных притоков воды, которые можно исключить на ранних стадиях разработки при помощи термометрии, распространены порывы водного фронта, негерметичности ЭЖ, пакера, заколонные перетоки по негерметичностям ЦК. Также причиной обводненности может являться вымывание каналов от нагнетающей скважине к добывающей, которые представляется возможным контролировать и предотвращать исходя из данных о профиле приемистости нагнетательной скважины.

Отключение пластов в скважинах является необходимым элементом регулирования разработки многопластовых месторождений нефти и газа. Разработка таких месторождений обусловлена различием как в геологическом строении пластов (толщина, коллекторские свойства), так и в разности пластовых давлений, приводящим к разновременности их выработки и, соответственно, обводнения, особенно в условиях заводнения [19]. Своевременно выявить критические отличия во вкладе каждого из пропластка в общий поток и внести изменения представляется возможным при использовании распределенной термометрии в процессе мониторинга.

### **1.3. Критерии применения систем распределенной оптоволоконной термометрии на месторождении**

Одной из вариаций организации мониторинга с помощью методов промыслово-геофизических исследований на скважинах, являющихся сложными с технологической точки зрения представляется использование распределенных оптоволоконных термометрических систем. Как было сказано выше, наиболее перспективными объектами применения этой технологии являются многопластовые вертикально и наклонно направленные скважины, а также горизонтальные скважины, в том числе многоствольные, с интеллектуальным заканчиванием и с многостадийным гидроразрывом пласта.

Распределенные оптоволоконные термометрические системы имеют большое преимущество, относительно традиционных комплексов ПГИ, на месторождениях, которые находятся на значительном расстоянии от пунктов потребления и переработки, и характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами пластов, а значит имеют невысокую рентабельность добычи. В таких условиях спектр технологий, применяемых для проведения исследований очень ограничен, также, как и частота выполнения этих исследований. Распределенные оптоволоконные системы решают эту задачу, позволяя получать данные в режиме реального времени по всему стволу скважины на технологических режимах работы при минимальных капитальных затратах на обслуживание систем.

Также распределенные по глубине оптоволоконные датчики непрерывного мониторинга, способны регистрировать различного рода изменения в режиме реального времени. С их помощью можно проследить не только за всей историей работы скважины, но и вычленить полезную информацию, которая может стать необходимой для количественного расчета дебита. Это дает особое преимущество при мониторинге температурных полей в горизонтальных скважинах, где имеет место послойное течение фаз флюида сложного состава, наличие застойных зон, сложная структура потока и нелинейная траектория

ствола скважины (рисунок 2). В таких условиях механическая и термокондуктивная расходомерия представляющие собой количественные методы определения скорости движения флюида и оценки интенсивности притока (поглощения) в перфорированных интервалах, не дают данные необходимой достоверности, позволяющие управлять процессом разработки.

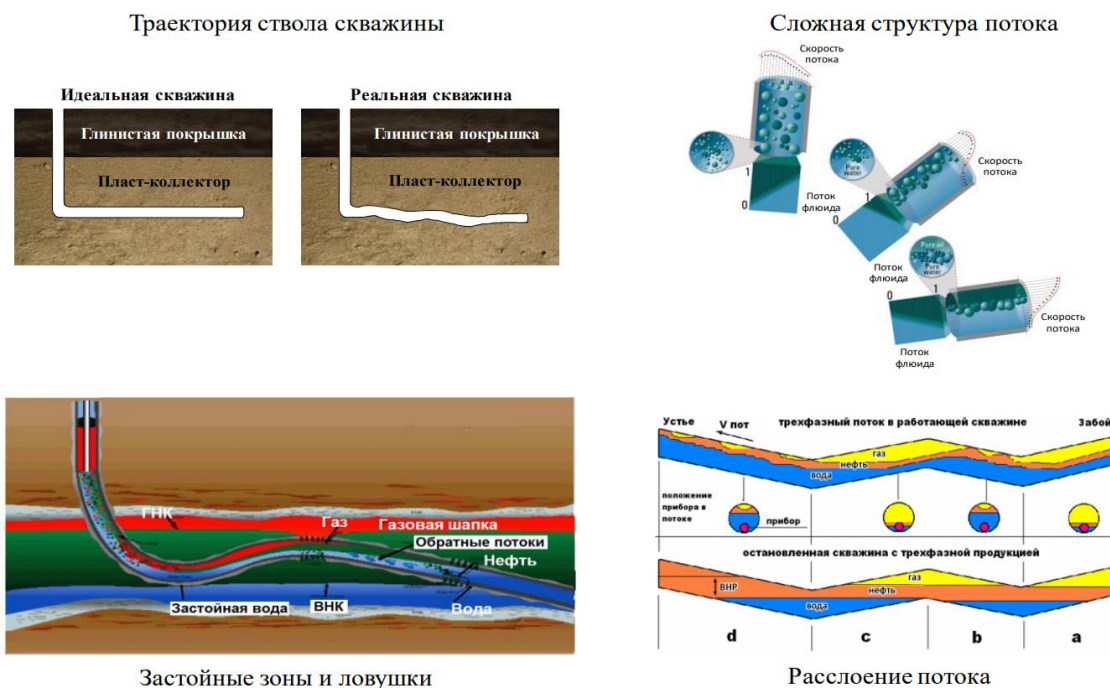


Рисунок 2 – Осложняющие факторы, возникающие при эксплуатации горизонтальной скважины.

Существенно меньшими возможностями в горизонтальных скважинах обладает и термометрия, проводимая стандартными методами, несмотря на то что в ней скрыт достаточной большой потенциал. В основном это связано с низкой величиной температурных аномалий, из-за малого изменения геотермической температуры по всей длине горизонтального участка и опять же существенно меньшими депрессиями на пласт, которые не дают такого яркого контраста относительно первоначального фонового замера. Кроме того, влияют термогравитационное расслоение с избирательным теплообменом в двухфазном неизотермическом потоке и зависимость температуры на выходе из пласта от состава притока.[18]

Аналогичным образом ведут себя прочие методы состава, что отражено на рисунке 3. Принцип регистрации полученного сигнала может различаться между собой, но все они реагируют непосредственно на смену показаний в различных фазах, движущихся в скважине, обусловленной изменением состава флюида. Помимо случая, связанным с притоком из пласта, эта смена может происходить из-за наличия застойных областей с легкой или тяжелой фазами, которые возникают в следствии разности их плотностей, в искривленных участках горизонтального ствола, и они в свою очередь способствуют образованию дополнительных трудностей в ходе мониторинга работы.

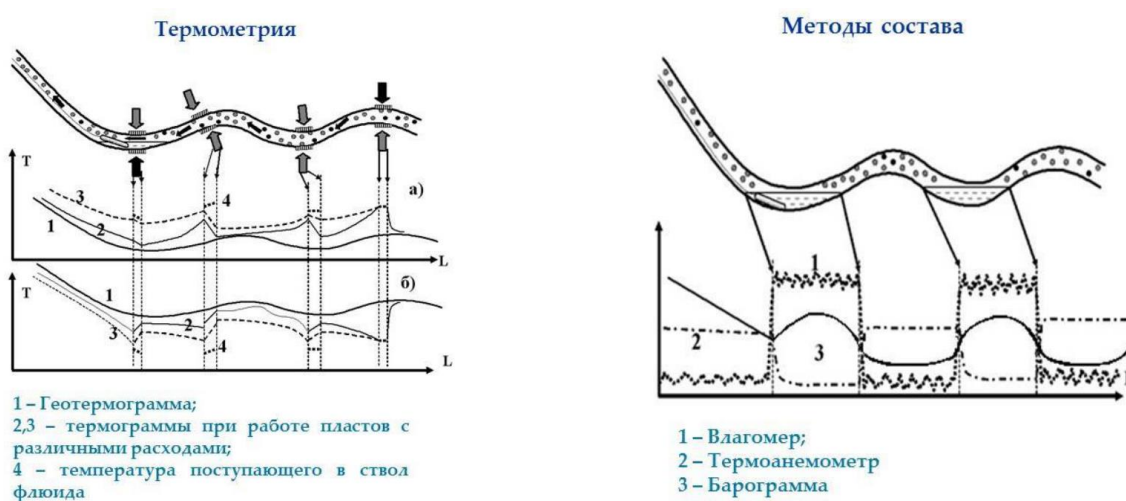


Рисунок 3 – Влияние образовавшихся застойных зон на показания методов стандартного комплекса ПГИ.

Применение специализированного комплекса приборов, с включением не одного, а множества измерительных датчиков, помогает избежать погрешности и дать более подробное объяснение происходящих в стволе процессов при решении задачи с многофазным течением и достаточно скоростным расслоенным потоком в горизонтальном стволе.

Можно отметить и широкое применение, в процессе мониторинга скважин классическими ПГИ, скважинных тракторов для спуска геофизических приборов. В горизонтальном стволе скважины, где установлены фильтры с щелевой перфорацией их использование повышает риск аварии. Данная

проблема исключается при использовании распределенных датчиков, ввиду отсутствия необходимости их доставки при исследовании скважины.

На основании этого необходимо отметить такой важный пункт, как использование оптоволоконных систем в разработке месторождений, использующих интеллектуальные системы мониторинга и принятия решений, а также в умных скважинах. В таких условиях более широко раскрывается потенциал оптоволоконной термометрии, позволяющей непрерывно отслеживать параметры по всему стволу скважины, а также обладающей большей надежностью, вследствие меньшего количества компонентов системы.

Среди факторов, препятствующих применению технологий оптоволоконной термометрии можно выделить повышенные требования к обслуживающему персоналу как на этапе монтажа оптического кабеля, так и в ходе обслуживания. Большая часть повреждений связана с недостатком знаний и навыков по работе с активными и пассивными компонентами систем мониторинга. Среди основных проблем, которые допускаются по незнанию или халатности можно выделить грязные коннекторы (рисунок 4) и макро изгибы.

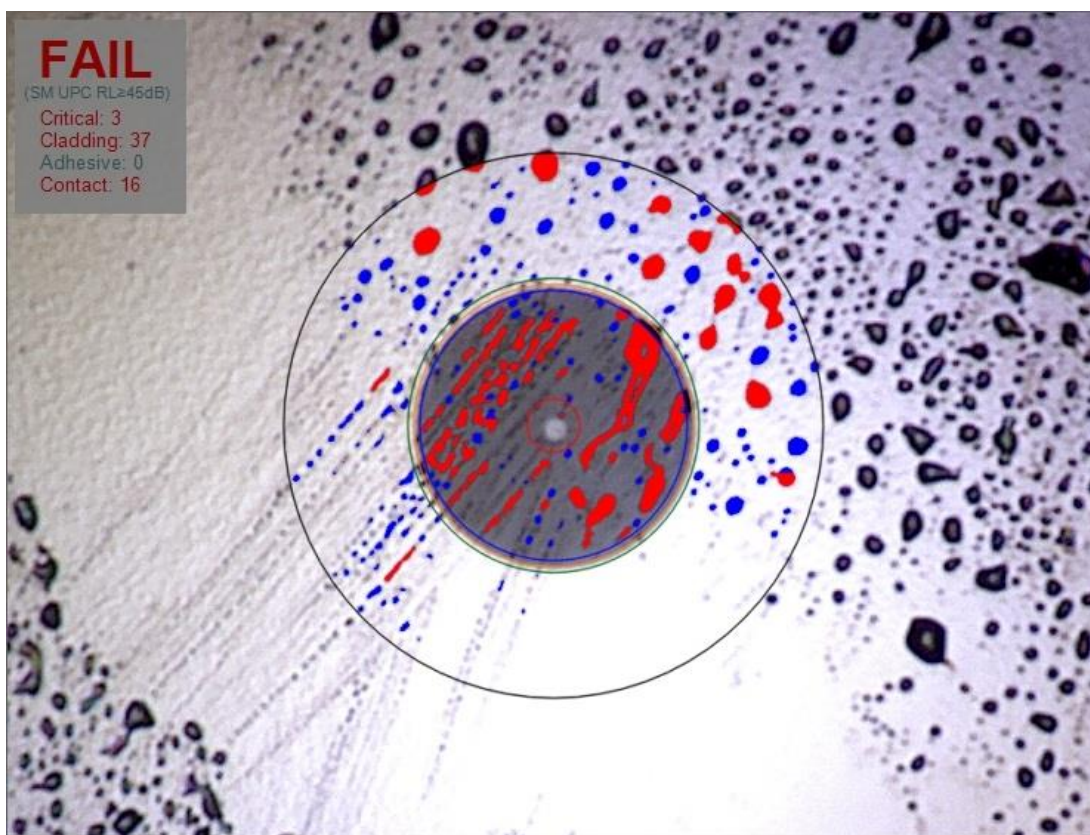


Рисунок 4 – Загрязненный оптический коннектор.

Еще одним недостатком является появление микротрещин и повышение затухания оптического волокна за счет водородной коррозии. Распространенным заблуждением является утверждение, что оптическое волокно не боится попадания воды в оптическую муфту. Обратим внимание на рисунок 5

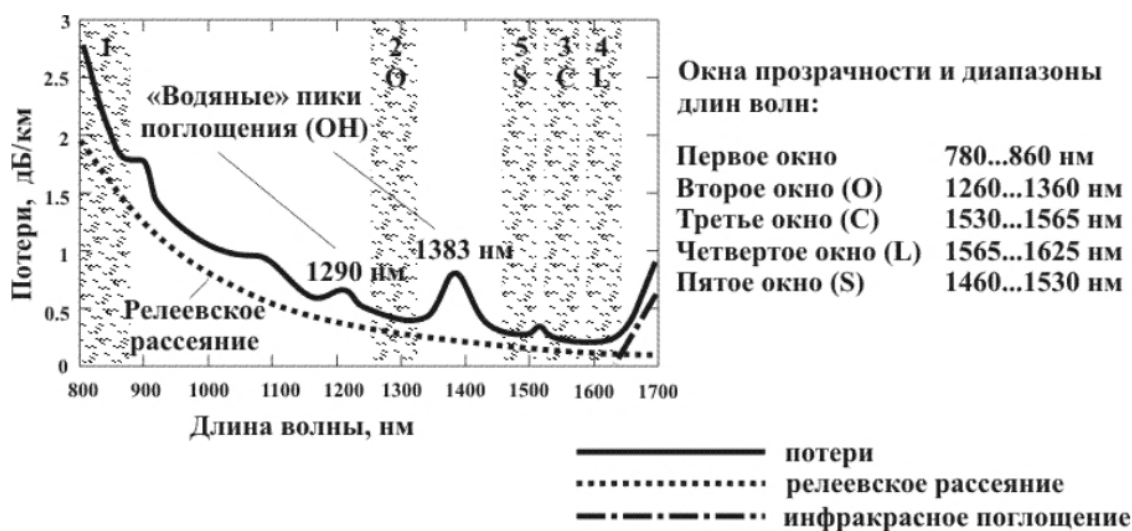


Рисунок 5 – Зависимость погонного затухания в оптическом волокне от длины волны.

На рисунке видно два “холма”, которые называются также водяными пиками. Эти повышения потерь обусловлены повышенным содержанием в сердцевине оптического волокна примесей SiOH, образующейся в ходе химической реакции кремния, содержащегося в оптическом кабеле и воды, попавшей через изоляционный слой или в коннектор. Конечно, сигнал передается только в сердцевине оптического волокна, поэтому требуется время чтобы под воздействием внешних факторов из воды и кремния образовалось достаточное количество гидроксида кремния, а после произошла диффузия этой примеси в сердцевину оптического волокна через его оболочку и буферный слой.

В результате – вода негативно влияет на характеристики оптического волокна, что требует установку гидроизолирующего и бронирующего слоев по всей длине кабеля, а также использование защитных устройств в местах использования коннекторов.



## Распределенные оптоволоконные системы

В наше время оптоволоконно достаточно эффективно при применении в качестве распределенного датчика температуры в различных областях промышленности [13]. Оптоволоконно используется в качестве распределенного датчика в перспективных методах измерения деформации и акустических исследованиях скважин. Существенным преимуществом является возможность в ряде случаев использовать один кабель с несколькими оптическими волокнами различными типами систем мониторинга, что позволяет расширить спектр получаемой информации в сравнении с типовыми методами исследований скважин, основанных на каротаже и стационарными распределенными системами, использующими в своей конструкции точечные температурные датчики. Основные различия между системами мониторинга и контроля типовых (использующие стандартные методы ГИС), цифровыми (стационарные распределенные точечные датчики) и интеллектуальными (распределенные оптоволоконные системы) представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Характерные различия между типовыми, цифровыми и интеллектуальными системами мониторинга и контроля

<b>Параметр</b>	<b>Типовая скважина</b>	<b>Цифровая скважина</b>	<b>Интеллектуальная скважина</b>
Количество датчиков, шт	До 5	От 10 до 50	До 50 000
Размещение	Устье	Устье, забой	По стволу от устья до забоя, ПЗС
Тип информации	Аналоговый	Аналоговый/цифровой	Цифровой
	Аналоговый	Цифровой	Цифровой
Объем информации	Кб	Мб	Гб

Телеметрия	Нет	Частичная	Полный контроль
Системы ИИ	Нет	Нечеткая логика	ИИ, САУ, Виртуальные среды
Система принятия решений	Ручное	Частичная реализация АСУ	Интеллектуальная СПР

Стационарные системы мониторинга скважин, основанные на применении оптоволоконна, имеют такие преимущества, как:

1. Регистрация параметров по длине ствола скважины от устья до забоя с пространственным разрешением от 0,2 м и более.
2. Оперативная передача данных в распоряжение инженера через станции управления либо на рабочее место технолога.
3. Высокая коррозионная устойчивость, особенно к химическим растворителям, маслам, воде.
4. Малые потери (минимальные 0,154 дБ/км), диаметр (не более 125 мкм) и масса (приблизительно 30 г/км)
5. Отсутствие влияния на измерения импульсов тока в сети, кабеля питания насоса, природных грозных явлений, что объясняется невосприимчивостью к электромагнитной индукции.
6. Взрывобезопасность
7. Продолжительный срок службы (до 30 лет)

К преимуществам относится возможность непрерывного мониторинга распределенными оптоволоконными системами до 24 продуктивных интервалов, а также возможность таких систем работать в автоматическом режиме, подавляющую часть времени без вмешательства человека. [1]

К недостаткам можно отнести ограниченную точность измерений. Зачастую, погрешность замера оптоволоконном оценивается в 0,1 °С, в то время как классическими датчиками 0,01°С и менее. Надежность измерений оптоволоконна существенно повышается при использовании гибридного кабеля с

токопроводящей жилой, которая совместно с установкой калибрующего датчика, частично компенсирует погрешность измерений оптоволоконном. Также есть зависимость между настройками измерения – погрешностью, пространственным разрешением и частотой замера.

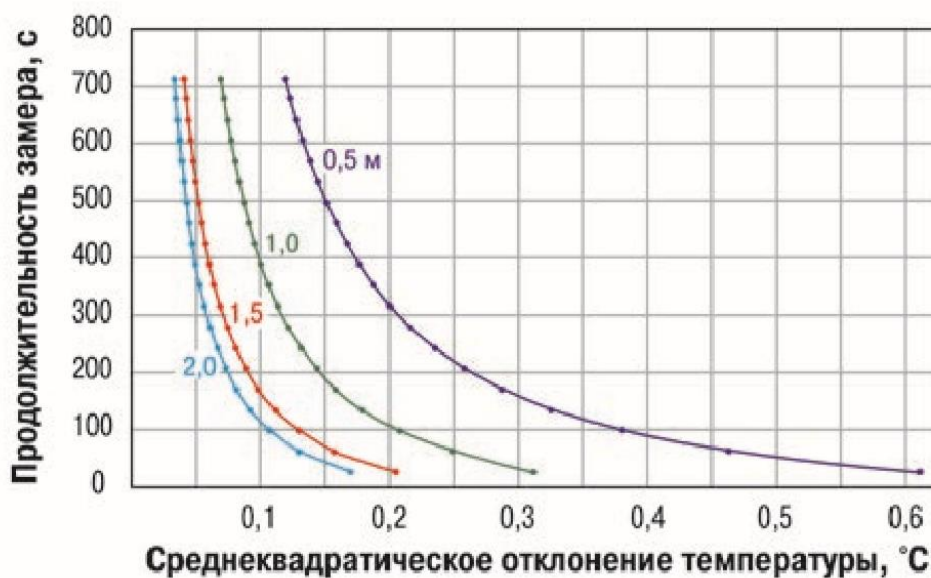


Рисунок 6 – Локальная характеристика оптоволоконной системы

В качестве примера можно привести локальную характеристику оптоволоконной системы производства ЗАО «Лазер Солюшенс» (рисунок 6). Измерительная система может быть настроена так, чтобы обеспечивать наибольшую эффективность для конкретных условий исследуемой скважины. Следует подчеркнуть, что описываемая технология не является универсальным решением в сфере контроля разработки. Не смотря на эти недостатки относительно новый способ мониторинга на основе распределенных датчиков, имеющий отличную от традиционных ПГИ концепцию, открывает новые возможности для исследований, в частности длительный непрерывный мониторинг с получением «избыточной» информации о работе скважины в условиях насосной эксплуатации.

## **2. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ОПТОВОЛОКОННОЙ ТЕРМОМЕТРИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ**

### **2.1. Технические и физические основы работы оптоволоконных измерительных систем**

Довольно значимым является развитие технологий контроля разработки многопластовых объектов в вертикальных и наклонно направленных скважинах на основе систем перманентного мониторинга индивидуальных геофизических параметров совместно эксплуатируемых нефтяных пластов. Они дают возможность получения в процессе мониторинга разновременных профилей изменения по глубине геофизических параметров. Подобный способ измерений имеет неоспоримые преимущества по сравнению со стандартными промыслово-геофизическими исследованиями скважин механизированного фонда, поскольку позволяет проводить измерения на технологической депрессии.

Наиболее подходящей для мониторинга являются оптоволоконные датчики температуры, которые позволяют с относительной простотой реализовать систему распределенного измерения температуры, но и обеспечивают высокую результативность долговременных измерений температуры распределенным по стволу скважины стационарным датчиком. [2]

Рассмотрим принципиальную схему распределенной системы измерения на основе технологии оптоволоконных датчиков, использующей эффект отражения (рассеивания) от разных глубин светового сигнала (рисунок 7), на котором отражены основные узлы и процессы в системе: 1 – устье скважины, 2 – оптическое волокно, 3 – прямое лазерное излучение, 4 – эффект обратного излучения, 5 – блок оптической обработки обратного излучения, 6 – лазер, 7 – блок обработки сигнала обратного излучения, 8 – блок обработки и отображения информации. В основе устройства системы монтаж по всей длине ствола скважины оптоволоконного кабеля либо петли и опрос данного телеметрического канала импульсами когерентного светового потока, излучаемого с помощью лазера.

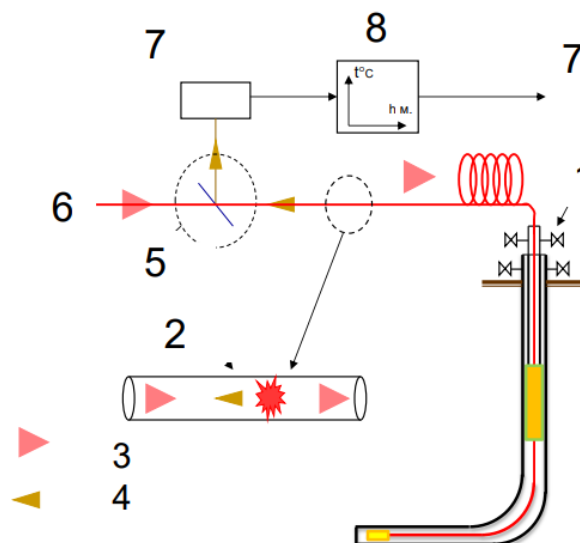


Рисунок 7 – Принципиальная схема термометрии скважин с применением распределенного оптоволоконного датчика температуры

Оптическое волокно является одновременно как распределенным датчиком температуры, так и каналом передачи информации из ствола скважины на поверхность. Благодаря абсолютному преломлению луч света не выйдет за пределы оптоволоконного кабеля, а вследствие его термозависимости от внешней среды можно практически мгновенно получать информацию обо всем профиле температуры по всей длине ствола скважины без перемещения датчика.

Прибор-регистратор устанавливается на поверхности и включает в себя блок формирования сигнала с частотным генератором, лазером, оптическим модулем; приёмный блок, включающий оптические спектральные фильтры и детекторы, выполняет спектральную фильтрацию обратно рассеянного света, его преобразование в измерительных каналах в электрические сигналы, усиление и электронную обработку; блок микропроцессора, который производит обработку цифрового сигнала с помощью специального программного обеспечения, которое проводит расчет преобразования Фурье. Оптоволоконный распределенный датчик температуры размещается непосредственно в стволе скважины. В качестве такого датчика может быть использован и геофизический кабель с вмонтированным в него оптическим волокном. Высокое качество

пластиковой оболочки кабеля обеспечивают его надежное применение при работе с лубрикатором в скважинах, находящихся под давлением.

Далее более подробно разберем техническую составляющую и физические основы, лежащие в основе работы прибора. Диаметр оптоволокна составляет 0,1 мм. Оно состоит из двух частей, изготовленных из кварцевого стекла: сердцевины, диаметр которой  $5 \cdot 10^{-3}$ –  $50 \cdot 10^{-3}$  мм, и оболочки. Стекло имеет различный состав, таким образом показатель преломления у центральной части выше, чем у внешней [14].

Для генерации излучения используется промышленный лазер, который производит световые импульсы длительностью 10 нс. Выходное излучение лазера представляется возможным изменять по частоте в диапазоне от нескольких кГц и до значений МГц с помощью высокочастотного модулятора. Лазерный луч вводится в волоконно-оптический датчик через оптический модуль. В случае отклонения света от прямолинейного движения происходит контакт луча с границей внешней и внутренней части оптического волновода под углом, за счет которого световой импульс отражается обратно к оси сердцевины. Этот процесс называется полным внутренним отражением и происходит по всей длине оптоволокна.

Такие характеристики, как температура или давление могут воздействовать на оптическое волокно меняя свойства световода в определенном месте. Данное явление происходит вследствие гашения света в кварцевых стеклянных волокнах, а за счёт рассеяния место внешнего физического воздействия может быть точно определено, благодаря чему возможно применение световода в качестве линейного датчика.

Для измерения температуры с помощью световодов, изготовленных из кварцевого стекла, особенно подходит так называемый эффект Рамана. Свет в стеклянном волокне рассеивается на микроскопически малых колебаниях плотности, создаваемых температурным воздействием, размер которых меньше длины волны. Эти колебания плотности ни что иное, как колебаний решётки в молекулярном комплексе кварцевого стекла. Когда свет падает на эти

термически возбужденные колебания молекул, происходит взаимодействие частиц света (фотонов) и электронов молекул. В стекловолоконном материале возникает упругое (рэлеевское) рассеяние, а также дополнительное, значительно более слабое рассеяние света, так называемое комбинационное рамановское рассеяние, которое по отношению к падающему свету спектрально смещено на величину резонансной частоты колебания решётки. В отличие от входящего света, обратно рассеянный свет содержит как компоненту с начальной длиной волны (обусловленную эластичным, или рэлеевским рассеянием), так и компоненты, подвергшиеся спектральному сдвигу на частоту, соответствующую резонансной частоте колебаний рассеивающих узлов (комбинационное рамановское рассеяние). Компоненты со смещённой длиной волны образуют в спектре рассеянного света линии-спутники, которые делятся на стоксовы (сдвинуты к большим длинам волн и меньшей частоте) и анти-стоксовы (сдвинуты к меньшим длинам волн и большей частоте). [3] Амплитуда анти-стоксовой компоненты зависит от локальной температуры. Данное явление отражено на графике (рисунок 8).

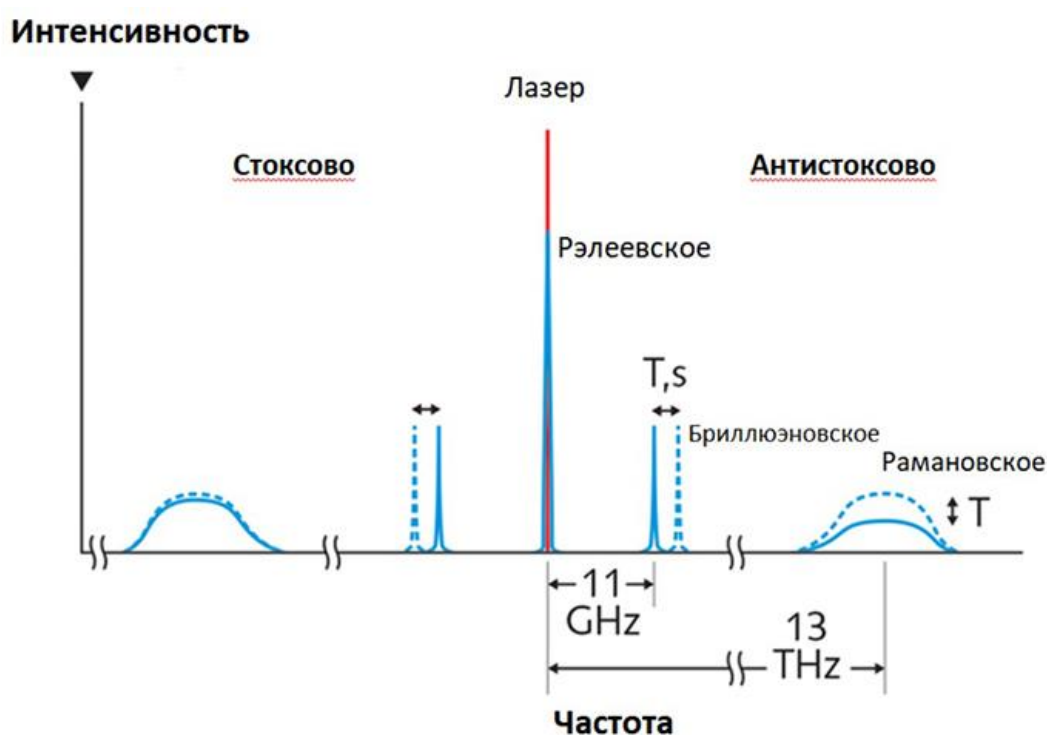


Рисунок 8 – Спектр комбинационного рассеяния

Происхождение эффекта комбинационного рассеяния удобнее всего объяснить в рамках квантовой теории излучения. Согласно ей, излучение частоты  $\nu$  рассматривается как поток фотонов с энергией  $h\nu$ , где  $h$  — постоянная Планка. При столкновениях с молекулами фотоны рассеиваются. В случае упругого рассеивания, они будут отклоняться от направления своего движения, не изменяя своей энергии (рэлеевское рассеяние). Но может быть и так, что при столкновении произойдет обмен энергией между фотоном и молекулой. Молекула при этом может как приобрести, так и потерять часть своей энергии в соответствии с правилами квантования — её энергия может измениться на величину  $\Delta E$ , соответствующую разности энергий двух разрешенных её состояний. Иначе говоря, величина  $\Delta E$  должна быть равна изменению колебательной и/или вращательной энергий молекулы. Если молекула приобретает энергию  $\Delta E$ , то после рассеяния фотон будет иметь энергию  $h\nu - \Delta E$  и соответственно частоту излучения  $\nu - \Delta E/h$ . А если молекула потеряет энергию  $\Delta E$ , частота рассеяния излучения будет равна  $\nu + \Delta E/h$ . Излучение, рассеянное с частотой меньшей, чем у падающего света, называется стоксовым излучением, а излучение с большей частотой называется антистоксовым.[3] При не очень высоких температурах населенность первого колебательного уровня невелика, при комнатной температуре при колебательной частоте  $1000 \text{ см}^{-1}$  на первом колебательном уровне находится всего 0,7 % молекул, поэтому интенсивность антистоксова рассеяния мала. С повышением температуры населенность возбужденного колебательного уровня возрастает и интенсивность антистоксова рассеяния растет. [4] Более подробно формирование рэлеевского и рамановского рассеяния света с точки зрения квантовой теории представлено на рисунке 9.



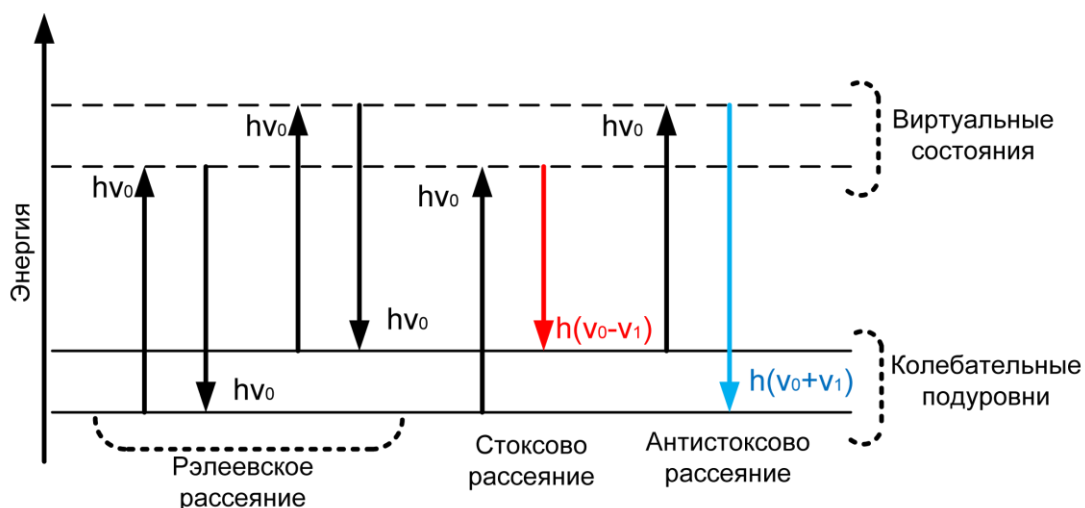


Рисунок 9 – Процесс рэлеевского и рамановского рассеяния света.

Комбинационное рамановское рассеяние значительно (на три порядка) слабее рэлеевского, и для его регистрации используется более сложная техника частотной оптической рефлектометрии (OFDR, Optical Frequency Domain Reflectometry).

Интенсивность анти-стоксовой полосы рамановского рассеяния зависит от температуры, в то время как стоксова полоса почти не зависит от температуры. Измерение локальной температуры в любом месте световода следует из отношения интенсивности анти-стоксового и стоксового света. Благодаря оптическому методу обратного комбинационного рассеяния можно измерять температуру вдоль стеклянного волокна, как функцию места и времени.

Рассеянный свет частично отражается и, возвращаясь по оптоволокну к источнику излучения, через приемный блок попадает в высокочувствительное устройство – блок обработки сигнала, в котором спектрально фильтруется в оптическом модуле и преобразуется в электрические сигналы с помощью фотодетекторов. Затем измеренные сигналы усиливаются. В результате преобразований получают две кривые сигналов обратного (комбинационного) рассеяния.

Преимущество системы DTS заключается в том, что данные о температуре записываются по всей длине кабеля на каждом метре в режиме реального времени, что позволяет получать достоверные и актуальные сведения и

оперативно принимать решения. Система работает в широком диапазоне температур (от -20 до +400 °С) и давлений. Погрешность измерения температуры составляет 0,1 °С. Размеры кабеля позволяют устанавливать его в зазоре между обсадной колонной и НКТ. Максимальная длина датчика зависит от глубины скважины, и достигает 5 км. Интервал измерений – от 10 секунд до нескольких минут.

Распределенный датчик характеризуется высокой стабильностью и помехозащищенностью, взрыво- и пожаробезопасностью, а также мало подвержены коррозии. Отсутствие в скважине сложных механических и электронных устройств, а также герметичных разъемов обеспечивает системе высокую надежность и длительный срок работы, сопоставимый со сроком эксплуатации скважины. Кабель помещается в двойную защитную бронированную оболочку, которая предохраняет сенсоры от повреждений.

Конструкция системы позволяет оперативно заменить кабель или его часть в случае повреждения. Сращивать кабель можно при проведении спускоподъемных работ, и пропускать его через устьевое оборудование, пакер, клапан и др.

При эксплуатации скважин длиной до 6 км накладывается ограничение на затухание оптического сигнала, поэтому для оптоволоконных датчиков рекомендуется длина волны 1550 нм. Необходимо учитывать диапазон температур, так как стандартный кабель работает при температурах до 85 °С, а кабель с полиамидным покрытием – до 400 °С. Также необходимо принимать во внимание наличие водорода в зоне работы оптоволоконного кабеля, так как водород может ухудшить показания измерений.

## **2.2. Применение оптоволоконной термометрии в процессе добычи**

Оптоволоконная термометрия скважин в процессе опытно-промышленных работ нашла применение на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении в качестве исследования возможностей данного инструмента по контролю профиля приемистости нагнетательной скважины. А также в более масштабно применялась в опытно-промышленных работках компании ПАО «Газпром», где исследовались метрологические характеристики оптоволоконного датчика, возможность мониторинга с помощью систем DTS процессов, связанных с освоением скважины, работ по многоцикличному ГРП, также возможность долговременного мониторинга и контроля профиля приемистости горизонтальных скважин. Исследовались способы количественной оценки профиля притока и приемистости. Далее более подробно рассмотрим опыт применения оптоволоконной термометрии этими компаниями, а также результаты этих исследований. [17]

### **Уточнение метрологических характеристик оптоволоконного датчика при использовании в наклонно направленном стволе.**

На данном этапе опытно-промышленным путем исследовалась наклонно направленная скважина бронированным оптоволоконным кабелем, который спускался в скважину на время измерений, аналогично с технологиями проведения ПГИ стандартными методами.

Объектом исследования была наклоннонаправленная скважина, в которой преимущества оптоволоконной технологии перед стандартной невелики. Однако задача состояла в тестировании в промысловых условиях метрологических характеристик оптоволоконного датчика.

Согласно теоретическим основам, в процессе измерений распределенным термодатчиком происходит последовательный прием отраженных сигналов с некоторым временным шагом. Величина этого шага определяет минимально возможную длину отрезка оптоволоконного кабеля, температуру которого

можно измерить. В рабочих условиях наземное программное устройство суммирует отраженный сигнал от источника излучения в диапазонах времени и длины, которые намного больше предельных. Таким образом, набирается статистика, необходимая для достижения требуемой точности измерения.

Известно, что чем больше интервалы измерений по длине датчика, тем точнее результат, однако не имеет смысла бесконтрольно увеличивать шаги и по глубине, и по времени, поскольку в этом случае мы не сможем осуществить мониторинг меняющегося по глубине профиля температуры, поэтому необходим компромисс между точностью и детальностью выполняемого измерения. Из рисунка 10, а видно, что в диапазоне значений  $\Delta t$  порядка первых минут и  $\Delta L$  первых десятков метров удается достичь точности измерений температуры  $T$  в первые десятые доли градуса. Такой результат дополнительно иллюстрируют расчетные профили температуры, полученные при усреднении данных одной из исследованных скважин (рисунок 10, б). в ходе работ определили, что данный результат приемлем для решения большинства задач контроля разработки, что свидетельствует о пригодности современных модификаций DTS в практике ПГИ.

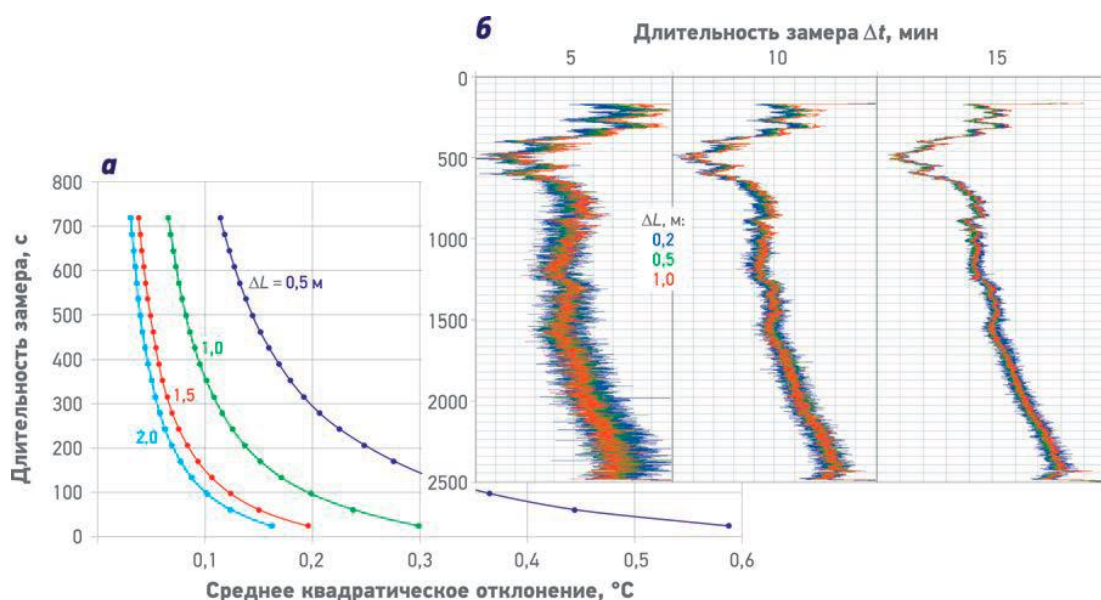


Рисунок 10 – Зависимость точности измерений от времени и шага

## **Мониторинг освоения скважины компрессированием при использовании в наклонно направленном стволе.**

Также в ходе работ, по уточнению метрологических характеристик, были выполнены измерения в процессе освоения скважины компрессированием [15]. При этом стояла задача понять, насколько новый метод исследований способен отражать происходящие в стволе процессы, связанные нестационарным освоением пласта.

Результаты измерений показали, что пласты слабо реагируют на снижение депрессии. Один из двух совместно вскрытых пластов практически не участвовал в разработке. Диагностируемая в пределах его толщины температурная аномалия была практически стационарна и связана с предшествующими циклами работы компрессора. Приток из второго пласта был настолько слаб, что в процессе компрессирования не наблюдалось типичной инверсии температуры после того, как из пласта начинает поступать флюид. В процессе наблюдения были выявлены характерные особенности динамики фронта температуры в кровле данного пласта, вызванные его работой: на начальной стадии компрессирования, когда пласт временно поглощал флюид, происходило характерное для слабого нисходящего движения флюида смещение фронта вниз по стволу. В цикле притока фронт смещается вверх. При изучении подобных процессов удалось не только диагностировать направление, но и оценить интенсивность движения флюида в стволе. При этом подобная оценка более устойчива к погрешностям в априорных данных (прежде всего для тепловых свойств вмещающей среды).

Следует отметить, что временной интервал, в котором наблюдались описанные выше температурные эффекты, составляет первые десятки минут. При стандартной технологии термических исследований в процессе профильного каротажа зарегистрировать за столь короткий промежуток времени серию разновременных диаграмм практически невозможно.

## Мониторинг закачки рабочего агента в процессе нескольких циклов гидроразрыва пласта.

Также в исследуемой скважине осуществлялся мониторинг повторных ГРП, в процессе которого проводились циклические закачки рабочего агента (отклоняющей жидкости) (рисунок 11). Работы и сопутствующие им термические исследования выполнялись компанией Schlumberger. На рисунке 12 приведены основные особенности изменения температуры в интервале продуктивной толщи в циклах закачки отклоняющего агента, до и после ГРП. Результаты представлены в виде разновременных профилей температуры по стволу.

Изменение термограмм в процессе закачки и в остановленной скважине позволило определить неравномерное распределение закачиваемой жидкости по портам ГРП, причем вклад портов в общий расход жидкости после повторного ГРП существенно изменился. Если до ГРП наиболее интенсивно работала носочная часть скважины (порт 3), то после ГРП зона интенсивного поглощения сместилась в пяточную часть (порт 6). При этом порты (1 и 2) практически перестали работать.

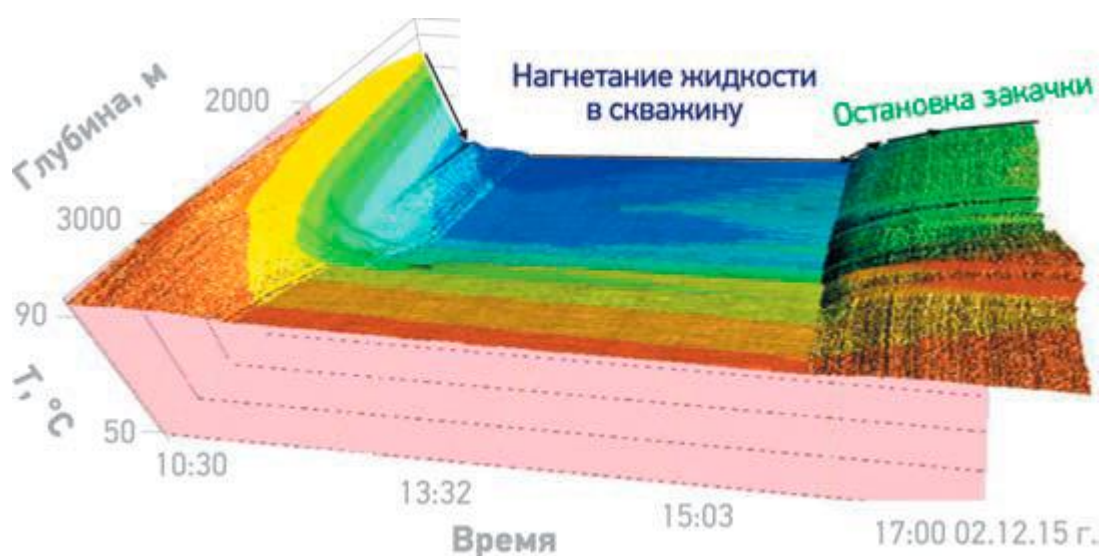


Рисунок 11 – Мониторинг циклических закачек рабочего агента при повторных ГРП

Наблюдаемые при этом особенности изменения термограмм соответствуют классическим представлениям, что иллюстрирует рисунок 7, на котором приведены результаты моделирования температуры при вскрытии пласта двумя портами с ГРП. Представленные диаграммы отличаются распределением закачки между портами.

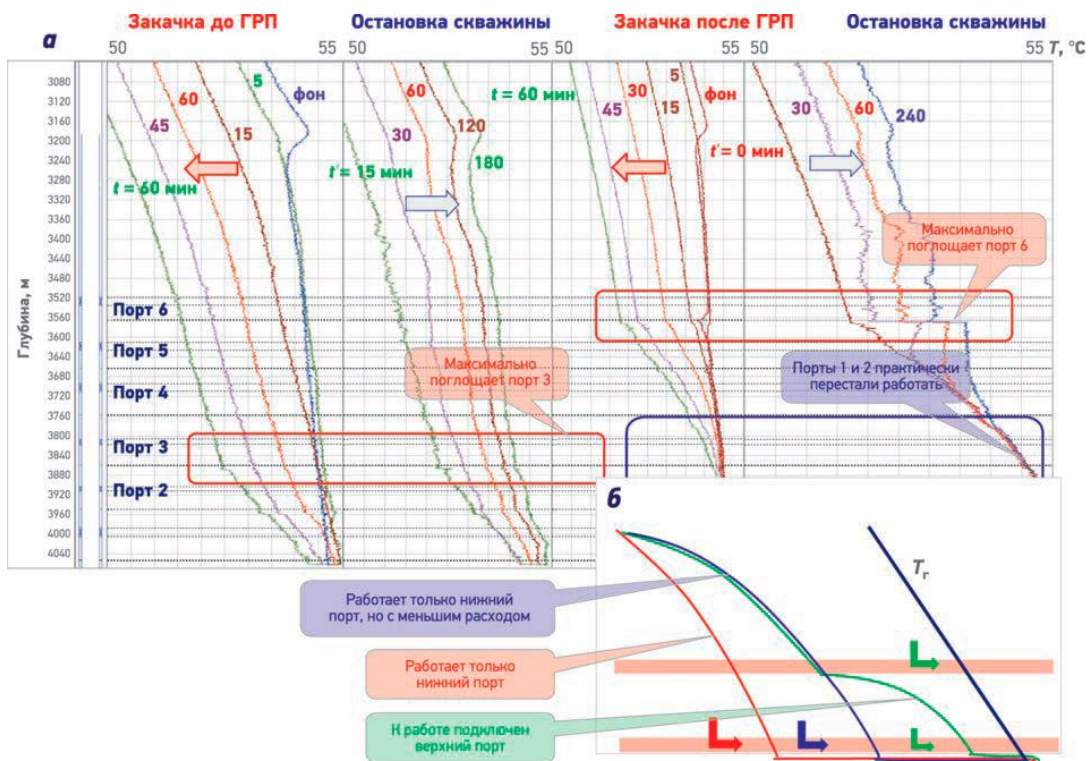


Рисунок 12 – Результаты моделирования температуры при вскрытии пласта двумя портами с ГРП

На рисунке 13 приведены результаты диагностики с помощью термометрии межпластового перетока в интервале портов 3–7 по стволу остановленной горизонтальной скважины.

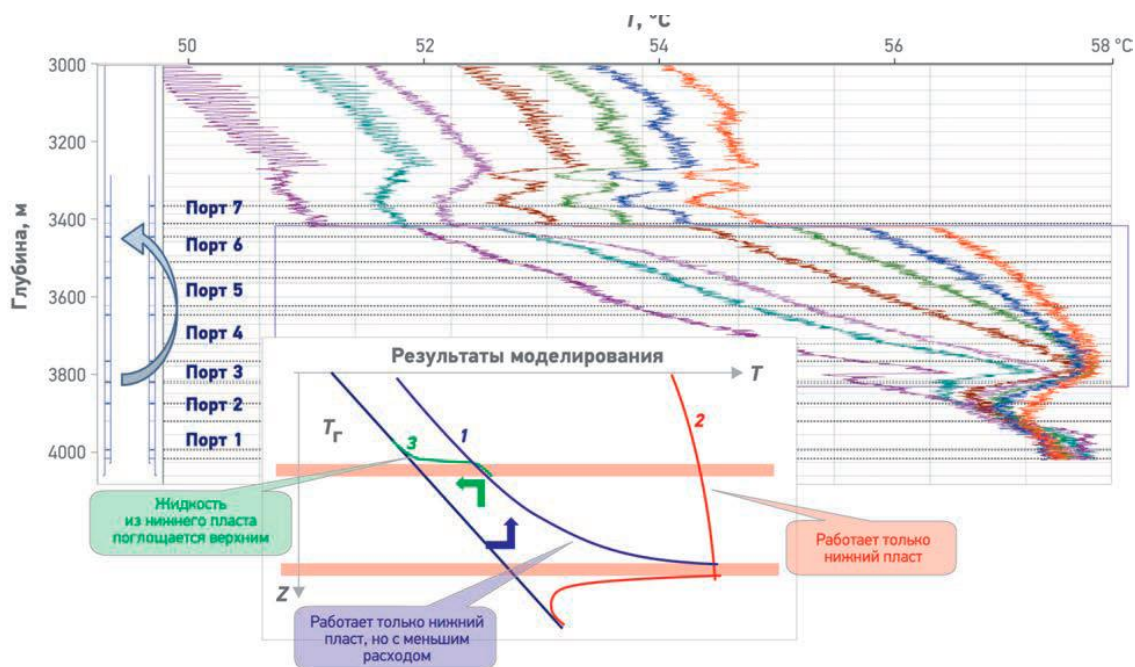


Рисунок 13 – Результаты диагностики по термометрии межпластового перетока в интервале портов 3–7 по стволу остановленной горизонтальной скважины.

Так же, как и в предыдущем случае, изменение термограмм соответствует классической теории, что подтверждается результатами температурного моделирования. В связи с этим условия исследований наиболее благоприятны для количественной интерпретации результатов термометрии, прежде всего для определения вкладов отдельных портов в общий расход скважины.

### **Долговременный мониторинг разработки пласта, вскрытого горизонтальной скважиной.**

Рассмотрим результаты распределенной оптоволоконной термометрии в добывающей нефтяной горизонтальной скважине, вскрывающей продуктивную толщу единым фильтром. Этот объект интересен тем, что непрерывный мониторинг проводился в течение значительного промежутка времени (около полугода), что позволило не только диагностировать информативные температурные эффекты, но и наблюдать их динамику в процессе разработки пластов.



Динамика температуры свидетельствует о том, что запасы пласта вырабатываются неравномерно. В наиболее интенсивно дренируемой толще коллектора (вследствие высокого газового фактора нефти) формируются отрицательные аномалии, величина и контрастность которых увеличиваются со временем. Их релаксация после остановки скважины проходит очень медленно, поэтому они являются фоном для последующего цикла запуска скважины.

Рассмотрим результаты исследований в периоды, когда в скважине и пласте протекали наиболее информативные процессы. Следует обратить внимание на динамику профилей температуры по стволу при контроле закачки «горячей» пачки нефти (рисунок 14), которая характеризует полный спектр состояний скважины, сменявших друг друга в процессе проведения циклов закачки: ее начало, стабилизацию температуры закачиваемой жидкости, изменение режима закачки, остановку скважины.

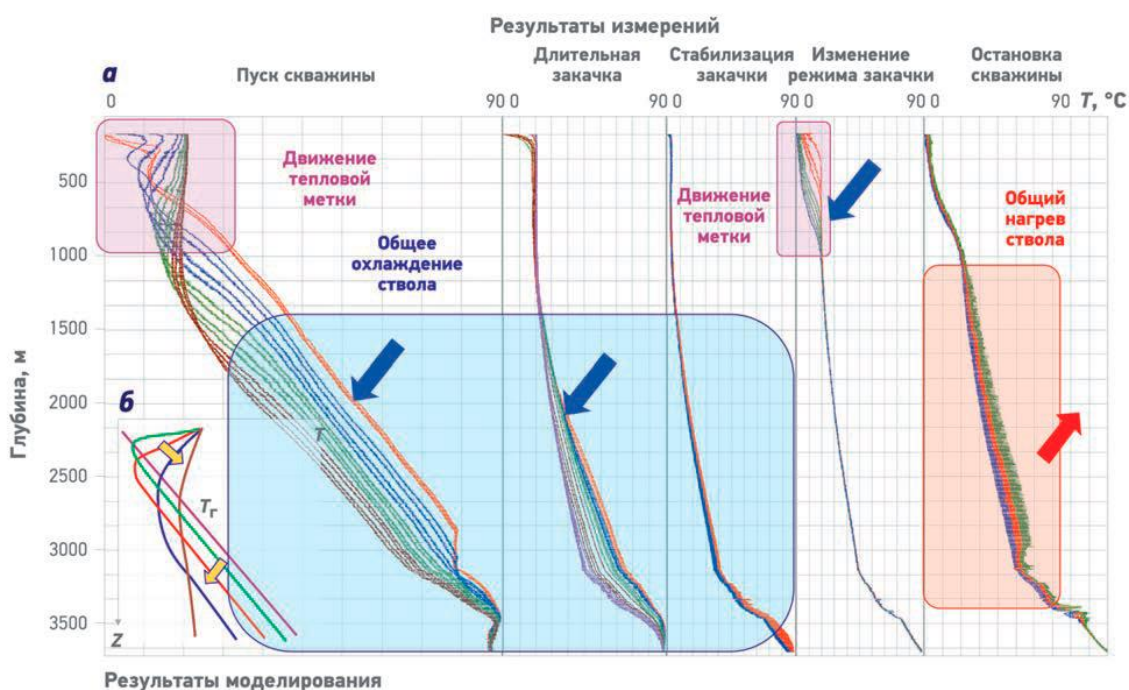


Рисунок 14 – Динамика профилей температуры по стволу при контроле закачки «горячей» пачки нефти

На рисунке 15 более детально показано изменение температуры вблизи устья скважины в начальные периоды чередующихся циклов запуска и последующей остановки скважины. Особенно интересен период после запуска,

когда вблизи точки поступления флюида в ствол образуется динамичный температурный фронт, скорость перемещения которого зависит от интенсивности работы скважины.

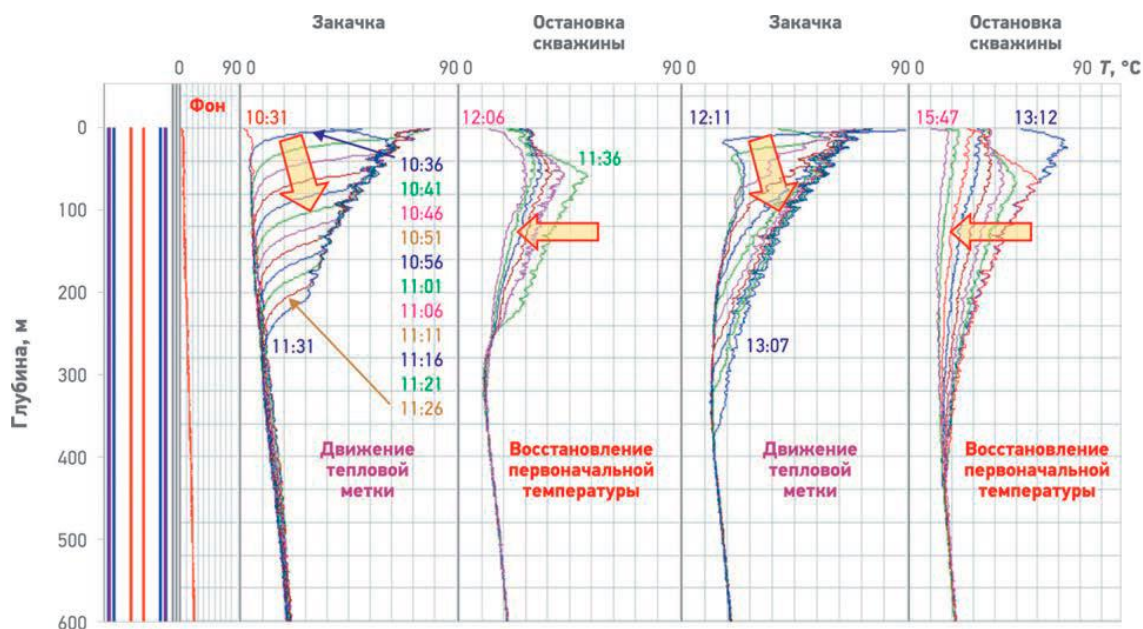


Рисунок 15 – Изменение температуры вблизи устья скважины в начальные периоды чередующихся циклов запуска и остановки

Изучение данного процесса является очень важным, т.к. его основу составляет нестационарный теплообмен движущегося по стволу флюида с непроницаемым массивом горных пород. Именно с этим процессом связан главный информативный потенциал термометрии при количественной оценке профиля притока и приемистости.

Более подробно изменение профиля температуры в интервале продуктивной толщи рассмотрено ниже при запуске в эксплуатацию фонтанирующей горизонтальной скважины. Спектр одновременно наблюдаемых здесь эффектов очень широк. В этих условиях преимущество долговременного мониторинга температуры, позволяющего отличить один эффект от другого по темпу и характеру динамики температуры, проявило себя наиболее наглядно (рисунок 16).

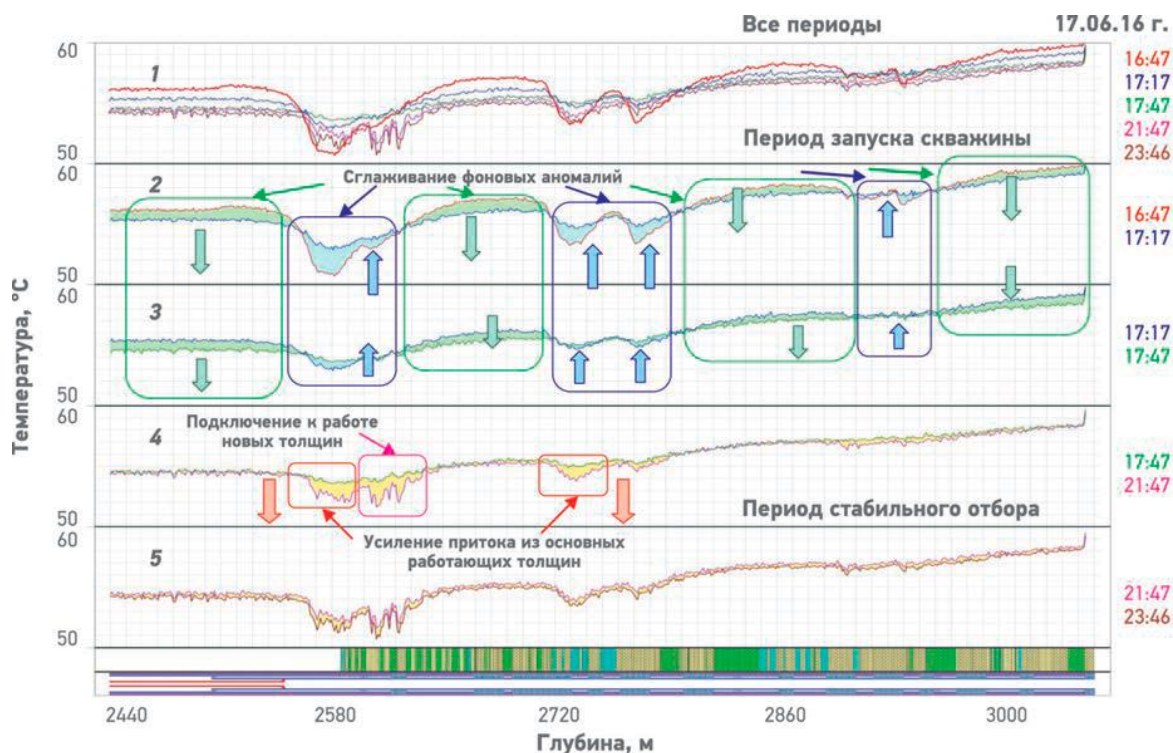


Рисунок 16 – Долговременный мониторинг температуры, позволяющий отличить один эффект от другого по темпу и характеру динамики температуры

Успешности распределенного термомониторинга в данном случае способствует контрастный фон температуры, связанный с поступлением из коллекторов газонефтяной смеси (фрагмент 1). В начальной фазе притока преобладает эффект переноса теплоты вдоль ствола движущейся в скважине газонефтяной смесью (фрагменты 2, 3). Через некоторое время, начинают проявляться аномалии, связанные с дросселированием флюида в дренируемых пластах. При этом можно диагностировать как интервалы, работавшие в предшествующих циклах отбора, так и подключившиеся к работе в текущем цикле (фрагмент 4). В период стабильного отбора все эффекты проявляются совместно (фрагмент 5). Разделить их, а тем более количественно оценить довольно трудно.

## 2.3. Применение оптоволоконной термометрии в процессе нагнетания жидкости в пласт

На Ванкорском месторождении, на одно из нагнетательных скважин были проведены ОПР работа по возможности исследования приемистости скважины с помощью распределенных систем измерения температуры.

В нагнетательной скважине с 5 по 7 марта 2015 года были проведены испытания при помощи оптоволоконной системы распределенной термометрии для определения профиля приемистости. На рисунке 17 представлены результаты измерений методом тепловой метки.

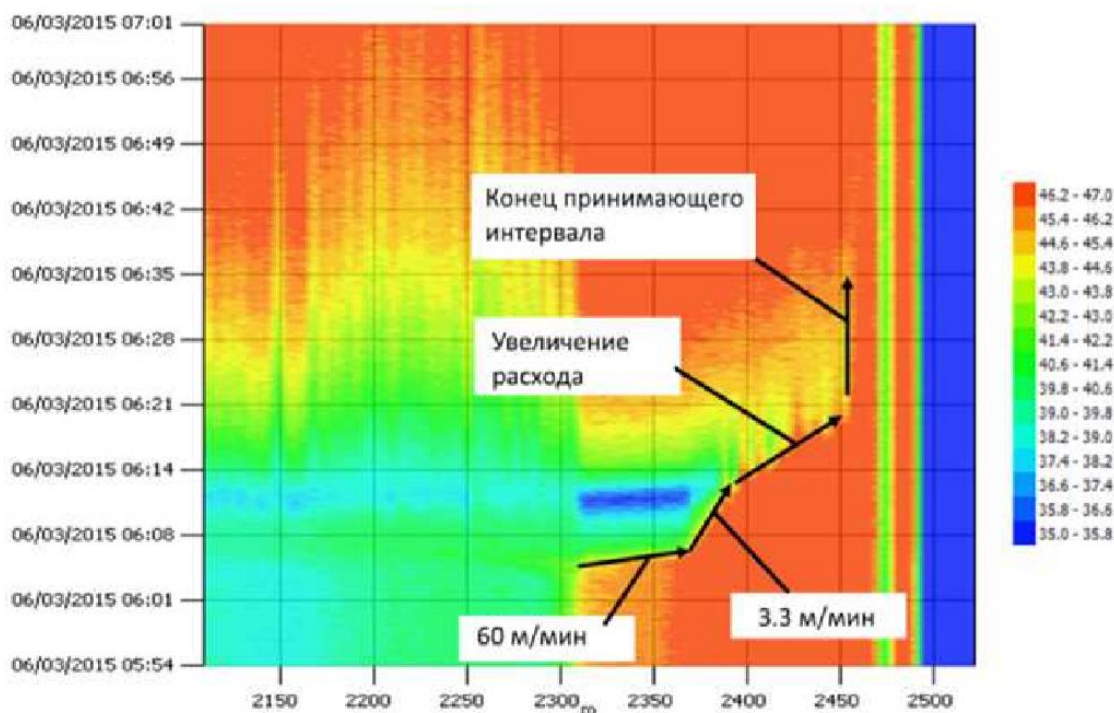


Рисунок 17 – Метод тепловой метки для определения профиля приемистости на нагнетательной скважине Ванкорского месторождения.

Полученные данные распределенной термометрии показывают, что большая часть закачиваемой воды идет в интервал 2313–2366 м. Нет указаний на то, что какой-либо объем воды доходит ниже глубины 2456 м. Также не выявлено наличие заколонных перетоков.

Замеренные данные для интервала 2313–2366 м не соответствуют закону Дарси, даже с учетом высокой проницаемости верхней части перфорации. Это

несоответствие можно объяснить тем, что верхний интервал пласта трещиноват. Трещина быстро принимает закачиваемую холодную воду, которая проходит глубоко в пласт, а не трещиноватая порода остается неохлажденной, вызывая быстрый обратный прогрев при отстое скважины.

Использование волоконно-оптической системы в данной скважине позволяет регулярно отслеживать профиль нагнетания, как правило, каждый месяц, для оценки характера его изменения с течением времени, устраняя необходимость проведения исследований методом ПГИ на ГНКТ или с помощью трактора и связанные с этим затраты и риск для скважины.

## **2.4. Возможные подходы к количественной оценке профиля притока и приемистости.**

Рассмотрим возможные подходы анализа термограмм, получаемых при помощи оптоволоконной термометрии. [17]

Точность современных скважинных термометров предельно высока, поэтому основные риски недостоверной интерпретации связаны не столько с достоверностью первичных измерений, сколько с многозначностью решения обратной задачи. Эта общая для всех геофизических методов проблема для метода термометрии усугубляется большим числом факторов, формирующих тепловое поле, причем на температуру в скважине во время измерения могут влиять процессы, протекающие не только в момент измерения, но и закончившиеся к этому моменту.

Проблемой количественной оценки по данным термометрии может быть также отсутствие надежной сопутствующей априорной информации (прежде всего о тепловых и фильтрационных свойствах пласта). В этих условиях формальное сопоставление результатов измерений и расчетов, которое часто считается единственной основой количественной интерпретации, далеко не всегда самый хороший способ решения задачи. Иногда более простая экспресс-оценка является более надежной. Ее преимущество (при правильном использовании) в том, что ей, как правило, предшествует анализ информативности выполненного измерения. Цель подобного анализа – выделение наиболее значимых эффектов, формирующих тепловое поле в конкретной ситуации, и оценка ошибок за счет пренебрежения влиянием прочих факторов, которые в данном случае рассматриваются как помехи. В качестве основного инструмента подобного анализа применяют моделирование теплового поля с учетом максимального спектра влияющих факторов.

Рассмотрим количественную оценку расхода по результатам термометрии на основе анализа интенсивности теплообмена движущегося по стволу флюида

с горными породами. Влияние этого эффекта можно отметить почти во всех приведенных выше исследованиях:

Динамика температурного фронта в кровле продуктивного пласта при компрессировании;

Изменение температуры между портами ГРП при закачке отклоняющего агента и перетоке по стволу между портами горизонтальной скважины после ее остановки;

Особенности изменения температуры вблизи устья при циклической закачке «горячей» нефти.

Данный эффект можно наблюдать практически обособленно, сведя влияние работающих интервалов к контролируемой динамике температуры поступающего в ствол флюида. Визуально указанный эффект диагностируется по характерному экспоненциальному изменению температуры по длине ствола (рисунки 12, 13, 14). Типичную, близкую к теоретической, форму термограмм можно наблюдать при стабильной работе скважины с постоянным расходом, если фоновое распределение температуры близко к геотермическому (Рисунки 12, 14). Непосредственно после запуска скважины дебит можно оценить по интенсивности изменения температуры во времени (рисунок 15).

В пределах продуктивной толщи рассматриваемый эффект проявляется наиболее явно в условиях, когда в скважине за счет протекавших ранее интенсивных процессов сформировалось контрастное фоновое тепловое поле, существенно отличающееся от естественного. В этом случае расход можно дополнительно оценить по динамике деформации фоновых температурных аномалий. Эффект наиболее нагляден, если контрастные фоновые аномалии развиты в пределах всей продуктивной толщи (рисунок 16). Пример влияния дебита на их динамику приведен на рисунке 18. На фрагменте 1 данного рисунка представлены четыре разновременные термограммы в процессе запуска скважины. На последующих фрагментах эти термограммы сопоставлены попарно. Данное сопоставление наглядно иллюстрирует, как процесс деформации аномалий развивается в динамике. В начальный период времени

эффект едва заметен (фрагмент 2), затем он достигает максимальной интенсивности (фрагмент 3), и затухает (фрагмент 4). Таким образом, из рис. 8 видно, что образовавшееся тепловое поле локализовано в стволе и близлежащей прискважинной зоне пласта. В остановленной скважине образовавшиеся при притоке аномалии быстро релаксируют (фрагмент 5).

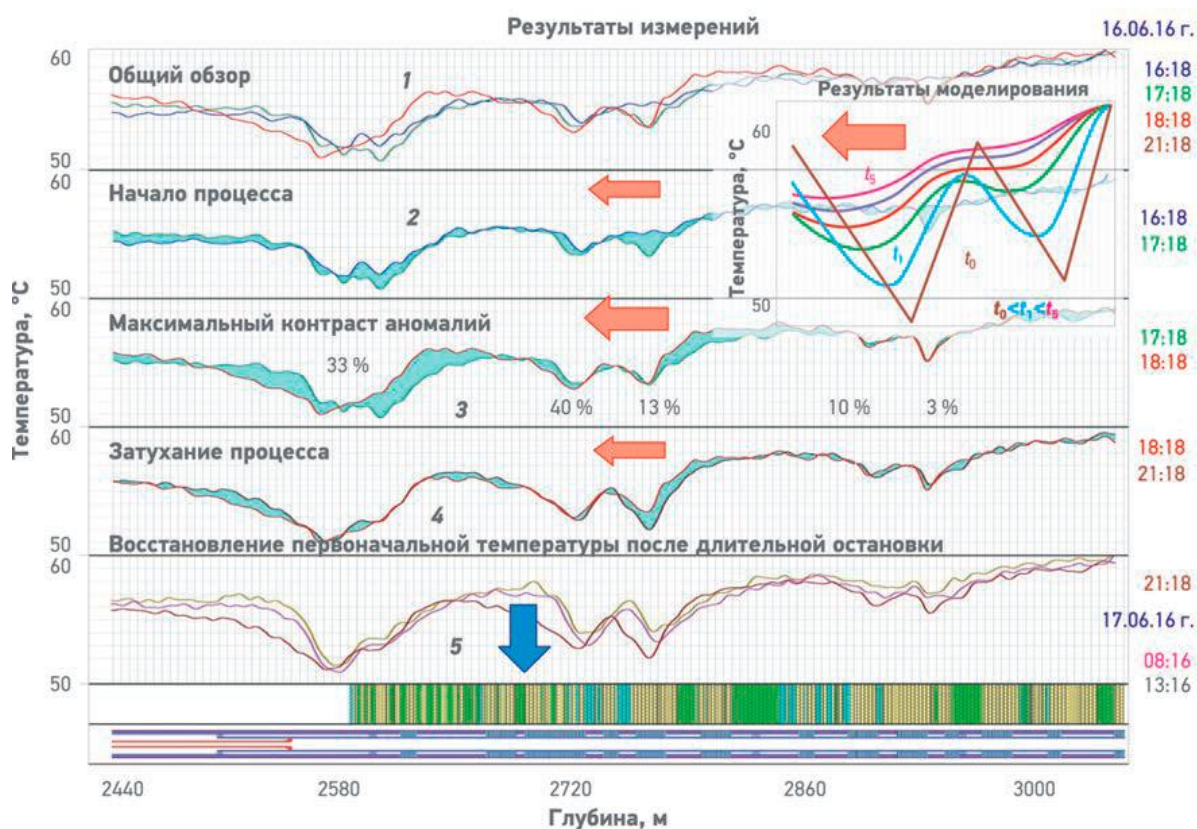


Рисунок 18 – Влияние дебита на динамику контрастных фоновых аномалий



## **Способы количественной оценки данных термометрии добывающих скважин.**

Основным принципом количественной интерпретации результатов термометрии, как и любого другого геофизического метода, является сопоставление результатов измерений с расчетами в рамках обоснованной модели изучаемого процесса. Подобные задачи обычно решаются с использованием различных симуляций теплового поля.

В работе по определению количественных оценок использовались экспресс-оценки, основанных на принципах, изложенных в предшествующем разделе, т.е. на особенностях распределения температуры по стволу вне работающих пластов. С этой точки зрения можно выделить исследования в скважине с МГРП при стабильной закачке рабочего агента. Специфической особенностью условий исследования в данном случае является малая толщина интервалов притока (через порты) и резкий контраст между ними по приемистости.

Как показывают результаты моделирования поля температур в таких условиях, соотношение расходов из портов можно оценить, сопоставляя между собой углы наклона термограмм выше и ниже интервала притока в непосредственной близости от него (таблица 2).

Таблица 2 – Сравнение расходов рабочего агента из портов по результатам термометрии и моделирования поля температур

<b>Номер порта</b>	<b>Расход жидкости ГРП, %, рассчитанный</b>	
	<b>По экспресс-методике</b>	<b>На основе моделирования поля температур (Schlumberger)</b>
7	52,5	42
6	4,7	11
5	19	14
4	7	10

3	13,7	17
2	1	5
1	2,1	1

Другой возможный подход к оценке дебитов состоит в анализе температуры в действующей скважине и при фоновом замере. В качестве фонового распределения температуры достаточно использовать поле, сформированное предшествующими циклами работы скважины. Количественная интерпретация основана на анализе площади между изучаемой и фоновой температурными кривыми в заданном интервале. Этот параметр необходимо нормировать по среднему градиенту температур в интервале.

Результаты количественной экспресс-оценки для примера, представленного на рисунке 12, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты количественной экспресс-оценки дебита

Глубина, м		Дебит флюида, м <sup>3</sup> /сут (%)
кровли	подошвы	
2565	2614	11,55(33)
2714	2750	14/(40)
2762	2792	4,55(13)
2896	2926	3,5/(10)
2940	2946	1,4/(4)

На основе информации, полученной в ходе промышленных испытаний оптоволоконной термометрии можно сделать выводы о том, что распределенная оптоволоконная термометрия является эффективным методом контроля профиля притока и приемистости. Основное преимущество описанного метода состоит в возможности изучения динамики быстротекущих переходных процессов. Потенциал технологии термических исследований полностью реализуется в горизонтальных стволах скважин, где резко уменьшается информативность других методов ПГИ. Оптимальным условием для успешного

использования термометрии является наличие высокого контраста фонового температурного поля.

### **Определение профиля приемистости в нагнетательных горизонтальных скважинах**

Далее рассмотрим способы определения количественных параметров, характеризующих профиль приемистости, в первую очередь расходов в интервалах, наиболее интенсивно участвующих в закачке [16].

Для иллюстрации принципов и возможностей экспрессной интерпретации результатов термометрии рассмотрим подход к интерпретации, базирующийся на изучении особенностей теплообмена движущегося по стволу флюида с неработающими вмещающими пластами. Данный принцип заключается в сопоставлении фонового температурного профиля (в ряде случаев естественного – геотермограммы) с температурной кривой, зарегистрированной в режиме длительного отбора. Этот процесс достаточно хорошо изучен [63], известен и экспрессный подход к анализу результатов, основанный на применении следующей приближенной зависимости для оценки дебита:

$$T' = T_0 + \Gamma \cdot z - \Gamma \cdot B \cdot (1 - e^{\frac{-z}{B}}) + \Delta T \cdot e^{\frac{-z}{B}}, \quad (1)$$

$$T'' = T_g + \Gamma \cdot \Delta z - \Gamma \cdot B \cdot (1 - e^{\frac{-\Delta z}{B}}) + \Delta T \cdot e^{\frac{-\Delta z}{B}}. \quad (2)$$

где:

$T'$  – распределение температуры по глубине до зоны локального поглощения;

$T''$  – распределение температуры по глубине после зоны локального поглощения;

$T_0$  – температура флюида;

$T_g$  – геотермическая температура;

$\Gamma$  – геотермический градиент;

$B$  – нормированный коэффициент теплоотдачи;

$z$  – глубинная отметка

$\Delta z$  – разность между текущей и граничной глубинными отметками.

Используемая модель характеризуется следующими особенностями: по глубине рассматривается однородная непроницаемая зона с локальным поглощением, имитирующая порт. Флюид, закачиваемый в пласт, имеет теплопроводность  $\lambda_{\text{ф}}$  и объемную теплоемкость  $C_{\text{дф}}$ , вся рассматриваемая область также характеризуется теплопроводностью  $\lambda$ , объемной теплоемкостью  $C_{\text{д}}$  и температуропроводностью  $a$ .

Количественная интерпретация термограмм основана на известной зависимости распределения температуры по длине ствола от дебита:

$$B = \frac{S}{\Delta T} = \frac{C \cdot Q \cdot \ln\left(1 + \sqrt{\pi \cdot \alpha \cdot / r_c^2}\right)}{2 \cdot \pi \cdot \lambda}. \quad (3)$$

где:

$S$  – площадь на выделенном интервале между геотермой и текущем температурном замере в динамике;

$\Delta T$  – разница температур между нижней глубинной отметкой и верхней на выделенном интервале;

$C$  – теплоемкость заполнителя ствола;

$\lambda$  – теплопроводность пласта;

$a$  – температуропроводность пласта;

$Q$  – дебит;

$t$  – время;

$r_c$  – радиус скважины.

Расчет отношения площади по приращению температуры по глубине к величине этого приращения между двумя этими замерами в неработающих интервалах (должно выполняться условие, что эти интервалы являются достаточно протяженными, чтобы не выходить за рамки допустимой погрешности при вычислениях) позволяет определить нормированный коэффициент теплоотдачи «В», который напрямую зависит от параметра  $Q$ .

Следует отметить, что способ количественной оценки посредством данного параметра не всегда действенен в силу различных обстоятельств, прежде всего из-за отсутствия необходимой для расчетов априорной информации. Однако несмотря на это, подход с оценкой относительных расходов вполне приемлем и даже может быть немного модифицирован и упрощен.

Такой объект, как горизонтальная нагнетательная скважина, вскрытая локальными портами многостадийного ГРП, может послужить идеальными вариантом для подобной задачи. Это связано с тем, что работающие интервалы ограничены размерами портов и имеют малую протяженность, поэтому температурные аномалии притока (закачки) ярко выражены.

Поэтому не случайно статистически выявлено множество типовых случаев, когда на зарегистрированной в период стабильной закачки термограмме выявлены изменения градиентов температуры до и после поглощения флюида в локальной зоне.

Рассматривая температурные замеры при стабильной закачке, совершенно четко можно выделить локальные места поглощения технической жидкости в пласт непосредственно в тех местах, где расположены порты. В этих глубинных интервалах температура меняет градиент, образуя точки перегиба, обусловленные изменением объема закачиваемого флюида. В этом случае следует воспользоваться данной особенностью и сфокусироваться на детальном изучении того, как меняется угол в обозначенных участках.

Подобный анализ заключается в построении на основе термомоделирования или с помощью экспрессных соотношений формулы (1) и (2) типовых модельных температурных кривых (рисунок 19) с заданием неких параметров (априорная информация), характеризующих свойства пласта и насыщающего флюида (в данном случае воды).

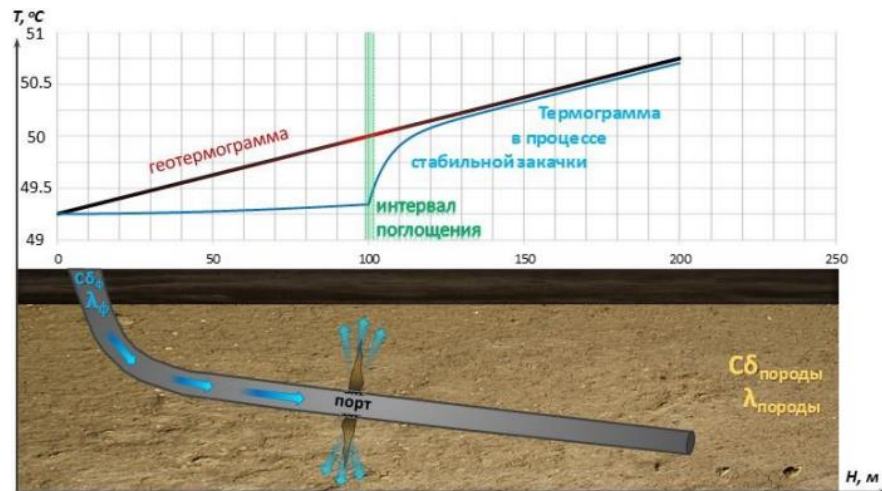


Рисунок 19 – Схематичная модель системы скважина-пласт

При решении прямой задачи произвольном образом были выбраны дебиты закачки на устье  $\sum Q$ , в диапазоне от 120 до 720 м<sup>3</sup> /сут; на той глубине, где симулируется место локального поглощения, объем закачиваемой воды подбирался аналогичным способом, и менялся он с определенным шагом согласно каждому выбранному значению суммарного дебита. Закономерность изменения температуры на полученных результатах показывает интенсивность закачки, причем, чем больше изменившийся наклон в точке поглощения, тем больший объем принял пласт (рисунок 20).

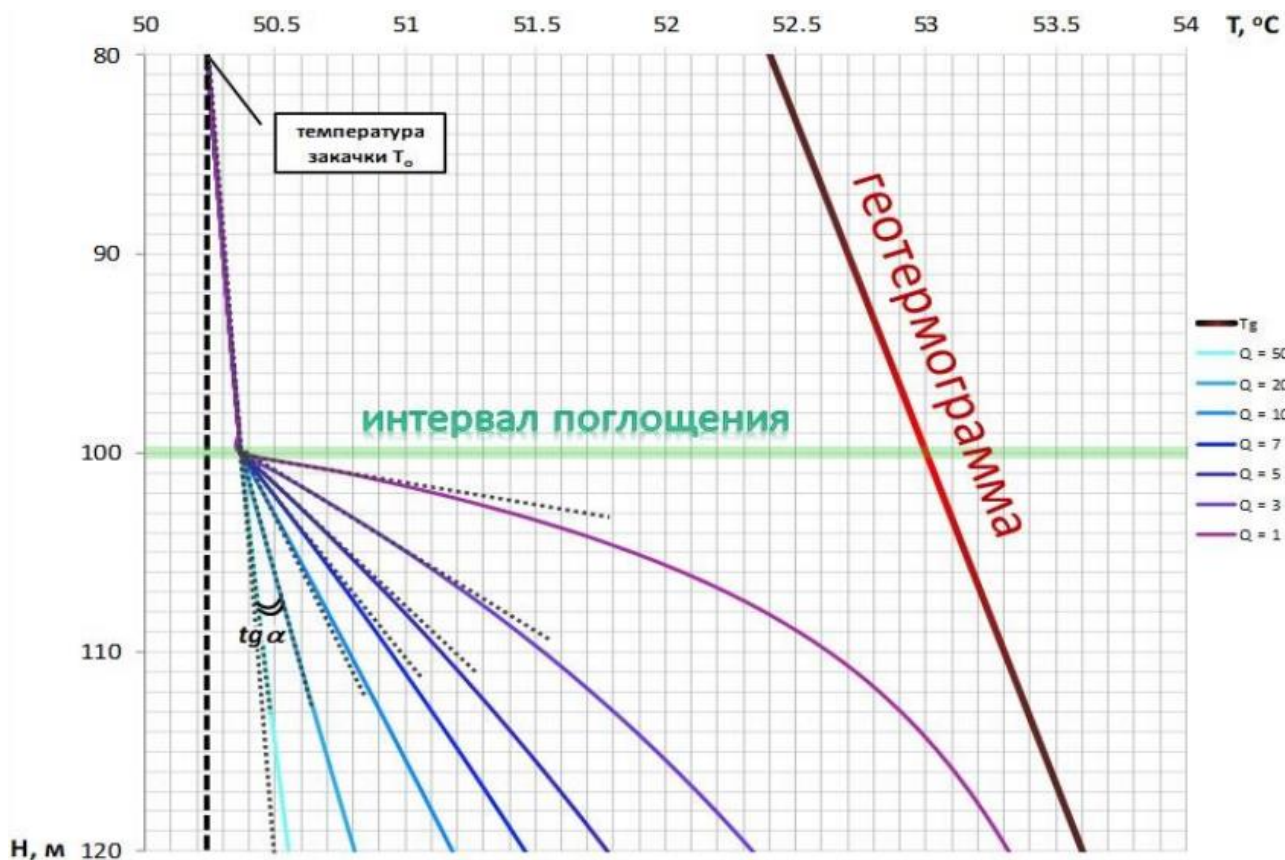


Рисунок 20 – График распределения температуры по глубине при суммарной закачке на устье в  $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Наклон кривых – изменение дебита после локального поглощения.

Следовательно, оперируя закладываемыми значениями дебитов и рассчитанными по термограммам углами, можно составить зависимость изменения наклона температурной кривой от расхода, которая по сути является основой модифицированного способа экспрессной интерпретации термограмм.

Таким образом, можно сформировать серию палеток в полулогарифмическом масштабе, которые отражают зависимость изменения расхода от отношения тангенсов углов наклона в исследуемой области до и после поглощения (изменение термограммы в интервале расположения порта) при разных объемах принимаемой воды (рисунок 21).

Отметим, что для подобной оценки не нужно точно знать информацию о геотермическом распределении температуры что является несомненным плюсом предлагаемого подхода.

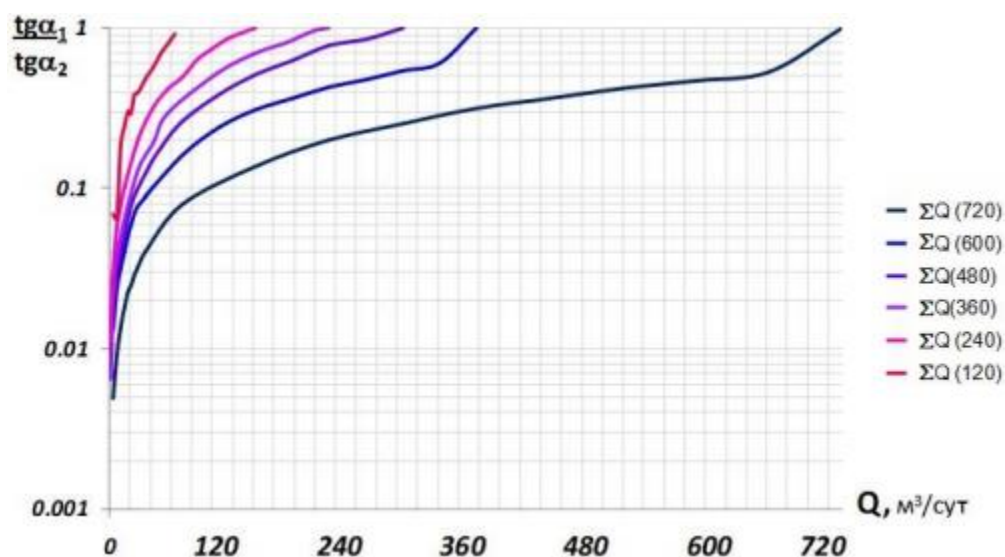


Рисунок 21 – Расчетная палетка для определения расхода

Переходя к решению обратной задачи, можно предложить следующую последовательность обработки температурных замеров:

1. Температурные кривые подвергаются обработке путем выделения на качественном уровне глубинных отметок с местами «деформации», которые соответствуют положениям портов;

2. После выделения этих характерных локальных зон, проводятся касательные до и после поглощения воды для определения тангенсов углов наклона температурной кривой;

3. Строится зависимость отношения  $\text{tg}\alpha_1/\text{tg}\alpha_2$  от расхода  $Q_i$  в заданной точке. Для расчета подбирается удобный диапазон значений с использованием уравнений (1) и (2). Для каждой глубинной отметки, соответствующей поглощению определенного порта, зависимость получается индивидуальная, т.к. от общего дебита  $\Sigma Q$  отнимается поглощенный объем воды;

4. Рассчитав углы, вычисляется текущее значение  $Q_i$  по персональной палетке относительно оставшегося объема нагнетаемой жидкости.

Единственным недостатком представленной экспресс-методики интерпретации температурных кривых является ограничение, обусловленное величиной суммарной (устьевой) закачки жидкости в скважину. Статистика показывает, что чем меньше объем закачиваемой жидкости в пласт, тем больше



становится погрешность, связанная с определением угла наклона в местах изменения градиента температурной кривой. Опытным путем выявлено, что скважины с закачкой менее 100 м<sup>3</sup>/сут дают больший процент расхождения с фактическими поинтервальными распределениями жидкости, и при интерпретации это необходимо учитывать.

Также, благодаря проведению специального анализа формирования теплового поля в процессе закачки для оценки изменения объема закачиваемой жидкости за весь период нагнетания, возможно применить вышеописанную технологию количественной обработки термограмм для определения зависимости объема принимаемого флюида от времени.

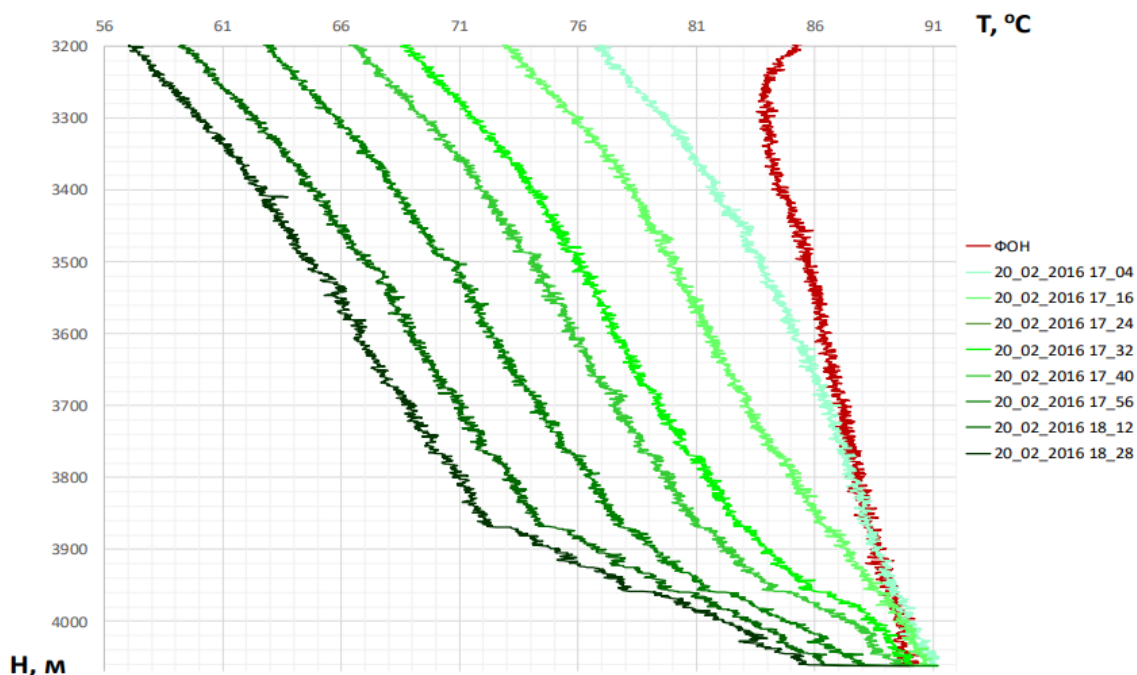


Рисунок 22 – Представительные температурные кривые

Такой эксперимент выполнялся на основе реальных термических распределённых замеров, проведенных посредством оптоволоконных датчиков. Предварительно из всего архива зарегистрированных данных отбирались наиболее представительных кривые температуры (рисунок 22). Заранее известные локальные интервалы поглощения (по портам), подвергались детальному изучению и в соответствии с методическими пунктами производился количественный расчет параметра  $Q_i$  в каждой выделенной зоне. Полученная зависимость для одного из портов представлена на рисунке 23.

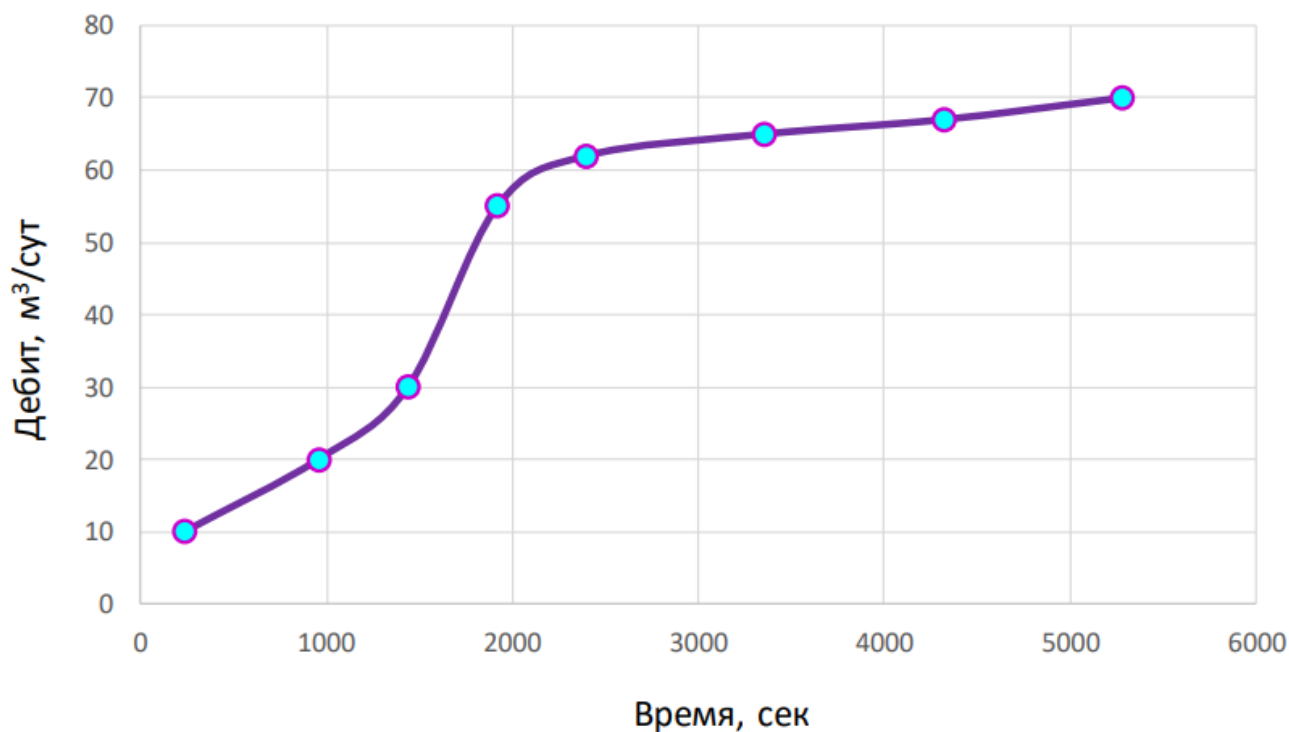


Рисунок 23 – График изменения расхода поглощенного флюида во времени по одному из принимаемых портов

Условно полученную кривую можно разделить на несколько участков: на начальных временах (до 1000 сек.) диагностируется линейная зависимость, которая скорее всего обусловлена ранним режимом работы трещин МГРП по каждому из портов, далее видана первая точка перегиба (после 1000 сек.), приуроченная к началу переходного режима течения. После 2000 сек. начинается выполаживание, и в конечном итоге кривая выходит на асимптоту – стабильный режим закачки, при котором тепловое поле более не меняется.

Информация о работе каждого исследуемого интервала в процессе закачки может быть весьма полезной для дальнейшего анализа гидродинамических исследований с целью определения геометрических параметров каждой из трещин МГРП, что в свою очередь дает интерпретатору понимание о работе и потенциальных возможностях объекта разработки.

Данная методика анализа данных имеет под собой основание в качестве применения данной методики, на горизонтальной скважине, в которой был реализован мониторинг работы с помощью распределенных оптоволоконных датчиков в 2015-2016 гг., и проводилось данное исследование после

многостадийного ГРП при закачке специального отклонителя. Контроль работы осуществлялся за счет проведения оперативной оценки приемистости портов при закачке в скважину флюида с расходом от 0.5 до 0.8 м<sup>3</sup> /мин (720 - 1152 м<sup>3</sup> /сут). Регистрация температуры, проходящая на разных стадиях работ в ходе исследования, показало реакцию пласта на воздействие извне (рисунок 24).

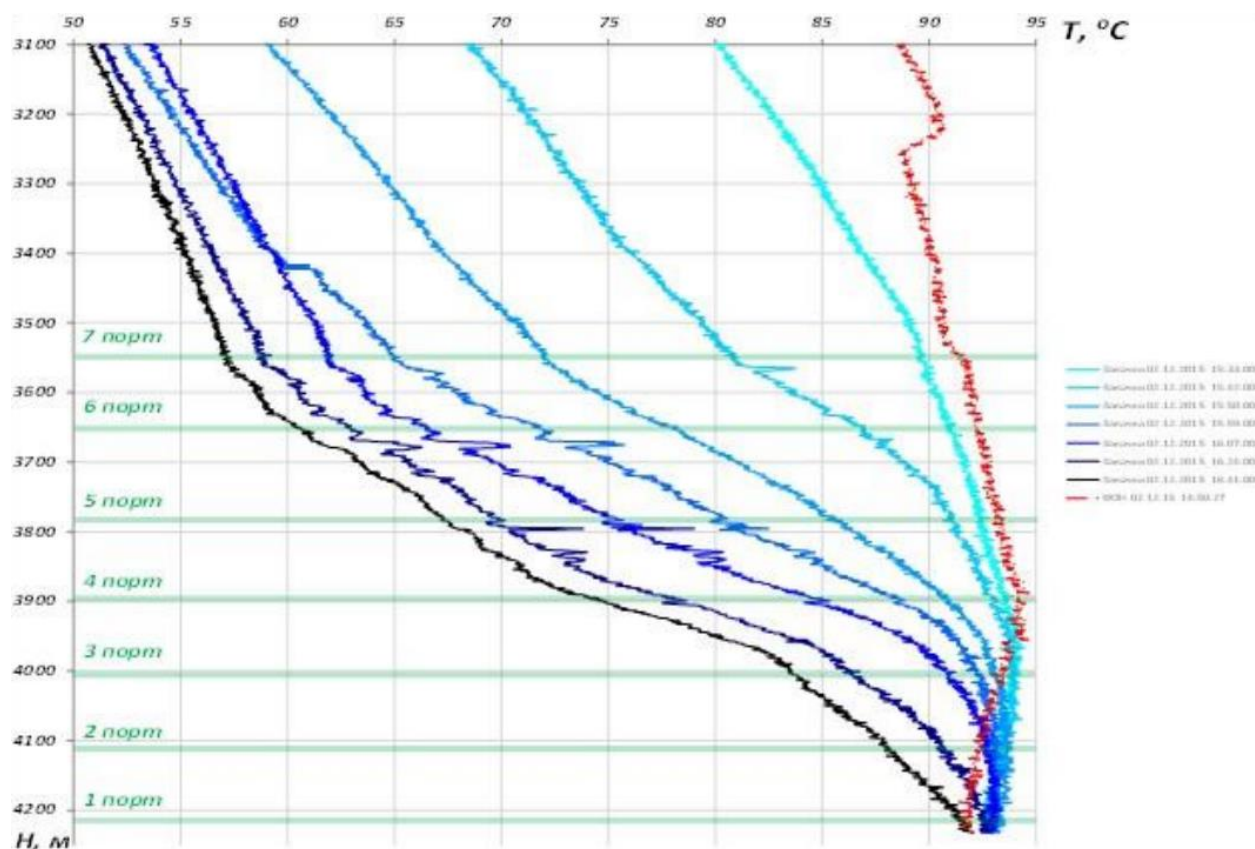


Рисунок 24 – Исследования оптоволоконной термометрией при закачке 0,5 м<sup>3</sup>/мин.

В процессе этих работ осуществлялась запись фоновой температур перед закачкой, регистрация при самой закачке в 0.5 м<sup>3</sup> /мин (720 м<sup>3</sup> /сут), затем фиксация постепенной релаксации теплового поля при обратном прогреве в 100 сторону первоначального замера, и в заключении еще одна запись с другим расходом в 0.8 м<sup>3</sup> /мин (1152 м<sup>3</sup> /сут).

Основываясь на теоретические выкладки, по термограмме в период стабильной закачки, по выделенным точкам перегиба четко выделялись

локальные зоны поглощения воды в пласт. Данный анализ подтверждает работу всех 7 портов.

В таблице 4 представлены результаты анализа по экспресс-методике относительных расходов. Полученные значения сопоставлены с независимой оценкой, проведенной с помощью термосимулятора. Сравнение процентных соотношений дебитов расхода при нагнетании также проиллюстрировано на рисунке 25, и оно показывает схожесть сопоставляемых значений по каждому порту.

Таблица 4 – Оценка расхода по экспресс-методике и результату моделирования

№ порта	Расчет расхода по методике	Независимая оценка
7	52.5%	42%
6	4.7%	11%
5	19%	14%
4	7%	10%
3	13.7%	17%
2	1%	5%
1	2.1%	1%

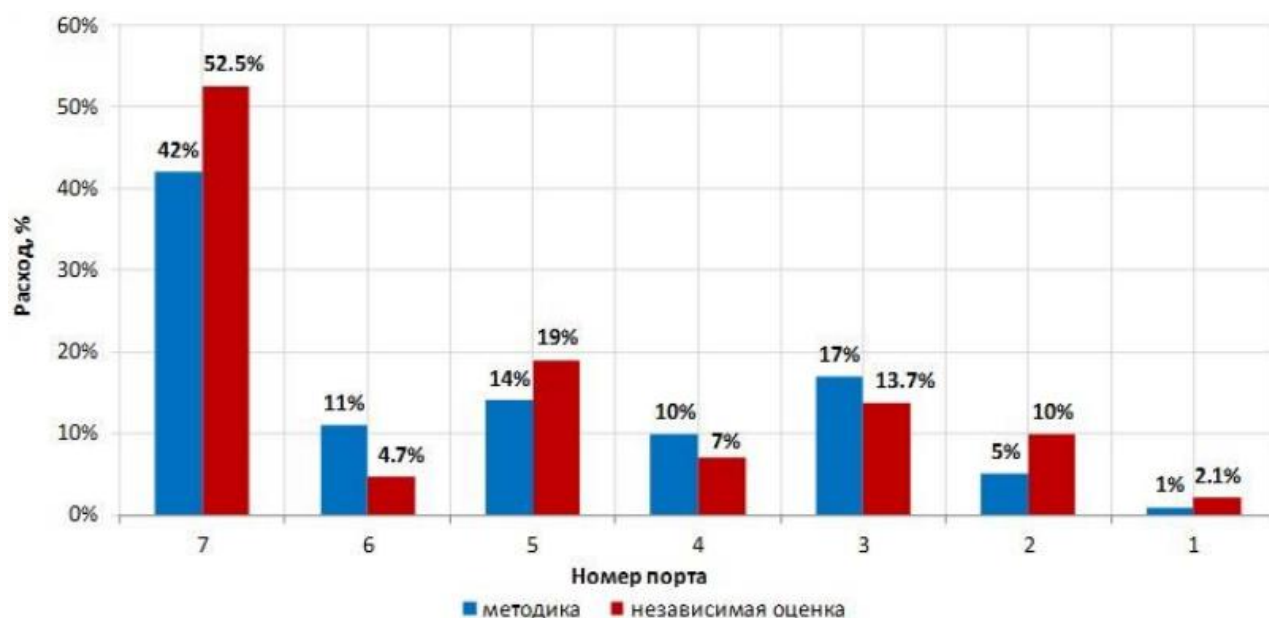


Рисунок 25 – Соотношение результатов независимых количественных оценок

Приведенное сравнение процентных соотношений по каждому интервалу дает небольшое расхождение, однако оно является не столь значительным и не выходит за пределы допустимой погрешности.

Еще один пример скважины, где была применена данная экспресс технология обработки термограмм очень схож с предыдущим случаем: мониторинг также проводился с использованием распределённых оптоволоконных систем, соответственно контроль динамики работы скважины осуществлялся в процессе нагнетания в скважину флюида с расходом  $0.5 \text{ м}^3/\text{мин}$  ( $720 \text{ м}^3/\text{сут}$ ). Характер формы температурной кривой, зарегистрированной на стабильном режиме, показывает аналогичное распределение вдоль всего ствола скважины. (рисунок 26).

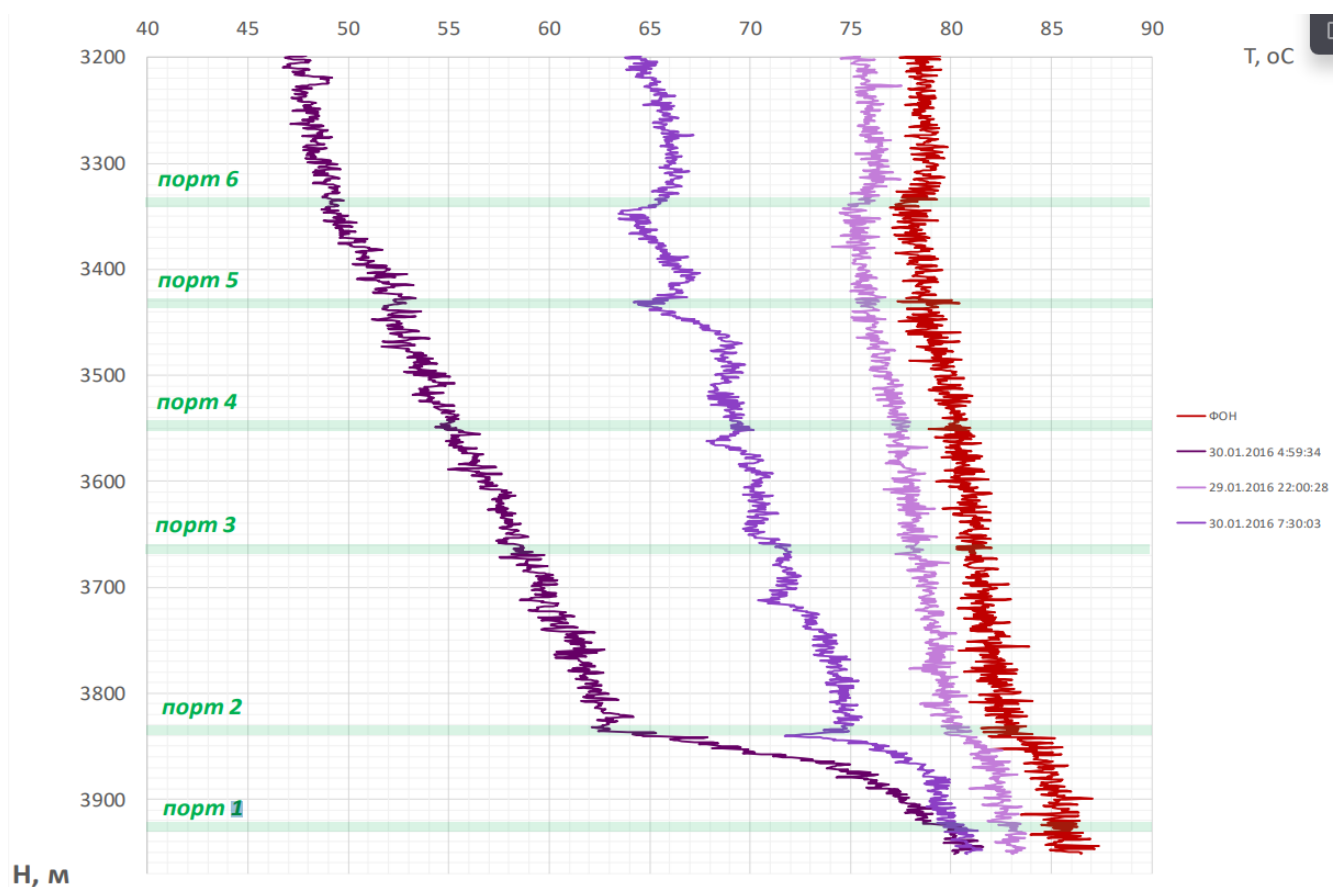


Рисунок 26 – Исследования оптоволоконной термометрией, выполненные при закачке  $0,5 \text{ м}^3/\text{мин}$

По локальным интервалам, соответствующим расположению каждого порта, в точках перегиба оценивался угол наклона термограммы до и после

поглощения. Результаты расчетов по каждой анализируемой зоне приведены в таблице 5

Таблица 5 - Оценка расхода по экспресс-методике и результату моделирования.

№ порта	Расчет расхода по методике	Независимая оценка
6	33%	31%
5	6%	19%
4	4%	2%
3	1%	1%
2	50%	43%
1	7%	4%

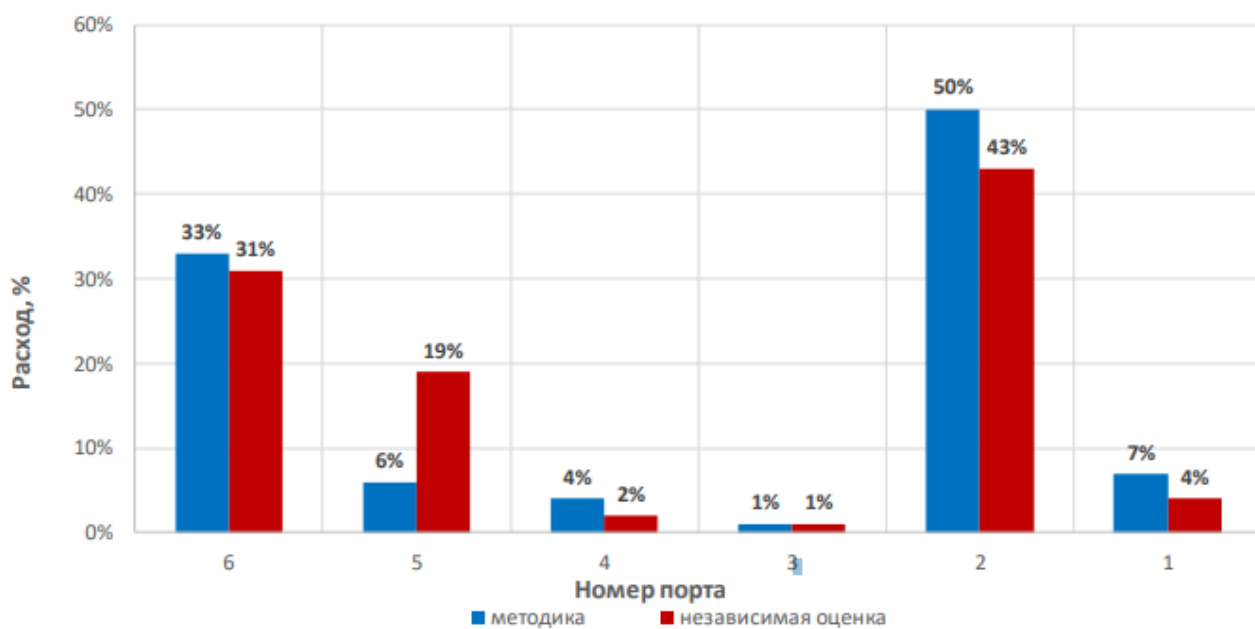


Рисунок 27 – Соотношение результатов независимых количественных оценок.

Полученные значения также сопоставлялись с независимой оценкой, проведенной с помощью термосимулятора. Сравнение процентных соотношений дебитов расхода при нагнетании также проиллюстрировано на рисунке 27.

## Анализ динамики температуры в пределах работающих интервалов

Далее рассмотрим методику анализа температурного поля в горизонтальной нагнетательной скважине, вскрытой перфорацией по всей продуктивной толще с помощью модели тепломассопереноса, на основании которой впоследствии рассчитывается серия типовых температурных кривых и в дальнейшем осуществляется анализ с переходом на количественную оценку.[16]

Базовая теоретическая модель такой системы описывается следующим образом: (рисунок 28). Скважина – это цилиндрическая полость с осевым круговым сечением, имеющий радиус  $r_c$ , которая вскрывает 2 зоны: проницаемую и непроницаемую. Рассматривается это в трехмерной системе координат  $(r, z, \varphi)$ , начало находится в точке  $(0, 0, 0)$  на оси скважины.

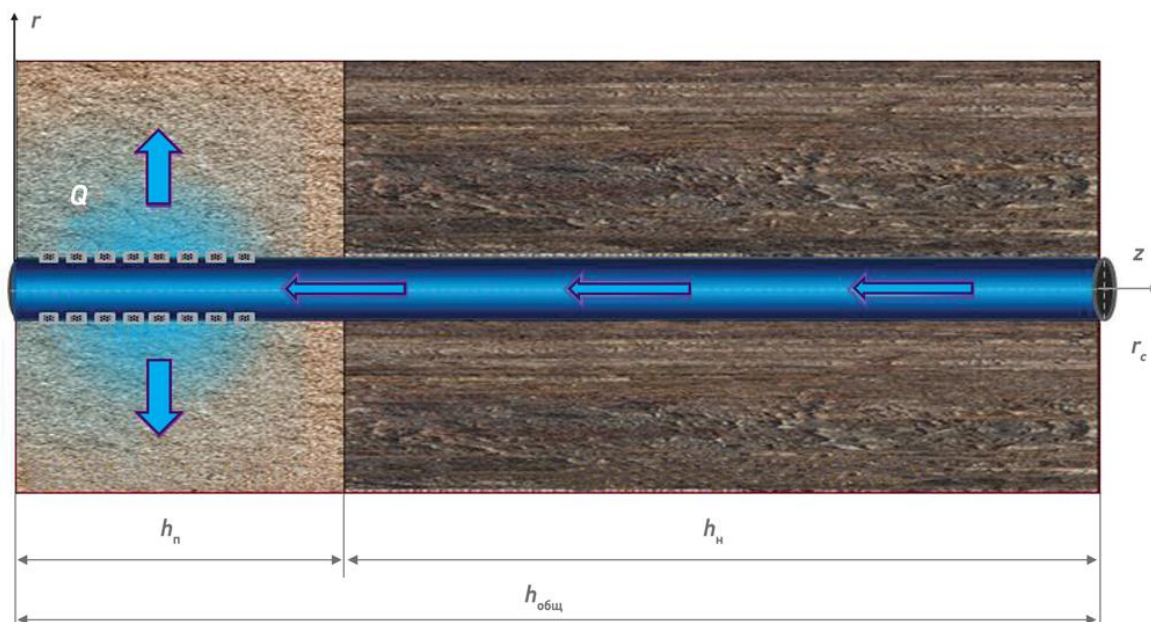


Рисунок 28 – Модель системы скважина-пласт с проницаемой и непроницаемой зонами

Закачиваемая в пласт жидкость имеет теплопроводность  $\lambda_\phi$  и объемную теплоемкость  $C\delta_\phi$ . Обе зоны пласта характеризуются одинаковыми значениями пористости  $K_n$ , теплопроводности  $\lambda$ , объемной теплоемкости  $C\delta$ . В первый момент времени температура в скважине равна фоновой  $T = T_f = \text{const}$ .

Для определения информативных возможностей термометрии при диагностике интервалов поглощения и оценке профиля приемистости с помощью модели тепломассопереноса рассчитывались профили распределения температуры по глубине, которые описывают динамику изменения формирующихся аномалий по радиусу и во времени.

Первая серия расчетов выполнялась при запуске скважины со следующими входными параметрами: общая толщина составила 580 м, толщина коллектора — 50 м, начальная значение фоновой температуры бралось 70 °С, дебит закачиваемого флюида (при температуре флюида  $T_{\text{фл}} = 50$  °С) менялся произвольно от 10 до 500 м<sup>3</sup>/сут.

Рисунок 29 иллюстрирует кривые распределения температуры по глубине с различным расстоянием от скважины (от 0,065 до 50 м) при интенсивной закачке в 500 м<sup>3</sup>/сут с учетом того, что скважина проработала 6 ч.

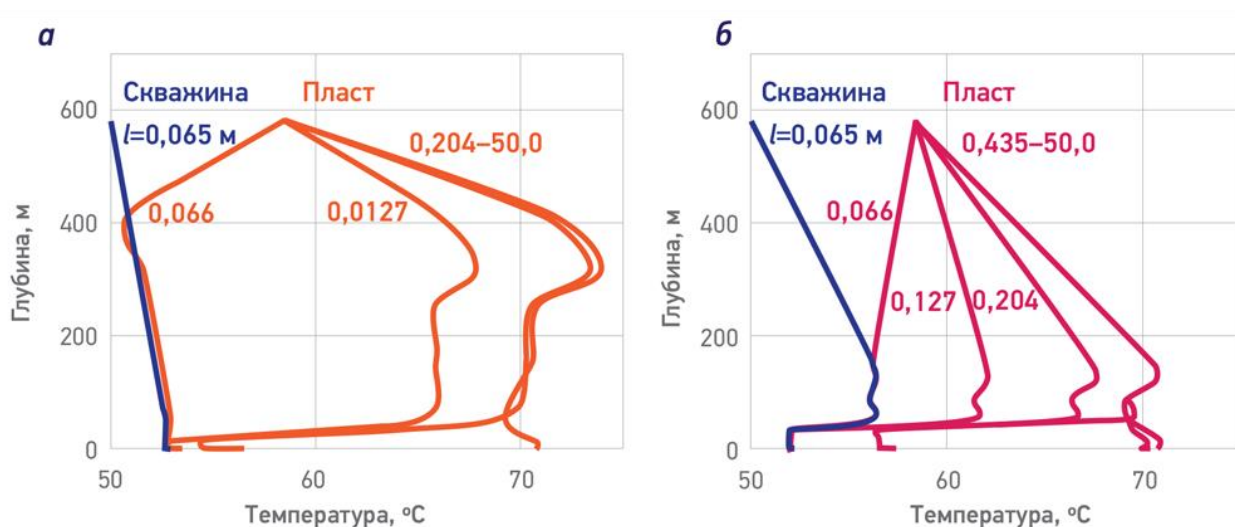


Рисунок 29 – Изменение температуры по глубине при разных радиусах исследования в динамике (а) и статике (б) с закачкой флюида в количестве 500 м<sup>3</sup>/сут ( $l$  — расстояние от оси скважины)

На удалении от скважины заметен перегиб, обусловленный границей раздела проницаемой и непроницаемой части пласта. Хотелось бы отметить, что аномалии наиболее рельефны не в близи скважины, а на некотором удалении от нее. Это наблюдение наталкивает на мысль, что проводить диагностику аномальных по приемистости интервалов целесообразней всего было бы



непосредственно после остановки скважины, когда снижается влияние температуры движущегося в стволе флюида на тепловое поле, и проявляются на контрасте тепловые эффекты, связанные с проходящими в пласте процессами.

Полученные результаты также показывают, что в рассматриваемых условиях, когда температурный профиль, характеризующий поглощение, «размазан» продолжительном интервале, стандартные алгоритмы интерпретации, базирующиеся на анализе одиночных температурных замерах в длительно работающей скважине, вряд ли будут успешны. Более информативными при количественной оценке будет являться анализ темпа изменения температуры во времени в пределах работающего интервала. Как видно из рисунка 30 характер изменения температурной аномалии с глубиной при длительном времени закачки воды смывает границу проницаемой и непроницаемой части пласта.

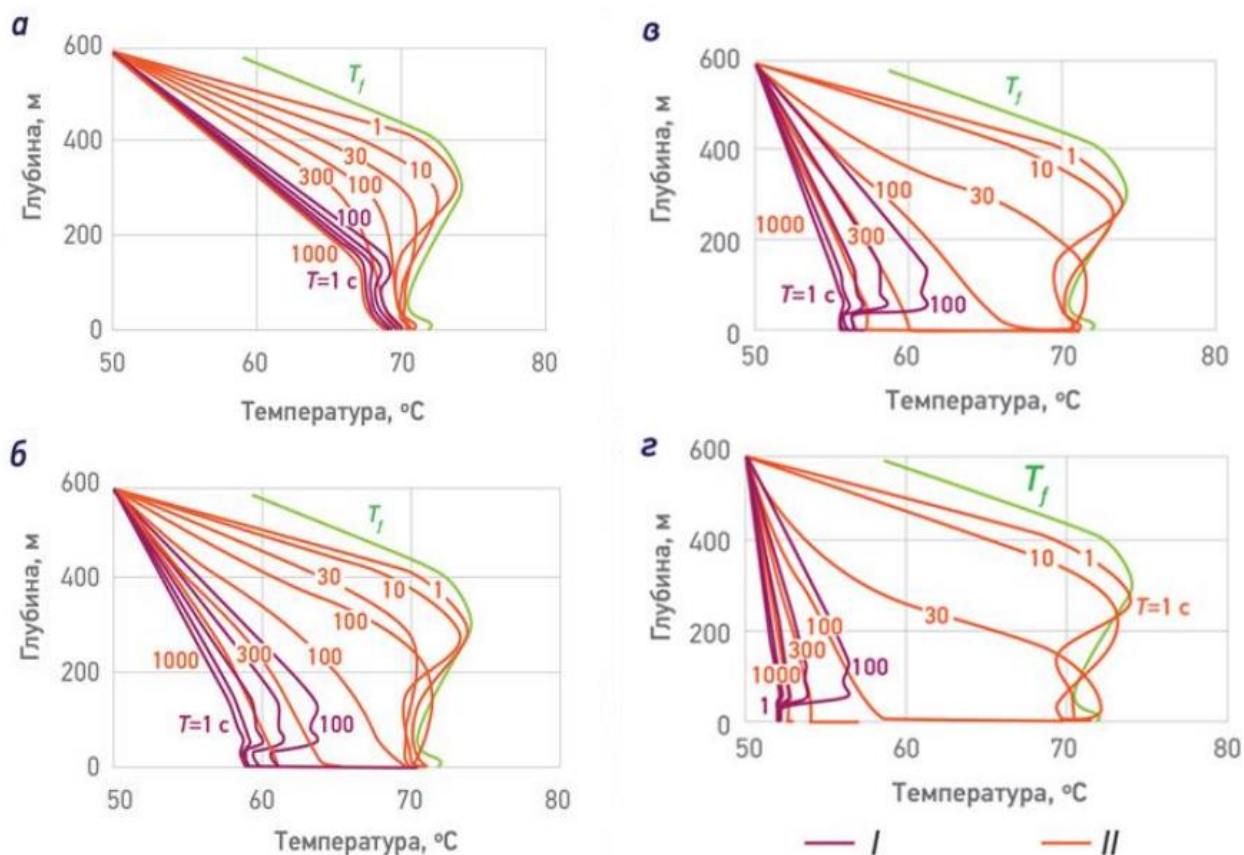


Рисунок 30 – Изменение температуры по глубине при радиусе исследования  $r_c=0,065$  м, и объеме закачки, составляющем 10 (а), 50 (б), 100 (в) и 500 (г)  $\text{м}^3/\text{сут}$ : I, II — соответственно статическое и динамическое изменение.

При закачке жидкости в пласт температура становится ниже фоновой и в стволе формируется типичная отрицательная аномалия за счет закачки более холодного по сравнению с пластом флюида, но несмотря на это даже при высокой интенсивности поглощения вблизи скважины не диагностируются четкие признаки, позволившие бы на достоверном уровне выделить работающий интервал. При начальных временах характер изменения температуры показывает неравномерное охлаждение по проницаемому пласту относительно первоначального (фонового) замера.

Таким образом, при оценке профиля приемистости наиболее информативны те кривые, которые соответствуют начальным временам работы. Это означает, что регистрация температуры должна проводиться постоянно, так как это позволило бы выявить закономерность формирования теплового поля.

Для обоснования методики количественной оценки учитываются результаты решения прямой задачи на основе моделирования термодинамических процессов. Полученные расчеты свидетельствуют о том, что одним из эффективных способов решения поставленной проблемы является анализ характера изменения температуры с глубиной в процессе нагнетания. Количественным критерием такой оценки может являться параметр  $\theta$ , определяемый по трем разновременным температурным замерам  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ , полученные после начала закачки через некоторое время  $t_1$ ,  $t_2$  и  $t_3$  соответственно.

Расчет параметра  $\theta$  проводится следующим образом:

– интервал принимающего воду пласта разбивается на отрезки  $\Delta h_i$  не более 5 м и не менее 1 м (их величины ограничены сверху приемлемой точностью определения профиля приемистости, снизу — влиянием факторов-помех, в первую очередь теплопереноса в направлении оси скважины);

– в пределах каждого разбитого отрезка вычисляется приблизительная площадь между текущим и последующим временными замерами  $S_1$ , а также между текущим и предыдущим  $S_2$ ;

– определяется отношение одной величины к другой  $\theta_i = S_1(t_2 - t_1) / S_2(t_3 - t_2)$ .

Полученная связь площадного параметра с удельным расходом показана на рисунке 31 Построенные распределения описываются логарифмической зависимостью: при низких дебитах прослеживается стремительное увеличение значения  $\theta$ , при более интенсивном поглощении кривая выполаживается, и в дальнейшем зависимость обретает линейный характер.

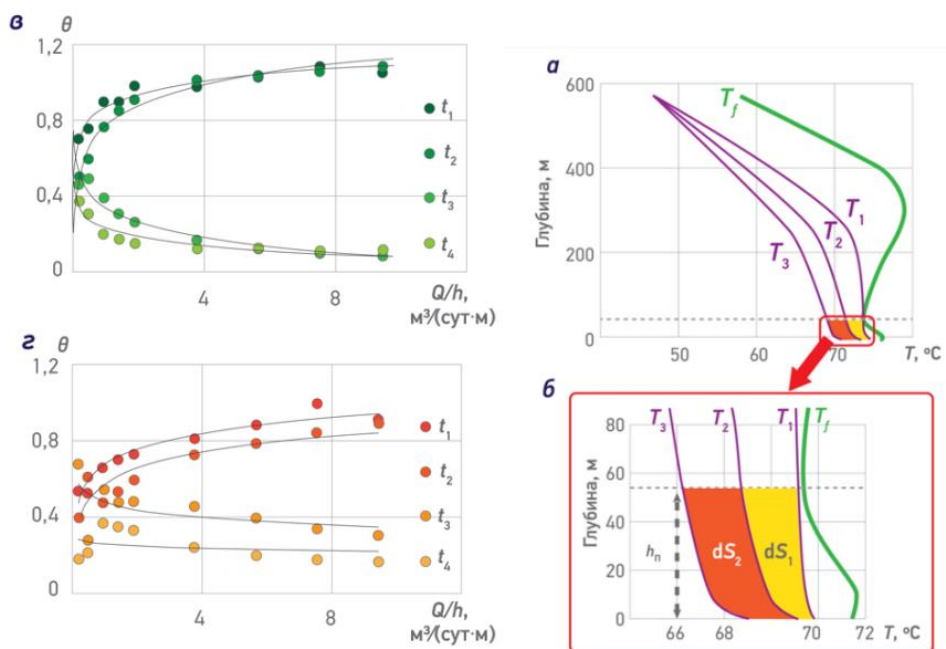


Рисунок 31 – Анализ приращения площади между временными замерами температурных кривых в разном масштабе (а, б), зависимость параметра  $\theta$  от удельной приемистости  $Q/h$ , при  $\lambda = 0,5$  Вт/(м·К) (в) и  $\lambda = 3$  Вт/(м·К) (г)

Каждому сочетанию временных значений соответствует своя зависимость  $\theta = \theta(Q/h)$ , которая должна быть рассчитана для конкретной исследуемой скважины с использованием упрощенной модели в симуляторе на основе реального времени зарегистрированных термограмм. Следует также иметь информацию о продуктивной толщине разрабатываемого пласта и промысловый дебит закачки на устье. С помощью разработанной палетки, приведенной на рисунке 32, можно вычислять удельный расход по всей работающей толщине.

Следует отметить, что на показания также влияют тепловые свойства окружения. Теплопроводность вмещающих пород дает диапазон возможных значений параметра  $\theta$ , что необходимо учитывать при расчетах. Как видно из рисунка 32, упомянутого параметра на тепловое поле в скважине может быть

весьма существенным. Однако ошибка, связанная с влиянием тепловых свойств, значительно меньше, если мы имеем дело с горизонтальной скважиной, так как принимающие интервалы имеют практически идентичные тепловые свойства по глубине.

На рисунке 33 представлен пример определения удельного расхода с использованием предложенного алгоритма экспресс-расчетов по исследуемому участку горизонтального ствола. Рассчитанный по данной методике профиль приемистости  $Q/h$  иллюстрирует, какие участки в исследуемом интервале лучше принимают закачиваемую воду.

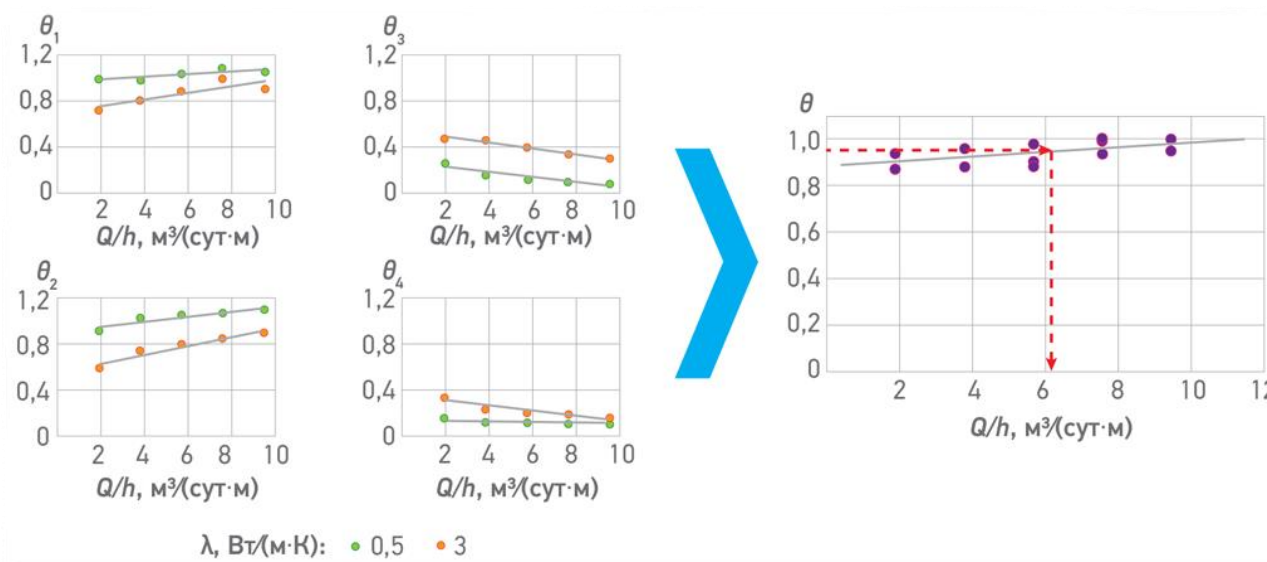


Рисунок 32 – Расчетная палетка для приближенной оценки приемистости нагнетательной горизонтальной скважины.

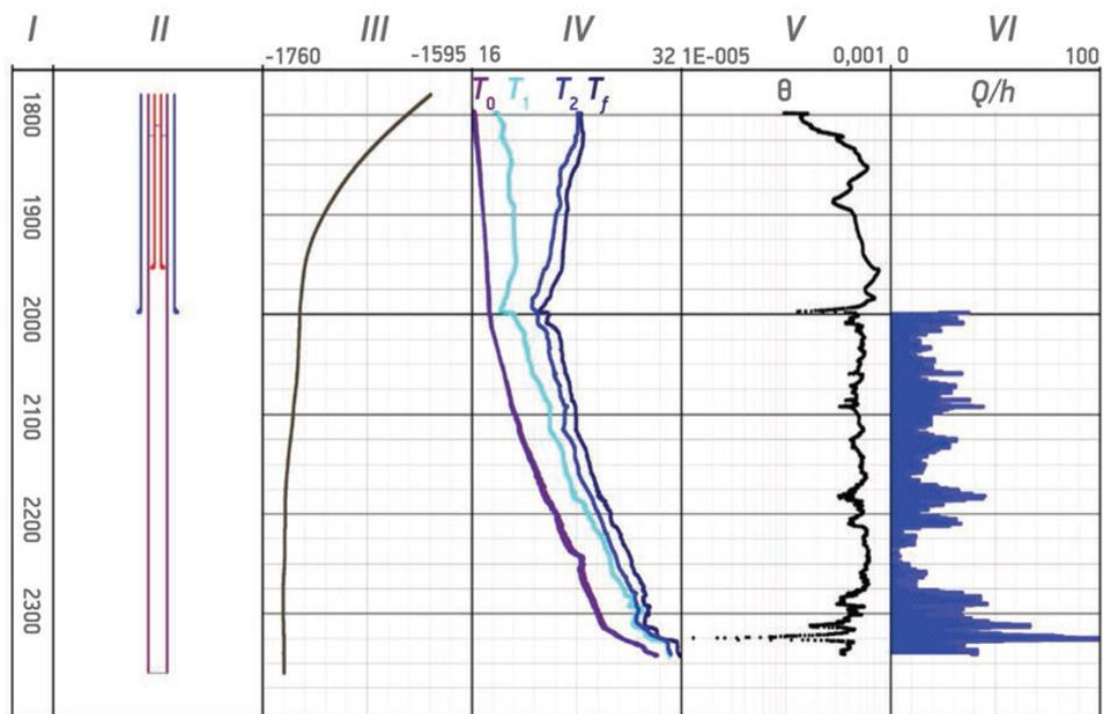


Рисунок 33 – Итоговый планшет интерпретации данных термометрии по горизонтальной скв. X месторождения Y.

### **3. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРИ ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Непрерывный мониторинг эксплуатационных параметров в скважине с помощью стационарных систем, помещаемых в скважину на длительный срок являются наиболее эффективным способом технологических исследований .

Такие исследования при грамотной организации позволяют поднять контроль разработки на качественно новый уровень. Фактически появляется единая технология, сочетающая возможность как промыслово – геофизических, так и гидродинамических исследований. Причем, на базе получаемых результатов возможны оценки фильтрационных свойств, параметров совершенства вскрытия и энергетического состояния пластов, по качеству конкурирующих со стандартными ГДИС.

В то же время зачастую исследования скважин проводятся стандартными промыслово-геофизическими методами, подразумевающими регистрацию данных о состоянии скважины и работе пласта при помощи проведения каротажа различными геофизическими приборами, совместно установленными в одном корпусе. Такие исследования имеют свои преимущества, благодаря многообразию и разнородность измеряемых параметров (гамма-каротаж, нейтронный каротаж, акустический каротаж и т.д.).

Если сравнивать традиционные подходы в исследовании скважин и их мониторинга с новыми, основанными на использовании распределенных датчиков, которые производят отслеживание параметров в непрерывном режиме, с точки зрения их недостатков, то таковые можно выявить у тех и других.

Стандартные исследования подразумевают периодическую регистрацию, зачастую с остановкой работы скважины, что несет негативный характер на результаты проведенных работ. Периодические исследования не позволяют в полной мере оценить состояние объекта мониторинга в периоды его штатной работы, что влечет за собой несвоевременное выполнение мероприятий по ремонту скважины и ее оборудования, а также принятия мер по регулированию

процесса разработки месторождения в целом. Частое задействование партии ГДИС также экономически неоправданно.

К недостаткам альтернативных систем непрерывного мониторинга скважин можно отнести ограниченный спектр измеряемых ими параметров, к которым относятся распределение температуры и давления по стволу скважины, также регистрация акустических и механических воздействий. В настоящее время оптоволокно имеет ограничения по точности измерений, однако ее достаточно для применения в скважинных системах мониторинга.

Таблица 6 – Сравнение способов регистрации параметров скважин традиционными и альтернативными методами.

Параметр	Распределенные датчики	Традиционные методы исследований и мониторинга
Техническое состояние ЭК	Согласно температурным аномалиям	Комплексный анализ при помощи электромагнитной дефектоскопии и толщинометрии, акустического сканирования и др.
Профиль притока/приемистости	Рассчитывается по данным термограмм в реальном времени	По результатам измерений механическими и термокондуктивными дебитомерами, термометрии
Уровень жидкости	Исходя из температурной аномалии межфазного перехода в реальном времени	Периодический замер с помощью скважинного эхолота

<p>Локализация отложений в затрубном пространстве</p>	<p>На основании температурной аномалии в результате дресселирования среды при уменьшении площади сечения</p>	<p>С помощью эхолота и по косвенным параметрам работы скважины</p>
---	--	--

Рассмотрим приведенные в таблице 6 сравнения подходов к регистрации некоторых параметров традиционными и альтернативными методами. Заметны достаточно большие различия между данными технологиями, на основании чего, резюмируя все вышесказанное, можно сказать, что оба подхода к мониторингу скважины и ее исследованию в процессе разработки имеют право на применение в процессе эксплуатации месторождения так как совместно они имеют возможность повысить оперативность принятия решений по регулированию плана разработки в целом и работы скважины в частности, при этом не теряя преимуществ всесторонних традиционных методов, применяемых в нужный момент времени.



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6П	Дмитриеву Игорю Сергеевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость проведения операции по модернизации скважины погружной системой мониторинга
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Общий налоговый режим
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности проведения монтажных работ по установке системы распределенной термометрии
2. Планирование и формирование бюджета проводимых исследований	Проведение расчета затрат по установке в скважину погружной системы мониторинга
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка эффективности модернизации скважины системой термометрии
<b>Перечень графического материала:</b>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	29.02.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6П	Дмитриев Игорь Сергеевич		29.02.2020

## 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1. Виды и объемы проектируемых работ

Целью данного раздела является расчет сметной стоимости комплекса промыслово-геофизических исследований (ПГИ) эксплуатационной скважины и сравнение со стоимостью закупки оборудования и проведения монтажных работ по установке системы распределенной термометрии.

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

Затраты на проектный комплекс определяются прежде всего материальнотехнической базой предприятия. Для выполнения геофизических исследований на Ванкорском месторождении компания ООО "РН-Ванкор" предоставляет технологии, соответствующие современным стандартам. Также на затраты оказывают влияние такие факторы, как вид, объемы выполняемых работ, геолого-географические условия, в которых они будут выполняться, квалификация работников и уровень организации работ.

Таблица 7 – Виды работ и необходимое оборудование

№	Вид работы	Оборудование	Кол-во, ед.
<b>ПГИ в обсаженном стволе</b>			
1		Подъемник каротажный ПКС-3,5М на базе Урал-4320	1

	Промыслово-геофизические исследования эксплуатационной скважине	в	Каротажная станция «Кедр-02»	1
			Скважинный прибор ПЛ2-38	1
			Скважинный прибор РЛТ-9	1
			Скважинный прибор ИСП-42	1
<b>Обработка данных ПГИ</b>				
2	Контрольно-интерпретационные работы		Программное обеспечение «Соната»	1

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

- расстояние от базы до места проведения работ – 10 км;
- Средняя скорость автомобиля – 40 км/ч;
- СПО – 9390 м

Таблица 8 – Виды и объемы проектируемых работ

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Интервал записи, м	
			Кровля	Подошва
<b>ПГИ в обсаженном стволе</b>				
1	Термометрия	1:200	2395	2495
2	Плотнометрия	1:200	2395	2495
3	Механическая расходомерия	1:200	2395	2495
4	Гамма каротаж (ГК)	1:200	2395	2495
5	Локатор муфт (ЛМ)	1:200	2395	2495
6	Барометрия	1:200	2395	2495
<b>Обработка данных ПГИ</b>				
	Контрольно-интерпретационные работы			

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

## 4.2. Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

Нормативную продолжительность цикла работ определяем по отдельным составляющим его производственных процессов. В качестве нормативного документа был использован справочник по сметным нормам времени (СНВ) на ПГИ в скважинах [38].

В таблице 9 представлены результаты расчетов времени на выполнение работ на скважине.

Таблица 9 – Нормы времени выполнения технологических операций

№	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, ч	Состав бригады, чел
		Ед. изм.	Кол-во		
1	Контрольный спуск, подъем прибора без замера	м	4700	2	2
2	Термометрия	м	100	5	2
3	Плотнометрия	м	100		2
4	Механическая расходомерия	м	100		2
5	Гамма каротаж (ГК)	м	100		2
6	Локатор муфт (ЛМ)	м	100		2
7	Барометрия	м	100		2
8	Вспомогательные работы для PLT	опер.	1	1	2
9	Проезд до скважины и обратно	км	200	0,5	1
<b>Итого, времени на 1 скважину</b>				<b>8,5</b>	

Принимая во внимание то, что геофизические методы выполняются одновременно приборы находятся в связке и занимают 5 часов, получаем, что все работы на скважине выполняются в 1 день и занимают 8,5 часов.

## 4.3. Нормативная база для расчета сметы на выполнение работ

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

В качестве нормативного документа были использованы производственноотраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ [38].

Таблица 10 – Стоимость необходимого оборудования по элементам затрат на 1 скважину

№	Наименование	Кол-во, ед.	Балансовая стоимость, руб.
1	Подъемник каротажный ПКС-3,5М на базе УРАЛ-4320	1	23200000
2	Каротажная станция «КЕДР-02»	1	2410000
3	Скважинный прибор РЛТ-9	1	670580
4	Скважинный прибор ПЛ2-38	1	780500
5	Скважинный прибор ИСП-42	1	567012
6	Программное обеспечение «Соната»	1	114538
<b>Итого</b>			<b>27742630</b>

#### 4.4. Расчет сметной стоимости работ

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

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

Расчет заработной платы исполнителей, комплекса методов ПГИ, расхода горюче-смазочных материалов и сумма расходов материалов при проведении геофизических исследований в скважине указаны в таблицах ниже (таблица 11 – 15)

Таблица 11 – Результаты расчетов заработной платы за проведение ПГИ 1 скважины

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная	Норма времени на	Ксев	Кр	З/п с учетом
-----------	------------	--------	------------------	------------------	------	----	--------------

			ставка, руб	проведение работ, ч			надбавок*, руб
Нач. партии	1	-	186,5	8,5	0,5	1,70	3487,55
Машинист	1	6	113,7	8,5	0,5	1,70	2126,19
<b>Итого за 1 скважину</b>							<b>5613,74</b>

- в данном случае надбавку представляет районный коэффициент равный 1,7 и северная надбавка 50% - от оклада.

Таблица 12 – Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды

Должность	З/п с учетом надбавок*, руб	Страховые взносы, %	Сумма, руб
Нач. партии	3487,55	30	1046,265
Машинист	2126,19	30	637,857
От несчастных случаев и проф. забол.		0,2	11,22748

Таблица 13 – Результаты расчетов стоимости материалов на проведение ПГИ 1 скважины

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

Таблица 14 – Результаты расчетов расхода ГСМ на проезд до места проведения работ и обратно

Наименование	Норма расхода, л/ч	Время работы автомобиля, ч	Расход ГСМ, л	Цена, руб/л	Стоимость, руб
Расход ГСМ автомобиля	22,4	8,5	190,4	42	7996,8

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

Таблица 15 – Результаты расчетов амортизации при проведении ПГИ 1 скважины

Наименование	Кол-во, ед.	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации в год, %	Сумма амортизации за 1 день, руб.
Подъемник каротажный ПКС-3,5М	1	23200000	20	12712,3
Каротажная станция «Кедр-02»	1	2410000	10	660,3
Скважинный прибор РЛТ-9	1	670580	22,2	407,85
Скважинный прибор ПЛ2- 38	1	780500	22,2	474,7
Скважинный прибор ИСП-42	1	567012	22,2	338,1
<b>Итого</b>				<b>14593,25</b>

Таблица 16 – Результаты расчетов затрат на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1	Материальные затраты	8388,8
2	Затраты на оплату труда	5613,7
3	Страховые взносы	1695,3
4	Амортизационные отчисления	14593,25
<b>Итого основные расходы</b>		<b>17190,7</b>

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

Таблица 17 – Результаты расчетов стоимости комплекса геофизических работ

№	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, ч	Стоимость работ, руб
		Ед. изм.	Кол-во		

1	Контрольные спуско-подъемные операции с прибором без записи	м	4700	2	244400
2	Спуско-подъемные операции с прибором с производением записи	м	9396	5	488592
3	Термометрия	м	100		2842,56
4	Плотнометрия	м	100		3409,7
5	Механическая расходомерия	м	100		2340,68
6	Гамма каротаж (ГК)	м	100		1425,2
7	Локатор муфт (ЛМ)	м	100		1269,38
8	Барометрия	м			2034,9
9	Вспомогательные работы для РЛТ	опер.	1		1
10	Контрольно-интерпретационные работы				377517,21
<b>Итого</b>					<b>1132551,63</b>

#### 4.5. Вывод по разделу

В ходе разработки проекта на проведение промыслово-геофизических исследований скважин, мной было посчитана стоимость комплекса ГИС, равная 1132551,63 рублей за 8,5 часов работы. Этот комплекс проводится в обязательном порядке, так как по полученным данным имеется возможность судить о профиле притока скважины. Если данный комплекс не провести, то заказчик не сможет определить оптимальный режим работы скважины, что обойдется в разы дороже.

При этом полная стоимость оборудования, запасных частей к нему и монтажа распределённой оптоволоконной термометрии составляет 13112904,60 рублей при гарантийном периоде эксплуатации 5 лет.[39] Использование этого комплекса позволяет судить о профиле притока (приемистости), а также за техническим состоянием скважины в постоянном режиме работы. В зависимости от необходимой частоты проведения ГИС, срок окупаемости системы может составлять 6 лет, при проведении исследований два раза в год, или меньше при необходимости получения более полной информации о скважине и залежи в целом, что особенно актуально на ранних этапах разработки



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6П	Дмитриеву Игорю Сергеевичу

<b>Школа</b>		<b>Отделение (НОЦ)</b>	
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования данной работы является кустовая площадка Западно – Сибирского нефтяного месторождения «Х».</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>1. Правовое регулирование трудового процесса и обеспечение его безопасности согласно нормам трудового законодательства</p>
<p><b>2. Производственная безопасность</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты, (сначала коллективной защиты, затем индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>2.1 Анализ вредных производственных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень шума на– рабочем месте.</li> <li>– Превышение уровня вибрации</li> <li>– Отклонение показателей климата на открытом воздухе.</li> <li>– Повышенная загазованность– воздуха.</li> </ul> <p>2.2 Анализ опасных производственных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Пожарная безопасность</li> <li>– Электробезопасность.</li> <li>– Аппараты под давлением</li> <li>– Механические травмы</li> <li>– Лазерное излучение</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, – средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, – средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое – электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, – профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	
<b>3. Экологическая безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу – (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на – гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу – (отходы);</li> </ul>	3. Оценка эффективности мероприятий по обеспечению экологической безопасности
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по – предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате – возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	4. Возможные ЧС на объектах нефтяного месторождения «Х»: пожары, взрывы, разливы ядовитых веществ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Дмитриев Игорь Сергеевич		29.02.2020

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Данный раздел дипломной работы посвящен созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда на рабочем месте оператора добычи нефти и газа, а также уделено особое внимание охране окружающей среды, безопасность в ЧС. При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

### **5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **5.1.1. Правовые нормы трудового законодательства в отрасли с вредными условиями труда**

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин и др. К законам, составляющим нормативно-правовую основу регулирования трудовых отношений и иных непосредственно связанных с ними отношений в нефтегазовой отрасли относятся Конституция и Трудовой кодекс РФ.

Так согласно трудовому кодексу особенности правового регулирования – это нормы, частично ограничивающие применение общих правил по тем же вопросам либо предусматривающие для отдельных категорий работников дополнительные правила. Основаниями установления особенностей правового регулирования труда являются: характер и условия труда, природные климатические условия, наличие семейных обязанностей и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах

с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника.

Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

### **5.1.2. Организационные мероприятия направленные на обеспечение безопасности труда**

В целях обеспечения безопасности труда и производственных процессов подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ. Также не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест и организации труда.

Подготовка рабочего места включает в себя выполнение, до начала производства работ, технических мероприятий, инструктажей и информирования вышестоящего руководства с целью предотвращения воздействия опасных производственных факторов и несчастных случаев на рабочем месте. Ответственный за проведение работ обязан перед допуском к работе убедиться в выполнении всех необходимых мероприятий по подготовке рабочего места, а также удостовериться в наличии допусков к проведению работ у персонала и укомплектованность обязательными техническими средствами защиты путем личного осмотра, по записям в оперативном журнале, по

оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно-ремонтного других задействованных организаций.

Перед началом работ по наряду либо распоряжению необходимо провести целевой инструктаж по выполняемым работам. При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий).

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности и безопасности при работе с трубопроводами высокого давления, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, привести рабочее место в надлежащее состояние и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в журнале учета работ по нарядам и распоряжениям (либо в аналогичном журнале учета) и в оперативном журнале.

## **5.2. Анализ вредных производственных факторов**

При работе оператора добычи нефти может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нанести вред его здоровью. Более подробно вредные и опасные факторы приведены в (таблице 18).

Таблица 18 – Опасные и вредные факторы при работе оператора добычи нефти и газа

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Обслуживание технологических установок; 2. Обслуживание фонда скважин; 3. Контроль за трубопроводами и различными коллекторами; 4. Работа с электроустановками и трансформаторами.	1. Превышение уровней шума; 2. Превышение уровня вибрации; 3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	1. Аппараты под давлением; 2. Электрический ток; 3. Пожароопасный фактор; 4. Механические травмы. 5. Лазерное излучение	1. СанПиН 2.2.4-548-96; 2. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ и ГОСТ 12.1.003 – 2014 ССБТ; 3. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ; 4. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ; 5. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ.

### 5.3. Опасные производственные факторы

#### 5.3.1. Пожароопасный фактор

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции

горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно-механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей [30]. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Первичные средства пожаротушения.

Наименование		ГОСТ	Количество, шт.
Огнетушитель пенный ОХП-10		ГОСТ 16005-70	12
Ящики с песком	0,5 м <sup>3</sup>	—	4
	1 м <sup>3</sup>		2
Лопаты		ГОСТ 3620-70	5
Лом пожарный легкий		ГОСТ 16714-71	2
Топор пожарный поясной		ГОСТ 16714-71	2
Багор пожарный		ГОСТ 16714-71	2
Ведро пожарное		ТУ 220	4

Для определения частоты реализации пожароопасных ситуаций на производственном объекте используется информация [31]:

- об отказе оборудования, используемого на производственном объекте;
- о параметрах надежности используемого на производственном объекте оборудования;
- об ошибочных действиях персонала производственного объекта;
- о гидрометеорологической обстановке в районе размещения производственного объекта;
- о географических особенностях местности в районе размещения производственного объекта

На стадии проектирования необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для его хранения и устьем скважины не менее 50 м. Вся циркуляционная система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков. Все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной системы и приемных емкостей, пропитываются 25–30% раствором жидкого стекла. Над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция.

Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее 1000 кг/м<sup>3</sup> тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды.

### **5.3.2. Электробезопасность**

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках либо при контакте с землей, если отсутствует или нарушено заземление. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам [29], рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током. При работе



вблизи воспламеняющихся материалов, взрывоопасных паров или пыли разрешается использовать только специальные электроинструменты (во взрывобезопасном исполнении или не создающие искр). Запрещается работать с электрооборудованием в дождь.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения [29].

Основные индивидуальные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В до 1000В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения.

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки.

### **5.3.3. Механические травмы**

Как правило, механические травмы являются самым распространенным и всегда неожиданным явлением на производстве. Они варьируются от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма зачастую являются сами работники, а иногда к причинам относятся техногенные аварии или природные явления. Зачастую работы с различными технологическими узлами производятся на возвышенностях, при этом, наибольшую опасность

представляют трубопроводы и запорно-регулирующая арматура, находящиеся под высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, колюще-режущим инструментом, спускоподъемные операции, проводимые со скважинами, и т.д.

От всех этих опасных факторов применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Также, требуется регулярная проверка технического состояния оборудования и проведение инструктажей персонала по технике безопасности и порядку проводимых работ.

#### **5.3.4. Лазерное излучение**

При монтаже и последующей эксплуатации лазерных установок необходимо соблюдать меры предосторожности при работе с ними и их обслуживанием. Лазерное излучение, в зависимости от мощности и длины волны, может быть, как вредным, так и опасным производственным фактором, который может привести к ожогам, повреждениям кожного покрова и даже к повреждению зрительных органов с полной или частичной потерей зрения.

Лазерные изделия в зависимости от генерируемого излучения подразделяются на четыре класса опасности. [28]

Класс 1. Лазерные изделия безопасные при предполагаемых условиях эксплуатации.

Класс 2. Лазерные изделия, генерирующие видимое излучение в диапазоне длин волн от 400 до 700 нм. Защита глаз обеспечивается естественными реакциями, включая рефлекс мигания.

Класс 3А. Лазерные изделия безопасные для наблюдения незащищенным глазом. Для лазерных изделий, генерирующих излучение в диапазоне длин волн от 400 до 700 нм, защита обеспечивается естественными реакциями, включая рефлекс мигания. Для других длин волн опасность для незащищенного глаза не больше, чем для класса 1.

Непосредственное наблюдение пучка, испускаемого лазерными изделиями класса 3А с помощью оптических инструментов (например, бинокль, телескоп, микроскоп), может быть опасным.

Класс 3В. Непосредственно наблюдение таких лазерных изделий всегда опасно. Видимое рассеянное излучение обычно безопасно.

Примечание - Условия безопасного наблюдения диффузного отражения для лазерных изделий класса 3В в видимой области: минимальное расстояние для наблюдения между глазом и экраном - 13 см, максимальное время наблюдения - 10 с.

Класс 4. Лазерные изделия, создающие опасное рассеянное излучение. Они могут вызвать поражение кожи, а также создать опасность пожара. При их использовании следует соблюдать особую осторожность.

При эксплуатации системы на основе оптических измерений, необходимо учитывать требования лазерной безопасности для стационарного оборудования. Многие системы используют лазеры низкой мощности, например, лазеры класса безопасности 1М, которые могут использоваться любым лицом (не требуют присутствия должностного лица, отвечающего за лазерную безопасность).

Некоторые системы основаны на лазерах мощностью выше (лазеры класса 3В). Несмотря на то, что их использование безопасно должностным лицом, отвечающим за лазерную безопасность, они могут не соответствовать параметрам, необходимым для использования со стационарным оборудованием.

### **5.3.5. Аппараты под давлением**

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например, работа компрессорной установки, регулируются нормативным документом [32].

Для коллективной защиты аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны). Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые.

Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры стенки, расчетного давления и характера рабочей среды представлены в (таблице 20). [33]

Таблица 20 – Определение группы сосуда.

Группа сосуда	Расчетное давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Температура стенки, °С	Характер рабочей среды
1	Свыше 0,07 (0,7)	Независимо	Взрывоопасная, или пожароопасная, или 1, 2 классов опасности по ГОСТ 12.1.007
2	До 2,5 (25)	Ниже минус 70, выше 400	Любая, за исключением указанной для 1-й группы сосудов
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	Ниже минус 70, выше 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	Ниже минус 40, выше 200	
	Свыше 5 (50)	Независимо	
3	До 1,6 (16)	От минус 70 до минус 20	
		От 200 до 400	
	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	От минус 70 до 400	
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	От минус 70 до 200	
4	До 1,6 (16)	От минус 40 до 200	
		От минус 20 до 200	

## 5.4. Вредные производственные факторы

### 5.4.1. Превышение уровней шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям.

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в (таблице 21).

Таблица 21 – Предельно допустимые уровни звукового давления.

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Индивидуальные мероприятия для устранения воздействия шума: наушники, противозумные вкладыши (беруши), перерывы на отдых.

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

### 5.4.2. Превышение уровня вибрации

Генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу, и сами компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду  $0 \div 28$  мм [34].

В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышение уровня вибрации. Мероприятия для устранения уровня вибрации включают в себя: установку прокладок между напольным покрытием и работающим оборудованием. Так же можно увеличить количество крепежей. При соприкосновении с вибрирующими предметами такие материалы — резина, войлок, асбест, пробка — противодействуют колебаниям и ослабляют вибрацию.

В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы [35].

#### **5.4.3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе**

К вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов нефтегазодобывающих предприятий, относят сложные климатические условия. Определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия климата их на организм рабочего. Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура не ниже плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции
- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

#### **5.4.4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды**

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м<sup>3</sup>. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м<sup>3</sup>, уайт-спирит – 300 мг/м<sup>3</sup>, бензол – 5 мг/м<sup>3</sup>, С1-С5 – 3 мг/м<sup>3</sup>, сероводород – 10 мг/м<sup>3</sup>, хлор – 1 мг/м<sup>3</sup> [36]. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

#### **5.5. Охрана окружающей среды**

К основным загрязнителям окружающей среды при строительстве скважины относятся: - буровые и тампонажные растворы; - буровые и сточные воды, шлам; - пластовые минерализованные воды; - продукты испытания скважины; - продукты сгорания топлива при работе ДВС и котельных; - материалы для приготовления и обработки буровых растворов; - горюче-смазочные материалы; - хозяйственно-бытовые сточные воды и твердые бытовые отходы. Отведенный земельный участок под строительство буров необходимо отсыпать песком, предварительно очистив его от леса и кустарника.

Отсыпанная площадка должна иметь обваловку не менее 1 м для исключения попадания сточных вод под водоемы, а также уклон 3 в сторону амбара. Во время буровых работ образующиеся сточные воды подлежат очистке и повторному их использованию. Для сбора и хранения производственно-технологических отходов на территории буровой оборудуется шлаковый амбар. Земляной амбар должен иметь достаточно высокую обваловку, которая будет устойчива к ливневым водам. Дно и стенки амбара изолируются водонепроницаемой пленкой, чтобы хранящиеся там жидкости не могли проникнуть в грунтовые и естественные водоемы. Вокруг буровой установки

должны быть сооружены канавы для удаления сточных вод и промывочной жидкости в амбар. По окончании бурения необходимо произвести вывоз отработанного бурового раствора для повторного использования.

## 5.6. Защита в чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 22 [37].

Таблица 22 – Перечень возможных аварийных ситуаций.

№	Перечень возможных аварийных ситуаций	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре.
2	Разливы нефти.	Разливы нефти потенциально могут привести к экологическим катастрофам и нанесению значительного вреда окружающей среде и биосфере.
3	Отказ трубопровода подачи хим. реагента	- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - розлив химреагента на территорию кустовой площадки; загазованность территории - отравление газом, отравление парами химреагента, облив хим. реагентом, нефть
4	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом



5	Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none"> <li>- выброс газа и разлив нефти в помещении</li> <li>- поражение людей продуктами сгорания</li> <li>- загазованность территории и помещения</li> <li>- розлив химреагента</li> </ul>
6	Свищ или трещина в теле сосуда, в подводящих и отводных линиях	<ul style="list-style-type: none"> <li>- выброс газа и разлив нефти в помещении</li> <li>- замерной установки</li> <li>- загазованность помещения</li> <li>- отравление газом, облив нефтью</li> </ul>

Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

Каждый работник предприятия, находящийся на территории кустовой площадки полностью обеспечен средствами индивидуальной защиты, а также медицинской аптечкой на случай аварийных или экстренных ситуаций.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

## **5.7. Вывод**

В рамках данного раздела были рассмотрены вопросы, связанные с обеспечением безопасности труда операторов по добыче нефти и газа на нефтегазодобывающем предприятии. Были проанализированы вредные факторы, влияющие на работников в процессе работы. С учетом этого приведены рекомендации по организации рабочего места, позволяющие повысить производительность труда и свести к минимуму вероятность вредного влияния на здоровье. Было рассмотрено вредное влияние работ по разработке месторождения на экологию и приведены методы борьбы с ним.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Промыслово-геофизические исследования являются неотъемлемой частью рациональной разработки месторождения и эксплуатации скважин, а также комплексного наблюдения и контроля за их техническим состоянием последних. Все исследования должны проводиться своевременно, что дает возможность оптимизировать режимы работы скважин согласно выбранному плану разработки месторождения. Пренебрегая исследованиями невозможно с достаточной достоверностью определить, как текущие параметры скважины и прискважинной зоны, так и состояние всего месторождения в целом.

Как показывает практика, в настоящее время в большинстве компаний, занимающихся разработкой месторождений, применяются стандартные промыслово-геофизические исследования основанные на каротаже скважины геофизическим прибором, регистрирующем различные параметры по стволу. Такие мероприятия проводятся с определенной периодичностью, а сами исследования не подразумевают мониторинг скважины в динамике.

В работе было проведено исследование по возможности использования распределенных оптоволоконных датчиков для непрерывного контроля температуры по стволу скважины. Технология дает преимущества по контролю работы скважины, оценки профиля притока (приемистости), техническому состоянию, также имеет потенциал в оценке и локализации по стволу скважины заколонных перетоков, парафино- гидратообразований.

Особую роль оптоволоконная термометрия играет при контроле горизонтальных скважин, где спуск геофизических приборов может быть затруднен, ввиду наклона скважины, и недостоверным, из-за непрямолинейного строения горизонтальной части скважины, подразумевающее расслаивание потока на углеводородную часть и воду. Использование оптоволоконна решает эти проблемы, спускаемый вместе с колонной НКТ оптоволоконный кабель простирается по всей длине скважины, а благодаря его неподвижности исключается влияние расслоения.

Однако оптоволоконная термометрия также не исключает и совместное ее использование со стандартными ПГИ, которое может быть направлено на уточнение или подтверждение данных, полученных от оптоволоконна, что также дает преимущества как в экономическом плане, так и в плане технического контроля скважины, который может осуществляться своевременно и адресно, что минимизирует затраты, связанные с незапланированным ремонтом скважины, вследствие цементных обвалов и заколонных перетоков, снижающих продуктивность скважины.

В ходе работы также были проанализированы вредные и опасные факторы, которые оказывают влияние на состояние работников нефтегазодобывающего предприятия, предложены средства индивидуальной и коллективной защиты, профилактические мероприятия, правила безопасности, взята во внимания техника безопасности при работе с устройствами, имеющими в своей конструкции источники лазерного излучения. Рассмотрен перечень чрезвычайных ситуаций, которые могут произойти на производстве, а также правовые и организационные вопросы, являющиеся неотъемлемой частью любой организации, в разделе рассмотрены действующие нормативно-правовые документы, специальные нормы, связанные с выделением ряда норм трудового права для отдельных категорий труда.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Технология управления в режиме реального времени: учеб. пособие. В 2 ч. 1 С. Н. Гаричев, Н. А. Ерёмин. -М. : МФТИ, 2015. - Ч. 2.-312 с. :ил.
2. Болдырева Н.М., Мельник В.А. Промыслово-геофизические исследования и контроль динамики работы залежи в режиме реального времени с использованием оптоволоконного кабеля [Электронный ресурс] // Инженерная практика. 2016. № 7. – Режим доступа: <https://glavteh.ru>.
3. Бенуэлл К. Основы молекулярной спектроскопии: Пер. с англ. — М.: Мир, 1985. — 384 с.
4. Пентин Ю. А. Основы молекулярной спектроскопии / Пентин Ю. А., Курамшина Г. М., — М.: Мир; БИНОМ. Лаборатория знаний, 2008. 398 с. ISBN 978-5-94774-765-2 (БИНОМ.ЛЗ), ISBN 978-5-03-003846-9 (Мир)
5. Валиуллин Р. А., Яруллин Р. К. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 3. Исследования действующих скважин / Сост. — Уфа: Информ-реклама, 2010. — 184 с
6. Мартынов В.Г., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Мельников С.И., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М., Кокурина В.В., Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке трудноизвлекаемых запасов нефти // Нефтяное хозяйство. - 2014. - № 3. — с. 106-109.
7. Мельников С.И. Контроль совместной разработки низкопроницаемых пластов в условиях ГРП // Инженерная практика. – 2013. - №1. - с. 49-53.
8. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика. М., Недра, 1983, 592 с.
9. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. - 780 с.

10. Рамазанов А.Ш., Пудовкин М.А. О некоторых математических моделях теплового поля водонагнетательной скважины. - Уфа, 55с.- Рукопись деп. во ВНИИОЭНГ 27 авг. 1979г., №681.
11. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. - 896 с.
12. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф. Термометрия пластов с многофазными потоками – Уфа: Издательство Башкирского Государственного Университета, 1998. –115с.
13. A successful introduction of a new tools configuration and analysis method for production logging in horizontal wells/ J.P. Torne, F.J. Arevalo, Ph.L. Jay [et al.]// SPE Conference Paper– 2011.
14. Аль-Арнаут И. Х. Волоконно-оптические исследования скважин через ГНКТ / И. Х. Аль-Арнаут, Дж. Браун и др. // Нефтегазовое обозрение – Москва, зима 2008–2009. Т. 20. – №4. – С. 28–41.
15. Каешков И.С., Кременецкий М.И., Буянов А. В. Мониторинг работы горизонтальных скважин на основе измерения профиля температуры распределенными стационарными датчиками//SPE 171236, ROG. — 2014.
16. Буаянов А. В. Мониторинг профиля притока (приемистости) в горизонтальных скважинах по результатам распределенной нестационарной термометрии : диссертация ... кан.тех.наук : 2019. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина – Москва, 2019. – 146 с.
17. Ипатов А. И., Кременецкий М. И., Каешков И. С. Опыт применения распределенной оптоволоконной термометрии при мониторинге эксплуатации добывающих скважин в компании «Газпром нефть» – ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2017 - № 3(5). – С. 55-64
18. Колесникова А.А., Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Коваленко И.В., Комаров В.С., Немирович Г.М. Промыслово-геофизические исследования

горизонтальных скважин при низком нестабильном притоке // Нефтяное хозяйство – 2016 – № 8

19. Масагутов Р. Х., Козлов В.И., Андреев Ю.В., Иванова Т.В. О перспективах нефтегазоносности Вендских отложений Западного Башкортостана //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 1997. № 1. С. 2
20. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
21. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.
22. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
23. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
24. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
25. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1).
26. СП 9.13130.2009. Техника пожарная огнетушители требования к эксплуатации.
27. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года).
28. ГОСТ Р 50723-94 Лазерная безопасность. Общие требования безопасности при разработке и эксплуатации лазерных изделий
29. ГОСТ 12. 1. 038 – 82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
30. ГОСТ 12. 1. 010 – 76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

31. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22. 07. 2008 N 123 – ФЗ
32. ГОСТ 25215 - 82 Сосуды и аппараты высокого давления
33. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». Серия 20. Выпуск 16. — М. : Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2015. — 254 с.
34. ГОСТ 12. 1. 012 - 2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
35. ГОСТ 12. 1. 01 – 89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
36. ГН 2. 2. 5. 1313 – 03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
37. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений «НК «Роснефть»
38. ПОСН 81-2-89 Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ;
39. Лот № ВН-15-МТР-85 (14924) Поставка оптоволоконной системы распределенного мониторинга температуры