

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки  
 Отделение геологии

## ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
<b>Комплекс геофизических исследований для оценки технического состояния скважин на Лонтынь-Яхском нефтяном месторождении (Томская область)</b>

УДК 553.982:550.832(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Поликарпов Юрий Юрьевич		

Руководитель ВКР

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

## КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт С.А.	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев М.В.	—		

## ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	К.Г.-М.Н.		

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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



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

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление /специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»  
Отделение Геологии

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

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

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта
--------------------

Студенту:

Группа	ФИО
226А	Поликарпову Юрию Юрьевичу

Тема работы:

<b>Комплекс геофизических исследований для оценки технического состояния скважин на Лонтынь-Яхском нефтяном месторождении (Томская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№27-35/С от 27.01.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2021
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Текстовые и графические материалы по Лонтынь-Яхскому месторождению нефти, каротажные диаграммы, данные по испытанию объектов на пробуренных скважинах
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие сведения об объекте исследования</li> <li>2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования</li> <li>3. Анализ основных результатов ранее проведенных работ</li> <li>4. Основные вопросы проектирования</li> <li>5. Методические вопросы</li> <li>6. Специальное исследование</li> <li>7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>8. Социальная ответственность</li> </ol>

<b>Перечень графического материала</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обзорная карта района работ</li> <li>2. Схема изученности района месторождения</li> <li>3. Литолого-стратиграфическая колонка</li> <li>4. Фрагмент тектонической карты Юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области</li> <li>5. Разрез Лонтынь-Яхского месторождения</li> <li>6. Круговая диаграмма количества проведенных промыслово-геофизических исследований на Лонтынь-Яхском месторождении</li> <li>7. Расположение скважин с ПГИ по площади Лонтынь-Яхского месторождения</li> <li>8. Схема размещения скважин на карте остаточных нефтенасыщенных толщин объекта разработки Ю1 Лонтынь-Яхского месторождения</li> <li>9. Физико-техническая модель</li> <li>10. Этапы проведения геофизических работ</li> <li>11. Комплексная скважинная аппаратура КСА-Т12.38-150/90</li> <li>12. Модуль расходомера</li> <li>13. Выявление затрубных перетоков в скважине по данным термометрии в установившемся режиме</li> <li>14. Амплитудно-частотные спектры геоакустических шумов в скважине при нахождении в порах коллекторов</li> <li>15. Выявление негерметичности насосно-компрессорных труб по геоакустической шумометрии</li> <li>16. Схема проведения ПГИ при компрессировании</li> <li>17. Результаты моделирования скважины 1</li> <li>18. Результаты моделирования скважины 2 (до изоляции)</li> <li>19. Результаты моделирования скважины 2 (после изоляции)</li> </ol>
--	---

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Дукарт С.А.
Социальная ответственность	Гуляев М.В.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	20.02.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Поликарпов Юрий Юрьевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
226А	Поликарпову Юрию Юрьевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение геологии
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	21.05.03 «Технология геологической разведки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Бюджет проекта – не более 260000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 100000 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Значение показателя интегральной ресурсоэффективности – не менее 4 баллов из 5.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ. Ключевые ставки налогообложения: НДС, налог на прибыль организаций. Отчисления во внебюджетные фонды – 30%.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Определение конкурентоспособности проекта. SWOT-анализ.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Материальный затраты, затраты на специальное оборудование, основная заработная плата исполнителей, дополнительная заработная плата, отчисления во внебюджетные фонды, накладные расходы.
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Проведение оценки ресурсной, финансовой, экономической эффективности исследования с помощью расчета интегральных показателей.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. <i>Сегментирование рынка</i>
2. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
3. <i>Матрица SWOT-анализа</i>
4. <i>Перечень этапов работ и распределение исполнителей</i>
5. <i>Бюджет НИ</i>
6. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
226А	Поликарпов Юрий Юрьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
226А	Поликарпову Юрию Юрьевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение геологии</b>
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	21.05.03 «Технология геологической разведки»

Тема ВКР:

Комплекс геофизических исследований для оценки технического состояния скважин на Лонтынь-Яхском нефтяном месторождении (Томская область)	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является комплекс геофизических исследований для оценки технического состояния скважин на Лонтынь-Яхском месторождении нефти.  Область применения: выбранный комплекс геофизических исследований может быть рекомендован при проведении оценки технического состояния скважин
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<b>2. Производственная безопасность:</b>	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов:  – Отклонение показаний микроклимата; – Превышение уровня шума; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенное значение напряжения в электрической цепи – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования Выводы на соответствие допустимым условиям труда согласно специальной оценке условий труда
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	– Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу. – Решение по обеспечению экологической безопасности.

<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ 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> <li>– Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>
--	---

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	–		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Поликарпов Юрий Юрьевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает в себя 107 страниц, 19 рисунков, 28 таблиц, 36 источников.

Ключевые слова: промыслово-геофизические исследования скважин, оценка технического состояния скважин, Лонтынь-Яхское месторождение.

Объектом исследования является эксплуатационная скважина №107 Лонтынь-Яхского месторождения нефти.

Цель работы – проектирование комплекса промыслово-геофизических исследований для оценки технического состояния скважин.

В процессе проектирования проводились: изучение геологического строения района работ; анализ геофизических исследований прошлых лет; постановка задач исследований; обоснование объекта исследования; проектирование комплекса геофизических методов, проведение специального исследования.

В результате исследования были получены: ФТМ объекта исследования, обоснованный комплекс геофизических методов для оценки технического состояния скважин.

Специальное исследование посвящено применению термодинамического моделирования в программно-методическом комплексе GINERO для количественного решения геолого-промысловых задач

Область применения: проведение оценки технического состояния скважин на Лонтынь-Яхском месторождении нефти.

## ESSAY

The final qualifying work includes 107 pages, 19 drawings, 28 tables, 36 sources.

Keywords: production logging of wells, assessment of the technical condition of wells, Lontyn-Yakhskoye field.

The object of the study is the production well № 107 of the Lontyn-Yakhskoye oil field.

The purpose of the work is to design a complex of field-geophysical studies to assess the technical condition of the well.

During the design process, the following were carried out: study of the geological structure of the work area; analysis of geophysical studies of past years; setting research objectives; substantiation of the research object; designing a complex of geophysical methods, conducting a special study.

As a result of the study, the following were obtained: PTM of the object of study, a substantiated complex of geophysical methods for assessing the technical condition of wells.

A special study is devoted to the use of thermodynamic modeling in the GINERO software and methodological complex for the quantitative solution of geological and field problems.

Field of application: assessing the technical condition of wells at the Longyn-Yakhskoye oil field.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- а.о. – абсолютная отметка
- АК – акустический каротаж
- АКЦ – акустический контроль цементирования
- БК – боковой каротаж
- БКЗ – боковое каротажное зондирование
- ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование
- ВНК – водонефтяной контакт
- ГГК-П – гамма-гамма каротаж плотностной
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГК – гамма-каротаж
- ГНК – газонефтяной контакт
- ЗКЦ – заколонная циркуляция жидкости
- ИК – индукционный каротаж
- КИП – контрольно-интерпретационная партия
- КРС – капитальный ремонт скважин
- КС – каротаж сопротивлений
- ЛМ – локатор муфт
- МКЗ – микрокаротажное зондирование
- МОВ – метод отраженных волн
- МОГТ – метод общей глубинной точки
- НГК – нейтронный гамма-каротаж
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- ННКт – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования
- ПМК – программно-методический комплекс
- ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации
- УЭС – удельное электрическое сопротивление
- ФТМ – физико-техническая модель

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	13
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ .....	14
1.1. Географо-экономический очерк района работ.....	14
1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность .....	17
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ.....	22
2.1. Стратиграфия.....	22
2.2. Тектоника.....	29
2.3. Нефтеносность.....	32
2.4. Петрофизические свойства пород .....	36
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	38
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ .....	47
4.1. Задачи геофизических исследований.....	47
4.2. Обоснование объекта исследований .....	47
4.3. Физико-техническая модель объекта исследования .....	49
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ .....	52
5.1. Методика проектных геофизических работ .....	52
5.2. Интерпретация геофизических данных .....	55
6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ .....	60
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	71
7.1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала инженерных решений.....	71
7.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	71
7.1.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	72
7.1.3. SWOT – анализ.....	74
7.2. Планирование научно-исследовательских работ .....	78
7.2.1. Структура работ в рамках научного исследования.....	78
7.2.2. Бюджет научно-технического исследования.....	79

7.3. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	84
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	86
8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	86
8.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	86
8.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	88
8.2. Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды .....	89
8.3. Экологическая безопасность .....	96
8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	103
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	104

## **ВВЕДЕНИЕ**

Проведение промыслово-геофизических исследований является неотъемлемой процедурой на всех стадиях развития месторождения. На месторождениях углеводородов методы ПГИ применяются для решения широкого спектра задач: выделение отдающих и поглощающих интервалов пласта, определение профиля притока или приемистости, определение заколонных перетоков, определение состава флюида в скважине, контроль технического состояния скважин и многое другое.

Целью данной работы является составление комплекса промыслово-геофизических исследований с целью эффективной оценки технического состояния скважин на Лонтын-Яхском месторождении нефти.

В работе описаны физико-географическое положение месторождения, приведена геолого-геофизическая характеристика, выполнен анализ основных результатов ранее проведенных исследований, рассмотрены основные вопросы проектирования геофизических работ, а также методика их проведения.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» была проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проекта. Кроме того, была рассчитана ресурсная, финансовая, бюджетная, социальная и экономическая эффективности исследования.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены специальные правовые нормы трудового законодательства, проведен анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды, выполнен анализ экологической безопасности проекта, а также безопасности в чрезвычайных ситуациях.

### 3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Бурение скважин на Лонтынь-Яхском месторождении проводилось долотами 190-216 мм. В качестве промывочной жидкости применялся пресный глинистый буровой раствор плотностью 1,18-1,25 г/см<sup>3</sup>, вязкостью 25-30 сек., водоотдачей 5-6 см<sup>3</sup>/30 мин. В горизонтальных скважинах в качестве промывочной жидкости использовался биополимерный буровой раствор плотностью 1,12 г/см<sup>3</sup>, вязкостью 27 сек, водоотдачей 5 см<sup>3</sup>/30 мин. Температура на забое скважин изменялась от 90 до 95С<sup>0</sup>. Минерализация пластовой воды изменяется от 33 до 40,7 г/л.

#### ГИС

В ходе проведения исследований проводился следующий комплекс ГИС: стандартный каротаж КС, ПС, БКЗ, БК, МКЗ, ИК, 2БК, ГК, ННКт, НКт, АК, резистивиметрия, инклинометрия и термометрия. Исследования проводятся по всему стволу скважины в масштабе 1:500, в интервале продуктивного пласта масштаб записи 1:200 [2]. Комплекс указан в таблице 3.

*Таблица 3. Комплекс ГИС ранее проведенных исследований*

Метод	Масштаб	Цель
Стандартный каротаж + ПС	1:500 (1:200 в продуктивном интервале)	Литологическое расчленение
БКЗ	1:200	Выделение пород-коллекторов; определение характера насыщения
Микрозондирование	1:200	Уточнение границ пластов
Индукционный каротаж	1:200	Определения характера насыщения, положения ВНК
БК	1:200	Уточнение эффективных толщин
Электромагнитный каротаж	1:200	Выделение пластов-коллекторов, детальное расчленения разреза, определение УЭС
Кавернометрия	1:500, 1:200	Определение диаметра скважины
Резистивиметрия	1:500, 1:200	Определение сопротивления БР
Инклинометрия	ч/з 10-20 м	Увязка
Термометрия	1:500, 1:200	Определение геотермического градиента
Радиоактивный каротаж	1:500 (1:200, 1:50 в продуктивном интервале)	Литологическое расчленение

Геофизические исследования, проведенные в скважинах Лонтын-Яхского месторождения представлены следующим комплексом исследований:

- стандартный каротаж с одновременной записью кривой ПС предназначен для литологического расчленения и корреляции разрезов скважин. Исследования проводятся по всему стволу скважины в масштабе 1:500, в интервале продуктивного пласта масштаб записи 1:200. Исследования проводились подошвенным и кровельным градиент-зондами размером  $A_0=2.25$ , потенциал-зондами  $A_{0.5}M_{6.0}N$  и  $N_{11.0}M_{0.5}A$  с одновременной записью кривой потенциала собственной поляризации (ПС). Масштаб записи кривых кажущегося сопротивления 2.5 Ом/см, кривая ПС обычно записывается в масштабе 12.5 мВ/см. Скорость регистрации до 2500 м/ч;

- боковое каротажное зондирование проводится с целью выделения пород-коллекторов, определения характера насыщения (определение УЭС пластов-коллекторов), параметров зоны проникновения и неизменной части пласта. В продуктивной части разреза исследования проводились в масштабе глубин 1:200 комплектом подошвенных градиент-зондов:  $A_{0.4}M_{0.1}N$ ,  $A_{1.0}M_{0.1}N$ ,  $A_{2.0}M_{0.5}N$ ,  $A_{4.0}M_{0.5}N$ . Масштаб записи кривых кажущегося сопротивления 2.5 Ом/см. Скорость регистрации 2500-3000 м/ч;

- микрозондирование проводилось в интервале БКЗ с целью выделения проницаемых интервалов и плотных пропластков, для определения и уточнения границ пластов. Запись выполняется микроградиент-зондом  $A_{0.025}M_{0.25}N$  и микропотенциал-зондом  $A_{0.05}N$  с одновременной записью кривых. Масштаб записи кривых 2.5 Ом/см. Масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации до 1200 м/ч;

- индукционный каротаж проводится в интервале БКЗ и является основным методом при определении удельного электрического сопротивления пород-коллекторов ограниченной мощности ( $<4.5$  м), используется для определения характера насыщения, положения

водонефтяного контакта. Масштаб записи кривой проводимости – 25 мСим/см. Скорость записи не превышает 3000 м/ч. Масштаб глубин 1:200;

- боковой каротаж проводится в интервале БКЗ с целью выделения проницаемых и плотных пропластков, уточнения эффективных толщин, определения сопротивления зоны проникновения и неизменной части пласта в комплексе с БКЗ и ИК. Масштаб записи кривых логарифмический, модуль логарифмирования 6.25, начало записи кривых обычно 4.0 Омм. Скорость записи 2500-3000 м/ч;

- двойной электромагнитный каротаж проводится в интервале БКЗ для выделения пластов-коллекторов, детального расчленения разреза, определения удельного сопротивления и определения характера насыщения пластов. Запись кривых проводится зондами Г5.6N1 0.4 N2 и Г2.24N1 0.16 N2, соответственно большой (ЭМКб) и средней (ЭМКс) радиальной глубинности исследования. Масштаб глубин при регистрации кривых 1:200, кривые регистрируются в логарифмическом масштабе с длиной декады 6.25 см, начальное деление шкалы 0.5 – 5 или 1.0 – 10 Омм. Скорость регистрации не превышает 1500 м/ч.

- радиоактивный каротаж включает в себя гамма-каротаж (ГК) и нейтронный каротаж (НКт – однозондовый и 2ННКт - двухзондовый), в разведочных скважинах проводился нейтронный гамма-каротаж (НГК). Масштаб записи ГК – 0.5 мкР/ч/см, кривой НКт 0.1 у.е./см, НГК 0.1 у.е./см. Масштаб глубин 1:500 по всему стволу, 1:200 – в продуктивной части разреза. Для более детального расчленения разреза по большинству скважин в продуктивной части разреза выполнена запись кривых в масштабе 1:50. В канале ГК используются счетчики NaJ размером 40x80. В канале НКт применяются счетчики СНМ-18. Мощность плутониево-бериллиевых (Pu+Be) и полониево-бериллиевых (Po+Be) источников не менее  $4 \times 10^6$  n<sup>0</sup>/сек. Скорость регистрации в продуктивной части разреза – 200-400 м/ч, по всему стволу – 360-400 м/ч. Постоянная времени ( $\tau$ ) интегрирующей ячейки 3-6 секунд;

- кавернометрия проводится с целью определения диаметра скважины, выделения проницаемых пропластков, уточнения эффективных мощностей. Исследования проводились в вертикальных или субвертикальных скважинах. Масштаб записи кривой DS - 2 см/см. Масштаб глубин 1:500 и 1:200. Скорость записи 1000-1200 м/ч;

- резистивиметрия проводится во всех скважинах с целью определения удельного сопротивления промывочной жидкости ( $\rho_c$ ), которое использовалось при обработке БКЗ, ИК, БК. Масштаб записи кривой 1 Ом/см. Масштаб глубин 1:500, 1:200. Скорость регистрации до 3000 м/ч;

- инклинометрия проводится по всему стволу скважины с целью определения местоположения точки вскрытия пласта скважиной и для определения абсолютных отметок глубин пластов. Шаг измерения по глубине 10-20 м, в призабойной части скважины шаг измерений – 5 м.;

- акустический каротаж проводился с целью выделения литологических разностей, а также для оценки порового пространства коллекторов. Скорость регистрации диаграмм 1000-2000 м/ч;

- термометрия проводилась для определения температуры пласта и определения геотермического градиента. Масштаб записи глубин 1:500, 1:200. Масштаб записи кривых 0,1-0,5 град/см, скорость регистрации не превышает 1000 м/ч.

Реализуемый комплекс геофизических исследований позволяет проводить литологическое расчленение разреза скважин, выделять пласты-коллекторы, определять их характер насыщения, коллекторские свойства, начальную, текущую и остаточную нефтенасыщенность.

Комплекс геофизических исследований выполнен в полном объеме, согласно “Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах” [3].

Качество и полнота выполненного в открытом стволе комплекса ГИС Лонтын-Яхского месторождения, позволяют с необходимой точностью проводить литологическое расчленение, корреляцию разрезов скважин,

определять подсчетные параметры и характер насыщения пластов. Контроль за качеством материалов проводится в организациях, выдающих первичное заключение. При оценке качества проверяются правильность оформления диаграмм, точность определения глубин, наличие сведений о градуировках и масштабе записи, а также сходимость повторных измерений, контрольных или последующих и сопоставимость различных методов. При повторной проверке качества материалов в институте ТомскНИПИнефть основное внимание уделяется возможности использования промыслово-геофизических материалов для количественной интерпретации и обоснованию подсчетных параметров.

Одним из недостатков полученных материалов ГИС является отсутствие записи кривых КС в масштабе 1:25 Омм/см в области высоких значений, что делает невозможным уточнение удельного сопротивления промысловой жидкости. Акустический каротаж в эксплуатационных скважинах не был записан, в разведочных скважинах 67Р и 69Р записана только кривая  $\Delta T$ .

## **ПГИ**

Контроль за разработкой промыслово-геофизическими методами на месторождении осуществляется с начала разработки. В комплекс исследований входят следующие методы: термоэлектрическая дебитометрия (СТД) и гидродинамическая расходомерия (РГТ), термометрия, плотностеметрия, влагометрия, резистивиметрия, шумометрия, локация муфтовых соединений (ЛМ), акустический контроль цементирования (АКЦ), радиоактивные методы: гамма-каротаж ГК, нейтронный метод НКТ.

Проводимый комплекс позволяет решать следующие задачи:

- определять профили притока и приемистости;
- определять источник обводнения;
- определять состав флюида по стволу скважины;
- выявлять места затрубной циркуляции и места негерметичности колонны;

- определять положение текущего ГНК и ВНК;
- определять техническое состояние скважины и местоположение интервалов перфорации;
- определять эксплуатационные характеристики объектов разработки;
- в комплексе с геофизическими методами, выполненными в открытом стволе, оценить степень выработки пластов.

Объектом разработки Лонтынъ-Яхского месторождения является горизонт Ю<sub>1</sub>, включающий в себя пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. На месторождении за период разработки проведено 71 промыслово-геофизическое исследование скважин (табл. 4, рис. 6), с целью определения профиля притока, источника обводнения, профиля приемистости, технического состояния эксплуатационной колонн. Большинство исследований на изучаемом месторождении выполнены в нагнетательных скважинах с целью определения профиля приемистости и технического состояния эксплуатационной колонны [2].

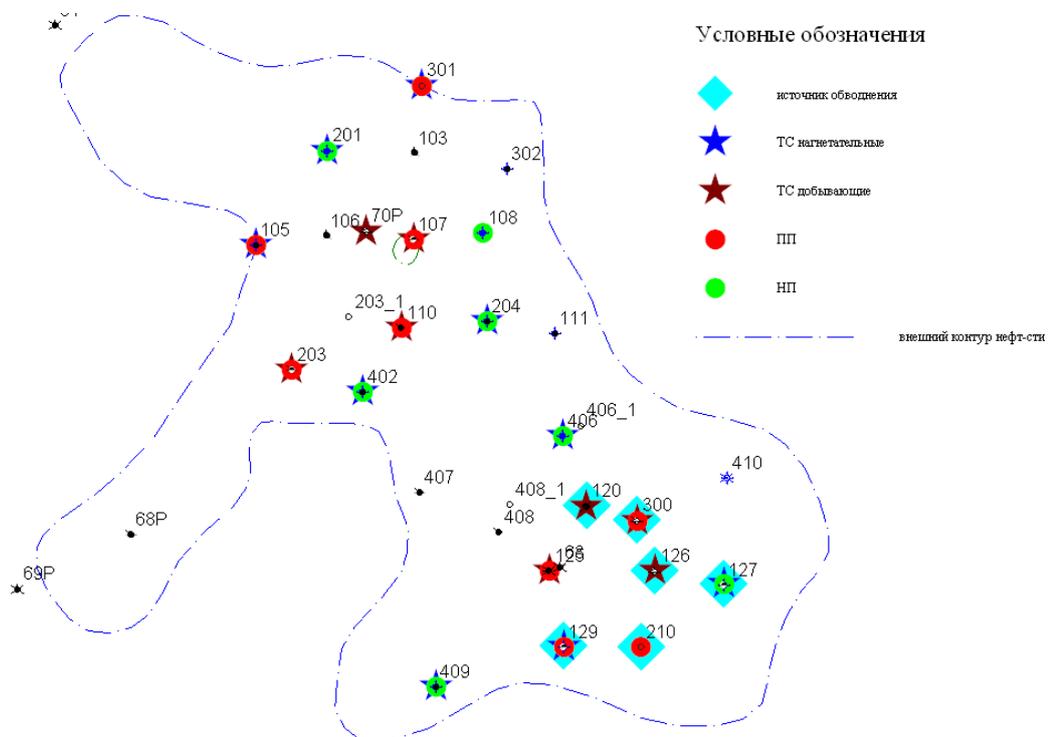
*Таблица 4. Количество проведенных промыслово-геофизических исследований на Лонтынъ-Яхском месторождении*

<b>Тип скважин</b>	<b>Вид исследования</b>	<b>Количество исследований</b>
<b>Добывающие</b>	Профиль притока (пп)	10
	Тех. состояние доб. (тс)	17
	Источник обводнения (ио)	6
<b>Нагнетательные</b>	Профиль приёмистости (нп)	17
	Тех. состояние нагн. (тс)	21
<b>Итого по месторождению</b>		<b>71</b>



*Рисунок 6. Круговая диаграмма количества проведенных ПГИ на Лонтынь-Яхском месторождении [2]*

Нужно отметить, что за период с 1997 по 2006 года исследования носят эпизодический характер. Охват промыслово-геофизическими исследованиями скважин составляет порядка 51 %, при этом исследованные скважины равномерно расположены по всей площади месторождения (рис. 7).



*Рисунок 7. Расположение скважин с ПГИ по площади Лонтынь-Яхского месторождения [2]*

В таблице 5 приведены номера скважин, и количество исследований по годам. Сравнение количества скважин действующего фонда по годам и проведенных в них исследований показало, что выполняется недостаточно ПГИ.

Таблица 5. Объем промыслово-геофизических исследований по годам

год	Категория скважин						
	Добывающие				Нагнетательные		
	пп	тс	но	итого	ип	тс	итого
1	2	3	4	5	6	7	8
1993	125, 129, 203, 300	125	127, 129, 210, 300	9	-	-	-
1995	105, 107, 110, 210, 301	110	-	6	301	105	2
1996	125	125	-	2	-	-	-
1998	-	-	-	-	-	105	1
2001	-	203	-	1	-	-	-
2002	-	-	-	-	105, 204	105, 204	4
2003	-	70P	-	1	-	-	-
2005	-	126	-	1	-	-	-
2007	-	-	-	-	108, 129, 201	129	4
2008	-	70P, 107, 120,	-	3	402, 406r, 409	127, 301, 402, 406r, 409	8
2009	-	70P(2), 107, 300	-	4	127, 129	127, 129, 402	5
2010	-	107, 120, 300	120, 126	5	-	-	-
2011	-	107	-	1	127, 129, 201, 409	127, 129, 201, 402, 409	9
2012	-	-	-	-	129	129	2
2013	-	-	-	-	127, 129	201, 127, 129	3
<b>всего</b>	<b>10</b>	<b>17</b>	<b>6</b>	<b>33</b>	<b>17</b>	<b>21</b>	<b>38</b>

Для оценки результативности промыслово-геофизических исследований был проведен анализ причин для случаев, когда результаты не получены. Анализ показал, что в 26 % случаев исследования не выполняют поставленных задач по ряду причин, а именно: не готовность скважин к ПГИ, не прохождение прибора, отсутствие зумпфа, данные представлены в таблице 6.

Таблица 6. Анализ причин невыполнения промыслово-геофизических исследований в скважинах за весь период разработки

Вид исследований	Кол-во проведенных исследований	Из них		Результат не получен по причине						
		получен результат	не получен результат	интервал перекрыт осадком	интервал перекрыт трубами НКТ	не прохоженные прибора	отсутствие зумпфа	разрешающая способность аппаратуры	остановка приборов	не готовность скважины к ПГИ
Профиль притока	10	6	4			2		1		1
Профиль приемистости	16	15	1			1				
Источник обводнения	6	5	1						1	
Техническое состояние эксплуат. колонны	36	24	12			5	4			3
Всего исследований	68	50	18			8	4	1	1	4

Анализ количества и качества, проведенных ПГИ, показал, что контроль за разработкой ведется не вполне удовлетворительно, в соответствии с принятыми регламентными документами РД 153-39.0-109-01. Рекомендуется увеличить результативность и систематичность ПГИ, посредством усиления контроля за подготовкой скважин к исследованию, и регуляризации исследований действующего фонда скважин.

## **4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

### **4.1. Задачи геофизических исследований**

Целевое назначение работы – оценка технического состояния ствола скважины.

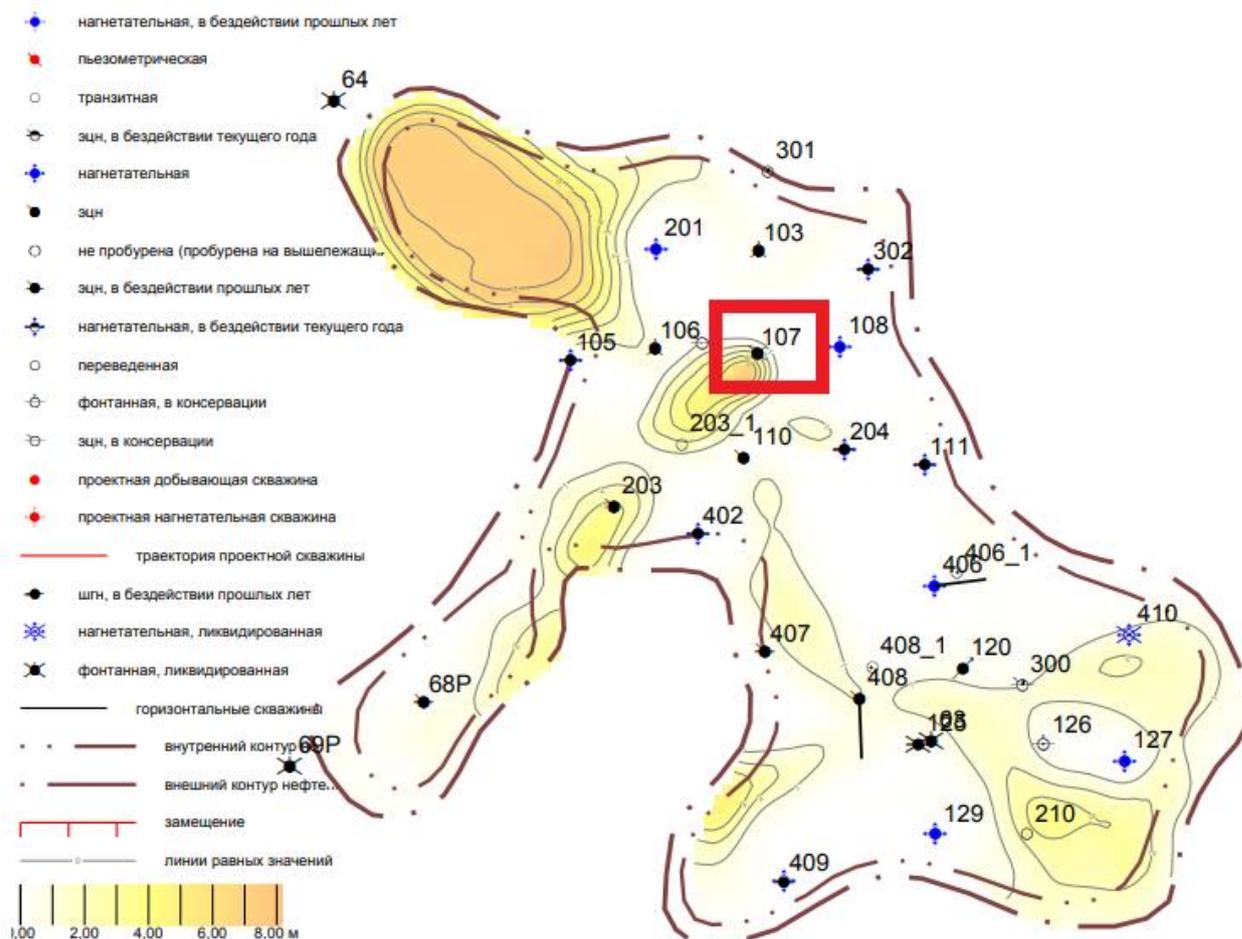
Задачами ПГИ в скважине является [4]:

- выделение отдающих и поглощающих флюиды интервалов пласта, определение профиля притока (приемистости);
- определение состава притока в стволе скважины;
- контроль технического состояния скважины.

### **4.2 Обоснование объекта исследований**

По состоянию на 01.01.2014 года на Лонтын-Яхском месторождении на балансе стоит 37 скважин (рис. 8). В добывающем фонде находятся 21 скважин, в нагнетательном – 12, водозаборных – 4. Из общего числа добывающих скважин: четыре – действующих (№№ 107, 110, 203, 408), две – бездействующих (№№ 68Р, 407), три – в консервации (№№ 70Р, 126, 300), одна – пьезометрическая (№ 120), две – в ожидания ликвидации (№№ 103, 106) и девять – в ликвидации (№№ 58, 59, 60, 61, 63, 64, 66, 69Р, 125). В нагнетательном фонде скважин числится: пять – действующих (№№ 108, 127, 129, 201, 406), шесть – бездействующих (№№ 105, 111, 204, 302, 402, 409) и одна в ликвидации (№ 410) [1].

#### Условные обозначения



*Рисунок 8. Схема размещения скважин на карте остаточных нефтенасыщенных толщин объекта разработки Ю1 Лонтын'-Яхского месторождения*

Анализ результатов ранее проведенных ПГИ показал, что контроль за разработкой ведется не вполне удовлетворительно и не по установленному графику. В связи с этим рекомендуется увеличить результативность и систематичность ПГИ.

Проектируемый комплекс работ по оценке технического состояния было принято проводить в одной из действующих добывающих скважин – скважине №107. Выбор скважины обусловлен ранее проведенным в ней капитальным ремонтом. Следовательно, в данном случае проектируемый комплекс ПГИ будет выступать в качестве проверки проведенного КРС.

### 4.3 Физико-техническая модель объекта исследования

Построение ФТМ позволяет наглядно рассмотреть варианты и определиться с выбором конкретных методов исследований для выполнения задач в полном объеме.

Для решения поставленных задач был выбран следующий комплекс геофизических исследований:

- Термометрия;
- Влагометрия;
- Расходометрия;
- Локатор муфт;
- Резистивиметрия;
- Шумометрия.

**Термометрия** основана на измерении температуры бурового раствора и используется для решения практически всех поставленных в проекте задач и задач контроля за разработкой в общем: для выделения интервалов притока или приемистости, интервалов обводнения, заколонных циркуляций, определения мест негерметичности обсадной колонны, насосно-компрессорных труб (НКТ) и забоя, глубины установления уровня жидкости в скважине [5].

**Влагометрия** используется для исследования состава флюидов в стволе скважины по величине их диэлектрической проницаемости. Принцип измерения основан на различии величин диэлектрической проницаемости воды и нефти. Известно, что диэлектрическая проницаемость воды изменяется от 50 до 80, нефти равна 2-3, что позволяет разделять эти среды и оценивать их содержание в смеси [6].

**Расходометрия** используется для выделения интервалов притока или приемистости, распределения общего дебита или расхода по отдельным пластам, оценки профиля притока или приемистости пластов по отдельным интервалам и выявления мест негерметичности обсадной колонны [6].

**Локаатор муфт** применяется для привязки диаграмм ПГИ по глубинам, а также для обозначения положения воронки НКТ и интервалов перфорации [7].

**Резистивиметрия** основана на измерении удельной электрической проводимости бурового раствора или жидкости, заполняющей скважину. Метод применяется для выделения интервалов притока флюида в скважину. Резистивиметрия имеет повышенную чувствительность к слабым притокам нефти при большом содержании воды в колонне и к изменению минерализации воды [6].

**Шумометрия** основана на регистрации акустического шума, производимого при движении жидкости или газа по пласту или через сквозные нарушения в конструкции скважины. Метод применяется для анализа технического состояния скважины, выявления отдающих и принимающих интервалов пласта, определения гидродинамических параметров пластов [6].

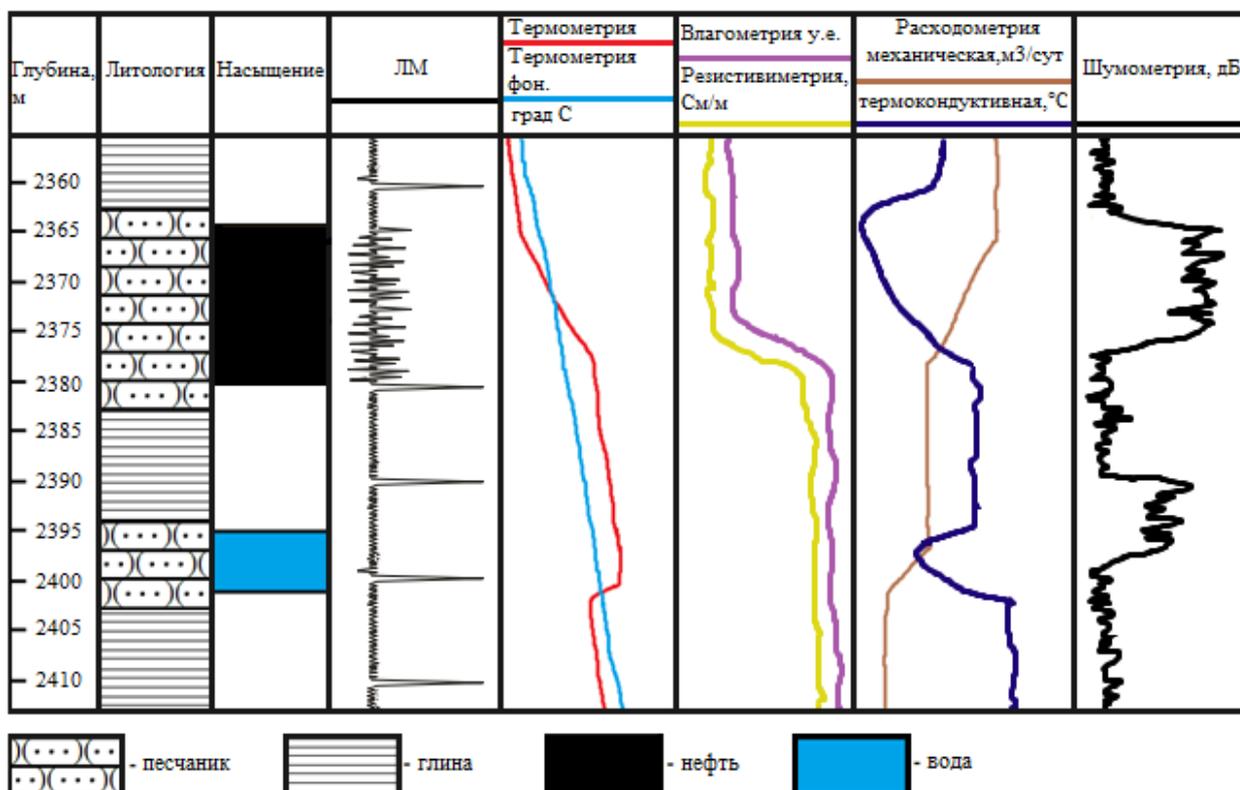


Рисунок 9. Физико-техническая модель

На построенной физико-технической модели (рис. 9) видно, что по термометрии интервал притока выделяется положительной температурной аномалией за счет дроссельного эффекта, на уровне продуктивного нефтяного пласта наблюдается калориметрическое смешивание. По влагометрии и резистивиметрии нефтяной пласт выделяется пониженными показаниями, это связано с низкими значениями диэлектрической проницаемости и удельной электрической проводимости нефти, по сравнению с водой. По показаниям механической расходомерии интервалы притока выделяются положительными аномалиями, это связано со скоростью движения жидкости в скважине. По показаниям термокондуктивной расходомерии интервалы притока выделяются отрицательными аномалиями, такой эффект вызван охлаждением нагретого датчика набегающими потоками жидкости. Также интервалы притока можно проследить по показаниям шумомерии, в данном методе регистрируется акустический шум, производимый при движении жидкости.

## 5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

### 5.1. Методика проектных геофизических работ

Геофизические исследования в скважинах проводят по общепринятой схеме проведения работ (рис. 10), а также в соответствии «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» (РД 153-39.0-072- 01) [3].

После получения заявки на проведение ПГИ и оформления необходимой документации на базе производится подготовка оборудования – настройка, калибровка и ремонт приборов, а также подготовка и загрузка транспорта.

Переезд до места работы производится с определенной скоростью, зависящей от правил дорожного движения, особенностей местности, метеоусловий и технических характеристик техники. Все оборудование при транспортировке должно быть надежно зафиксировано, во избежание механических повреждений.

При прибытии на скважину должен быть установлен и зафиксирован каротажный подъемник. Подготовительные работы на скважине включают в себя проверку калибровок приборов и установку масштабов.

Далее производятся геофизические измерения с предварительной оценкой качества полученных материалов.

После проведения геофизических работ производится демонтаж устьевого оборудования и передача скважины заказчику.



Рисунок 10. Этапы проведения геофизических работ

На заключительном этапе работ производится возвращение на базу, где проводится разгрузка аппаратуры, а также ее промывка, чистка и смазка. Геофизические материалы, полученные в ходе исследований, предаются в КИП для дальнейшей обработки данных. Оформляется документация о завершении работ.

К полевым измерениям в скважинах допускается аппаратура и скважинные приборы, прошедшие все необходимые метрологические поверки в соответствии с действующими ГОСТами и другими руководящими документами по проведению различных видов каротажа. Вся скважинная геофизическая аппаратура, полевые калибровочные устройства, используемые при проведении работ, должны пройти метрологическую экспертизу в центре метрологии и стандартизации геофизических технологий. В сертификатах указаны условия и результаты калибровки.

Для проведения выбранного комплекса методов, указанного в пункте 4.3, принято решение использовать комплексный геофизический прибор КСА-Т12.38-150/90 (рис. 11).



*Рисунок 11. Комплексная скважинная аппаратура КСА-Т12.38-150/90*

Данный прибор предназначен для исследования скважин при контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений. Имеет два стыковочных устройства, верхнее для подключения модуля расходомера и нижнее - для подключения различных модулей приставок. Передача информации происходит через одножильный кабель в цифровом формате КСАТ [8].

Технические характеристики прибора приведены в таблице 7.

Таблица 7. Технические характеристики КСА-Т12.38-150/90

Наименование канала	Условное обозначение	Диапазон	Погрешность	Разрешение
Индикация зенитного угла, град.	ОР	0...180	±3	0,1
Индикация угла поворота, град.		0...360	±3	0,1
Индикация шума (ВЧ), кГц	Ш	12...32	-	-
Индикация шума (СЧ), кГц		0,1...12	-	-
Индикация шума (НЧ), кГц		0...100	-	-
УЭП, См/м	УЭП	0,1...50	±5%	0,002
Температура, °С	Т	-10...+150	±0,5	0,005
Давление, МПа	М	0...90	±0,3	0,002
Содержание воды в нефти, %	ВЛ	0...100	-	0,02
Локаатор муфт, сигнал/шум	ЛМ	>5/1	-	-
Термоиндикация притока, м <sup>3</sup> /ч	СТИ	0,1...50	-	0,04
МЭД гамма излучения, мкР/ч	ГК	1...100	±10%	0,01

Для проведения большего объема исследований с помощью стыковочных устройств к скважинному прибору КСА-Т12.38-150/90 могут присоединяться дополнительные модули [8].

#### *Модуль расходомера*

Модуль расходомера (рис. 12) предназначен для измерения расходов скважинной жидкости в обсадной колонне в нагнетательных и эксплуатационных скважинах [8]. Модуль работает только совместно с прибором КСА-Т12, КСА-Т11, КСА-Т8, КСА-Т5 и является концевым. Технические характеристики модуля представлены в таблице 8.



Рисунок 12. Модуль расходомера

Области применения:

- измерение дебита;
- определение работающих интервалов пласта эксплуатационной скважины;
- определение профиля поглощения жидкости в пласт (пропластки) нагнетательной скважины;
- определение мест негерметичности обсадной колонны;
- определение интервалов притока флюида в скважину.

Таблица 8. Технические характеристики модуля расходомера

Наименование	Условное обозначение	Диапазон	Погрешность	Разрешение
Расход, м <sup>3</sup> /ч - в трубе 5" - в трубе 6"	Q	1...60 2...60	±5%	0,01

## 5.2. Интерпретация геофизических данных

После проведения комплекса геофизических методов оценки технического состояния скважин, полученные данные подвергаются обработке и интерпретации. Интерпретация полученных данных ПГИ производится в программе Geopisk. Программа работает со многими расширениями файлов, но основными являются файлы формата LAS.

Перед началом интерпретации проводится привязка кривых по глубинам, используя данные, полученные с локатора муфт. Определение профиля притока осуществляется следующими методами: термометрия, механическая расходометрия, влагометрия, резистивиметрия [6].

Сначала определяется сам профиль притока, оценивается дебит каждого интервала перфорации, насыщение флюида, поступающего в скважину. По одиночной кривой расходометрии нельзя определить скорость движения флюида, необходимо фиксировать несколько кривых при разных скоростях потока. Зная скорость потока жидкости, рассчитывается суммарный объемный расход жидкости:

$$Q_{\text{ж}} = w * S,$$

где  $w$  – средняя скорость потока,  $S$  – площадь сечения потока.

Затем определяется суммарный дебит скважины, он измеряется выше воронки НКТ, чтобы увеличить мощность потока, проходящего через крыльчатку механического расходомера, т.к. диаметр НКТ намного меньше диаметра эксплуатационной колонны.

Применение термометрии для определения зон негерметичности обсадных колонн основано на различии температур жидкости, заполняющей ствол скважины, и поступающей пластовой воды. В месте нарушения герметичности обсадной колонны, наблюдается резкое изменение в температурных показаниях. Если место притока и очаг обводнения не совпадают по глубине, то вода из-за некачественного цементирования передвигается по затрубному пространству и затем через нарушение в обсадной колонне или перфорационные отверстия попадает в скважину. В этом случае для предотвращения обводнения требуется определить не только место притока воды в скважину, но и установить местоположение очага обводнения, т.е. определить интервал затрубного движения воды. Для решения этой задачи также можно использовать показания термометрии.

При установившемся режиме скважины движущиеся в затрубном пространстве снизу вверх более высокотемпературные воды нагревают участок обсадной колонны вдоль своего движения, и на термограмме этот участок выделяется ступенькой, резким уменьшением температуры напротив кровли поглощающего горизонта (рис. 13, а); при затрубной циркуляции сверху вниз, наоборот, происходит охлаждение соответствующего участка обсадной колонны и отмечается резкое увеличение температуры на подошве поглощающего горизонта, как показано на рис. 13, б.

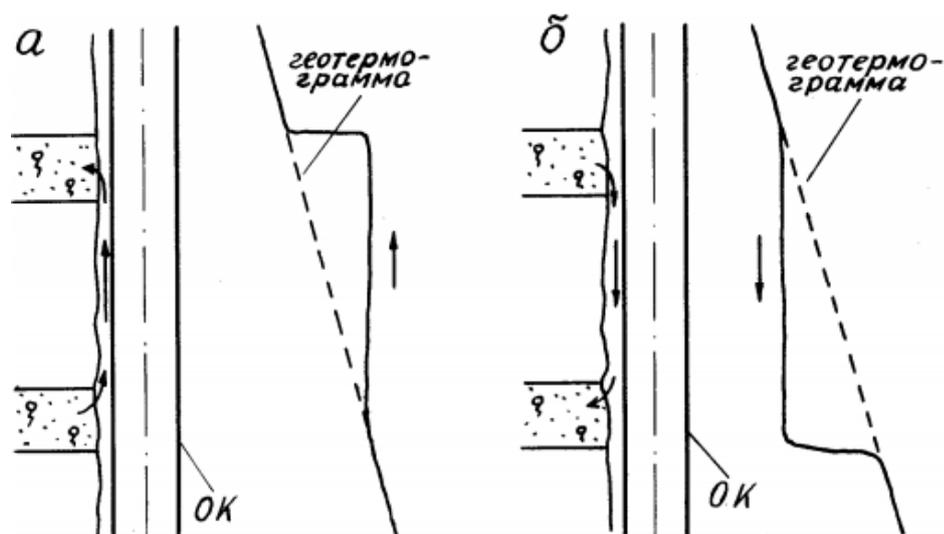


Рисунок 13. Выявление затрубных перетоков в скважине по данным термометрии в установившемся режиме:

*а – переток снизу вверх; б – переток сверху вниз*

При неустановившемся тепловом режиме, когда температура флюида отличается от температуры вмещающих пород, возможно несколько различных случаев соотношения между термограммой и геотермой. Во всех случаях отдающим флюид интервалом является тот, температура которого больше отличается от геотермы, а границы отдающих и поглощающих горизонтов устанавливаются по точкам резкого перегиба термограммы.

При интерпретации шумометрии можно обнаруживать места нарушения целостности обсадных колонн, выявлять интервалы затрубной циркуляции жидкости, а также решать некоторые другие задачи, возникающие при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений.

Частота геоакустических шумов, измеряемых методом шумометрии, определяется типом флюида. Так, движение воды сопровождается шумами, имеющими частоту в пределах от 0,1 до 0,5 кГц, нефти – от 1 до 1,5 кГц, чистого газа – шумами в широком диапазоне от 0,3 до 4,5 кГц, нефти с повышенным газовым фактором – от 0,5 до 4,5 кГц (рис. 14).

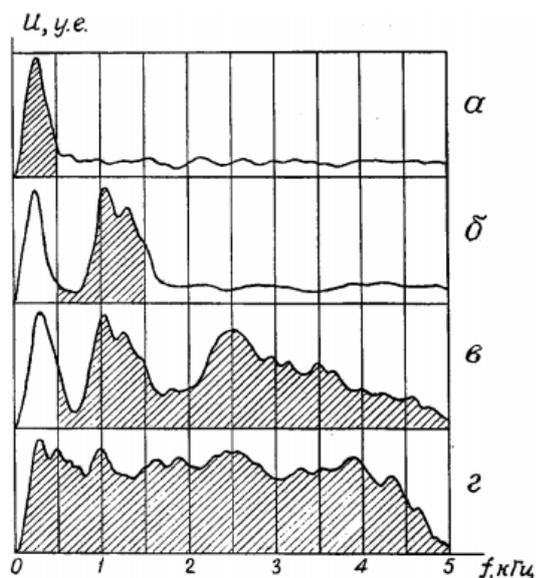


Рисунок 14. Амплитудно-частотные спектры геоакустических шумов в скважине при нахождении в порах коллекторов: а - воды; б - нефти; в - нефти с высоким газовым фактором; г - чистого газа

На рисунке 15 приведены результаты шумометрии, полученные в одной из эксплуатационных скважин. Измерения проводились датчиками – акселерометрами, поэтому масштаб диаграмм дан в  $\text{мм}/\text{с}^2$ .

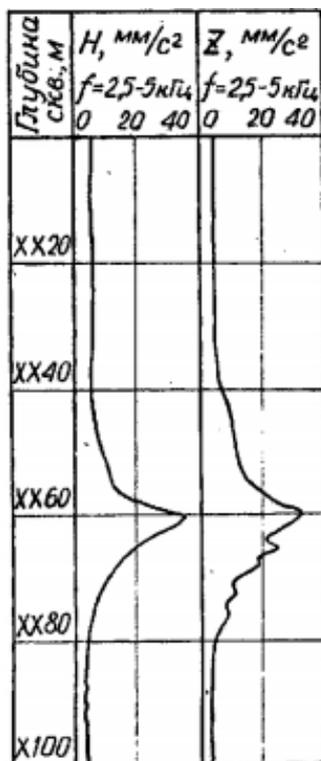


Рисунок 15. Выявление негерметичности насосно-компрессорных труб по геоакустической шумометрии

На обеих диаграммах очень четко фиксируется повышение интенсивности шумов на глубине 60 м. Аномалия связана с нарушением герметичности насосно-компрессорных труб в этом месте, а частота сигнала свидетельствует о движении газа через отверстие.

## **6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ**

### **Применение термодинамического моделирования в программно-методическом комплексе GINERO для количественного решения геолого-промысловых задач**

#### **Введение**

К наиболее информативному методу в комплексе ПГИ относится термометрия. Она успешно применяется при решении основных промыслово-геофизических задач, таких как определение работающих интервалов, выявление заколонной циркуляции жидкости (ЗКЦ), определение мест негерметичности обсадной колонны и другого оборудования. Интерпретация термограмм основывается на анализе тех или иных признаков, характеризующих движение жидкости в скважине. Обычно интерпретацию производят на качественном уровне без количественного определения параметров потока. Для увеличения информативности исследования проводят комплексную интерпретацию с дополнительными методами: механическая расходометрия, методы состава, спектральная шумометрия и термоанемометрия.

На сегодняшний день количественная интерпретация данных термометрии, основанная на моделировании термогидродинамических процессов в системе «скважина–пласт», является одним из перспективных направлений в совершенствовании промыслово-геофизических исследований скважин. В связи с этим компания ОАО «Когалымнефтегеофизика» активно развивает программно-методический комплекс (ПМК) Ginero. Моделирование физических процессов, происходящих в системе «скважина–пласт», позволяет учитывать при анализе термограмм вклад различных физических процессов и термодинамических эффектов, включая движение флюида по негерметичному заколонному пространству, в пористой среде, в эксплуатационной колонне. Сравнение смоделированного нестационарного температурного поля с полевыми данными помогает с большей достоверностью установить причину термоаномалий. Такой подход

существенно уточняет результаты интерпретации, позволяя получать количественные характеристики исследуемого объекта.

Геофизические исследования могут проводиться на любом этапе жизни скважины: при бурении, при освоении после бурения и ремонтных работ, в процессе нормальной эксплуатации скважин. Нередким является случай, когда стенки скважины или ее зумпф сильно загрязнены парафиновыми отложениями или механическими примесями. Этот факт не позволяет в полном объеме оценить профиль притока или приемистости в связи с загрязнением датчика механического расходомера. Оценка вклада каждого работающего интервала в общий дебит возможна по данным термометрии и термоанемометрии на качественном уровне с выделением превалирующих участков. Применение термодинамического симулятора в обработке данных позволяет уточнить объемную долю каждого интервала независимо от работы датчика расходомера.

По данным расходомерии физически невозможно определить количество флюида, движущегося по заколонному пространству. Этот параметр очень важен для планирования ремонтно-изоляционных работ (РИР) и при оценке их эффективности. При использовании спектральной шумомерии есть возможность оценить интенсивность перетока в зависимости от режима эксплуатации, но нельзя оценить объемный расход. Моделирование на симуляторе позволяет создать модель с заданным дебитом перетока. Варьируя этот параметр, можно получить наилучшее схождение полевых и смоделированных термограмм в интервале перетока и в интервале смешивания перфорированного пласта, из чего находится искомое значение дебита перетока [9].

Симулятор Ginerо создан на базе математической модели термогидродинамических процессов, основанной на уравнении неизотермической фильтрации в пористой среде по закону Дарси с учетом эффекта Джоуля–Томсона и адиабатического эффекта. Температурная модель скважины учитывает конвективный теплоперенос и теплообмен с

окружающей средой. Есть возможность моделирования заколонных перетоков и изменения свойств прискважинной зоны пласта. По заданной истории изменения дебитов на симуляторе рассчитываются нестационарное поле давления и температуры, термограммы в стволе скважины в интервале продуктивных пластов. Параметры модели определяются путем решения обратной задачи на основе сравнения модельных распределений температуры с измеренными в скважине.

### **Общая информация об исследовании**

Удовлетворительные результаты тестирования симулятора на сходимость с известными аналитическими решениями позволили применять его для интерпретации реальных промыслово-геофизических исследований. Было выбрано две скважины, на которых проводились ПГИ с целью определения технического состояния эксплуатационной колонны и профиля притока при компрессировании. В процессе исследований компрессорная установка закачивала инертный газ в межтрубное пространство и создавала условия для возникновения притока жидкости из пласта. После кратковременного дренирования пласта производилось отключение компрессора и разрядка межтрубного пространства с последующей регистрацией кривой восстановления уровня. На различных режимах работы скважины производилась серия замеров комплексным геофизическим прибором в интервале исследования и регистрация давления и температуры в точке на глубине выше работающих интервалов. Технологическая схема проведения исследования представлена на рис. 16.

В скважине 1 перед проведением исследования к существующему интервалу перфорации 2818,0–2824,0 м добавлены интервалы перфорации 2812,0–2818,0 и 2828,0–2832,0 м. Проведены работы по гидроразрыву пласта. Возникла необходимость оценить вклад новых участков перфорации в общий дебит. Дополнительно к стандартному комплексу исследований была добавлена спектральная шумометрия для оценки вероятного перетока сверху из водоносного пласта [9].

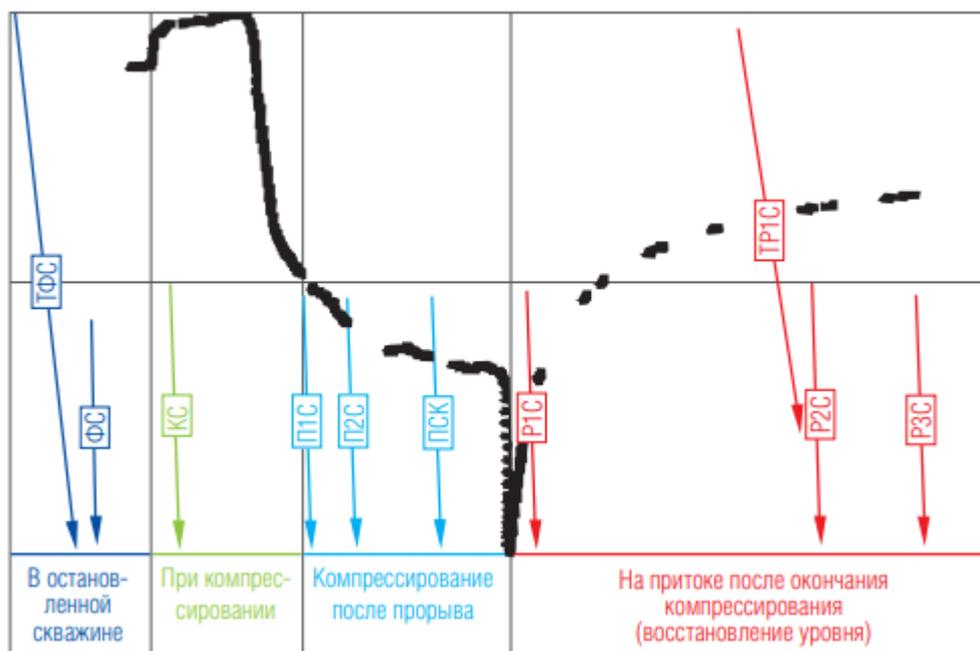


Рисунок 16. Схема проведения ПГИ при компрессировании

По результатам стандартной интерпретации не удалось количественно определить дебит новых работающих интервалов в связи с загрязнением датчика расходомера механическими примесями. Интервалы перетоков по данным термометрии и спектральной шумометрии не выявлены, но при этом скважина обладала высокой обводненностью, что является косвенным признаком ЗКЦ. Таким образом, стандартный комплекс оказался недостаточным для выявления перетоков и работающих интервалов и потребовалось применение дополнительных методов.

В скважине 2 по результатам ПГИ обнаружен переток из нижележащего водоносного пласта в продуктивный пласт, после чего силами бригады капитального ремонта скважин (КРС) осуществлен комплекс работ по изоляции перетока. Для контроля качества проведенных работ повторно выполнено геофизическое исследование. По его итогам обнаружено, что подошва перетока снизу изменилась с глубины 2164,0 до 2149,1 м. До интервала перфорации оставалось всего 1,9 м, и было необходимо оценить целесообразность проведения повторной изоляции. Определить долю перетока в общем дебите стандартные методы не позволяют.

В связи с этим вышеупомянутые скважины были выбраны как кандидаты для переинтерпретации с использованием симулятора Ginerо. Общие сведения о конструкции скважины и параметры пласта из результатов ПГИ были применены в качестве исходных параметров при моделировании (табл. 9).

Таблица 9. Общие сведения и результаты стандартной интерпретации

Номер скважины	№ 1		№ 2 (до КРС)		№ 2 (после КРС)	
	Диаметр скважины по долоту, м	0,216		0,216		0,216
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	146		146		146	
Диаметр НКТ, мм	73		73		73	
Интервалы перфорации, м	2812,00	2812,00	2411,80	2147,20	2411,80	2147,20
	2828,00	2828,00				
Пластовое давление, атм	301,2		182,4		183,7	
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут/атм	1,25		1,5		1,1	
Интервалы негерметичности, м	Не отмечаются		Не отмечаются		Не отмечаются	
Интервалы перетоков, м	Не отмечаются		2147,2–2164,0		2147,2–2151,6	
Обводненность, %	100,0		85,0		76,0	

### Результаты моделирования скважины 1

Незадолго до проведения промыслового исследования на скважине проводили работы по гидроразрыву пласта, поэтому геотермическое распределение было сильно искажено. Было принято решение использовать для модели начальное распределение температуры из данных, зарегистрированных в остановленной скважине через 24 часа после основного исследования. Замеренное давление в процессе исследования применялось как граничное условие для описания истории работы скважины. На этой основе в симуляторе рассчитывались дебиты пластов и скважины в целом [9].

Было смоделировано распределение температуры в стволе скважины, которое соответствовало времени регистрации замера P1C. Результаты моделирования представлены на рис. 17. Бордовая кривая на графике соответствовала реальной кривой, синяя кривая – модельному распределению.

Из хорошей сходимости реальной и модельной кривой можно сделать вывод, что обработка в ПМК Ginero проведена успешно. Соответственно, профиль притока, полученный в результате моделирования, является достоверным. Желтыми и зелеными линиями на рис. 17 выделены работающие интервалы. Зеленые линии соответствуют интервалам, чей вклад в общий дебит составляет меньше 1%.

Дополнительно был смоделирован возможный переток в интервале 2768,0–2812,0 м с притоком (Q) 30% от общего дебита (розовая кривая на рис. 18). Данное распределение температуры не соответствует реальному распределению и подтверждает отсутствие перетока сверху. Интерпретация данных спектральной шумометрии показывает движение флюида в верхележащем пласте (2766,0–2775,0 м), при этом гидродинамическая связь с проектным пластом отсутствует, что также подтверждает результаты моделирования.

*Таблица 10. Сравнение работающих интервалов скважины I*

Интервал перфорации, м	Стандартная интерпретация			ПМК Ginero		
	Работающие интервалы, м	Q, %	Состав притока	Работающие интервалы, м	Q, %	Состав притока
2812,0–2818,0 (новый)	2812,00–2813,10		Вода	2812,00–2813,10	4	Вода
	2814,00–2815,00		Вода	2814,00–2815,00	3	Вода
	2815,70–2816,90	26	Вода	2815,70–2816,90	23	Вода
2818,0–2824,0 (старый)	2817,90–2819,90	48	Вода	2817,90–2819,90	38	Вода
	2820,60–2821,30		Вода	2820,60–2821,30	< 1	Вода
	2822,20–2824,00	26	Вода	2822,20–2824,00	32	Вода
2828,0–2832,0 (новый)	2830,60–2832,00		Вода	2830,60–2832,00	< 1	Вода

Работающие интервалы, выделенные по стандартной интерпретации и при моделировании, представлены в табл. 10. Так как механический расходомер периодически забивался примесями, то в стандартной интерпретации количественно не определены дебиты новых перфорированных интервалов в полном объеме.

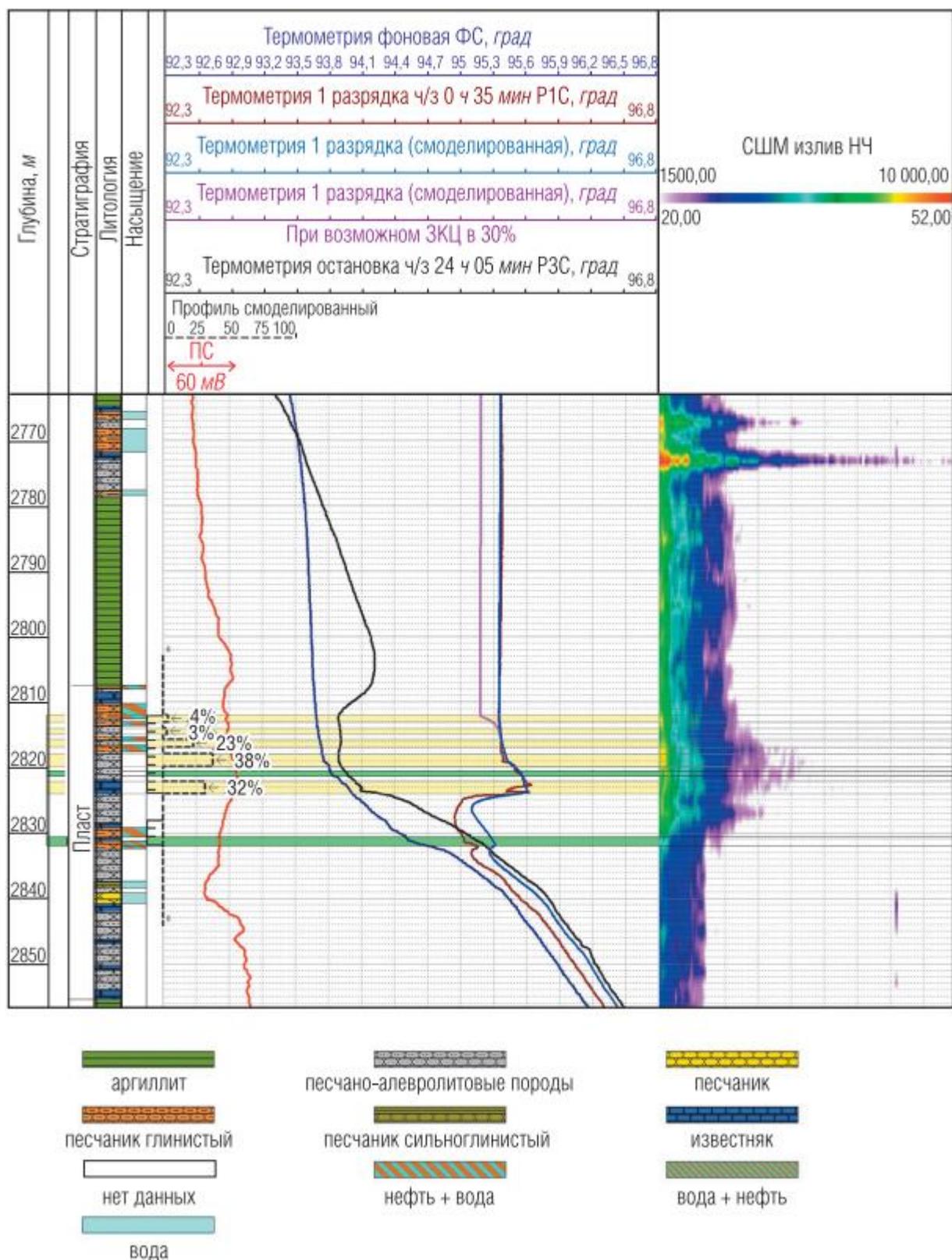


Рисунок 17. Результаты моделирования скважины 1

По данным моделирования однозначно можно сказать, что перфорация нового интервала 2828,0–2832,0 м не привела к существенному увеличению дебита. В сравнении с предыдущим ПГИ на этой скважине работы по

интенсификации притока привели к увеличению дебита с 2,5 до 130,6 м<sup>3</sup> /сут за счет перфорации в интервале 2812,0–2818,0 м и гидроразрыва пласта.

## **Результаты моделирования скважины 2**

В этой скважине было смоделировано два исследования с перетоками различной интенсивности до и после проведения изоляционных работ. В качестве начального распределения температуры для моделей взята зарегистрированная фоновая температура. Давление принято в качестве граничного условия для истории работы скважины.

По стандартной интерпретации первого исследования выделен интервал перетока 2147,2–2164,0 м. Не исключалось, что подошва перетока находится ниже глубины текущего забоя 2165,9 м. Обводненность, определенная по данным влагометрии, составила 85,0% [9].

В результате обработки данных в ПМК Ginero получено несколько распределений температуры с интенсивностью перетока 10, 60 и 90% от общего дебита (рис. 18). Наиболее близкой к реальному распределению температуры оказалась модель с перетоком в 60% (красная кривая на планшете). При текущем техническом состоянии скважины было целесообразно проводить комплекс работ по изоляции перетока.

Стандартная интерпретация второго ПГИ выявила, что изоляция перетока проведена лишь частично. По методу термометрии отмечено движение жидкости за эксплуатационной колонной в интервале 2147,2–2151,6 м. Обводненность по данным влагометрии уменьшилась до 76%. Сравнивая дебит по индикаторной кривой обоих исследований, можно отметить уменьшение притока после изоляции на 50%.

Моделирование показало, что текущий переток находится в интервале 2147,2–2149,1 м и составляет всего 10% от общего дебита (рис. 19). Предполагается, что повторная изоляция перетока не приводит к существенному перераспределению потоков и является нерентабельной.

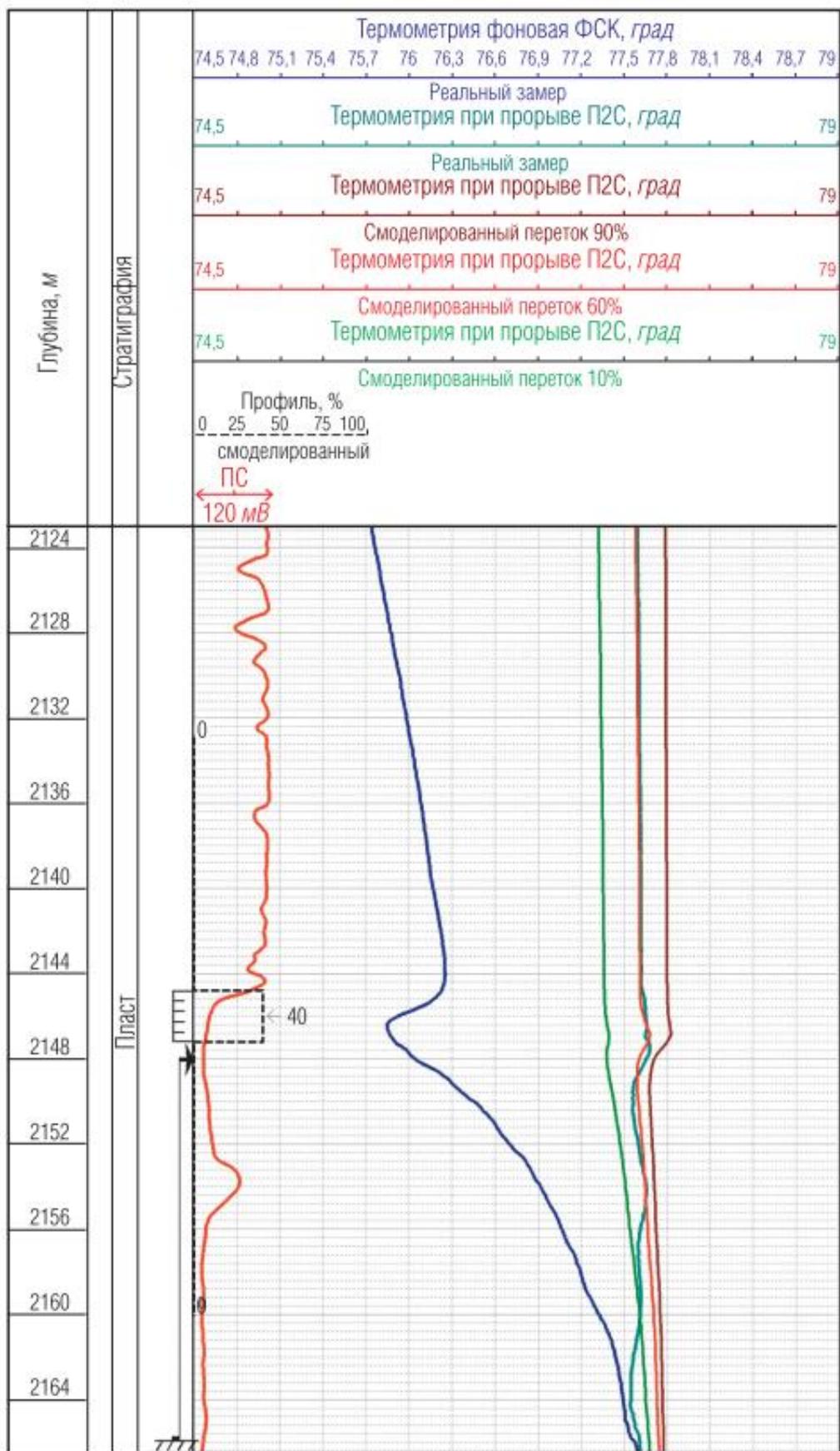


Рисунок 18. Результаты моделирования скважины 2 (до изоляции)

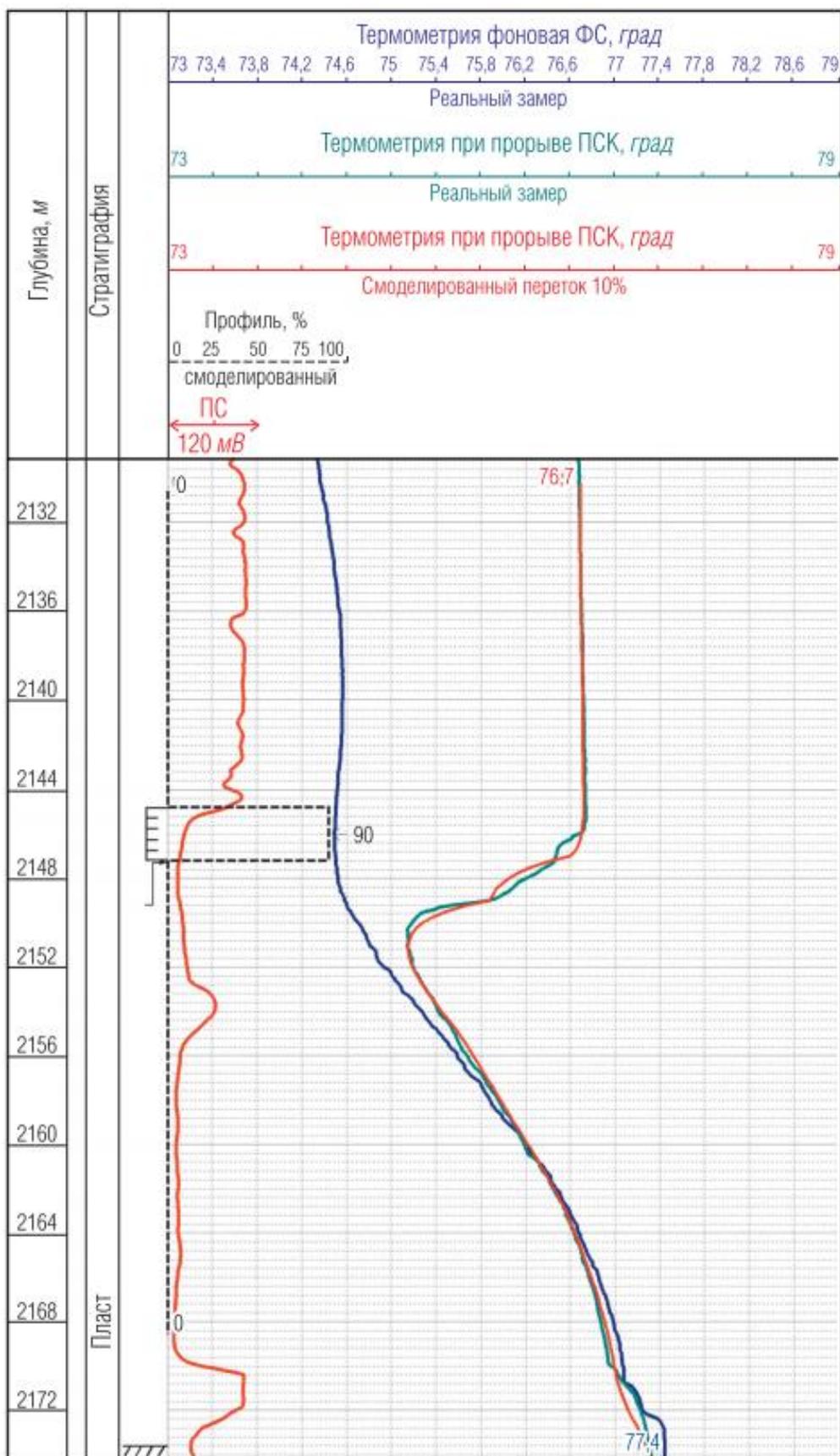


Рисунок 19. Результаты моделирования скважины 2 (после изоляции)

## **Выводы**

Доказано, что существует возможность повышения достоверности интерпретации промыслово-геофизических исследований и получения дополнительной информации при комплексной интерпретации данных давления, истории дебитов и нестационарного распределении температуры в скважине с использованием программно-методического комплекса Ginerо.

Данный продукт, являющийся собственностью ОАО «Когалымнефтегеофизика», решает широкий спектр задач промысловой геофизики. С его помощью может быть осуществлена оценка технического состояния эксплуатационной колонны, определение профиля притока и движения жидкости за колонной, выполнен расчет гидродинамических параметров и дебитов для каждого работающего интервала.

На примере двух скважин показано, как сочетание стандартного комплекса ПГИ и моделирования термогидродинамических процессов позволяет исключить неопределенности при интерпретации данных и провести количественную оценку дебитов работающих интервалов и заколонного перетока. Это, в свою очередь, позволяет выдавать обоснованное заключение об эффективности работ, об интенсификации притока и рекомендации по выполнению ремонтных работ.

## **7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **7.1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала инженерных решений**

Комплекс геофизических работ, запланированный на Лонтын-Яхском месторождении нефти предназначен для выделения отдающих и поглощающих флюиды интервалов пласта, определения профиля притока, определения состава флюида в стволе скважины, контроля технического состояния скважины и глубины спуска оборудования, выявления нарушения герметичности эксплуатационной колонны или муфтовых соединений. Данные сведения представляют исключительную ценность, так как точная информация о техническом состоянии скважины позволяет своевременно обнаружить дефекты скважины. Имея эти данные можно избежать аварии, что в значительной степени скажется на экономии средств компании.

#### **7.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования**

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга) [10].

Первым критерием для сегментирования рынка является отрасль производства. Целевым рынком для геофизических исследований, направленных на контроль состояния скважин, будут являться предприятия нефтегазовой отрасли. Отсюда вытекает еще один критерий – географический, это связано с тем, что не всякий регион и не всякая страна имеет нефтяные ресурсы.

Также можно выделить еще один немаловажный критерий – размер компании. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании обладают большим капиталом, часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

В таблицах 11 и 12 приведено сегментирование нефтегазовых компаний по таким критериям, как размер компании и географический охват.

*Таблица 11. Сегментирование компаний по размеру*

Размер компаний	
Крупные	«Газпром», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ»
Средние	«Сургутнефтегаз», «Нижневартовскнефтегаз»
Мелкие	«РуссНефть», «Славнефть»

*Таблица 12. Сегментирование компаний по географическому критерию*

Географическое распределение	
Международные	«Schlumberger», «ExxonMobil», «Halliburton»
Всероссийские	«Газпром», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ»
Региональные	«Сахалин Энерджи», «Когалымнефтегаз»

Наиболее перспективным сегментом нефтегазовой отрасли являются средние и мелкие компании, так как именно они наиболее многочисленны и составляют большую часть отрасли. Но и крупные предприятия являются также достаточно привлекательными, так как они, в свою очередь, обладают большими возможностями и капиталом.

### **7.1.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов [10].

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

При реализации выбранного комплекса геофизических исследований будет использоваться различное геофизическое оборудование. Однако среди оборудования для проведения оценки технического состояния скважин данный комплекс не является уникальным. Чтобы узнать какой из комплексов оборудования будет наиболее эффективным, необходимо провести сравнительный анализ.

Для проведения анализа конкурентных технических решений с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения наиболее эффективным решением будет использовать оценочную карту, представленную ниже в таблице 13.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i * \text{Б}_i$$

где  $K$  – конкурентоспособность скважинного прибора;  $B_i$  – вес показателя (в долях единиц);  $\text{Б}_i$  – бал  $i$ -го показателя.

Таблица 13. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Бф	Бк1	Кф	Кк1
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>					
1. Модернизованность геофизических приборов	0,2	5	5	1	1
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	3	0,6	0,45
3. Надежность	0,1	5	4	0,5	0,4
4. Безопасность	0,1	4	4	0,4	0,4
5. Энергоэкономичность	0,15	5	4	0,75	0,6
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>					
1. Цена	0,18	5	4	1	0,72
2. Конкурентоспособность исследования	0,05	5	5	0,25	0,25
3. Финансирование проекта	0,05	2	4	0,1	0,2
4. Наличие сертификации разработки	0,02	5	5	0,1	0,1
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>40</b>	<b>38</b>	<b>4,7</b>	<b>4,12</b>

Конкурентоспособность технического решения составила 4,7, в то время как у другого аналога 4,12. Результаты показывают, что данный комплекс оборудования является конкурентоспособным и имеет преимущества по таким показателям, как удобство в эксплуатации, надежность, энергоэкономичность и цена.

### 7.1.3 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Эти дополнительные сведения затем используются для того, чтобы сделать осознанный выбор относительно

областей широкого спектра действия, который учитывает конкурентное и коммерческое преимущества проекта и увеличивает вероятность достижения его целей и задач [10].

SWOT-анализ проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. В рамках первого этапа была составлена таблица 14.

*Таблица 14. Матрица SWOT*

<p><b>Сильные стороны:</b></p> <p>С1. Простота применения</p> <p>С2. Адекватность разработки</p> <p>С3. Более современная информация, использованная для разработки проекта</p> <p>С4. Относительно невысокая денежная и временная затратность проекта</p>	<p><b>Слабые стороны:</b></p> <p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки</p> <p>Сл2. Отсутствие сертификации</p> <p>Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p> <p>Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Появление потенциального спроса на новые разработки</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок</p> <p>В4. Финансовое обеспечение исследования</p>	<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии</p> <p>У2. Значимая конкуренция</p> <p>У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации</p> <p>У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>

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

этапа необходимо построить интерактивную матрицу вашего проекта. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (что означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если сомневается, что поставить «+» или «-». Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 15.

Таблица 15. Интерактивная матрица проекта

<b>Сильные стороны проекта</b>					
<b>Возможности проекта</b>		C1	C2	C3	C4
	B1	–	–	–	+
	B2	+	+	+	–
	B3	+	+	+	–
	B4	+	+	+	–
<b>Сильные стороны проекта</b>					
<b>Угрозы проекта</b>		C1	C2	C3	C4
	У1	0	+	0	–
	У2	+	+	+	+
	У3	–	–	–	0
	У4	–	–	–	–
<b>Слабые стороны проекта</b>					
<b>Возможности проекта</b>		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	–	–	–	+
	B2	–	–	0	+
	B3	+	+	+	0
	B4	+	+	–	–
<b>Слабые стороны проекта</b>					
<b>Угрозы проекта</b>		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	+	0
	У2	–	0	–	–
	У3	–	–	–	–
	У4	–	+	–	+

В рамках третьего этапа была составлена итоговая матрица SWOT-анализа (табл. 16), составленная с учетом анализа интерактивных таблиц. Итоговая матрица представляется в форме записи сильно коррелирующих сильных сторон и возможностей, или слабых сторон и возможностей и т.д. следующего вида В1С1С2С5; В4С1С4. Каждая из записей представляет собой направление реализации проекта.

Таблица 16. Итоговая матрица SWOT-анализа

	<b>Сильные стороны:</b> С1. Простота применения С2. Адекватность разработки С3. Более современная информация, использованная для разработки проекта С4. Относительно невысокая денежная и временная затратность проекта	<b>Слабые стороны:</b> Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл4. Отсутствие бюджетного финансирования
<b>Возможности:</b> В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление потенциального спроса на новые разработки В3. Повышение стоимости конкурентных разработок В4. Финансовое обеспечение исследования	Простота применения, адекватность разработки, использование современной информации в проекте привлечет финансовое обеспечение, обеспечит спрос и увеличит конкурентоспособность НИР (В2В3В4С1С2С3). При подключении в работу инновационных структур уменьшается время разработки и появляются дополнительные денежные средства (В1С4).	При появлении потенциального спроса инновационные инфраструктуры могут оказать помощь в финансировании проекта и его сертификации. (В1В2Сл2Сл4). Финансовое обеспечение поможет приобрести необходимое оборудование для проведения испытаний и расширить использование данной НИР во многих компаниях (В3В4Сл1Сл3).
<b>Угрозы:</b> У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Значимая конкуренция У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	Использование более новой информации, простота и адекватность математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования (С1С2С3У1У2У4). В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (С4У3).	Отсутствие прототипа, сертификации научной разработки, невозможность использования в компаниях с традиционными комплексами аппаратуры приведет к отсутствию спроса и отсутствию конкуренции проекта (У1У2Сл1Сл2Сл3). Отсутствие финансирования приведет к невозможности получения сертификации (У3Сл4).

## 7.2. Планирование научно-исследовательских работ

### 7.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Выполнение данного научного проекта требует персонал, состоящий непосредственно из научного руководителя и студента. Для точного разделения их полномочий составим соответствующую таблицу, в которой будет приведен перечень этапов разработки данного исследования, а также план распределения обязанностей между руководителем и студентом (табл. 17).

Таблица 17. Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, дипломник
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Изучение района исследования	Дипломник
	6	Анализ ранее проведенных работ на территории исследования	Дипломник
	7	Построение геолого-технологической модели скважины	Дипломник
	8	Выбор методики и техники исследования	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка качества полученных результатов	Дипломник
	10	Определение целесообразности проведения исследования	Руководитель, дипломник
	11	Оформление пояснительной записки	Дипломник
	12	Разработка презентации и раздаточного материала	Дипломник

## 7.2.2. Бюджет научно-технического исследования

### *Расчет материальных затрат НТИ*

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим ценам [10]. К материальным затратам (табл. 18) относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п.

*Таблица 18. Затраты на материальное обеспечение исследования*

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед., руб.	Затраты, руб.
Краска для принтера (черная)	штука	1	600	600
Бумага А4	упаковка	1	350	350
Ручка шариковая	штука	6	50	300
Карандаш	штука	2	25	50
Ластик	штука	1	20	20
Тетрадь	штука	1	80	80
<b>Итого</b>				<b>1400</b>

### *Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ*

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера, принтера, ПО Microsoft Office для создания документов, ПО CorelDrawX8 для компьютерной оцифровки структурных карт, ПО Prime для обработки и анализа данных.

*Таблица 19. Затраты на оборудование*

Наименование оборудования	Количество ед. оборудования	Цена ед. оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
Ноутбук	1	60	60
Принтер	1	8	8
ПО Microsoft Office	1	7	7
ПО CorelDrawX8	1	12	12
ПО Prime	1	35	35
<b>Итого</b>			<b>122</b>

Амортизация рассчитывается только на оборудование, так как программное обеспечение не имеет срока годности. Рассчитаем амортизацию на 5 лет [10].

Норма амортизации:

$$A_n = \frac{100\%}{5} = 20\%$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_g = S * \frac{A_n}{100\%} = 68000 * 0,2 = 13600 \text{ руб.}$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_m = \frac{A_g}{12} = \frac{13600}{12} = 1133 \text{ руб.}$$

Итоговая амортизация с учетом того что исследование проводится в течении шести месяцев:

$$A = A_m * 6 = 6798 \text{ руб.}$$

### ***Основная заработная плата исполнителей темы***

Данная статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} * T_{раб}$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата одного работника;  $T_{\text{раб}}$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;  $Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}}$$

где  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня  $M=11,2$  месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;  $F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени наудотехнического персонала, раб. дн.

Таблица 20. Баланс рабочего времени

Показатель рабочего времени	Руководитель	Дипломник
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	66	66
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	48
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	237	237

$$Z_{\text{дн(рук)}} = (28000 * 10,4) / 237 = 1228,69 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{дн(дип)}} = (2800 * 10,4) / 237 = 122,87 \text{ руб.},$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} * (k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}}$$

где  $Z_{\text{б}}$  – базовый оклад, руб.;  $k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);  $k_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок;  $k_{\text{р}}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 21. Расчет основной заработной платы

Исполнители	Зб, руб.	к <sub>пр</sub>	к <sub>д</sub>	к <sub>р</sub>	З <sub>м</sub> , руб	З <sub>дн</sub> , руб	Т <sub>р</sub> , раб. дн.	З <sub>осн</sub> , руб.
Руководитель	28000	1,3	1,2	1,3	54600	1228,69	40	49147,6
Дипломник	2800	-	-	1,3	3640	122,87	127	15604,49
<b>Итого</b>								<b>64751,49</b>

### *Дополнительная заработная плата исполнителей темы*

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 12 - 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}}$$

где  $Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата, руб.;  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной зарплаты;  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата, руб. В таблице 22 приведена основная и дополнительная заработной платы исполнителей НИИ.

Таблица 22. Заработная плата исполнителей НИИ

Заработная плата	Руководитель	Дипломник
Основная зарплата, руб.	49147,6	15604,49
Дополнительная зарплата, руб.	7372,14	2340,67
Итого по статье С <sub>зп</sub> , руб.	56519,74	17945,16
<b>Итого, руб.</b>	<b>74464,9</b>	

### *Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)*

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$$

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

Заработная плата студента-дипломника состоит из стипендии, которая не облагается отчислениями.

Таблица 23. Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная зарплата, руб.	Дополнительная зарплата, руб.
Руководитель	49147,6	7372,14
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	30%	
Отчисления, руб.	14744,28	2211,64
<b>Итого, руб.</b>	<b>16955,92</b>	

### **Накладные расходы**

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, например, затраты на печать, ксерокопирование и прочих услуг связи и коммуникации, электроэнергии. Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}},$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 20%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НТИ:

$$Z_{\text{накл}} = (1400 + 122000 + 64751,49 + 9712,81 + 16955,92) \cdot 0,2 = 42964 \text{ рублей.}$$

### **Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта**

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Рассчитанный бюджет затрат НТИ представлен в таблице 24.

Таблица 24. Бюджет затрат НТИ

№	Наименование статьи	Сумма, руб.	
1	Материальные затраты НТИ	1400	
2	Затраты на специальное оборудование	122000	
3	Основная заработная плата	64752,09	
4	Дополнительная заработная плата	9712,81	
5	Отчисления во внебюджетные фонды	16955,92	<b>Итого</b>
6	Накладные расходы	42964	257784,82

По таблице видно, что общий бюджет исследования составил 257784,82 рубля. Большую часть бюджета составляют затраты на специальное оборудование.

### 7.3. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования [10]. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. В нашем случае оценивается эффективность работ до внедрения НИП и после внедрения НИП, это покажет эффективность выполненного проекта. Расчеты эффективности представлены в таблице 25.

Таблица 25. Сравнительная оценка эффективности НИП

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	До внедрения проекта	После внедрения проекта
Точность измерений	0,3	3	5
Простота применения	0,15	4	5
Универсальность	0,1	3	4
Энергосбережение	0,1	5	5
Стоимость	0,15	3	4
Время исследования	0,2	3	5
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>21</b>	<b>28</b>

Из таблицы видно, что после внедрения разработанного проекта серьезно увеличится точность проводимых работ, а также сильно снизится время, затрачиваемое на проведение работ.

Расчет интегрального показателя эффективности НИП:

$$I_{\text{до}} = 0,3*3+0,15*4+0,1*3+0,1*5+0,15*3+0,2*3 = 3,35$$

$$I_{\text{после}} = 0,3*5+0,15*5+0,1*4+0,1*5+0,15*4+0,2*5 = 4,75$$

Благодаря расчету интегральных показателей эффективности можно сделать вывод о том, что эффективность работ после внедрения проекта увеличится на 41,8%, что является достаточно высоким показателем.

### **Выводы**

В ходе выполнения данной главы диплома, посвящённой финансовому менеджменту, было проведено сегментирование рынка, благодаря которому были выявлены потенциальные потребители результатов исследования – мелкие и средние нефтегазовые компании регионального масштаба. Далее был проведен анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, который показал, что исследуемый проект является конкурентоспособным и обладает рядом преимуществ. Далее был проведен SWOT-анализ, который позволил обозначить сильные и слабые стороны проекта, а также помог обратить внимание на угрозы и возможности. Далее были проведены подсчеты общего бюджета НИП. Затем проводились расчеты эффективности исследования, которые показали, что после внедрения проекта эффективность работ увеличится на 41,8%. Все эти факторы говорят о том, что проект является эффективным.

## **8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

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

Данная дипломная работа направлена на проектирование комплекса геофизических методов для оценки технического состояния скважины на Лонтынь-Яхском месторождении нефти.

В административном отношении Лонтынь-Яхское месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области в 6 километрах от находящегося в разработке Западно-Катыльгинского месторождения и в 20 километрах от Первомайского нефтяного месторождения. Местность района работ слаборасчлененная, заболоченная и слабозалесенная. Климат района резко континентальный. Зимы холодные с устойчивым снежным покровом, лета короткие и теплые. Преобладают юго-западные ветры. Среднегодовая температура воздуха –  $-2,5^{\circ}\text{C}$ . Средняя температура января –  $-23^{\circ}\text{C}$ , средняя температура июля  $+18^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовое количество атмосферных осадков на территории колеблется от 350 до 650 мм/год, при норме 510 мм/год.

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

#### **8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

На Лонтынь-Яхском месторождении сотрудники работают вахтовым методом 30/30. Время рабочей смены составляет 12 часов. В рабочее время не входят дни пребывания в пути до работы и обратно (согласно ст. 301 ТК РФ [11]).

Согласно ст. 168.1 ТК РФ [12] работодатель возмещает работникам, работающим в полевых условиях, все расходы по переезду, найму жилого помещения и иным расходам, произведенным работником с разрешения или ведома работодателя. Также работодатель обязан выплачивать работнику

суточные и полевое довольствие. Размеры и порядок возмещения расходов, связанных со служебными поездками работников, а также перечень работ, профессий, должностей этих работников устанавливаются коллективным договором, соглашениями, локальными нормативными актами. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором.

Согласно ст. 147 ТК РФ [13] оплата труда работников, занятых на работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере. Минимальный размер повышения составляет 4% от оклада, установленного для работ с нормальными условиями. Существуют конкретные размеры повышения оплаты труда, которые устанавливаются работодателем.

Согласно ст. 302 ТК РФ [14] существуют надбавки за вахтовый метод работы, устанавливаемые договором или нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации.

Согласно ст. 317 ТК РФ [15] лицам, работающим в районах, приравненных к районам Крайнего Севера, выплачивается процентная надбавка к заработной плате за стаж работы в данных районах или местностях. Размер процентной надбавки к заработной плате и порядок ее выплаты устанавливаются согласно ст. 316 ТК РФ [16].

Согласно ст. 221 ТК РФ [17] на работах с вредными или опасными условиями труда работникам бесплатно выдаются специальная обувь, спецодежда и другие средства индивидуальной защиты. Работодатель обязан обеспечить их хранение, сушку, ремонт и замену в необходимое время.

Для всех сотрудников предусмотрено добровольное медицинское страхование. Сотрудник, имея полис ДМС на определенную сумму, получает возможность обратиться в медицинское учреждение за оказанием платных медицинских услуг. Также сотрудникам предоставляется отпуск длительностью в 44 дня.

### **8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

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

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовка должна обеспечить беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

Площадка вокруг устья скважины должна быть освобождена от разного рода предметов и рабочего оборудования, не применяемого в данных работах. Само устье скважины должно быть оборудовано так, чтобы обеспечивалось удобство монтирования лубрикаторного оборудования, спуска, замены и извлечения скважинных приборов. Устье скважины всегда должно находиться в полной видимости машиниста лебедки каротажного подъемника. Мостки на устье скважины всегда должны быть исправны, чисты и ничем не перекрыты, дабы избежать получения травм при их использовании.

Подготовленность скважины к геофизическим исследованиям оформляется актом, который подписывается ответственными представителями «заказчика» и геофизического предприятия.

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

Скорость спуска и подъема кабеля не должна превышать скорость, установленную заводом-изготовителем прибора, с помощью которого

выполняются исследования. Каротажный подъемник должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки.

К выполнению работ допускается только обученный персонал, имеющий удостоверения, дающее право допуска к определенному виду работ. Выезд полевого подразделения на полевые работы допускается только после проверки готовности его к этим работам (с составлением Акта готовности).

## **8.2. Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды**

Согласно ст. 209 ТК РФ [18], вредным производственным фактором является производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его заболеванию. Опасным производственным фактором является производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его травме.

Выполнение геофизических работ на Лонтын-Яхском месторождении производится в 2 этапа: полевой и камеральный. Перечень опасных и вредных факторов характерный для данного производственного процесса представлен в таблице 26.

*Таблица 26. Возможные опасные и вредные факторы*

Факторы	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевые работы	Камеральные работы	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [19]
2. Превышение уровня шума	+	-	ГОСТ 12.1.003-2014 [20] ГОСТ 12.1.036-81 [21]

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	–	+	СП 52.13330.2016 [22]
4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 [23] ГОСТ 12.1.002-84 [24] ГОСТ 12.1.019-2017 [25]
5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	–	ГОСТ 12.2.003-91 [26] ГОСТ 12.2.062-81 [27]

### Полевой этап

#### 1. Отклонение показаний микроклимата

Климат района резко континентальный с продолжительной холодной зимой (более семи месяцев) и коротким теплым летом. Среднегодовая температура воздуха  $-5,5^{\circ}\text{C}$ ; абсолютная минимальная температура  $-54^{\circ}\text{C}$ ; абсолютная максимальная температура  $+34^{\circ}\text{C}$ . Также характерной особенностью климата в данном регионе является резкие перепады атмосферного давления воздуха и температур.

Такие факторы могут негативно сказаться на здоровье человека – повышается шанс заболеваемости ОРВИ и ГРИППом; переохлаждение организма.

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

При высоких отрицательных температурах и осадках следует ограничивать время нахождения работников на открытом воздухе, а также применять средства защиты от дождя и холода в виде дождевиков, теплой верхней одежды, теплой зимней обуви и термобелья.

При работе на открытом воздухе при температуре от  $-27^{\circ}\text{C}$  до  $-29^{\circ}\text{C}$  с ветром скоростью 3-5 м/с, и при температуре от  $-30^{\circ}\text{C}$  до  $-35^{\circ}\text{C}$  без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна составлять минимум 10 мин через каждый час работы. При температуре от  $-35^{\circ}\text{C}$  до  $-39^{\circ}\text{C}$  с ветром скоростью 3-5 м/с, и при температуре  $-40^{\circ}\text{C}$  без ветра, работы на открытом воздухе прекращаются.

## *2. Превышение уровня шума*

При ГИС источниками шума являются вращение барабана лебедки при спуско-подъемных операциях, работа бурильной установки, дизельная спецтехника.

Долгое пребывание в месте с повышенным уровнем шума негативно сказывается на здоровье человека. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы, что может послужить причиной серьезных заболеваний.

Если высокий уровень шума долгое время воздействует на человека, то у него может возникнуть шумовая болезнь, которая сопровождается болями и звоном в ушах, сильными головными болями, высоким уровнем утомляемости, отсутствием аппетита.

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 [28], допустимый уровень шума на рабочем месте составляет 80 дБА.

Способами защиты от повышенного уровня шума являются виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых, полимерных и других демпферных материалов (установка дизельного генератора на проставки и пружины, для уменьшения уровня шума); звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов; использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши, специальные костюмы).

### *3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи*

Источником поражением тока являются электрические машины, оголенные электрические провода, отсутствие заземления, электрооборудование при работе в сырую погоду или грозу. Часто к поражению электрическим током приводит несоблюдение правил эксплуатации приборов, нарушение инструкций.

При работе с электрическим током нужно соблюдать правила электробезопасности (ГОСТ 12.1.030-81 [29], ГОСТ 12.1.038-82 [24]).

Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм:

- 0,6–1,5 мА – ток начала ощущения (в точках прикосновения);
- 10–20 мА – порог неотпускающего тока, т.е. тока, вызывающего судорожное сокращение мышц, человек в этом случае не может сам освободиться от действия тока, например, разжать пальцы;
- 100 мА – ток фибрилляции сердца, т.е. явления беспорядочного сокращения волокон сердечной мышцы, вызывающего остановку сердца.
- 5 А и более – асфиксия (удушье), вызванное рефлекторным спазмом голосовой щели.

Термическое воздействие тока проявляется ожогами отдельных участков тела, нагревом до высокой температуры органов, что вызывает в них значительные функциональные расстройства.

Способы защиты: в конструкции аппаратуры ГИС должна быть предусмотрена автоматическая защита от поражения электрическим током. Токоведущие части аппаратуры должны быть изолированы кожухами и другими ограждениями, или находиться на высоте. Обнаженные провода необходимо изолировать или разместить на недоступную высоту. Для защиты от прямых ударов молнии применяются молниеотводы. Металлические буровые вышки должны иметь заземление. При работе необходимо

использовать средства индивидуальной защиты: спецодежда, резиновая обувь, диэлектрические резиновые перчатки [33].

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

Во время проведения полевых работ существует вероятность получения механических травм от движущихся машин и производственного оборудования. При ненадлежащем использовании оборудования, а также халатном обращении с приборами существует риск получения различного рода травм.

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. В тёмное время суток все объекты должны быть освещены согласно действующим нормам («Правила безопасности при геологоразведочных работах» ПБ 08-37-2005 [30]).

Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода-изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации (согласно ГОСТ 12.2.062-81 [27] и ГОСТ 12.2.003-91 [26]). Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправное оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Также, опасные зоны должны оборудоваться ограждениями.

### **Камеральный этап**

#### *1. Отклонение показаний микроклимата*

Показания микроклимата для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется ГОСТ 12.1.005-88 [19]. ГОСТ устанавливает оптимальные и

допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

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

Таблица 27. Допустимые параметры микроклимата в рабочей зоне производственных помещений (СанПиН 2.2.4.548-96)[31]

Период года	Категория	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность воздуха, ф%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t° <sub>опт</sub>	Диапазон выше оптимальных величин t° <sub>опт</sub>			Если t° < t° <sub>опт</sub>	Если t° > t° <sub>опт</sub>
Холодный	Іб	19,0 - 20,9	23,1 - 24,0	18,0 - 25,0	15 – 75	0,1	0,2
Теплый	Іб	20,0 - 21,9	24,1 - 28,0	19,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,3

На микроклимат в каротажной станции влияют множество факторов. Особенно большое влияние оказывают источники теплоты, такие как ЭВМ и вспомогательное оборудование, а также приборы освещения, обслуживающий персонал.

Единственным способом нормализовать воздухообмен в помещениях, компенсировать избыток тепла, поступающий из-за работающего оборудования, а также снизить влажность и температуру до нормального уровня, является установка производственной вентиляции. Чтобы работа вентиляции оказалась эффективна необходимо чтобы на стадии её проектирования соблюдались санитарно-гигиенические и технические требования.

## *2. Недостаточная освещенность рабочей зоны*

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

Влиянием недостаточной освещенности на человека является заболевания органов зрения, ухудшение психического здоровья, усталость, сонливость, головные боли, повышение артериального давления.

Согласно СП 52.13330.2016 [22] при работе с экраном дисплея и работе над документами освещённость, создаваемая светильниками общего освещения, должна быть не менее 300-500 лк, а комбинированная – не менее 750 лк.

Для ограничения неблагоприятного действия пульсирующих световых потоков газоразрядных ламп установлены предельные значения коэффициентов пульсации освещённости рабочих мест в пределах 10-20% в зависимости от разряда зрительной работы.

Чтобы снизить недостаточность воздействия естественного света на рабочих местах применяют: защиту временем (в случае пребывания работника в помещении без естественного освещения менее 25% рабочей смены, условия труда по естественному освещению являются допустимыми, а от 25% до 75% – вредные); улучшение условий, которые создаются искусственным освещением. Окна должны находиться по левой стороне от рабочего места. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток и днем при недостаточном естественном свете.

## *3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи*

По опасности поражения электрическим током помещение для проведения камерального этапа работ относится к первому классу – помещения без повышенной опасности (сухое, хорошо отапливаемое,

помещение с токонепроводящими полами, с температурой 18-25°, с влажностью 40-50%) [33].

В помещении источником тока выступают неисправные электропроводки и электроприборы, работающие под напряжением 220В. Основными местами получения электрических травм являются места подключения электрооборудования в сеть. Сопротивление заземляющих устройств не должно быть более 4 Ом.

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

Условия безопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [29], ГОСТ 12.1.038-82 [24]).

Основные меры защиты:

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

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

### **8.3. Экологическая безопасность**

Геологоразведочные организации обязаны руководствоваться и соблюдать Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002г. [32] и проводить соответствующие мероприятия, направленные на её сохранение. Поисково-разведочные работы на месторождение напрямую сопряжены со всевозможным влиянием на окружающую среду и экологию объекта. Производственная деятельность имеет различные последствия,

связанные с нанесением вреда как атмосфере, так и гидросфере, и литосфере, таким образом загрязнению подвергаются все природные сферы Земли.

### ***Влияние на атмосферу***

В ходе геофизических работ источниками загрязнения атмосферы могут являться такие факторы как выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок, выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, выхлопные газы от дизельного электрогенератора и каротажной станции, работа котельных и др.

Для того чтобы исключить выбросы пыли и прочих вредных веществ из скважины необходимо проводить полную герметизацию всего технологического оборудования, запорной арматуры и трубопроводов.

Для минимизирования загрязнения атмосферы от выхлопных газов от электрогенератора и каротажной станции необходимо использовать исправное оборудование с наличием очищающих фильтров и катализаторов, а также периодически проводить контроль за выбросом загрязняющих веществ.

Документом, регулирующим предельную допустимую среднесуточную концентрацию загрязняющих атмосферу веществ, является ГН 2.2.5.3532–18 [34].

*Таблица 28. Предельная допустимая концентрация некоторых загрязняющих атмосферу веществ (ГН 2.2.5.3532–18)*

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

### ***Влияние на гидросферу***

В ходе геофизических работ источниками загрязнения гидросферы могут являться такие факторы как загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов, загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и

рассолами), загрязнение бытовыми стоками. Также для промывки и гидроиспытаний трубопроводов предусматривается забор воды из поверхностных водоемов.

Для сохранения и исключения загрязнения горизонтов подземных вод в проекте должны быть предусмотрены мероприятия по ликвидационному тампонированию скважин.

Месторождения должны быть оборудованы очистными сооружениями для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлораторные и др.)

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

Также согласно Постановлению Правительства РФ от 21 ноября 2007 г. N 800 "О внесении изменений в некоторые постановления Правительства Российской Федерации по вопросам, связанным с регулированием водных отношений", в водоохраных зонах устанавливается специальный режим хозяйственной деятельности для предотвращения загрязнения, засорения и истощения вод. После окончания работ прибрежные участки восстанавливаются, берега укрепляются.

Выполнение предусматриваемых природоохранных мероприятий обеспечит рациональное использование водных ресурсов и снизит негативное воздействие разработки месторождения на водную среду.

### ***Влияние на литосферу***

В ходе геофизических работ источниками загрязнения литосферы могут являться такие факторы как загрязнение почвы нефтепродуктами, химическими реагентами, засорение почвы горюче-смазочными материалами, производственными отходами и мусором.

Для минимизации пагубного воздействия на литосферу необходимо проводить следующие мероприятия: Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Поддержание лубрикаторного оборудования в хорошем состоянии, во избежание протечек жидкостей из скважины. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, производственных отходов, загрязнённой земли и т.д.

Для исключения попадания горюче-смазочных материалов из двигателя на почву необходимо периодически проводить проверку состояния автотранспорта.

#### **8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Согласно ГОСТ Р 22.0.02-2016 [35] чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией в полевых условиях является пожар непосредственно на устье скважины, в каротажной станции, либо в камеральном помещении. Причинами возникновения пожара на месторождении могут послужить следующие факторы: нарушение технологического процесса; неосторожное обращение с огнем; неисправность или эксплуатация электрооборудования без соблюдения правил техники безопасности; неисправность и перегрев отопительных систем.

Пожарная безопасность должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

При нарушении технологического процесса во время бурения и эксплуатации скважин может возникнуть выброс углеводородов (фонтанирование). Особенно пожароопасным является фонтанирование газа. Первичные действия буровой бригады при обнаружении выброса:

- Первый заметивший признаки фонтанирования сообщает об этом бурильщику;
- бурильщик подает звуковой или световой сигнал "выброс";
- поднимают буровой инструмент до выхода муфты трубы на 1 метр выше ротора и закрепляют тормоз лебедки;
- останавливают буровые насосы;
- открывают задвижку на линии дросселирования;
- закрывают универсальный превентор;
- закрывают шаровой кран;
- закрывают задвижку перед регулируемым дросселем;
- устанавливают наблюдение за давлением на блоке дросселирования;
- бурильщик должен сообщить о выбросе мастеру, который в свою очередь сообщает в РИТС и ЦИТС.

Дальнейшие работы должны производиться под руководством аварийного мастера.

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник промыслово-геофизической партии.

Для минимизации возможности возникновения пожара на месторождении должна регулярно проводиться пожарная профилактика. Под пожарной профилактикой понимается обучение пожарной технике безопасности и комплекс мероприятий, направленных на предупреждение пожаров. Все рабочие проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей, проверки знаний и навыков. Все противопожарные инструменты должны находиться на щитах в специально отведенных местах.

Согласно НПБ 105-03 [36] помещения и здания по пожаровзрывной и пожарной опасности классифицируются на категории А, Б, В, Г и Д.

Камеральные помещения относятся к категории В - пожароопасные, т.е. помещения, в которых есть горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть.

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

Мероприятия по предотвращению пожароопасных ситуаций:  
Предотвращение короткого замыкания на рабочем месте:

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

Для предотвращения нагрева количество подключаемых к источнику потребителей должно соответствовать мощности источника. Работы по предотвращению открытого огня:

- все сварочные работы должны производиться на определённом участке (сварочном посту), работа производится по разрешению;
- подъемники каротажной станции снабжены искрогасителями.

Работа по предотвращению накопления статического электричества:

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

Для ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения, такие как огнетушители ОП-5, ломы, топоры, пожарные ведра, багры и пр.

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте было рассмотрено Лонтынть-Яхское нефтяное месторождение, расположенное в Каргасокском районе Томской области. Были изучены его геолого-геофизические характеристики, такие как стратиграфия, тектоника, нефтеносность и петрофизические свойства пород.

По результатам анализа ранее проведенных геофизических исследований, был запроектирован комплекс промыслово-геофизических исследований с целью оценки технического состояния скважины №107 на Лонтынть-Яхском месторождении. На основании запроектированного комплекса была построена физико-техническая модель объекта исследования, приведена методика и интерпретация геофизических работ.

Специальное исследование, посвященное применению термодинамического моделирования для количественного решения геолого-промысловых задач, показало, что существует возможность повышения достоверности интерпретации промыслово-геофизических исследований и получения дополнительной информации при использовании программно-методического комплекса Gинеро.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федоров Б.А., Харина Е.Л., Останкова О.С. и др. «Пересчет запасов УВ и ТОЭ КИН Лонтынь-Яхского месторождения» по состоянию на 01.01.2014г. Книга 1. Текст. – Томск 2014. – 248 с.
2. Федоров Б.А., Харина Е.Л., Останкова О.С. и др. «Пересчет запасов УВ и ТОЭ КИН Лонтынь-Яхского месторождения» по состоянию на 01.01.2014г. Книга 2. Текстовые и табличные приложения. – Томск 2014. – 214 с.
3. РД 153-39.0-072-01 от 7 мая 2001 г. №134 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», утвержденный Минэнерго России. – М.: 2001. –135 С.
4. Выпускная квалификационная работа: методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов, обучающихся по специальности 21.05.06 Технология геологической разведки специализации «Геофизические методы исследования скважин». Составители Г.Г. Номоконова, А.А. Лукин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 49 с.
5. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие / В. Н. Косков, Б. В. Косков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.
6. Геофизические исследования скважин: учебник для вузов. 4-е изд., переработ. и дополн. / И. Г. Сковородников; Урал. гос. горный ун-т. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. 456 с.
7. Геофизические методы контроля разработки МПИ: лабораторный практикум / авт.-сост.: Л. И. Захарченко, В. В. Захарченко. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2016. – 124 с.
8. НТЦ «ГеоСКАТ». Перечень выпускаемой продукции / А. С. Савельев. – Тюмень 2017. – 27 с.
9. Применение термодинамического моделирования в программно-методическом комплексе GINERO для количественного решения геолого-

промышленных задач / Бухаров А.Р., Власов С.В., Стенькин А.В., Рамазанов А.Ш., Садретдинов А.А. / НТВ «Каротажник», 2020, 2 (302), 132–144.

10. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие /Креницына З.В., Видяев И.Г.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.

11. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 301.

12. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 168.1.

13. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 147.

14. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 302.

15. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 317;

16. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 316.

17. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 221.

18. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 209.

19. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
20. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
21. ГОСТ 12.1.036-81. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Допустимые уровни в жилых и общественных зданиях.
22. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.
23. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
24. ГОСТ 12.1.002-84. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.
25. ГОСТ 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
26. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
27. ГОСТ 12.2.062-81. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.
28. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.
29. ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
30. ПБ 08-37-2005. Правила безопасности при геологоразведочных работах.
31. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
32. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ (последняя редакция)

33. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание, дополненное с исправлениями. Новосибирск – 2006.

34. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

35. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.

36. НПБ 105-03. Определение категорий помещений зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.