

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 подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 (Геофизические методы исследования скважин)
 Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы Комплекс геофизических исследований скважин с целью изучения пород-коллекторов на Мирном нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).
--

УДК 553.98:550.832(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2251	Ходус Максим Сергеевич		

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 ОГСН ШБИП	Киселева Е.С.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Гусев Е. В.	К.Г.-М.Н.		

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 (Геофизические методы исследования скважин)
 Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) Гусев Е.В.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта <small>(дипломного проекта/дипломной работы)</small>
--

Студенту:

Группа	ФИО
3-2251	Ходусу Максиму Сергеевичу

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью изучения пород-коллекторов на Мирном нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).	
Утверждена приказом директора ИШПР (дата, номер)	№ 27-34/с от 27.01.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации, материалы ГИС для специальной главы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1) Географо-экономический очерк; 2) Геолого-геофизическая изученность района; 3) Литолого-стратиграфическая характеристика; 4) Тектоника; 5) Нефтеносность; 6) Петрофизическая характеристика; 7) Сейсмогеологическая характеристика; 8) Анализ ранее проведенных ГИС; 9) Задачи геофизических исследований; 10) Обоснование объекта исследования; 11) ФГМ объекта исследования 12) Методика проектных геофизических работ; 13) Интерпретация геофизических данных; 14) Специальное исследование;

**Перечень
графического
материала**

(с точным указанием
обязательных чертежей)

1. Обзорная карта района работ Рис.;
2. Региональная стратиграфическая схема доюрских отложений (утверждена МСК, 1999 г) Рис.;
3. Региональная стратиграфическая схема келловоя и верхней юры (Утверждена МСК, 2003г.) Рис.;
4. Рис. 4 Выкопировка из тектонической карты фундамента Западно - Сибирской плиты (редактор В.С. Сурков, 1981 г. Томская область) Рис.;
5. Выкопировка из карты вещественного состава фундамента юго-восточной части Западно - Сибирской плиты (А.Э. Конторович, 2001г.) Рис.;
6. Классификационная диаграмма песчаников пластов Ю11-2 Мирного и Останинского месторождений. Рис. ;
7. Сейсмостратиграфический разрез по данным ЗД. Рис.;
8. Диаграмма ГИС скв. № 413П. Мирного НГКМ. Рис.;
9. Диаграмма ГИС скв. № 414П. Мирного НГКМ. Рис.;
10. Запроектированная скважина №300 на Мирном НГКМ. Рис.;
11. Физико-геологическая модель разреза Мирного НГКМ. Рис.;
12. Расположение подъемника при проведении ГИС. Рис.;
13. Общий вид автоматической станции газового каротажа. Рис.;
14. Комплекс СГТИ «СИРИУС» («Разрез-2»). Рис.;
15. Комплекс СГТИ «СИРИУС» («Разрез-2»), вариант с геокабиной. Рис.;
16. Геолого-технологические исследования, контроль процесса бурения. Рис.;
17. Сведения о выполненных объемах геофизических исследований и их результатов. Таблица 1.
18. Внешний вид прибора К1А-723-М. Рис.;
19. Основные физические параметры К1А-723-М. Таблица 2.
20. Основные технические характеристики К1А-723-М. Таблица 3.
21. Внешний вид прибора СРК-43. Рис.;
22. Измеряемые параметры прибора СРК-43. Таблица 4.
23. Общие технические данные прибора СРК-43. Таблица 5.
24. Внешний вид каверномера - профилемера скважинного 4СКП серии «КАСКАД». Рис.;
25. Измеряемые параметры каверномера 4СКП. Таблица 6.
26. Общие технические данные каверномера 4СКП. Таблица 7.
27. Техническая характеристика инклинометров КИТ и КИТА. Таблица 8.
28. Оборудование, аппаратура и программное обеспечение. Таблица 9.
29. Расчёт затрат времени. Таблица 11.
30. Расчёт затрат труда. Таблица 12.
31. Расчет цены геофизических работ базисно-индексным методом согласно МУ ГИС – 98. Таблица 13.
32. Нормы расхода ГСМ при переезде и работе на стационаре. Таблица 14.
33. Расчет цены ГСМ геофизических работ базисно индексным методом согласно МУ ГИС – 98. Таблица 15.
34. Расчёт заработной платы с учётом квалификации рабочего, коэффициентов и премий. Таблица 16.

	<p>35. Расчёт заработной платы с учётом отчислений во внебюджетные организации. Таблица 17.</p> <p>36. Себестоимость работ. Таблица 18.</p> <p>37. Основные элементы производственного процесса полевых и камеральных работ, формирующие опасные и вредные факторы. Таблица 19.</p> <p>38. Нормы искусственного освещения. Таблица 20.</p> <p>39. Оптимальные нормы микроклимата для помещений с ЭВМ. Таблица 21.</p> <p>40. Мероприятия по предотвращению воздействий на окружающую среду. Таблица 22.</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Киселева Е.С.
Социальная ответственность	Гуляев М. В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20.02.2021г.
--	--------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2251	Ходус Максим Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2251	Ходусу Максиму Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы(НОЦ)	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Данные о стоимости материально-технических ресурсов взяты из справочника «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49).
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ; ПОСН 81-2-49; СНВ-84; ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды – 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Формирование плана и графика разработки проекта	1. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ
2. Планирование и формирование бюджета проекта	2. Определение затрат на проектирование (смета затрат)
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Расчет показателей экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оборудование и аппаратура по обслуживанию (табл.)
2. Виды проектируемых работ (табл.)
3. Расчёт времени и труда (табл.)
4. Расчет цены геофизических работ (табл.)
5. Нормы расхода ГСМ при переезде и работе на стационаре (табл.)
6. Расчет цены ГСМ геофизических работ базисно-индексным методом (табл.)
7. Расчёт заработной платы (табл.)
8. Себестоимость работ (табл.)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГСН ШБИП	Киселева Е.С.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2251	Ходус Максим Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2251	Ходусу Максиму Сергеевичу

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема ВКР:

«Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения свойств коллекторов на Мирном нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Объектом исследования является проектная скважина, в восточной части Мирного месторождения. Разработан комплекс ГИС для выделения пород-коллекторов и изучения их фильтрационно-емкостных свойств. Весь комплекс работ, будет состоять из последовательных этапов:

- подготовительные и заключительные работы на базе экспедиции;
- подготовительные и заключительные работы на скважине;
- геофизические исследования (в открытом стволе);
- спуско-подъемные операции; переезды на скважину и обратно.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность:	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов: <ul style="list-style-type: none"> – Неудовлетворительный микроклимат; – Повышенный уровень шума; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Поражение электрическим током – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу. – решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – Выбор наиболее типичной ЧС; – Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. – Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.02.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2251	Ходус Максим Сергеевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит: 117 страниц, 17 рисунков, 22 таблицы, 51 источник.

Ключевые слова: Томская область, Северный район, Мирное нефтегазоконденсатное месторождение, физико-геологическая модель, комплекс геофизических исследований скважин.

Объектом исследования являются проектная скважина на Мирном нефтегазоконденсатном месторождении.

Цель работы - изучение свойств пород-коллекторов Ю₁¹ на Мирном нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).

В процессе исследования проводились: анализ геолого-геофизических исследований и результатов разработки месторождения; качественный и количественный анализ геофизических исследований скважин разной продуктивности.

В результате исследования был составлен проект геофизических исследований для определения свойств коллекторов Ю₁¹ на Мирном нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область). Определены методы исследования скважины.

Область применения: результаты ВКР могут использоваться на месторождениях со схожим геологическим строением.

ESSAY

The final qualifying work contains: 117 pages, 17 figures, 22 tables, 51 sources.

Keywords: Tomsk region, Severny district, Mirnoye oil and gas condensate field, physical and geological model, complex of well geophysical studies.

The object of the study is a project well at the Mirny oil and gas condensate field.

The purpose of the work is to study the properties of the Yu1-1 reservoir rocks at the Mirny oil and gas condensate field (Tomsk region).

In the course of the study, the following were carried out: analysis of geological and geophysical studies and the results of field development; qualitative and quantitative analysis of geophysical studies of wells of different productivity.

As a result of the study, a project of geophysical studies was compiled to determine the properties of the Yu1-1 reservoirs at the Mirny oil and gas condensate field (Tomsk region). Methods of well investigation are defined.

Scope of application: The results of the WRC can be used in fields with a similar geological structure.

Список сокращений

ПС – метод потенциалов собственной поляризации;

БК – боковой каротаж;

БКЗ – боковое каротажное зондирование;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГК – гамма-каротаж;

УЭС – удельное электрическое сопротивление;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

СПО – спускоподъемные операции;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГОСТ – государственный стандарт;

ИК – индукционный каротаж;

ПБ – правила безопасности;

ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;

РК – радиоактивный каротаж;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СНиП – строительные нормы и правила;

ФГМ – физико-геологическая модель;

ЭДС – электродвижущая сила;

АГКС- автоматическая газокаротажная станция

Оглавление

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ.....	2
ЗАДАНИЕ	3
Реферат	9
Список сокращений	11
Введение.....	14
1. Общая часть	16
1.1 Географо-экономический очерк района.....	16
1.2 Геолого-геофизическая изученность.....	18
2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования	23
2.1 Литолого-стратиграфический разрез.....	24
2.2. Тектоника.....	33
2.3 Нефтегазоносность	37
2.4. Петрофизическая характеристика разреза	39
2.5. Сейсмогеологическая характеристика	40
3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований	45
4. Основные вопросы проектирования	49
4.1 Задачи геофизических исследований	49
4.2 Обоснование объекта исследований.....	49
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	50
5. Методические вопросы.....	53
5.1. Методика проектных геофизических работ.....	53
5.2. Интерпретация геофизических данных.....	63

6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ. ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ	73
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	82
7.1. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту	82
7.2. Расчет затрат времени и труда	84
7.3. Расчёт цены геофизических работ на скважине и ГСМ при переезде и работе	87
7.4. Расчёт заработной платы	89
7.5. Оценка рентабельности проекта	90
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	93
8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	94
8.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	95
8.3 Производственная безопасность	96
8.3.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.....	96
8.3.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	98
8.3.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	102
8.4 Экологическая безопасность	105
8.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	107
Заключение	111
Список используемой литературы:	112

Введение

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года», одним из главных районов прироста запасов нефти и газа России остается Западно-Сибирская нефтегазовая провинция. Томская область исторически является одним из центров геологоразведочной и нефтяной промышленности Западной Сибири. Месторождения в основном связаны с верхнеюрскими пластами.

Целью данного выпускного дипломного проекта является разработка проекта на проведение комплекса геофизических исследований в проектируемой скважине для оценки нефтегазоносности верхнеюрского комплекса разреза Мирного нефтегазоконденсатного месторождения в одном из промысловых районов Томской области.

Мирное месторождение представляет интерес для заложения проектной скважины в южной части структуры с целью уточнения контуров залежи и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. Бурение скважины планируется выполнить со вскрытием палеозойских отложений, в связи с перспективностью доюрского комплекса на этих землях Томской области.

Объектом исследования данной работы является верхнеюрский НГК.

Основной задачей является анализ ранее выполненных работ, построение физикогеологической модели объекта и выбор рационального комплекса геофизических методов для решения поставленных геологических задач.

В специальной части показано применение Геолого-технологических исследования, как одного из поисковоразведочных методов геофизики при поисках нефти и газа.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проводится анализ потенциальных потребителей и рассчитывается проектно-сметная стоимость работ.

В разделе «Социальная ответственность» проводится анализ вредных и опасных производственных факторов, рассматриваются наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, которые могут произойти на рабочем месте, а также пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду. Представлен геолого-геофизический очерк района работ, приведен сводный геологический разрез месторождения. Проанализированы результаты работ прошлых лет (1969-2015гг.),

приведен пример методики полевых работ. Охарактеризована ФГМ. Выделены нижние пределы «коллектор-неколлектор», по проделанной работе сделан вывод.

3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

По состоянию на 01.01.2014 г. на Мирном месторождении пробурено 17 скважин: 12 поисково-разведочных и 5 эксплуатационных. Бурение поисково-разведочных скважин №№407Р-416П проводилось в период 1969-1984гг. После оперативного подсчета запасов, проведенного в 1985г., разбуривание площади было возобновлено только в 2006г. пробурены две разведочные скважины (№№ 417Р, 418Р), а в 2012 г., пробурены все эксплуатационные скважины (№№524, 525, 527, 528, 626), в которых ведется добыча нефти и газа.

В скважине №409П из-за аварии не были проведены промыслово-геофизические исследования, поэтому для выполнения работ по интерпретации материалов ГИС использовались 16 скважин.

Комплекс ГИС включает следующие методы:

- стандартный каротаж (СП+КС),
- боковое каротажное (электрическое) зондирование (БКЗ, БЭЗ),
- микрозондирование (МКЗ),
- боковой каротаж (БК),
- микробоковой каротаж (МБК),
- индукционный каротаж (ИК),
- высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ),
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК, ННКт),
- акустический каротаж (АК),
- плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П),
- кавернометрия (КВ),
- резистивиметрия (РЕЗ).

Кроме того, проводились: инклинометрия, контроль технического состояния эксплуатационной колонны и качества цементирования (АКЦ). Примеры диаграмм ГИС Мирного месторождения приведены на (рис.8-9)

Мирное 413П

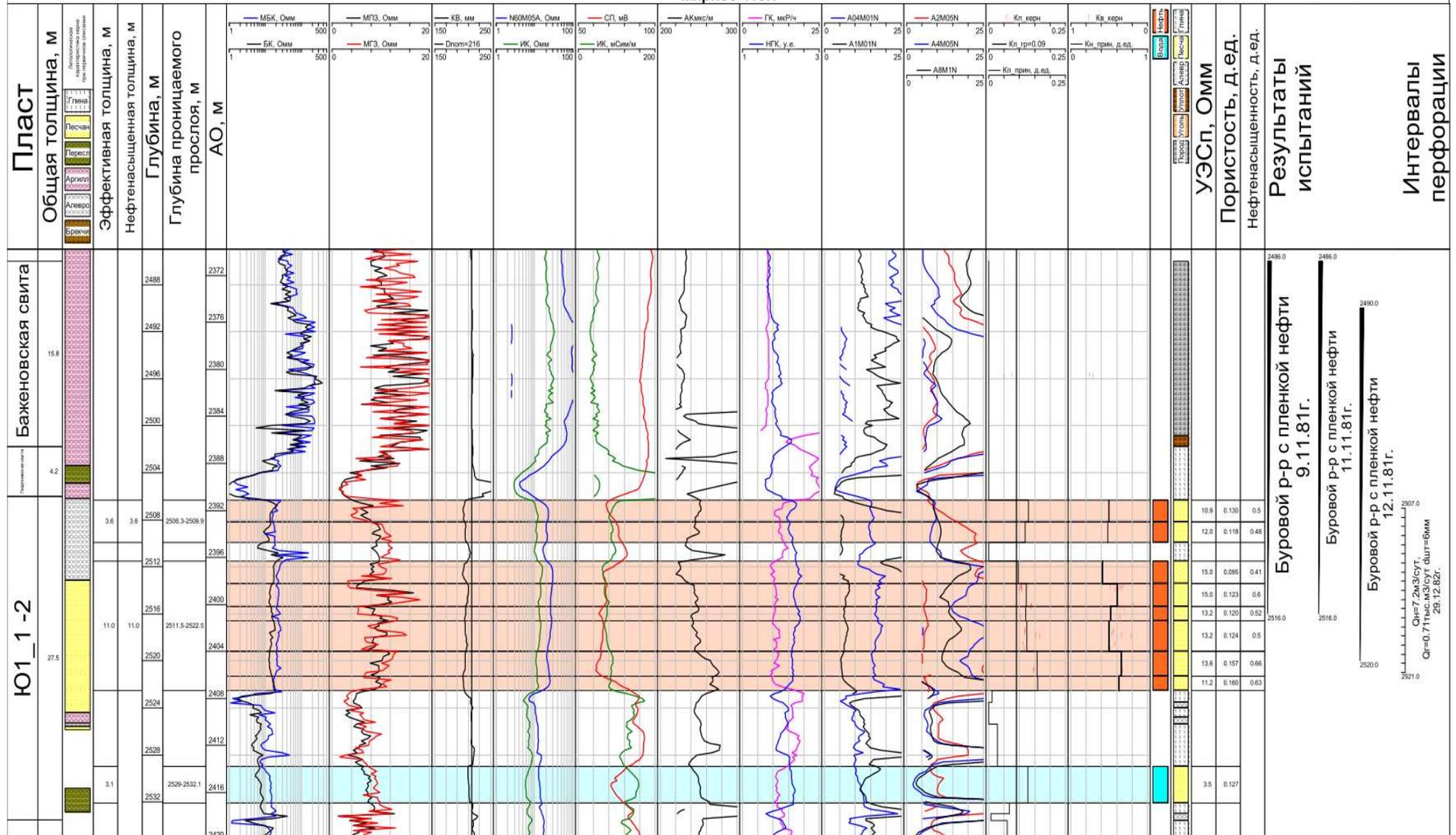


Рис. 8 Диаграмма ГИС скв. № 413П.

Мирное 414П

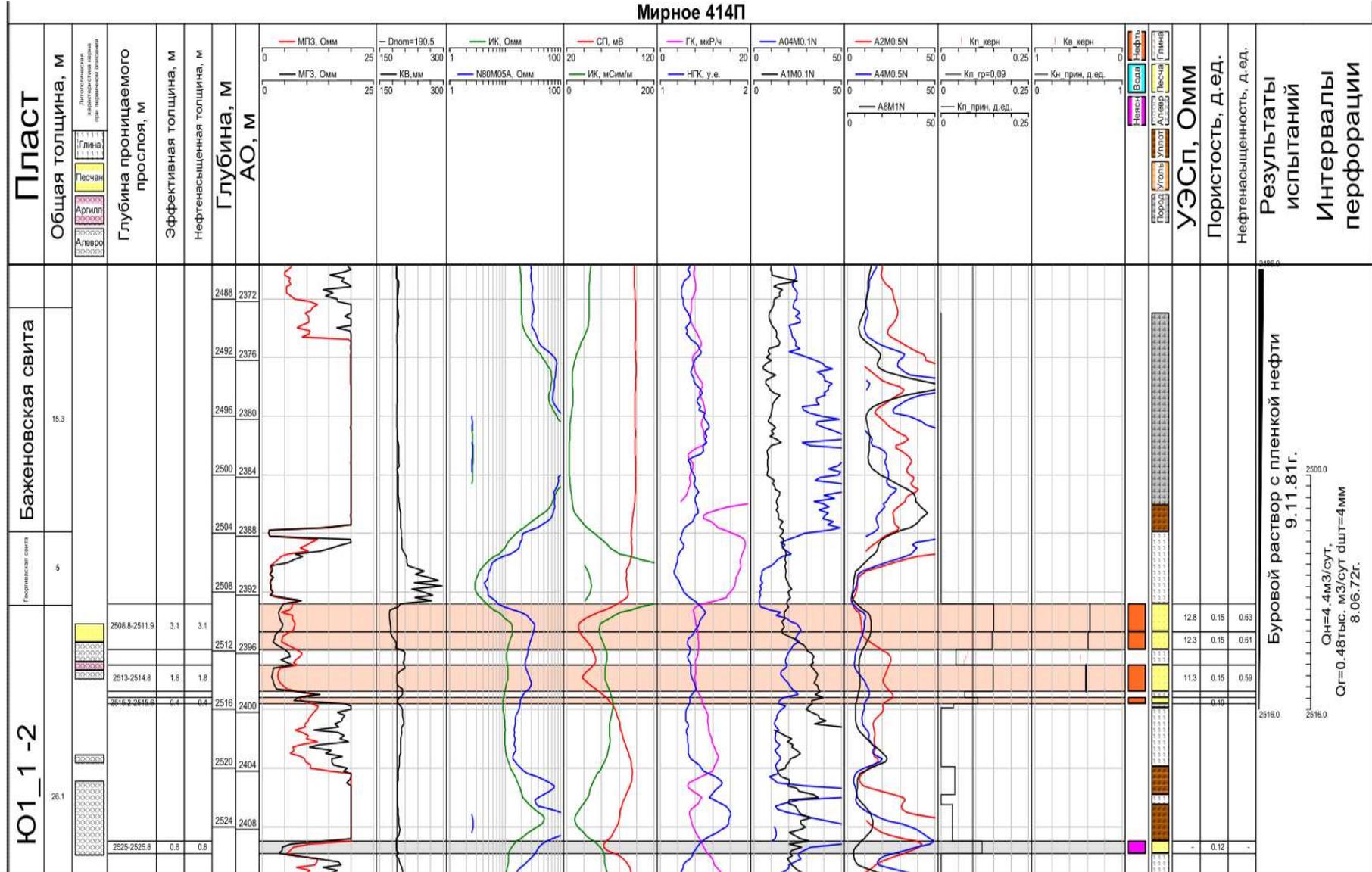


Рис. 9 Диаграмма ГИС скв. № 414П.

Проводимый комплекс геофизических исследований позволяет решать следующие задачи: проводить литологическое расчленение и корреляцию разрезов скважин, выделять коллекторы, определять их фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения.

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

Априорная физико-геологическая модель была составлена на основе анализа разрезов ранее пробуренных скважин, которые являются достаточно информативными. В результате анализа проведенных исследования в ранее пробуренных скважинах была построена ФГМ (рис. 11).

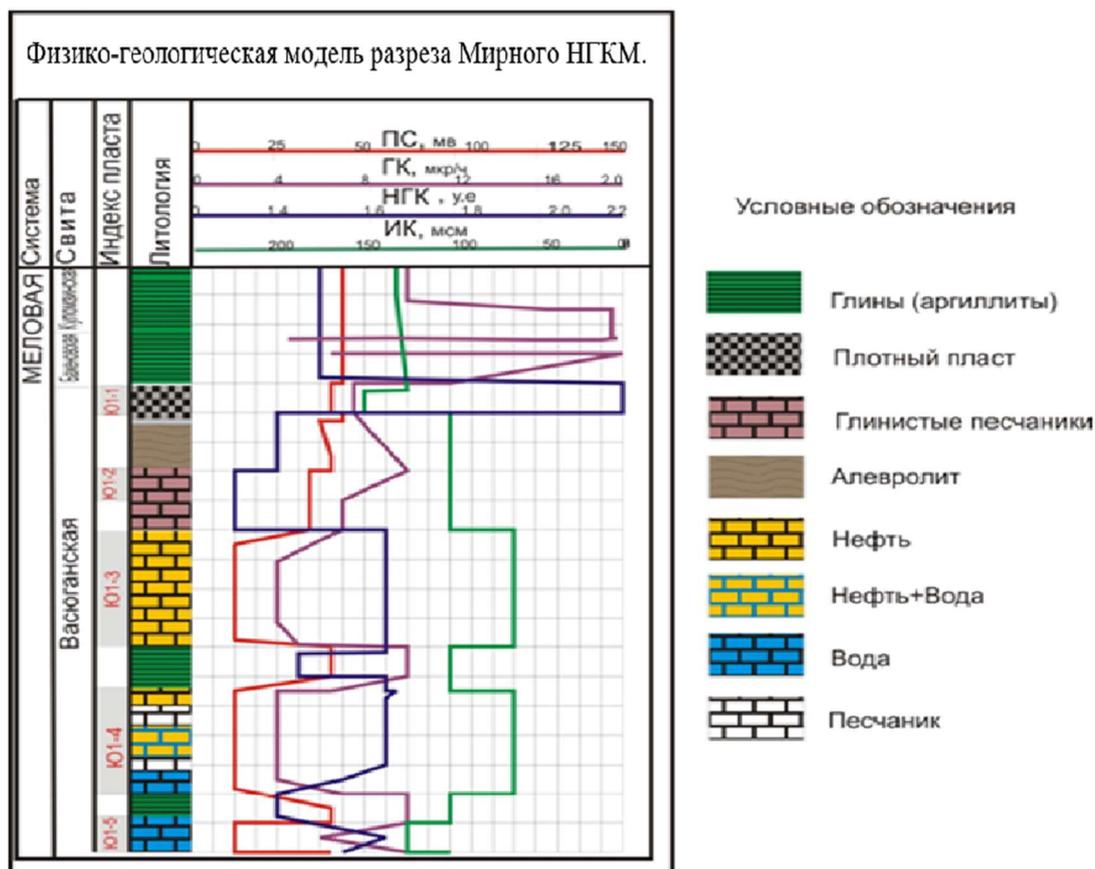


Рис. 11 Физико-геологическая модель разреза Мирного НГКМ

В разрезе скважины, для каждой горной породы характерно свое поведение кривых, что объясняется их различными физическими свойствами.

Аргиллиты выделяются в разрезе по высоким значениям: гамма каротажа и потенциала самопроизвольной поляризации, а также низкими значениями нейтронного каротажа и кажущегося сопротивления.

В известняках, гамма каротаж, отмечается низкими значениями, а аномально высокими показаниями отмечаются: нейтронный, гамма-гамма, плотностной и электрический каротаж.

Песчаники выделяются низкими значениям гамма каротажа и потенциала самопроизвольной поляризации, повышенными значениями нейтронного каротажа и кажущегося сопротивления. Песчаникам-коллекторам характерны приращение бокового каротажного зондирования.

Уголь выделяется низкими значениями: гамма каротажа, нейтронного каротажа, а также аномально высокими показаниями электрического каротажа.

На основе построенной ФГМ, учитывая поставленные геологические задачи, в проектной скважине проектируется следующий комплекс ГИС.

Для литологического расчленения и корреляции разрезов основными ГИС являются: ПС и ГК; в качестве дополнительных методов предлагаются БК и БКЗ.

Для выделения высокопористых и проницаемых пород – коллекторов с наибольшей точностью применяется геофизический комплекс методов исследования скважин: ПС, МКЗ, кавернометрия.

Для определения ФЕС коллектора применяются следующие ГИС: ПС, ГК.

Для определения характера насыщения коллекторов осуществляется методами БКЗ, БК, ИК.

Таким образом, в зоне продуктивных пластов проектируется комплекс ГИС следующего состава:

- БКЗ + резистивиметрия для изучения радиального градиента вдоль диаметра зоны проникновения;
- БК для изучения зоны проникновения и уточнения границ пластов;
- ИК для определения электропроводности пластов;
- кавернометрия для определения кавернозности ствола скважины;
- МКЗ для точного определения интервалов коллекторов в стволе скважины;
- инклинометрия для изучения технического состояния скважины;
- ГК для измерения естественного гамма излучения пород в стволе скважины, которое возникает из-за содержания в ГП определенного количества радиоактивных элементов;

- ИК для измерения магнитного поля вихревых токов, индуцированных в горных породах;
- ПС для исследования естественного стационарного поля в скважинах, которое появляется при протекании электрохимических процессов как между пластами, так и на границе порода-скважина, что обусловлено различиями состава пород, а также БР и пластовой жидкости.

Для решения геологических задач на проектируемом участке Мирного НГКМ были выбраны следующие методы ГИС: ПС, БКЗ, резистивиметрия, БК, ИК, МКЗ, ГК, НГК, кавернометрия, инклинометрия.

5. Методические вопросы

5.1. Методика проектных геофизических работ

Проведение работ можно разделить на 7 этапов:

1. Подготовительные работы на базе.
2. Переезд на скважину, к месту выполнения работ.
3. Подготовительные работы на скважине.
4. Геофизические исследования в скважине.
5. Заключительные работы на скважине.
6. Переезд с места выполнения работ на базу.
7. Заключительные работы на базе.

Содержание подготовительных работ

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

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

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

3. Погрузка аппаратуры, оборудования и материалов. Начальник геофизической партии приступает к производству работ в скважине только после вручения ему акта о передаче-приеме скважины.

Порядок следования к месту выполнения работ и обратно

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

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

Подготовительные работы на скважине

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

Сматывается с барабана лебёдки вручную или с помощью привода лебёдки, установив задний ход в коробке передач автомобиля, первые витки геофизического кабеля так, чтобы выпущенного конца кабеля хватило для подключения к кабельному наконечнику приборов, уложенных на мостках или на полу буровой.

Крепится направляющий ролик (блок) на специальном узле крепления, который постоянно закреплён на основании буровой на расстоянии не более 2 м от ротора таким образом, чтобы средняя плоскость его ролика визуально проходила через середину барабана лебёдки каротажного подъёмника.

Подсоединяет к кабельному наконечнику первый скважинный прибор (сборку приборов, шаблон), проверяет его работоспособность на мостках, опускает прибор в скважину. Подъём прибора над столом ротора и спуск в устье

скважины производят с помощью каротажного подъемника, лёгости (якоря), имеющейся на буровой, или другого грузоподъемного механизма. Для захвата прибора применяют штопор, закреплённый на вилке, которую вставляют в пазы кабельного наконечника.

Устанавливают на счётчиках регистратора и панели контроля каротажа в подъемнике нулевые показания глубин с учётом расстояния от точки отсчёта глубин (стола ротора буровой установки, планшайбы эксплуатационной скважины) до скважинного прибора. (Рис. 12).



Рис. 12 Расположение подъемника при проведении ГИС

Геофизические исследования в скважине

Проведение геофизических исследований и работ предусматривает последовательное выполнение операций, обеспечивающих получение первичных данных об объекте исследований, которые пригодны для решения геологических, технических и технологических задач на количественном и/или качественном уровнях, и включает в себя:

- выбор скважинного прибора или состава комбинированной сборки приборов (модулей);
- тестирование наземных средств и приборов;
- формирование описания объекта исследований;
- полевые калибровки скважинных приборов перед исследованиями;
- проведение спускоподъёмных операций для регистрации первичных данных;
- полевые калибровки приборов после проведения исследований.

Для выполнения данного комплекса работ будет использоваться аппаратура серийного производства.

Стандартный каротаж планируется производить по всему стволу помощью аппаратуры К1А-723-М, запись кривых КС подошвенного и кровельного градиент-зондов (А2М0.5N, N0.5M2А) и потенциал-зонда (N6M0.5А или N8M0.5А) с одновременной записью кривой СП по всему стволу скважины в масштабе глубин 1:500. В продуктивной части разреза стандартный каротаж в масштабе глубин 1:200. Масштабы записи кривых КС – 2.5 Омм/см, СП – 12.5 мВ/см. В скважинах, пробуренных на полимерных растворах, запись кривой СП искажена и не будет использоваться для количественной интерпретации.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) планируется выполнять с помощью аппаратуры К1А-723-М, комплексом последовательных градиент-зондов размерами АО=0.45м; 1.05м; 2.25м; 4.25м; 8.5 м. Масштаб записи кривых КС – 2.5 Омм/см. Скорость регистрации 2000-2500 м/ч.

Микрозондирование (МКЗ) планируется провести в интервале детальных исследований. Запись будет производиться микроградиент-зондом А0.025М0.025N и микропотенциал-зондом А0.05М. Масштаб записи – 2.5 Омм/см.

Индукционный каротаж (ИК) планируется выполнить с помощью аппаратуры К1А-723-М, в масштабе записи ИК 25 мСим/м/см, скорость регистрации – 1600-2500 м/ч.

Гамма-каротаж и нейтронный гамма каротаж будет проводиться с помощью аппаратурой СРК-43, в открытом стволе скважины, при подъеме со

скоростью записи при детальном исследовании в масштабе 1:200 - 160 м/час (в интервале исследования продуктивных пластов). Масштаб регистрации канала ГК - 1 мкР/час/см. Контрольная запись не менее 50 м в продуктивной части разреза.

Боковой каротаж (БК) планируется производить с помощью аппаратуры К1А-723-М, в масштабе глубин 1:200. Скорость записи 2400 м/ч. Масштаб записи кривых 2.5 Омм/см и логарифмический.

Кавернометрия планируется производить с помощью каверномеров 4СКП серии «КАСКАД», с скоростью записи 1800-2000 м/ч.

Резистивиметрия планируется проводить с помощью аппаратуры К1А-723-М, в масштабе записи 1 Омм/см, скорость записи 1800 м/час.

Инклинометрия планируется выполнить точечными аналоговыми приборами марки «КИТ», по всему стволу скважины с шагом измерения 25 м.

Применяемая аппаратура



Рис.13 Внешний вид прибора К1А-723-М

Предназначен прибор для геофизического исследования нефтяных и газовых скважин в открытом стволе. За один проход прибор может обеспечивать измерение по интервалу исследования комплексом зондов БКЗ, зондом трехэлектродного БК, зондом КС, зондом ИК, ПС и резистивиметром.

Прибор решает вопросы электрического каротажа, определения водо- и нефтенасыщенности и разделения нефтяных пластов.

Интегрированный прибор для каротажа К1А-723-М имеет небольшие размеры, высокую надежность и производительность. В эксплуатации прост.

Условия эксплуатации:

- скважина должна быть заполнена промывочной жидкостью на водной основе с удельным сопротивлением от 0,05 до 5 Омм;
- температура окружающей среды от 5 до 120°C;
- максимальное гидростатическое давление 80 МПа

Прибор эксплуатируется в комплекте со следующими изделиями:

- цифровым каротажным регистратором, адаптированным к приёму сигнала прибора и имеющим соответствующее программное обеспечение;
- источником стабилизированного синусоидального тока (0,4±0,02) А (400±5) Гц, обеспечивающим действующее значение выходного напряжения до 300 В;
- трехжильным бронированным геофизическим грузонесущим кабелем марки КГЗ60-150 ТУ16.К09-108-99 (или аналогичным ему по характеристикам) длиной от 2000 до 6000 м, оснащенный кабельным наконечником НКБ ГОСТ 14213.

Физические параметры и технические характеристики прибора представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2. Основные физические параметры К1А-723-М

Длина, м	21,4
Длина корпуса, м	3,9
Диаметр, мм	73
Масса, кг	80
Параметры тока питания, Гц\мА	400/400
Максимальная рабочая температура, °С	120
Максимальное рабочее давление, мПа	80
Скорость каротажа, м\час	3000

Таблица 3. Основные технические характеристики К1А-723-М

Зонд	Единица измерения	Диапазон	Предел доп. основной погрешности
------	-------------------	----------	----------------------------------

A8,0M1,0N A4,0M0,5N A2,0M0,5N N0,5M2,0A A1,0M0,1N	Омм	0,2...5000	+3+0,05(Xв/X-1) %
A0,4M0,1N N11M0,5A	Омм	0,2...1000	+3+0,05(Xв/X-1) %
ПС	В	-0,5...+0,5	+25%
Резистивиметр	Омм	0,05...5	+5+0,2(Xв/X-1) %
Зонд БК-3	Омм	0,2...10000	10%



Рис. 16 Внешний вид прибора СРК-43

Прибор измеряет мощность экспозиционной дозы (МЭД) естественного гаммаизлучения (ГК), водонасыщенной пористости пород методом компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам – 2ННКт.

Используется для исследования открытых и обсаженных нефтяных и газовых скважин, заполненных промывочной жидкостью любого состава.

Решаемые задачи:

- детальное литологическое расчленение;
- определение пористости пластов;
- определение коэффициента газонасыщенности;
- выделение газоносных пластов, газожидкостного контакта

Измерительная установка компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа содержит камеру для размещения ампульного источника быстрых нейтронов (Pu+Be, с выходом от 5×10^6 до 1×10^7 н/с) и два гелиевых детектора тепловых нейтронов. Измерительная установка ГК содержит один сцинтилляционный детектор гамма-квантов с ФЭУ. Измеряемые параметры и общие технические данные прибора представлены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4. Измеряемые параметры прибора СРК-43

Измеряемые параметры	Диапазон	Погрешность
МЭД естественного гамма-излучения горных пород	0.1÷250 мкР/ч	±15%
Водонасыщенная пористость по 2ННКт	1÷40%	±[4,2+2,3(40/Кп-1)]%
Чувствительность зонда ГК, не менее	400 (имп/мин) / (мкР/час)	
Вертикальное разрешение	60 см	
Глубинность исследований	30 см	

Таблица 5. Общие технические данные прибора СРК-43

Общая длина прибора, мм	3385	не более
Диаметр прибора, мм	43	не более
Общая масса прибора, кг	20	не более
Диаметр исследуемых скважин, мм	от 70 до 180	
Скорость каротажа, м/ч - в терригенном разрезе; - в карбонатном разрезе.	250÷400 400÷800	
Частота записи, точек на 1 м	10÷20	
Комбинируемость	концевой	
Положение в скважине	свободное	



Рис. 17. Внешний вид каверномера - профилемера скважинного 4СКП серии «КАСКАД»

Прибор предназначен для независимого измерения четырёх радиусов в скважине в двух взаимно перпендикулярных плоскостях. Используется в нефтегазовых скважинах в открытом и закрытом стволе.

Решаемые задачи:

- измерение диаметра скважины;
- поиск желобов;
- подсчёт объёма затрубного пространства скважины; – контроль технического состояния скважины и др.

Измерения проводятся с помощью резистивных датчиков перемещения, каждый из которых механически связан со своим рычагом.

Измеряемые параметры и общие технические данные каверномера 4СКП представлены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6. Измеряемые параметры каверномера 4СКП

Измеряемые параметры	Диапазон	Погрешность
Радиусы раскрытия рычагов	50÷350 мм	±3 мм
Диаметр скважины	100÷700 мм	±5 мм

Таблица 7. Общие технические данные каверномера 4СКП

Общая длина прибора, мм	3525	не более
Диаметр прибора, мм	76	не более
Общая масса прибора, кг	90	не более
Управление приводом	многократное, по команде с поверхности	
Время раскрытия (закрытия) рычагов, мин	3	не более
Номинальный диаметр скважины, мм	от 100 до 350	
Скорость каротажа, м/ч	до 2000	

Инклинометры КИТ и КИТА

Приборы предназначены для измерения угла наклона и азимута искривления необсаженного ствола скважины. Оборудование рассчитано на совместную эксплуатацию с каротажной станцией СК-С (унифицированный источник питания УИП-К) и может работать с любым типом каротажного кабеля длиной до 5000 м. Инклинометр КИТА отличается от КИТ большим допустимым гидростатическим давлением на прибор. Инклинометр КИТ (КИТА) состоит из наземной панели и скважинного прибора. Пространственное положение инклинометра определяется тремя чувствительными элементами: рамкой, отвесом и компасом. Из-за нагрузки,

закрепленной на раме, ее центр тяжести смещен относительно оси вращения рамы, поэтому основная плоскость рамы проходит через ось вращения системы, а центр тяжести груза совпадает с наклонной плоскостью устройства. Плоскость качания отвеса совпадает с основной плоскостью наклона рамы, а отвес кинематически связан с датчиком переменного сопротивления - азимутальным реохордом. Используется коллектор с тремя контактными кольцами и двумя парами щеток, расположенными в верхней части рамы, к измерительной схеме пульты подключают реохорд углов, либо реохорд азимута, сопротивление которых изменяется пропорционально зенитному углу и азимуту отклонения оси скважины. Чтобы измерить угол и азимут переключением на наземной панели для фиксации чувствительных элементов используются электромагниты.

Конструктивно скважинный прибор состоит из электронного блока диаметром 45 мм, который заполнен демпфирующей жидкостью, которая состоит из смеси керосина и жидкости ПЭС-4. Наземная панель расположена на единой стойке, где размещены элементы управления, измерительные приборы и разъемы для подключения кабелей.

Техническая характеристика инклинометров представлена в таблице 8.

Таблица 8. Техническая характеристика инклинометров КИТ и КИТА

Диапазон измерения зенитного угла, градус	0-50
Диапазон измерения азимута, градус	0-360
Максимальная основная погрешность измерения КИТ, мин:	
зенитного угла	±30
азимута	±4
Время успокоения чувствительных элементов КИТ, с	12
Диапазон рабочих температур, °С	(-10)÷120
Напряжение питания скважинного прибора, В	270
Диаметр скважинного прибора, мм:	
КИТ	60
КИТА	74
Максимальное гидростатическое давление, МПа:	
КИТ	60
КИТА	120
Длина скважинного прибора с удлинителем, мм	1800

Для спуска и подъема скважинных приборов будет использоваться подъемник каротажный на базе Урал - 4320 - ПК - 3.5. Лебедка подъемника рассчитана на 5000 м трехжильного, бронированного геофизического кабеля.

Кабель будет размечаться магнитными метками через 10 м, двойными - через 100 м и контрольными тройными - через 500 м, с помощью стационарной установки УРС – 1010.

Выполнение операций фиксируется файл-протоколом, который формируется регистратором компьютеризированной каротажной лаборатории без вмешательства оператора и содержит данные по текущему каротажу: номер спускоподъемной операции, наименование и номера приборов и сборки, время начала и завершения каждого замера.

Содержание заключительных работ.

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

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

5.2. Интерпретация геофизических данных

Обработка и интерпретация полученных геофизических данных, а также определение фильтрационно-емкостных свойств будет производиться по зависимостям, рассчитанным для данного месторождения.

Выделение коллекторов

Основной предпосылкой для выделения коллекторов по геофизическим данным является их отличие от вмещающих пород – не коллекторов по физическим свойствам (пористости, глинистости, проницаемости).

Признаки коллектора делятся на прямые (качественные) и косвенные (количественные). Качественные признаки, используемые для выделения коллекторов, основаны на более высокой проницаемости коллектора по сравнению с вмещающими породами и на проникновении в коллектор фильтрата бурового раствора.

Выделение пород-коллекторов производилось по комплексу качественных признаков диаграмм промыслово-геофизических исследований:

- отрицательная аномалия кривой ПС;
- сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным, фиксируемое на кавернограммах (наличие глинистой корки);
- наличие положительных приращений на диаграммах микрозондов;
- наличие проникновения промывочной жидкости в пласт по данным БКЗ;
- низкая естественная радиоактивность на ГК;
- повышение тяжелых газов.

При выделении эффективных мощностей исключались все прослои, которые охарактеризованы как уплотненные или глинистые, по одному из геофизических методов.

При выделении коллекторов по количественным признакам используются количественные критерии различных параметров, соответствующих границе коллектор – не коллектор. Обычно используют следующие геофизические параметры:

1. коэффициент проницаемости и соответствующие ему для данного типа коллектора коэффициент пористости, глинистости, карбонатности;
2. коэффициенты фазовой проницаемости по нефти, газу и воде;
3. геофизические параметры: относительная амплитуда ПС;
4. удельное электрическое сопротивление, двойной разностный параметр ГК;

6. насыщения работающих и неработающих толщин.

Выделение в разрезе коллекторов и оценка характера их насыщения нефтью, газом или водой, являются одной из важнейших задач каротажа нефтяных и газовых скважин. К числу коллекторов относится любая пористая, трещиноватая и проницаемая порода, обладающая способностью вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке.

Достоверность выделения коллекторов зависит от степени изученности геологического разреза, уровня теоретической разработки метода и геолого-геофизических условий района.

Выделение коллекторов по кривой самопроизвольной поляризации (ПС)

Электродвижущая сила ПС в скважинах, пробуренных на нефть и газ, обусловлена, главным образом, явлениями диффузии (диффузионно-адсорбционные потенциалы) и частично явлениями фильтрации (фильтрационные потенциалы).

Если два раствора различной концентрации разделить тонкопористой перегородкой - мембраной, то через нее будет происходить диффузия солей и возникнет мембранная, или диффузионно-адсорбционная, э.д.с. $E_{да}$. В качестве параметра, характеризующего количественно диффузионно-адсорбционную активность породы, применяют коэффициент диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$.

$$A_{да} = (E_{да} - E_{д}) / 1_g (C1/C2);$$

где $E_{да}$ и $E_{д}$ - значения э.д.с, измеряемые одной и той же парой растворов, имеющих концентрации $C1$ и $C2$.

Вскрываемые в процессе бурения пласты соприкасаются с глинистым раствором.

Пластовые воды и глинистый раствор, содержащие в основном соли хлористого натрия, имеют обычно разную минерализацию. Вследствие явлений диффузии на границах скважины с породами и между породами с различной литологией, образуются двойные электрические слои, вызывающие возникновение естественного электрического поля. Двойные электрические

слои могут образовываться в результате диффузии, фильтрации и окислительно - восстановительных процессов. Но главная роль принадлежит процессам диффузии.

При распределении двойных слоев, имеется в виду, что песчаный пласт, так же как частицы глины в глинистом растворе и образовавшаяся в процессе бурения глинистая корочка, не оказывает влияния на процесс диффузии и на движение ионов. Поэтому диффузия ионов на контакте песчаный пласт - глинистый раствор происходит так же, как и при непосредственном контакте двух растворов хлористого натрия различной концентрации, т.е. раствор с пониженной концентрацией заряжается отрицательно.

Против пластов коллекторов на кривой ПС мы можем наблюдать минимум, а в песках она будет отрицательной.

Амплитуда отклонения кривой ПС в чистых песчаных глинистых коллекторах значительно меньше, чем против глинистых коллекторов. При выделении коллекторов, целесообразно вместо амплитуды отклонения кривой ПС A_{unc} использовать относительное отклонение ПС A_{pc} . в качестве относительной величины A_{pc} принимается отношение амплитуд отклонений кривой ПС

$$A_{nc} = \Delta U'_{nc} / \Delta U_{nc, \max};$$

где $\Delta U_{nc, \max}$ – максимальная амплитуда отклонения кривой ПС опорного пласта; $\Delta U'_{nc}$ - амплитуда отклонения кривой ПС против изучаемого пласта, приведенная к пласту большой мощности: $\Delta U'_{nc} = \Delta U_{nc} / \beta$

Здесь ΔU_{nc} - амплитуда отклонений ПС, отсчитанная по кривой ПС;

β - поправочный коэффициент за мощность.

Опорный пласт, служащий для определения относительной амплитуды отклонения ПС A_{pc} , должен отвечать следующим требованиям:

1. обладать достаточной мощностью и сопротивлением, малоотличающимся от сопротивления изучаемых пластов, чтобы можно было исключить введение поправок за мощность и сопротивление в величину ΔU_{nc} .

2. сохранять на значительном протяжении по площади постоянство литолого-петрофизических свойств и минерализацию пластовой воды. Минерализация пластовых вод в опорном и изучаемом пластах не должна сильно различаться.

Наилучшим опорным пластом следует считать хорошо проницаемые неглинистые песчаники или известняки. При выделении эффективных нефтенасыщенных коллекторов, важно определить нижний предел нефтенасыщенного коллектора, при котором данный коллектор может отдавать нефть. Для этих целей в условиях Западной Сибири используются корреляционная зависимость между относительной амплитудой апс и данными гидродинамических исследований.

Выделение коллекторов по гамма каротажу

Гамма-каротаж заключается в измерении интенсивности естественного гамма-излучения пород вдоль ствола скважины. Радиоактивность пород связана с присутствием в них элементов ряда тория, урана, актиноурана и их продуктов распада. Наибольшей радиоактивностью обладают глинистые осадки и глины, малую радиоактивность имеют песчаники, известняки и доломиты и т.д. Повышение радиоактивности глинистых пород объясняется их высокой удельной поверхностью и способностью к адсорбции радиоактивных элементов и др., поэтому на кривой гамма-каротажа против глин и битуминозных сланцев мы можем наблюдать максимальные значения. И чем чище песчаные пласты, т.е. чем меньше их глинистость, тем глубже минимум на кривой ГК. Исходя из этого, по кривым ПС и ГК мы можем визуальным образом выделять пласты коллекторов и неколлекторов (глин).

Интерпретация диаграмм индукционных зондов

Метод служит для определения удельной электрической проводимости пород и основан на изучении вторичного электромагнитного поля,

возникновение которого обусловлено вихревыми токами, индуцированными в породах с помощью искусственного электромагнитного поля.

Важным свойством индукционных зондов являются радиальные и вертикальные характеристики, показывающие изменение геометрических факторов участков среды по мере удаления их от зонда. Радиальные характеристики определяют радиус исследования зонда и степень влияния на его показания скважины, зоны проникновения и неизменённой части пласта. Вертикальная характеристика зонда даёт представление о степени влияния на его показания вмещающих пород.

Обработка и интерпретация диаграмм включает в себя следующие основные этапы:

а) проверка качества материалов. Качество диаграмм предварительно оценивают в соответствии с требованиями технических инструкций. Расхождения между данными БКЗ и величинами сопротивления, определёнными по им с внесением поправки за скважину и скин-эффект, не должны быть более + 10% для всех опорных пластов;

б) выделение объектов интерпретации и снятие значений кажущейся электрической проводимости. Базируется на анализе кривых кажущейся удельной проводимости σ_K , полученных для изучаемой среды разного строения.

в) учет влияния скважин. Проводят при помощи палеточной зависимости геометрического фактора скважины от её диаметра $\varnothing C$;

г) учёт влияния скин-эффекта. Позволяет перейти от снятого с диаграммы значения σ_K к значению ρ_K для того же пласта. Поправку за скин-эффект вводят после введения поправки за влияние скважин;

д) учёт влияния ограниченной толщины пласта. Необходим для приведения показаний индукционного метода к условиям пласта неограниченной толщины;

е) учёт влияния зоны проникновения. Осуществляется по специальным палеткам, представляющим собой семейство кривых зависимостей ρ_K от ρ_P или σ_K от σ_P .

Определения коэффициента пористости (K_p) методом самопроизвольной поляризации (ПС)

Одним из основных методов определения коэффициента пористости (K_p) является метод самопроизвольной поляризации (ПС). Его использование при оценке подсчетного параметра основана на тесной, близкой к прямолинейной зависимости диффузионно-адсорбционной активности пород и их относительной глинистости

$$\eta_{гл} = K_{гл} / (K_{гл} + K_p).$$

Расчетное уравнение имеет вид:

$$K_p = a * A_{пс} + b,$$

Где $A_{пс}$ - относительная амплитуда ПС, отсчитываемая от линии глин. Значение коэффициентов, a и b изменяются от разреза к разрезу. В случае малоглинистых коллекторов ($A_{пс} > 1$), его пористость будет определяться не глинистостью, а степенью окатанности и отсортированности зерен псаммитового компонента, и уравнение (1) не правомочно. Его использование приведет к искусственному снижению пористости коллектора. В этом случае необходимо определять этот параметр по одному из методов пористости, на Мирном НГКМ таким методом является нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ), проведенный на большем количестве скважин.

Особенности физических свойств пластичной (глинистой) составляющей твердой фазы, позволяют в большинстве случаев, установить объемное содержание глинистых частиц в коллекторе по геофизическим данным. Из геофизических методов определения глинистости наиболее широко распространены методы потенциалов собственной поляризации и естественного гамма-излучения.

Коэффициент глинистости для данного месторождения равен:

$$K_{гл} = a - b * \square_{пс}$$

Где коэффициенты « $a=0.4346$ » и « $b=0.3846$ »

Возможность определения коэффициента проницаемости коллекторов по данным потенциала собственной поляризации физически обоснована наличием следующих связей:

1. обратно пропорциональной (квадратичной) зависимости между коэффициентом проницаемости ($K_{пр}$) и удельной поверхностью ($S_{ф}$) каналов фильтрации;
2. зависимости между $S_{ф}$ и адсорбционной удельной поверхностью ($S_{а}$) коллектора;
3. прямой зависимости между $S_{а}$ и диффузионно-адсорбционной активностью ($A_{да}$).

Вследствие перечисленных связей между $K_{пр}$ и $A_{да}$ наблюдается наиболее тесная обратная зависимость. Ее характерная особенность, в большинстве случаев - резкое снижение интенсивности связи в области проницаемости более 200 мД. Это затухание объясняется тем, что в области высоких значений коэффициента проницаемости основным фактором, определяющим его величину, является не глинистость коллектора, от которой зависит значение $A_{да}$, а размеры сечений макрокапилляров, мало влияющие на параметр $A_{да}$, и структура порового пространства.

Определение коэффициента проницаемости методом потенциала собственной поляризации практически осуществляется по зависимостям

$A_{да}=f(K_{пр})$ и $A_{пс}=f(K_{пр})$ построенным по данным сопоставления измерений $U_{пс}$ в скважинах с величинами $K_{пр}$.

Наблюдаемая во многих случаях незначительная дифференциация кривых $A_{да}$ и $A_{пс}$ в области высоких проницаемостей является основным недостатком способа определения коэффициента проницаемости пород по $A_{пс}$. В коллекторах низкой проницаемости, наоборот, даже значительные погрешности в определении коэффициента проницаемости опорного пласта мало сказываются на величине $A_{пс}$ и не вносят больших ошибок в $K_{пр}$. Следовательно, способ потенциалов собственной поляризации целесообразно применять

преимущественно для определения коэффициентов проницаемости глинистых коллекторов выдержанного минерального состава с низкой проницаемостью.

Определение удельного электрического сопротивления

УЭС определяется путем комплексной интерпретации электрических и электромагнитных методов ГИС. При обработке диаграмм БКЗ, ИК проводится корректировка масштабов записи и нулевой линии. С этой целью в разрезе выделяются опорные непроницаемые пласты с толщинами менее 5 м с низкими и высокими сопротивлениями. По этим опорным пластам осуществляется контроль качества зондов БКЗ и индукционного каротажа, а также уточняется величина R_c . При необходимости в показания зондов БКЗ и ИК вносятся поправки за искажение масштаба и смещение нулевой линии. Положение нуля индукционного каротажа контролируется также по высокоомным отложениям.

После проверки качества материалов ГИС по комплексу зондов БКЗ-ИК определяется удельные сопротивления (ρ_p) пластов-коллекторов при мощности более 1,2 м. Удельное сопротивление зоны проникновения определяется по кажущемуся сопротивлению малых градиент-зондов БКЗ ($AO=0,45$ м и $AO=1,05$ м). Удельное сопротивление промывочной жидкости, необходимое для уверенной интерпретации данных БКЗ, определяется, как правило, по данным скважинной резистивиметрии. При небольшой мощности интерпретируемых пропластков удельное сопротивление определяется, как правило, по данным ИК.

Определение коэффициентов газо- и нефтенасыщенности

Коэффициент нефтегазонасыщенности определяется традиционным способом по данным ГИС с использованием петрофизических связей $P_n=f(K_n)$ и $P_n=f(K_v)$, построенных по результатам анализов керна.

Исследования параметра насыщения проводятся в лаборатории, при моделировании величин K_v центрифугированием и капилляриметрией.

Сопrotивление пластовой воды для расчетов Кнг принято равным $\rho_{в}=0.087$ Омм, что соответствует минерализации $C_{в}=28.6$ г/л и средней пластовой температуре $T_{пл}=88^{\circ}\text{C}$.

В газонасыщенной части пласта Ю₁¹⁻² определялась величина Кнг. Для оценки Кг в газовой шапке пласта Ю₁¹⁻² величина Кнг, определенная в скважинах по результатам интерпретации материалов ГИС, уменьшена на величину остаточной нефтенасыщенности. Величина остаточной нефтенасыщенности, из-за отсутствия соответствующих исследований, принята экспертно равной 3%.

Среднее значение Кг и Кн по каждой залеже, выполнено взвешиванием по эффективному объему по формуле:

$$K_r = \frac{\sum H \cdot K_n \cdot K_{нг}}{\sum H \cdot K_n} :$$

Определение проницаемости коллекторов

Для оценки проницаемости коллекторов пласта Ю₁¹⁻² Мирного месторождения, использовались два уравнения $K_{пр}=f(K_n)$, полученные по керну, с дифференциацией по значениям двойного разностного параметра ГК, как функции глинистости:

$$K_{пр}=4E+06K_n \cdot 6.8526 \text{ при условии } \Delta I_{гк} < 0.1$$

$$K_{пр}=394.97 * K_n \cdot 2.9829 \text{ при условии } \Delta I_{гк} \geq 0.1.$$

Обоснование граничных значений проницаемости для нефте- и газонасыщенных коллекторов пласта Ю₁¹⁻² проведено по результатам исследований керна по сопоставлению динамической $K_{п,дин} = K_n(1-K_{во}-K_{но})$ и эффективной пористости $K_{п,эф} = K_n(1-K_{во})$ с коэффициентом абсолютной проницаемости $K_{пр}$.

Для выделения коллекторов пласта Ю₁¹⁻² получены следующие граничные значения параметра: газонасыщенные – $K_{пр,гр}=0.1$ мД;

$$\text{нефтенасыщенные – } K_{пр,гр}=0.3\text{мД.}$$

6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ. ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ

Газовый каротаж применяется для выделения перспективных на газ частей в разрезе скважины и прогноза характера их насыщения. Также применяется в интервалах притока пластового флюида в скважину или поглощения фильтрата промывочной жидкости в пласт для предотвращения аварийных ситуаций и измерения параметров режима бурения.

При газовом каротаже изучаются суммарный объем и состав углеводородных газов, попадающих в промывочную жидкость в процессе бурения пластов и перемещаемых потоком от забоя к устью скважины.

История возникновения

Впервые данные по исследованию газовых скважин были напечатаны в 1920–х годах. В 1925 году Баннет и Пирс опубликовали разработанный ими метод исследования газовой скважины. При фонтанировании скважины в атмосферу устанавливалась зависимость расхода газа от давления на ее устье и на забое. Но данный метод не учитывал все правила техники безопасности и приводил к существенным потерям газа.

В 1929 году был описан метод противодавлений, который был принят в качестве официального метода исследований газовых скважин. В 1935 году Роулинсом и Шелхардтом были опубликованы результаты фундаментальных исследований газовых скважин. По этим результатам был сформирован метод, которым пользуются до настоящего времени.

Цели и задачи геофизических исследований газовых скважин

Исследования скважин проводят с целью получения исходных данных для определения запасов газа, проектирования разработки месторождения, установления технологического режима работы скважины, обеспечивающего ее эксплуатацию при оптимальных условиях, контроля за разработкой и эксплуатацией месторождения.

Геофизические методы исследования скважин (каротаж) – это методы геологической и технической документации проходки скважин, которые основаны на изучении в них разных геофизических полей. Особенно широкое применение каротаж получил при изучении газовых и нефтяных скважин в процессе их бурения и эксплуатации.

Основными задачами газового каротажа при исследовании поисковых и разведочных скважин являются:

- 1) выделение перспективных пластов-коллекторов в разрезе бурящейся скважины;
- 2) оценка характера насыщения пластов;
- 3) выявление аномально высоких давлений в поровом пространстве;
- 4) заблаговременное распознавание возможности внезапного выброса пластового флюида и ее предупреждение.

Относительный состав газа является важнейшим параметром для решения второй и третьей приведенных задач.

Газовый каротаж изучает состав и содержание углеводородов в газе и битумов в промывочной жидкости и основные параметры, которые характеризуют режим бурения. В пластах поровое пространство в основном заполнено смесью воды и углеводородами, большая часть которых пребывает в газообразном состоянии.

Газовый каротаж применяется в процессе бурения и после бурения.

Газовый каротаж после бурения может проводиться только после возобновления циркуляции промывочной жидкости при простое скважины.

Насыщенность пластов при этом определяется по содержанию в глинистом растворе углеводородных газов, которые поступают из пласта в скважину при их диффузии и фильтрации. Процесс диффузии присутствует в том случае, если давление столба промывочной жидкости превышает давление пластовых вод. В таком случае до того, как попасть в скважину, фронт диффузии проходит через зону проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт и глинистую корку.

По мере увеличения перепада концентраций и растворимости газов в воде и нефти, возрастает интенсивность диффузионного потока. Вязкость и плотность промывочной жидкости существенного влияния не оказывают на диффузионное поступление газа из пласта в глинистый раствор.

При газовом каротаже после бурения проводится непрерывная регистрация газосодержания потока промывочной жидкости в течение времени, достаточного для выхода двукратного объема этой жидкости с исследуемой глубины до земной поверхности. После бурения, изучение суммарного содержания углеводородных газов ($\Gamma_{\text{сум}}$) производят как в глинистом растворе, заполняющем затрубное пространство, так и находящемся внутри бурильных труб. Газовая аномалия на кривой $\Gamma_{\text{сум}}$, соответствующая измерению внутри труб, повторяет (в перевернутом виде) конфигурацию той же аномалии на кривой, полученной в затрубном пространстве, она размещена ниже ее по глубине и характеризуется меньшими показаниями.

При газовом каротаже в процессе бурения газ из пор пород поступает в циркулирующую по стволу скважины промывочную жидкость (глинистый раствор) и выносится на поверхность, где подвергается анализу на содержание газообразных углеводородов. Одновременно исследуют технологию (режим) бурения скважины, включая его продолжительность (механический каротаж).

Важным аспектом газового каротажа является привязка результатов анализов к глубине поступления газообразных углеводородов из пласта в скважину. Результаты должны быть привязаны к глубине скважины, на которой данный буровой раствор находился в забое. При этом необходимо учитывать время за которое промывочная жидкость проходит по затрубному пространству от забоя скважины до устья. А также время перемещения от дегазатора к газоанализатору газовой смеси, что легко определяется. Сложность состоит в вычислении времени прохода промывочной жидкости от забоя к устью скважины. Это время называется отставанием и постоянно меняется в процессе бурения, зависимо от множества факторов, таких как: глубина и конструкция скважины, производительность и число работающих насосов и т.

п. Значение отставания можно определить по углублению скважины за время подъема глинистого раствора от ее забоя до устья.

Газокаротажная станция

Газовый каротаж проводят при помощи автоматической газокаротажной станции (АГКС), смонтированной на автомобиле или двухосном прицепе. Газокаротажная станция устанавливается на буровой на все время бурения того интервала скважины, в котором предстоит проведение газового каротажа. Она позволяет проводить газовый каротаж в процессе и после бурения без специальных для этого простоев скважины.

Автоматическая газокаротажная станция рассчитана на измерение и автоматическую регистрацию в аналоговой форме в масштабе глубин 1: 500 и 1: 200 в цифровой форме для непосредственного ввода в ЭВМ параметров, характеризующих газо и нефтегазосодержание пластов (суммарные газопоказания $G_{\text{сум}}$) в основном и затрубленном масштабах, приведенные газопоказания $G_{\text{пр}}$, компонентный газовый анализ, записанные дискретно с постоянным шагом квантования по глубинам H_k в функции истинных глубин, а также параметров, определяющих технологию бурения (продолжительность бурения 1 м скважины, расход глинистого раствора на «выходе» скважины, коэффициент разбавления E_p), регистрируемых дискретно с переменным шагом квантования по глубинам.

Наличие в АГКС специального запоминающего устройства, задерживающего сигналы с действующих глубин на переменный интервал времени, обеспечивает автоматическое определение параметров $G_{\text{сум}}$ и $G_{\text{пр}}$ и повышает точность их привязки к истинным глубинам. Расширение комплекса газокаротажных параметров на современных АГКС с одновременной регистрацией этих параметров в аналоговой и цифровой формах без специальных простоев скважины, привело к созданию системы комплексной интерпретации результатов геофизических и геохимических исследований скважин. Этим созданы предпосылки для существенного повышения

геологической эффективности комплекса исследований нефтяных и газовых скважин.

На рисунке 13 изображено:

- а) общий вид станции;
- б) программное обеспечение;
- в) геологическое оборудование.



Рис. 13 Общий вид автоматической станции газового каротажа

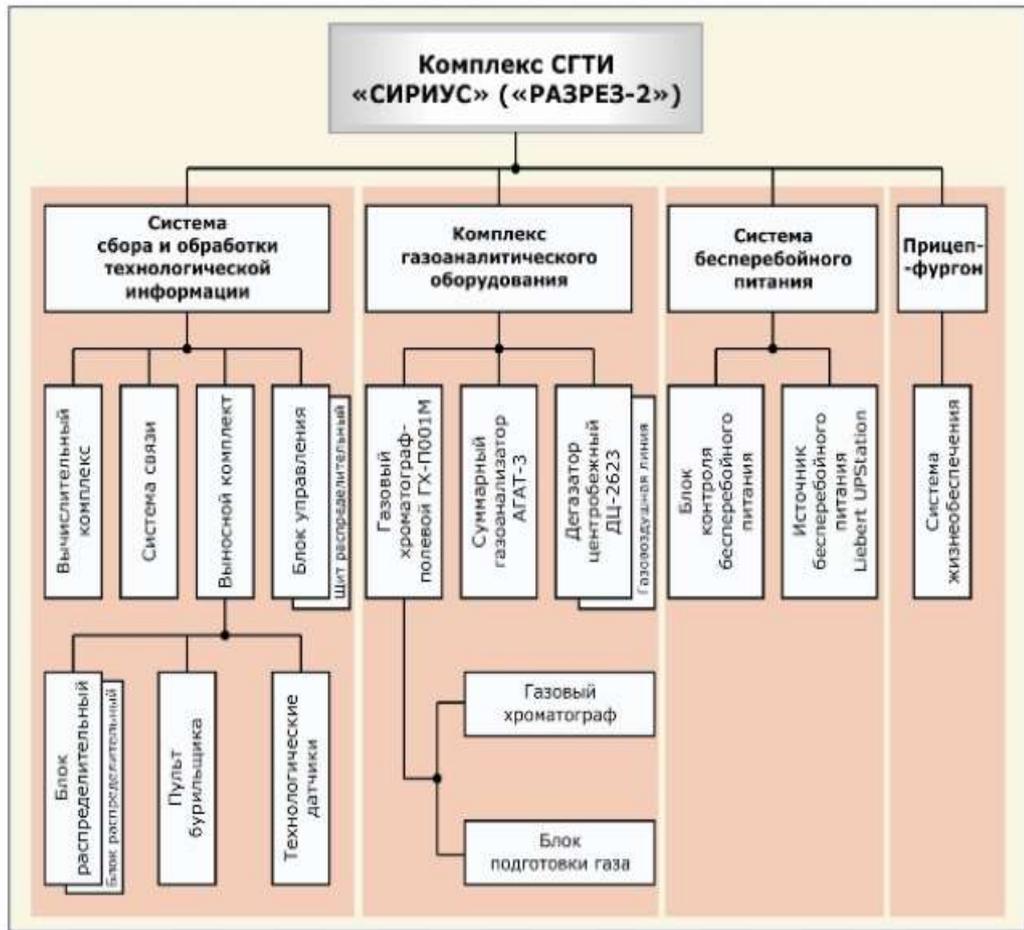


Рис.14 Комплекс СГТИ «СИРИУС» («Разрез-2»)

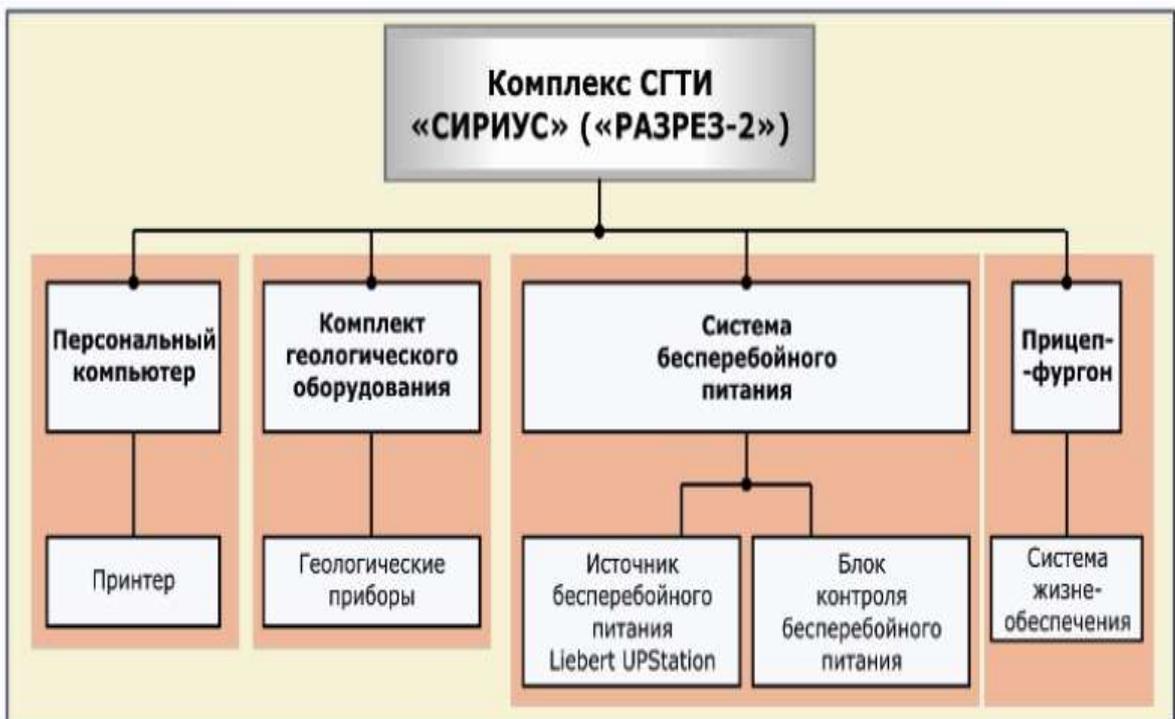


Рис.15 Комплекс СГТИ «СИРИУС» («Разрез-2»), вариант с геокабиной

С_р для оценки привязки аномалии к какому-либо типу залежи и сравнивается с присущими для продуктивных пластов ранее пробуренных скважин значениями Г_{пр} на соответствующей глубине. Интервал разреза, к которому приурочена газовая аномалия, является перспективным при положительной оценке ($G_{пр} > C_p > G_{пр}$) и может быть рекомендован для геофизических и детальных промысловых исследований.

Для определенных точек газовой аномалии Г_{пр} находят компонентный состав и считают средние значения для выделенного интервала. Вычисленные средние значения переносят на эталонные палеточные кривые, которые были получены для определенного района, и оценивают характер насыщения пласта. Характер насыщения исследуемого пласта оценивается при совпадении найденных точек с одним из палеточных графиков. Также качественно разделить пласты возможно по количеству содержания тяжелых углеводородов в нефтенасыщенных пластах и метана в газоносных пластах. Но в ряде случаев данный метод приводит к неоднозначным результатам. Очень сложно различить продуктивные пласты от водоносных с остаточной нефтью или растворимым газом.

Окончательная интерпретация данных газового каротажа сводится к следующему. Рассчитывают исправленные суммарные газопоказания Г_{сум} с учетом фоновых значений.

В аномальном интервале кривой Г_{пр} для каждой точки находят значения. Для этого рассчитываются интервалы, которые в последующем наносятся на бланк эталонной номограммы, при этом оценивается компонентная характеристика пласта.

Наиболее надежно определить насыщенность пластов можно по остаточному газосодержанию или нефтегазосодержанию. Но из-за фильтрации, которая опережает долото, глинистого раствора в пласт, значения оказываются меньше, чем истинное нефтегазосодержание. Значения, снятые для водоносных пластов, намного меньше, чем значения, которые были сняты в таких же продуктивных пластах. Этот фактор разделяет продуктивные и водоносные

пласты по значениям нефти и газосодержания. Параметры считают по уточненным величинам $\Gamma_{пр}$. Вычисляются приведенные газопоказания $\Gamma_{пр}$ и средний коэффициент разбавления $E_{ср}$ (в м³/м³) для данного интервала.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Расчет средств для разработки и эксплуатации рассматриваемого объекта, является одним из важнейших этапов при осуществлении поиска финансирования для проведения исследований и лицензирования полученных результатов. Данный этап производства необходим для разработчиков, которые в последующем, должны представить в итоговой форме реализуемый бюджет, востребованность, состояние и перспективы проводимых исследований.

Целью данного раздела является - расчет финансовой стоимости комплекса геофизических исследований (ГИС) в открытом стволе скважины № 300 Мирного НГКМ, расположенного в Парабельском районе Томской области.

Для расчета финансовой стоимости выполнения геофизических исследований (ГИС) необходимо уточнить следующие задачи:

1. Определение видов и объёмов проектируемых работ по данному проекту;
2. Планирование временных затрат;
3. Выполнение отдельных видов работ всего комплекса (параллельно или последовательно).

7.1. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

Проведение полевых работ будет осуществляться вахтовым методом.

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

В качестве опорных нормативных документов были использованы:

1. «Методические указания по расчету норм и расценок на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (МУ ГИС – 98);
2. «Сборник единичных районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» («ЕРР – Газпром»);
3. Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (ПОСН 81-2-49).

Комплекс работ ГИС формируется исходя из поставленных геологических задач (литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, оценка ФЕС пластов-коллекторов) и выполняется геофизической партией. Геофизическая партия является основной производственной единицей, непосредственно выполняющей исследования в скважинах. Объемы запланированных работ определяются в соответствии с действующим обязательным комплексом ГИС в скважинах и технологией их производства.

В таблице 9 представлен комплекс оборудования, аппаратуры и программного обеспечения, необходимый для обслуживания одной скважины.

Таблица 9. Оборудование, аппаратура и программное обеспечение.

№	Виды работ	Оборудование	Кол-во, ед.
1	Геофизические исследования в скважине	Подъемник каротажный ПКС-3,5М на базе КАМАЗ-4320	1
		Каротажная станция «Кедр-02»	1
		Ноутбук	1
		Жёсткий диск (карта памяти или CD-диск)	1
		Спутниковый телефон	1
		Скважинный прибор СРК-43	1
		Скважинный прибор 4СКПД «КАСКАД»	1
		Скважинный прибор «КИА-723-М»	1
		Скважинный прибор КИТ(КИТ-А)	1
Обработка данных ГИС			
2	Контрольно-интерпретационные работы	Программное обеспечение «Techlog»	1

В таблице 10 представлены виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважины).

Таблица 10. Виды проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

№	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервал записи	
			Кровля	Подшва
1	ГК, инклинометрия, кавернометрия	1:500	0	2430
2	БК, НГК, БКЗ, МКЗ, ПС, ГК, резистивиметрия, инклинометрия, кавернометрия	1:200	2430	2560

3	Контрольно-интерпретационные работы	0-2560
---	-------------------------------------	--------

7.2. Расчет затрат времени и труда

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от:

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

В проектируемых работах, помимо проведения комплекса ГИС, учитываются затраты на преодоление расстояния от базы до места исследований, грузовым автомобильным транспортом, техническим дежурством, суммарным метражом спуско-подъемных операций (СПО) с производением записи, подъемом прибора без записи, и объемом интерпретации, в размере 100% от стоимости полевых работ.

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

В таблицах 11–12 проводим расчёт затрат времени и труда для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине.

Таблица 11. Расчёт затрат времени

Виды работ	Объем		Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, мин.
	Ед. изм.	Кол-во			
БК	м	2560	3,3	мин/100м	84,48
Вспомогательные работы при БК	опер	1	39		39
БКЗ	м	2560	3	мин/100м	84,48
Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	39		39

Продолжение таблицы 11

ПС	м	2560	3	мин/100м	84,48
Вспомогательные работы при ПС	опер	1	39		39
ИК	м	2560	4,1	мин/100м	104,96
Вспомогательные работы при ИК	опер	1	39		39
МКЗ	м	2560	3,3	мин/100м	84,48
Вспомогательные работы при МКЗ	опер	1	39		39
ГК + НГК	м	2560	10,2	мин/100м	261,12
Вспомогательные работы при ГК + НГК	опер	1	39		39
Инклинометрия	м	2560	1,4	мин/100м	35,84
Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	17		17
Кавернометрия	м	2560	3,7	мин/100м	94,72
Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	49		49
Резистивиметрия	м	2560	3	мин/100м	76,8
Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	39		39
ПЗР	опер	1	120	мин/опер	120
Проезд	км	20	1,9	мин/км	38
Итого:	На запись диаграммы:				911,36
	Всего:				1069,36

Геофизические работы на скважине занимают 1069,36 минут или 17,82 часа.

Таблица 12. Расчёт затрат труда

Виды работ	Объем		Рабочие			ИТР		
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-249[23]	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час
Инклинометрия через 25м	тчк	102,4	0,086	челчас/100м	0,086	0,056	челчас/100м	0,057

Продолжение таблица 12

Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	102,4	1,02	челчас/100м	1,04	0,68	челчас/100м	0,69
БК	м	2650	0,2	челчас/100м	5,3	0,13	челчас/100м	3,44
Вспомогательные работы при БК	опер	2650	2,34	челчас/100м	62,01	1,56	челчас/100м	41,34
БКЗ	м	2650	0,18	челчас/100м	4,77	0,12	челчас/100м	3,18
Вспомогательные работы при БКЗ	опер	2650	2,34	челчас/100м	62,01	1,56	челчас/100м	41,34
ПС	м	2650	0,18	челчас/100м	4,77	0,12	челчас/100м	3,18
Вспомогательные работы при ПС	опер	2650	2,34	челчас/100м	62,01	1,56	челчас/100м	41,34
ИК	м	2650	0,2	челчас/100м	5,3	0,14	челчас/100м	3,71
Вспомогательные работы при ИК	опер	2650	0,07	челчас/100м	1,85	0,05	челчас/100м	1,32
МКЗ	м	2650	0,2	челчас/100м	5,3	0,12	челчас/100м	3,18
Вспомогательные работы при МКЗ	опер	2650	2,34	челчас/100м	0,6	0,56	челчас/100м	14,84
ГК + НГК	м	2650	1,8	челчас/100м	47,7	1,2	челчас/100м	31,8
Вспомогательные работы при ГК + НГК	опер	2650	0,08	челчас/100м	2,12	0,05	челчас/100м	1,32
Каверномеотрия	м	2650	0,22	челчас/100м	5,83	0,15	челчас/100м	3,97
Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	2650	2,94	челчас/100м	77,9	1,96	челчас/100м	51,94
Резистивиметрия	м	2650	0,18	челчас/100м	4,77	0,12	челчас/100м	3,18
Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	2650	2,34	челчас/100м	62,01	1,56	челчас/100м	41,34
ПЗР	опер	1	6,72	челчас/опер	0,06	4,48	челчас/опер	0,04
Тех дежурство	Парт/ч	12	3,6	чел час/парт ч	43,2	2,4	чел час/парт ч	28,8
Проезд	км	20	0,114	челчас/км	2,28	0,076	челчас/км	1,52
На запись диаграмм: чел/час					83,82			55,69
Всего: чел-час					417,71			292,72

Таким образом, общие затраты труда (рабочие + ИТР) составляют 710,43 чел./час, из них затраты труда на запись диаграмм составляют 139,51 чел./час.

7.3. Расчёт цены геофизических работ на скважине и ГСМ при переезде и работе

Расчёт стоимости работ производим базисно-индексным методом, согласно ценообразованию из МУ ГИС-98. Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ.

Таблица 13. Расчет цены геофизических работ базисно-индексным методом согласно МУ ГИС – 98

Вид работ	Объём работ		Базовые расценки, руб, (ед.изм)	Цена работы, руб.
	Ед. изм.	Кол-во		
Инклинометрия	тчк	97,2	20,46	19,88
Вспомогательные работы при инклинометрии	Операция	1	241,00	241,00
БК	м	2650	71,88	1904,82
Вспомогательные работы при БК	Операция	1	806,51	806,51
БКЗ	м	2650	65,55	1737,07
Вспомогательные работы при БКЗ	Операция	1	806,51	806,51
ПС	м	2650	65,55	1737,07
Вспомогательные работы при ПС	Операция	1	806,51	806,51
ИК	м	2650	104,15	2795,97
Вспомогательные работы при ИК	Операция	1	952,71	952,71
МКЗ	м	2650	65,55	1737,07
Вспомогательные работы при МКЗ	Операция	1	806,51	806,51
ГК+НГК	м	2650	1199,77	31793,9
Вспомогательные работы при ГК+НГК	Операция	1	3454,42	3454,42
Кавернометрия	м	2650	57,11	1513,41
Вспомогательные работы при кавернометрии	Операция	1	705,82	705,82
Резистивиметрия		2650	66,77	1769,4
Вспомогательные работы при резистивиметрии		1	421,13	421,13
ПЗР (на базе и на скважине):	Операция	1	1106,98	1106,98
Технологическое дежурство на скважине компл. партии по обслуживанию бурящихся скважин	час	12	6272,42	75269,04
			Всего, руб.	130385,73

Итоговая стоимость комплекса геофизических работ вместе с интерпретацией, выполняемых комплексной геофизической партией -260771,46 руб.

ГСМ при переезде и работе. Согласно МУ ГИС – 98 норматив стоимости «ГСМ» на 1 км пробега автомобиля по группам дорог и типам автомобилей рассчитывается:

$$H_{\text{ГСМ, км}}(i, j) = \text{ПОСН}_{\text{км}}(i, j) \cdot 1,09 \cdot \frac{C_{\text{ГСМ}}}{100} \quad (10)$$

где i – автомобиль, j – группы дорог, $C_{\text{ГСМ}}$ - стоимость единицы ГСМ, руб., 1,09 - коэффициент, учитывающий стоимость смазочных материалов.

Таблица 14. Нормы расхода ГСМ при переезде и работе на стационаре (с учётом масел, $K=1,09$)

Авто	Оборудование	Категория дорог, расход л/км				Работа на стационаре л/час	Вид ГСМ
		I	II	III	Бездорожье		
Урал4320	Подъёмник каротажный ПК-3,5	0,654	0,698	0,73	0,828	14,39	ДТ

Категория дорог II. Расход топлива автомобиля УРАЛ 4320 по II категории дорог с учётом масел составляет 69,9 л/100 км (или 0,698 л/км). Стоимость дизельного топлива ДТ (в среднем по Новосибирской области) 49,70 руб. Стоимость ГСМ на 1 км пробега $H_{\text{ГСМ, км}} = 34,69$ руб. С учётом дороги длиной 20 км стоимость переезда с базы на скважину составляет 693,8 руб.

На ряд геофизических работ идёт расход топлива, который также необходимо учитывать при составлении финансового отчёта (Табл. 15).

Таблица 15. Расчет цены ГСМ геофизических работ базисно индексным методом согласно МУ ГИС – 98

Вид работ	Объём работ		ГСМ, л		Стоимость ГСМ, руб
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Величина расходов	
Индукционный каротаж (ИК)	м	2650	0,336	8,90	422,33

Спуск или подъем без замера (ИК)	м	2650	0,283	7,49	372,253
Инклинометрия тчк через 25 м	тчк	97,2	0,336	0,32	15,904
Спуск или подъем без замера (инклинометрия)	тчк	97,2	0,349	0,33	16,401
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	м	2650	0,72	19,08	948,276
Спуск или подъем без замера (ПС)	м	2650	0,283	7,49	372,253
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2650	0,72	19,08	948,276
Спуск или подъем без замера (БКЗ)	м	2650	0,283	7,49	372,253
Боковой каротаж (БК)	м	2650	0,791	20,96	1041,712
Спуск или подъем без замера (БК)	м	2650	0,283	7,49	372,253
Микрокаротажное зондирование (МКЗ)	м	2650	0,720	19,08	948,276
Спуск или подъем без замера (МКЗ)	м	2650	0,283	7,49	372,253
Резистивиметрия	м	2650	1,655	43,85	2179,345
Спуск или подъем без замера (Резистивиметрия)	м	2650	0,283	7,49	372,253
Кавернометрия	м	2650	1,655	43,85	2179,345
Спуск или подъем без замера (Кавернометрия)	м	2650	0,283	7,49	372,253
Радиоактивный каротаж (ГК+НГК)	м	2650	0,317	8,40	417,48
Спуск или подъем без замера (ГК+НГК)	м	2650	0,283	7,49	372,253
Всего, руб:					12095,369

Таким образом, стоимость ГСМ с учетом переезда и геофизических работ составляет 12789,169 руб. Стоимость комплекса геофизических работ вместе с учетом интерпретацией, выполняемых комплексной геофизической партией - 260771,46 руб.

7.4. Расчёт заработной платы

Основная заработная плата рассчитана согласно МУ-ГИС-98 на основании затрат труда, квалификационного состава и норм численности партий, окладов

специалистов и тарифных ставок рабочих (Табл. 16). Начальный заработок определяется общепринятой тарифной сеткой (оклад).

Таблица 16. Расчёт заработной платы с учётом квалификации рабочего, коэффициентов и премий.

Квалификация работника партии	Тарифный заработок, руб.	Районный коэф.	Сев. коэф.	Итого с учётом коэф., руб	Премии, %	Итого с учётом премии, руб.
Начальник партии	9200	1,2	0,8	18400	70	31280
Геофизик	8300	1,2	0,8	16600	70	28220
Техник геофизик	6500	1,2	0,8	13000	70	22100
Каротажник	6300	1,2	0,8	12600	70	21420
Машинист подъемника каротажной станции	5800	1,2	0,8	11600	70	19720
Итого, руб.				72200		122740

В итоге получаем, расчет заработной платы работников партии с учетом коэффициентов 72200 рублей, с учетом премий 122740 рублей, эти расчеты произведены без коэффициента отчислений 30,2 %.

Таблица 17. Расчёт заработной платы с учётом отчислений во внебюджетные организации.

Квалификация работника партии	Тарифный заработок, руб.	Заруботок с коэф., руб	Итого с учётом взносов, руб	Заруботок с учётом премии, руб	Премииальный заработок с учётом взносов, руб
Начальник партии	9200	18400	12843,2	31280	21833,44
Геофизик	8300	16600	11586,8	28220	19697,56
Техник геофизик	6500	13000	9074	22100	15425,8
Каротажник	6300	12600	8794,8	21420	14951,16
Машинист подъемника каротажной станции	5800	11600	8096,8	19720	13764,56
Всего, руб:			50395,6	122740	85679,52

Из таблицы 17 делаем вывод, что заработная плата партии с учётом коэф. премий и отчислений составляет 85679,52 руб.

7.5. Оценка рентабельности проекта

Чтобы оценить рентабельность необходимо учитывать расценки себестоимости работ (Таблица 18).

Таблица 18. Себестоимость работ

Расходы	Стоимость, руб.
Заработная плата партии (с учётом коэф. премий и отчислений), руб	85679,52
Горюче-смазочные материалы	12789,169
Износ шин Урал (7 шт·20 км·500 руб.·коэф.износа 0,000025)	1,75
Материалы (кабель,10 руб·33360м)	33360
Передача материала по цифровым каналам связи (в среднем берется 100 руб. в сутки)	7500
Всего, руб:	139330,439

В итоге себестоимость данного вида работ составляет 139330,439 руб. без НДС. Цена исследования – 260771,46 руб. без НДС.

Рентабельность вычисляется по формуле:

$$P_{\Pi} = \frac{(C_T - C_C)}{C_T};$$

где P_{Π} – рентабельность продаж; C_T – цена исследования; C_C – себестоимость работ.

В итоге рентабельность продаж при коэффициенте $K=1$ к МУ ГИС–98 по данному виду исследований составляет $0,40 = 40\%$.

Из полученных данных делаем вывод что, 40% - положительный процент рентабельности для дальнейшего исследования скважины.

Коэффициент удорожания может корректироваться в меньшую сторону, в зависимости от того, насколько заказчик готов снизить цену, чтобы выполнить данный объем работ.

Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

В ходе проведенных расчётов, была проанализирована и обоснована эффективность проведения геофизических исследований. Если организация решит заменить какой-либо вид оборудования, не имеющийся в наличии, то себестоимость работ значительно возрастёт в цене, что приведёт к низкой рентабельности. Поэтому в дальнейшем необходимо определить коэффициент

удорожания на исследования по справочнику «МУ ГИС–98», который выведет данный вид работ на положительный процент рентабельности.

При расчёте ценообразования можно выделить существенный недостаток по существующей нормативно-технической базе. Основными руководящими документами на формирование цен на геофизические услуги являются справочники «ПОСН 81-2-49» [18], «МУ ГИС-98». В настоящее время произошли значительные изменения в экономических условиях, которые не пересмотрены в применяемых нами справочниках. Также произошли изменения в технологии проведения геофизических работ, такие как: внедрение нового программного обеспечения, которое может выполнять комплексный анализ работ.

В результате получили:

1. Технический план: отмечены виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту.
2. Общие затраты труда (рабочие + ИТР) составляют 710,43 чел./час, из них затраты труда на запись диаграмм составляют 139,51 чел./час;
3. Стоимость ГСМ с учетом переезда и геофизических работ составляет 12789,169 руб. Стоимость комплекса геофизических работ вместе с учетом интерпретацией, выполняемых комплексной геофизической партией – 260771,46 руб.;
4. Заработная плата партии с учётом коэф. премий и отчислений составляет 85679,52руб.
5. Рентабельность продаж по данному виду исследований составляет 40%, положительный процент рентабельности для дальнейшего исследования скважины.

Все устаревшие и не соответствующие современным условиям проведения работ нормы времени и расценки, должны быть пересмотрены и актуализированы согласно современным организационно-техническим и экономическим условиям.

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

К основным задачам данного раздела относятся:

- Изучить правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности;
- Рассмотреть производственную, экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Геофизические работы выполняются на Мирном НГКМ в полевых и камеральных условиях, с целью оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и определения характера их насыщения. Мирное нефтегазоконденсатного месторождения относится к Пудинскому нефтегазоносному району, который входит в Васюганскую нефтегазоносную область. В административном отношении Мирное месторождение расположено в Парабельском районе Томской области.

Географическое положение территории исследования – юго-восточная часть Западно - Сибирской низменности.

Рельеф местности – равнинный, изрезан долинами рек. Абсолютные отметки изменяются от 88м в поймах рек до 135м на возвышенных участках. Относительные превышения составляют в среднем около 47м.

Климат резко континентальный, типичный для таежной зоны Западной Сибири с суровой продолжительной зимой (до -50°C), коротким теплым летом (температура достигает $+35^{\circ}\text{C}$). Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Толщина снегового покрова достигает 1.0–1.5 м. Устойчивый снежный покров устанавливается в конце октября – начале ноября и сходит в конце апреля – начале мая. Гидрографическая сеть представлена реками: Большой Омелич, Армич, Чузик, Корга, Коньга, Ершовка, Язевка, Пинджа, Таванга, с многочисленными притоками, ручьями и озерами. Самые крупные озера: Мирное, Скит. Все реки типично равнинные, отличаются высокой извилистостью, имеют крутые, обрывистые берега, характерно сильное меандрирование русел. Заболоченные участки занимают от общей площади 30–40%, болота глубиной 2 м и более, встречаются непромерзающие участки.

Пойменные участки и болота непроходимы для транспорта в летнее время и труднопроходимы зимой. В зимний период реки промерзают во второй половине декабря, толщина льда в зимний период колеблется от 0.5 до 1 м.

Площадь работ входит в таежно-болотную зону. Лесная растительность представлена хвойными (сосна) и лиственными (береза, осина) породами.

На территории лицензионного участка находятся населенные пункты: Пудино, Кедровый, Рогалево, Калининск, Лушниково, Останино. В Кедровом располагается аэропорт (в настоящее время – недействующий), который используется в качестве вертолетной площадки, ретранслятор телепередач, узел связи. Через территорию участка проходят ЛЭП и нефтегазовый трубопровод.

Расстояния до ближайших городов области следующие: до Кедрового – 10 км, до Томска – 255 км (ближайшая железнодорожная станция и речной порт). Ближайший населённый пункт – п. Пудино, который расположен в 8 км.

Проектом предусматриваются следующие работы:

- геофизические работы на скважине;
- камеральные работы.

8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные нормы трудового законодательства

В компании предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками из-за условий работ (ст. 147 ТК РФ).

Оплата труда на работах в местностях с особыми климатическими условиями производится в порядке и размерах, не ниже установленных трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права (ст. 148 ТК РФ).

Каждый час работы в ночное время оплачивается в повышенном размере по сравнению с работой в нормальных условиях, но не ниже размеров, установленных трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права (ст. 154 ТК РФ).

На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие персональные средства индивидуальной защиты (ст. 221 ТК РФ).

При повреждении здоровья или в случае смерти работника вследствие несчастного случая на производстве, либо профессионального заболевания, работнику (его семье) возмещаются его утраченный заработок (доход), а также связанные с повреждением здоровья дополнительные расходы на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию, либо соответствующие расходы в связи со смертью работника (ст.184 ТК РФ).

8.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

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

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным "Заказчиком" и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей МБУ (эстакады).

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ. Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника.

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилки, ремней, клещевых захватов и т.д.). Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля.

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

8.3 Производственная безопасность

8.3.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Вредные производственные факторы - факторы среды и трудового процесса, воздействие которых на работающего при определенных условиях (интенсивность, длительность и др.) может вызвать профессиональное заболевание, другое нарушение состояния здоровья работающего.

Последствием вредного фактора является опасный производственный фактор, который приводит к резкому ухудшению здоровья, появлению острого заболевания или даже смерти человека (ГОСТ 12.0.003-2015).

Опасные и вредные производственные факторы подразделяются на: физические, химические, биологические и психофизиологические (Рис. 17).



Рис.17. Классификация вредных и опасных производственных факторов, согласно ГОСТ 12.0.003

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении полевых и камеральных работ описаны в таблице 19 в соответствии с ГОСТ 12.0.003-15 [31].

Таблица 19 – Основные элементы производственного процесса полевых и камеральных работ, формирующие опасные и вредные факторы

Этапы работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15) [31]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
			ГОСТ 12.1.003–2015;

Полевые работы	Неудовлетворительные метеорологические условия; Повышенный уровень шума; Недостаточная освещенность рабочей зоны.	Электрический ток; Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные); Пожаровзрывоопасность.	ГОСТ 12.1.005-88; ГОСТ 12.1.029-80; ГОСТ 12.1.030-81; ГОСТ 12.1.038-82; ГОСТ Р 12.1.019-2009.
Камеральные работы	Неудовлетворительные показания микроклимата; Недостаточная освещенность рабочей зоны.	Электрический ток.	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 СП 60.13330.2012; СанПиН 2.2.4.548-96; СНиП 23-05-95; ГОСТ 12.1.005-88; ГОСТ 12.1.038-82.

8.3.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Полевой этап:

- Неудовлетворительные метеорологические условия.

На территории объекта планируется вести работы в зимний период, соответственно, необходимо рассмотреть воздействие факторов микроклимата на организм человека в холодное время года.

Климат представляет собой комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения, величину атмосферного давления. Неблагоприятные метеорологические условия приводят к быстрой утомляемости, повышают заболеваемость и снижают производительность труда.

Так как полевые работы проходят в зимний период, рассмотрим, к чему могут привести низкие температуры воздуха. Климат резко континентальный, типичный для таежной зоны Западной Сибири. Самый холодный месяц январь, когда температура опускается до минус 38-45°C.

При низких температурах происходит переохлаждение организма, падение температуры тела до 35-34°C вызывает у человека чувство озноба,

слабости, усталости и сонливости, сужение периферических кровеносных сосудов.

Для профилактики перегревания и его последствий необходимо:

- организовать рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха и обогрева.

- использовать средства индивидуальной защиты, утепленную специальную одежду и обувь.

- при неблагоприятных метеорологических условиях - температура воздуха - 10 °С и ниже - обязательны перерывы на обогрев, продолжительностью 10 - 15 мин каждый час. При температуре наружного воздуха от - 30 до - 45 °С 15-минутные перерывы на отдых организовываются через 60 мин. от начала рабочей смены и после обеда, а затем через каждые 45 мин работы.

- *Повышенный уровень шума.*

При геофизических исследованиях в эксплуатационных скважинах возрастает уровень шума на устье скважины. Источником шума являются автокран, удерживающий лубрикаторное оборудование, каротажный подъемник, передвижная паровая установка, дизельная электростанция. Шум - как физическое явление, представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20000 Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Следует принимать необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека, до значений, не превышающих допустимые 80 дБа для рабочих мест водителей и каротажников (ГОСТ 12.1.003-2014).

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом:

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

отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов; – использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши, специальные костюмы).

- Недостаточная освещенность рабочей зоны.

При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в таблице 30.

Таблица 20. Нормы искусственного освещения.

Места освещения	Освещенность, лк
Рабочие места у бурового станка (ротора, Лебедки)	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Площадка для кронблока	25
Двигатели, насосы	25
Лестницы, входы на буровую, приемный мост промывочной жидкости	10
На стенах	500
На рабочем столе	300

Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации. В практике источником света выступают люминесцентные лампы. Рабочее освещение нормируется в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона.

Камеральный этап:

- Неудовлетворительные показания микроклимата.

Микроклимат – это состояние среды внутри производственного объекта, оказывающее влияние на тепловой обмен организма и здоровье человека. Параметры микроклимата делятся на:

- оптимальные - включают показатели внутреннего пространства объекта, при которых у человека будет нормальное тепловое состояние, минимальное напряжение.

- допустимые – параметры, при которых с длительным воздействием у человека появляется ухудшение самочувствия, ощущение дискомфорта.

Длительное воздействие на человека неблагоприятного микроклимата резко ухудшает его самочувствие, снижает производительность труда и приводит к заболеванию. Воздействие высокой температуры быстро утомляет, может привести к перегреву организма, тепловому удару или профессиональным заболеваниям.

Низкая температура воздуха вызывает местное или общее охлаждение организма, является причиной простудных заболеваний или обморожения. Высокая относительная влажность воздуха при высокой температуре способствует перегреву организма; при низкой - усиливает теплоотдачу с поверхности кожи, что ведет к переохлаждению. В свою очередь, низкая влажность воздуха вызывает пересыхание слизистых оболочек дыхательных путей.

Показателями, характеризующими микроклимат производственных помещений, являются: температура, относительная влажность и скорость движения воздуха, а также тепловое излучение. Поэтому в помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться следующие параметры микроклимата по СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». (табл. 31).

Таблица 21. Оптимальные нормы микроклимата для помещений с ЭВМ

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

- Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СП.52.13330.2011 [33]. Рекомендуется левое расположение рабочих мест по отношению к окнам.

Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения. Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя.

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение согласно СП.52.13330.2011. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении. Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, а вследствие этого к последующему снижению работоспособности и внимательности. Постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон таким образом, чтобы оконные проемы находились с левой стороны. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

8.3.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Полевой этап.

- *Электрический ток.*

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ Р 12.1.019- 2009) [35].

Опасностью поражения током, при проведении полевых работ, может стать - поражение от токонесущих элементов каротажной станции, поэтому требования безопасности сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок,

случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др.

Соединительные провода, применяемые для сборки электросетей, не должны иметь обнаженных жил, ненадежную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками.

При работах на буровой запрещается пользоваться напряжением более 380V. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы.

Подключать кабель к источнику питания разрешается только по окончании сборки всех коммуникаций каротажной станции. Кабель, соединяющий оборудование станции с электросетью подвешивается на высоте не менее 0.5м и располагается в стороне от проходов и дорог.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током.

Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным, до 1000В, относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

- Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Механические поражения могут быть следствием неосторожности обращения с оборудованием, инструментами в случае аварии, стихийного бедствия, климатических факторов.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.003-91). Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это

право, подтвержденное соответствующими документами. Средства индивидуальной защиты: перчатки с полимерным покрытием, каска защитная, обувь с жестким подноском, очки защитные, костюм из смешанных тканей. Инструменты с режущими кромками и лезвиями, такие как ножи и пилы, следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках.

Опираясь на «Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» при работе на скважине, каротажные автомашины следует устанавливать так, чтобы были обеспечены хорошая видимость и сигнализационная связь между подъёмником, станцией и устьем скважины.

Во избежание наиболее типичной аварийной ситуации - обрыв кабеля у головки аппарата, необходимо соблюдать следующие условия: строго контролировать движение поднимаемого кабеля по счетчику оборотов и предупредительным меткам, чтобы не пропустить приближение скважинного прибора к устью скважины и своевременно подать соответствующие сигналы машинисту подъёмной установки.

Камеральный этап.

- Электрический ток

Источником электрического тока в помещении является электрическая сеть. Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др.

Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. Во влажных помещениях или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых улучшается контакт человека с токоведущими частями.

Для профилактики поражения электрическим током в помещении необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению

электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов.

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

Помещение, где расположены компьютеры, относится к категории помещений по опасности поражения электрическим током к помещениям без повышенной опасности согласно ПУЭ, лаборатории и камеральные комнаты относятся к помещениям без повышенной опасности.

Основными мерами по обеспечению безопасности являются:

- 1) организация регулярной проверки изоляции токоведущих частей оборудования помещения;
- 2) обеспечение недоступности токоведущих частей при работе;
- 3) регулярный инструктаж по оказанию первой помощи при поражении электрическим током;
- 4) установка защитных ограждений (временных и стационарных);
- 5) защитное заземление и защитное отключение.

Данные меры регламентируются следующими нормативными документами: ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.1.019-09 и ГОСТ 12.1.038-82.

8.4 Экологическая безопасность

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

Экологическая безопасность – состояние природной среды, обеспечивающее экологический баланс в природе и защиту окружающей среды и человека от вредного воздействия неблагоприятных факторов, вызванных естественными процессами и антропогенным воздействием, включая техногенное и сельскохозяйственное. Закон Российской Федерации «О недрах» 1992 г. (в ред. от 30.09.2017 г.) и Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред.

от 13.07.2015) "Об охране окружающей среды" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016) - являются основными нормативными документами по охране окружающей среды. Данные законы были приняты для обеспечения экологической безопасности. Геологоразведочные организации обязаны руководствоваться и соблюдать требования данных законов и проводить соответствующие мероприятия, направленные на сохранение экологической безопасности.

При проектировании и производстве геофизических работ в скважинах должны соблюдаться необходимые меры по предотвращению загрязнения окружающей среды такие как охрана недр, вод, почв, лесов, воздушной среды, животного мира (Табл.22).

Таблица 22 – Мероприятия по предотвращению воздействий на окружающую среду, а также вредное воздействие на почву, может быть оказано со стороны скважинной жидкости (нефти, нефтесодержащих смесей) при исследованиях в эксплуатационных скважинах.

Таблица 22. Мероприятия по предотвращению воздействий на окружающую среду.

Окружающая среда	Вредное воздействие	Мероприятия по предотвращению
Земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. вывоз, уничтожение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов
Лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
Водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, хлороторные)

Подземные воды	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
Атмосфера	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Полная герметизация всего Технологического оборудования, запорной арматуры и трубопроводов
Животный мир	Нарушение мест обитания представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса предохранительных мероприятий, планирование работ с учётом охраны животных

За несоблюдение предписанных законов об охране окружающей среды следует уголовная, административная или дисциплинарная ответственность.

8.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Классификация ЧС по основным признакам:

По сфере возникновения: техногенные, природные, экологические; социально–политические и др.

Пожарная и взрывная безопасность

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность электрических зондов; нарушение целостности геофизического кабеля; неправильная эксплуатация электрооборудования (электрических приборов, геофизической измерительной аппаратуры); разряды статического и атмосферного электричества; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004–91 [44].

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности несет начальник партии. Все инженерно–технические работники и рабочие, принимаемые на работу, проходят специальный противопожарный инструктаж.

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

1. Огнетушитель – 2 шт. (на каждую машину) марки ОУ-5 и ОП-5;
2. Ведро пожарное – 1 шт;
3. Топоры – 1 шт;
4. Ломы – 2 шт;
5. Кошма – 2мх2м (на каждую машину).

При возникновении пожара необходимо обесточить здание. Для эвакуации людей, застигнутых пожаром, выбирают наиболее безопасные пути – лестничные клетки, двери и проходы.

При передаче органами гражданской обороны по трансляционной сети сигналов «Радиационная опасность», «Химическая тревога» необходимо остановить производство и покинуть помещение или район работ в соответствии с планом эвакуации.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец несчастного случая извещает немедленно руководителя работ, который обязан:

- немедленно организовать первую медицинскую помощь пострадавшему и при необходимости доставку его в учреждение здравоохранения;
- сообщить начальнику партии о происшедшем несчастном случае;
- принять неотложные меры по предотвращению развития аварийной ситуации и воздействия травмирующего фактора на других лиц;
- сохранять до начала расследования несчастного случая обстановку, какой она была на момент происшествия (если это не угрожает жизни и

здоровью других людей и не приведет к аварии), в случае невозможности её сохранения – зафиксировать сложившуюся обстановку (схемы, фотографии).

Выводы по главе «Социальная ответственность»

В рамках данного раздела были рассмотрены вопросы, связанные с обеспечением безопасности труда работников интерпретационных и геофизических партий на нефтегазодобывающем производстве. Были проанализированы вредные факторы, влияющие на работников в процессе работы, такие как: длительные статические нагрузки, неправильное освещение рабочего места, излучения мониторов, производственный шум, ионизация воздуха в помещении, а также следствие влияния этих факторов на работающего в виде: переутомляемости или профессиональных заболеваний. С учетом этого приведены рекомендации по организации рабочего места, позволяющие повысить производительность труда и свести к минимуму вероятность вредного влияния на здоровье. Было рассмотрено вредное влияние геофизических работ на экологию и приведены методы борьбы с ним. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией на предприятии был признан пожар. В такой ситуации работники должны придерживаться правил противопожарной безопасности.

Заключение

Дипломный проект выполнен на основании результатов изучения геолого-геофизической характеристики объекта исследования и анализа основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.

Проведен анализ геофизических работ прошлых лет на Мирном НГКМ. На основании проведенного анализа построена физико-геологическая модель проектируемой скважины и предложен комплекс геофизических исследований для решения поставленных геологических задач. Подробно рассмотрена методика проектируемых работ и характеристика аппаратуры, которой проводится запланированный комплекс геофизических исследований. Рассмотрена обработка данных результатов ГИС. В специальной части рассматривается газовый каротаж.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, рассчитана проектно-сметная стоимость работ. Определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ вредных и опасных производственных факторов и даны рекомендации по снижению влияния вредных и опасных факторов на человека, предложены мероприятия по охране окружающей среды и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список используемой литературы:

1. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М. : «Недра», 1985.
2. Конторович, В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН «Гео», 2002.
3. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины. Новосибирск : б.н., 1999.
4. Методические указания по комплексной интерпретации данных БКЗ, БК, ИК. Калинин : НПО «Союзпромгеофизика», 1990.
5. Муравьев И.М., Крылов А.П. Эксплуатация нефтяных месторождений. М. : Гостоптехиздат, 1949.
6. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981.
7. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. М. : 1985.
8. Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М. : 2001 .
9. Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. (РД-51-1-93). М., 1993.
10. Дахнов В.Н. «Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород»
11. Итенберг С.С. «Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин»
12. Кривко Н.Н. Аппаратура геофизических исследований в скважинах. - М.; Недра, 1991 г.-421 с.
13. Методы ГИС в поисковых и разведочных скважинах / Под ред. И. Г. Жувогина, Уфа, 1986 г. - 393 с.

14. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. - М.: Недра, 1985 г. - 265 с.
15. Организация и технические средства промысловых работ. Мет. Томск, 1970. Тархов А.Г., Бондаренко В.М., Никитин А.А. Комплексование геофизических методов. - М.:Недра, 1982 г. - 446 с.
- 16.Руководящий документ «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах РД 153-39.0-072-01». Приказ Минэнерго России от 7.05.2011 г. № 134.
- 17.Геофизические исследования скважин: учебно-методическое пособие / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ); сост. Ф. А. Бурков, В. И. Исаев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. –URL: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2014/m048.pdf> – Режим доступа: из корпоративной сети ТПУ. – Текст: электронный.
18. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике: справочник / под ред. В. Г. Мартынова; Н. Е. Лазуткиной; М. С. Хохловой. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2009. –960 с. – Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. – URL: <https://e.lanbook.com/book/65070> – Режим доступа: из корпоративной сети ТПУ.
- 19.Журавлев, Г. И. Бурение и геофизические исследования скважин: учебное пособие / Г. И. Журавлев, А. Г. Журавлев, А. О. Серебряков. – 2-е изд., стер. – Санкт-Петербург: Лань, 2018. – 344 с. – Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. – URL: <https://e.lanbook.com/book/98237> – Режим доступа: из корпоративной сети ТПУ.
- 20.Номоконова, Г. Г. Физика Земли: учебное пособие / Г. Г. Номоконова; Томский политехнический университет (ТПУ). – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. –URL: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext3/m/2008/m81.pdf> – Режим доступа: из сети НТБ ТПУ. – Текст: электронный.

21. Физика горных пород: учебник / Л. Я. Ерофеев, С. А. Вахромеев, В. С. Зинченко, Г. Г. Номоконова; Томский политехнический университет – Томск: Изд-во ТПУ, 2006 – 520 с.: ил. – Текст: непосредственный.
22. Меркулов, В. П. Современные комплексные геофизические и гидродинамические исследования скважин: учебное пособие / В. П. Меркулов, Т. Е. Кулагина; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – URL: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2012/m287.pdf> – Режим доступа: из корпоративной сети ТПУ. – Текст: электронный.
23. Геофизические исследования скважин: учебно-методическое пособие / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ); сост. Ф. А. Бурков, В. И. Исаев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – URL: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2014/m048.pdf>. – Режим доступа: из корпоративной сети ТПУ. – Текст: электронный.
24. Номоконова, Г. Г. Физика Земли: учебное пособие / Г. Г. Номоконова; Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – URL: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext3/m/2008/m81.pdf>). – Режим доступа: из сети НТБ ТПУ. – Текст: электронный.
25. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин. Т. 1 / под ред. Е. А. Козловского. – Москва: Недра, 1984. – 504 с.: ил. – Текст: непосредственный.
26. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин. Т. 2 / под ред. Е. А. Козловского. – Москва: Недра, 1984. — 437 с.: ил. – Текст: непосредственный.
27. Методические указания по расчету норм и расценок на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ Министерство природных ресурсов РФ (07.05.1998).
28. Сборник единичных районных расценок ОАО "Газпром" на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ "ЕРР-Газпром" Москва, 2000.

- 29.Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ ПОСН 81-2-49, утв. Минтопэнерго РФ, МПР РФ и ОАО «Газпром» 05.98.
- 30.Общесоюзный классификатор отрасли народного хозяйства (ОКОНХ). Утв. Госкомстатом СССР, Госпланом СССР, Госстандартом СССР 01.01.76. (Ред. от 15.02.2000).
- 31.Закон Томской области от 09.07.2003 № 83 – ОЗ «Об охране труда в Томской области».
32. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).
- 33.«Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах», согласованные с Госгортехнадзором России 15.11.99.г., утвержденные совместным приказом МПР РФ и Минтопэнерго РФ от 28.12.99 г. № 445/323.
- 34.ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. От 09 июня 2016 года №12.0.003-2015.
- 35.ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. От 29 сентября 1988 года №12.1.005-88.
- 36.СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. От 01 октября 1996 года №2.2.4.548-96.
- 37.СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. От 03 июня 2003 года №2.2.2/2.4.1340-03.
- 38.ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание). От 29 декабря 2014 года №12.1.003-2014.

- 39.ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация. От 31 октября 1980 года №12.1.029-80.
- 40.ГОСТ 12.4.051-87 (СТ СЭВ 5803-86) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний ГОСТ. От 29 октября 1987 года №12.4.051-87.
- 41.СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. От 21 июня 2016 года №2.2.4.335916. 16. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. От 31 октября 1996 года №2.2.4/2.1.8.562-96.
- 42.ГОСТ 24940-2016 Здания и сооружения. Методы измерения освещенности. От 20 октября 2016 года №24940-2016.
- 43.СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
- 44.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. От 8 апреля 2003 года N 34.
- 45.ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. От 17 июля 1979 г. N 2582. 37) ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. От 06 июня 1991 года №12.2.003-91.
- 46.ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1). От 30 июля 1982 года №12.1.03882. 22. 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. От 05 декабря 1984 года №12.1.002-84.
- 47.ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1) От 30 октября 1981 года №12.2.062-81.
- 48.ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. От 06 июня 1991 года №12.2.003-91 42) ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1). От 14 июня 1991 года №12.1.004-91.
- 49.ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. От 12 сентября 2016 года №22.0.02-2016.
- 50.НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. От 18 июня 2003 года №105-03.
51. КАМАРТДИНОВ М.Р., Белозеров В.Б. и др. Отчет о научно-исследовательской работе «Подсчет начальных запасов нефти, газа, конденсата и ТЭО КИН и КИК Мирного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области», Лицензия ТОМ № 00095 НЭ от 04.09.1998 г. Книга 1. ПЗ Текст отчета. 229 стр., 62 рис., 55 табл.