

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

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
<b>Комплекс ГИС для мониторинга флюидных контактов в наблюдательных скважинах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ)</b>

УДК 528.004:553.98(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2281	Арнст Александр Яковлевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Ю.В.	д.г.-м.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т. Г.	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева И. И.			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Соколов С. В.	к.г – м.н.		

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b><i>Универсальные компетенции</i></b>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
<b><i>Профессиональные компетенции</i></b>	
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 21.05.03 «Технология геологической разведки»  
Специализация «Геофизические методы исследования скважин»  
Отделение геологии  
Кафедра геофизики

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_ Соколов С. В.  
(Подпись) (Дата) (ФИО)

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

В форме:

Дипломный проект
------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2281	Артст Александр Яковлевич

Тема работы:

<b>Комплекс ГИС для мониторинга флюидных контактов в наблюдательных скважинах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (Ямало-Ненецкий автоном- ный округ)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№125-17/С от 05.05.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2023
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе:</b>	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации), цифровые материалы ГИС для специальной главы
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Общие сведения об объекте исследования</li><li>2. Геолого-географическая характеристика объекта исследования</li><li>3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований</li><li>4. Основные вопросы проектирования</li><li>5. Методические вопросы</li><li>6. Специальное исследование</li><li>7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li><li>8. Социальная ответственность</li></ol>
<b>Перечень графического материала</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Обзорная карта района работ.</li><li>2. Фрагмент тектонической карты северной части Западной сибире по А.Э Конторовичу</li></ol>

	3. Условные обозначения к рисунку 2 4. Структурная карта Уренгойского месторождения 5. Сопоставление временных замеров НГК скважина №5446 6. Термометрия и манометрия по стволу 7. Каротажная диаграмма скважины №761 8. Расположение исследуемой скважины 9. Физико-технологическая модель 10. Технические характеристики скважинного прибора СКАТ-К8-38-50/150 11. Схема аппаратуры АИМС-С 12. Исследования при минерализации 50 г/дм <sup>3</sup> 13. Исследования при минерализации пластовой воды 10-20 г/дм <sup>3</sup> 14. Исследования при минерализации 12 г/дм <sup>3</sup>
--	---

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>По геологической части</b>	Колмаков Ю. В.
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Рыжакина Т.Г, доцент, к.э.
<b>Социальная ответственность</b>	Авдеева И.И., старший преподаватель
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b>	
<b>Срок сдачи студентом выполненной работы</b>	03.06.2023 г.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2023 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Учена степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Колмаков Ю. В.	д.г-м.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2281	Арнст Александр Яковлевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 108 страниц, 14 рисунков, 25 таблиц, 29 источников, 3 приложения.

Ключевые слова: газовой контакт, водонефтяной контакт, оптимальный комплекс ГИС, Уренгойское месторождение, мониторинг флюидных контактов, контроль за разработкой запасов, физико-технологическая модель, углерод-кислородный каротаж.

Объектом исследования является наблюдательная скважина №418 в северной части Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы: проектирование комплекса геофизических исследований в наблюдательных скважинах с целью мониторинга газовой контакта сеноманской и неокомской залежей Уренгойского НГКМ.

Была разработана физико-технологическая модель для исследования терригенных отложений на основе анализа ранее проведенных геолого-геофизических исследований. Для решения поставленных задач был выбран комплекс методов, включающий гамма-методы и нейтронные методы. Рассмотрена методика проведения работ, выбрана соответствующая аппаратура для проведения геофизических исследований, а также предложены варианты интерпретации полученных геофизических данных.

Самостоятельное исследование посвящено методам импульсного нейтрон-нейтронного каротажа и углерод-кислородному методу, их работе в условиях различной минерализации.

В экономическом разделе произведен расчёт сметной стоимости работ, которая составила 266 682,5 рублей, а также оценена эффективность проекта.

В разделе «Социальная ответственность» приведен перечень потенциально вредных и опасных факторов, возникающих во время геофизических исследований. Предлагаются рекомендации по снижению негативного воздействия этих факторов на человека и меры для охраны окружающей среды и обеспечения безопасности персонала в чрезвычайных ситуациях

## ESSAY

Final qualification work includes 108 pages, 14 figures, 25 sources, 29 application.

Keywords: gas-water contact, water-oil contact, optimal logging complex, Urengoy field, fluid contact monitoring, control of reserves development, physical-technological model, carbon-oxygen logging.

The object of the study is observation well №418 in the northern part of the Urengoy oil-gas-condensate field.

The purpose of the work: designing a set of geophysical studies in observation wells to monitor the gas-water contact of the Cenomanian and Neocomian deposits of the Urengoy oil and gas condensate field.

A physical-technological model for the study of terrigenous deposits was developed based on the analysis of previously conducted geological and geophysical studies. To solve the set tasks, a complex of methods was chosen, including gamma-methods was chosen, including gamma-methods and neutron methods. The methodology of the works was considered, the appropriate equipment for conducting geophysical research was selected, and the options of interpretation of the obtained geophysical data were proposed.

An independent study is devoted to the pulsed neutron-neutron logging methods and the carbon-oxygen method and their operation in conditions of different mineralization

In the economic section made the calculation of the estimated cost of work, which amounted to 266 682,5 rubles, and evaluated the effectiveness of the project.

In the section “Social Responsibility” there is a list of potentially harmful and dangerous factors arising during geophysical research. Recommendations are offered to reduce the negative impact of these factors on people and measures to protect the environment and ensure personnel safety in emergency situations.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
- ЧС – чрезвычайная ситуация;
- ГВК – газо-водяной контакт;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГК – гамма-каротаж;
- НГК – нейтронный гамма-каротаж;
- ЛМ – локатор муфт;
- С/О – углерод-кислородный каротаж;
- ИННК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж;
- ММП – многолетнемерзлые породы;
- ГКЗ – государственная комиссия по запасам полезных ископаемых;
- ПАЭС – передвижная автономная электрическая станция;
- ГРЭС – государственная районная электростанция;
- СУСН – справочник сметных укрупненных норм;
- ВСЕГЕИ – Всероссийский научно-исследовательский геологический институт имени А. П. Карпинского;
- НИИГА – Научно-исследовательский институт геологии Арктики;
- МОВ – метод отраженных волн;
- СГ – сверхглубокая скважина;
- ЮК – южный купол;
- СК – северный купол;
- ЦПЗ – центральная приподнятая зона;
- ГЗН – главная зона нефтеобразования
- УВ – углеводороды;
- ОВ – органическое вещество;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- ННКт – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
- ГИНР – гамма-излучение неупругого рассеяния;

ГИРЗ – гамма-излучение радиационного захвата;  
ГИС – геофизические исследования скважин;  
ПКС – передвижная каротажная станция;  
ППДУ – передвижная паровая депарафинизационная установка;  
СПО – спускоподъемные операции;  
ПАО – публичное акционерное общество;  
НГДУ – нефтегазодобывающее управление;  
ПГИ – промыслово-геофизические исследования;  
ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ;  
ГОСТ – государственный стандарт;  
СанПин – санитарные правила и нормы;  
ПДК – предельно-допустимая концентрация;  
СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания;  
СИЗ – средства индивидуальной защиты;  
ГНВП – газонефтеводопроявление;



## Оглавление

Введение.....	10
1 Общие сведения об объекте исследования.....	11
1.1 Геофизический очерк района работ .....	11
1.2 Геолого-геофизическая изученность района .....	13
2 Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования .....	15
2.1 Стратиграфия.....	15
2.2 Тектоника.....	23
2.3 Нефтегазоносность .....	27
2.4 Петрофизическая характеристика разреза .....	31
3 Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований .....	33
4 Основные вопросы проектирования .....	39
4.1 Задачи геофизических исследований.....	39
4.2 Обоснование объекта исследований.....	39
4.3 Физико-технологическая модель объекта исследования.....	40
5 Методические вопросы.....	43
5.1 Методика проектных геофизических работ.....	43
5.2 Интерпретация геофизических данных .....	46
6 Специальное исследование .....	51
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	60
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	60
7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	60
7.2 Анализ конкурентных технических решений.....	61
7.3 SWOT-анализ.....	63
7.4 Планирование научно-исследовательских работ .....	65
7.4.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	65
7.4.2 Определение трудоемкости выполненных работ .....	66
7.4.3 Разработка графика проведения исследования .....	67
7.5 Бюджет научно-технического исследования .....	71
7.5.1 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных работ).....	71

7.5.2 Основная заработная плата исполнителей темы .....	71
7.5.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	73
7.5.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	74
7.5.5 Накладные расходы .....	74
7.5.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .	74
7.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	75
8 Социальная ответственность .....	80
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	80
8.1.1 Правовые нормы трудового законодательства.....	80
8.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны .....	81
8.2 Производственная безопасность .....	82
8.3 Экологическая безопасность.....	93
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	95
Заключение .....	98
Список использованных источников .....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Сводный геолого-геофизический разрез Уренгойского месторождения .....	103
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Обзорная карта нефтегазоносности севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна .....	106
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Структурная карта по кровле сеномана Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения .....	107

## ВВЕДЕНИЕ

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, открытое в 1966 г., является одним из уникальных месторождений, расположенных в северной части Западно-Сибирского региона. Основными залежами, разрабатываемыми на этом месторождении, являются сеноманские, неокомские и ачимовские отложения. Но даже у месторождения-супергиганта бывает стадия падения добычи, в основном это связано с уменьшением энергетических возможностей продуктивных горизонтов. В настоящее время сеноманские и неокомские залежи имеют низкую остаточную пластовую энергию, и их обводненность наблюдается на уровне шестидесяти процентов.

Если применить правильный подход к эксплуатации месторождения, особенно в случае трудноизвлекаемых нефтепродуктов и газоконденсата, это даст возможность увеличить процент выработки уникальных залежей и позволит избежать ошибок, которые были допущены при разработке других крупных месторождений.

При контроле за эксплуатацией месторождения, в частности определении флюидных контактов, режимов работы скважин, определения профиля притока, температурного режима, заколонного движения газа и устьевых параметров важную роль играют геофизические исследования по контролю за разработкой месторождения.

Целью данного дипломного проекта является разработка проекта на проведение комплекса геофизических исследований для определения положения флюидных контактов газ-вода (ГВК) и нефть-вода (ВНК). Основной задачей исследования является обеспечение комплексного наблюдения за процессом эксплуатации залежи и исследование эксплуатационных характеристик продуктивного пласта, позволяющие следить за степенью отработки месторождения и судить о рациональности применяемых методов отбора флюида.

## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

### 1.1 Геофизический очерк района работ

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение по физико-географическому районированию расположено в северной части Западно-Сибирской низменности со средним изменением абсолютных отметок рельефа от 60 до 82 м, в междуречье рек Надым и Пур, к востоку от города Новый Уренгой [2]. В административном отношении оно входит в состав Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (рис. 1).

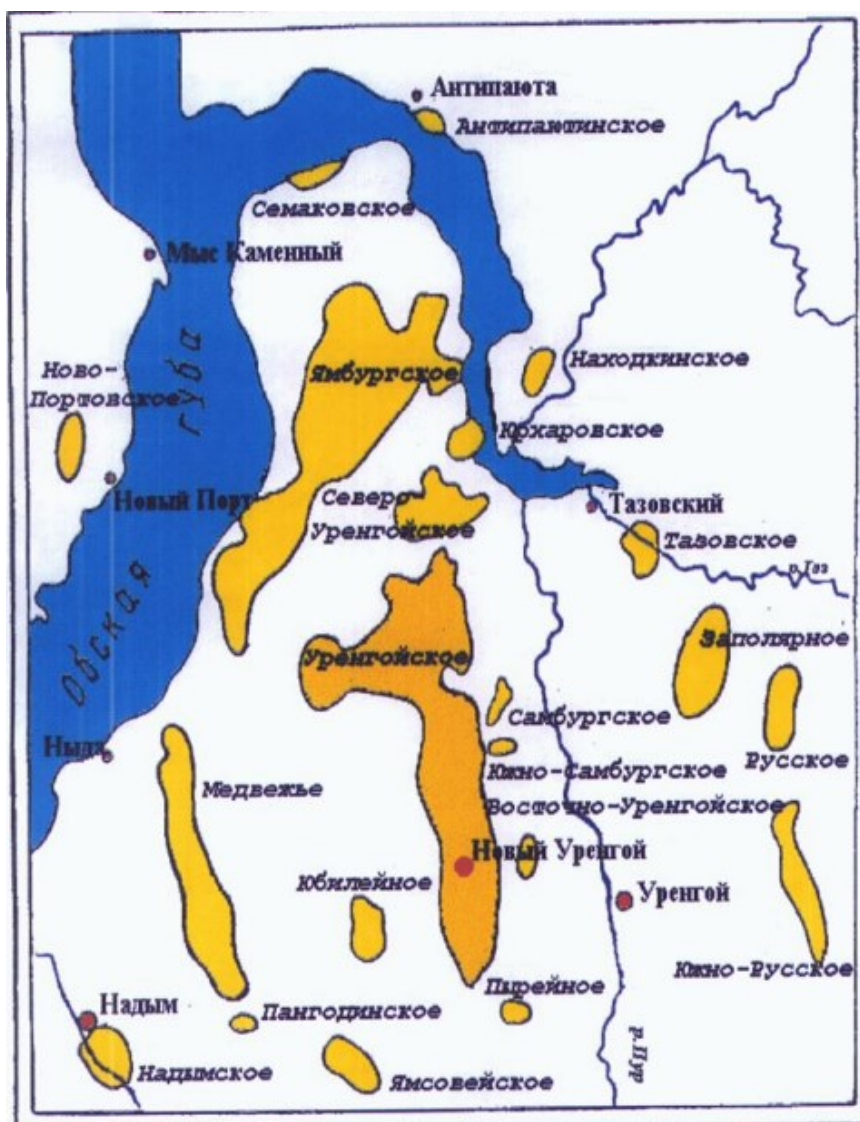


Рисунок 1 - Обзорная карта района работ

Территория Уренгойского месторождения представляет собой сильно заболоченную, слабовсхолмленную равнину. Характерной гидрогеологиче-

ской особенностью является обилие рек, ручьев, озер, при этом судоходство возможно только по реке Пур. Реки и озера покрываются льдом в начале октября, вскрываются ото льда в середине – конце мая и даже в начале июля. Около 50% территории занимают болота, что делает ее труднопроходимой, а местами и вовсе непроходимой [2].

Климат района резко континентальный, средняя температура июня составляет +14 °С, в январе характерен минимум до -55 °С.

Район работ находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород (ММП), температура которых понижается с юга на север примерно на 1°С на 100 км. На водораздельных участках температуры ММП выше в среднем на 2 °С и имеют величину в пределах от минус 2 до плюс 1,5 °С, в то время как на участках с малой мощностью снега температура ММП принимает значения от -5 °С и ниже. На водоразделах образуются и существуют многочисленные надмерзлотные талики, мерзлота несливающего типа, на подошве слоя годовых теплооборотов формируются талые породы с температурой от 0 до 0,5 °С.

Постоянные пути сообщения в районе юго-западного участка Ямбургского месторождения отсутствуют. В 150 км южнее проходит железная дорога Новый Уренгой – Ямбург. Действуют автомобильная дорога с твердым покрытием Старый Надым – Пангоды и межпромысловая дорога Пангоды – Ныдинский участок Медвежьего месторождения. На западе участка проходит трасса магистральных газопроводов Ямбург – Центр, вдоль которой действует автозимник. Доставка грузов может осуществляться в период навигации (июль – сентябрь) до пос. Ныда и порта Ямбург [2].

Ближайший населенный пункт –г. Новый Уренгой, находится в 60 км к юго-востоку от месторождения, и является самым крупным городом в своем субъекте, а по численности населения и промышленности превосходит его столицу, г.Салехард.

В районе развита газодобывающая промышленность, проводятся геологоразведочные работы. Основные запасы газа базовых месторождений (Медвежье, Ямбургское, Юбилейное) утверждены в ГКЗ.

Водоснабжение буровых установок осуществляется из естественных источников (озера, реки), а электроснабжение в период поисково-разведочных работ с передвижных автономных электрических станций (ПАЭС) или дизельных станций.

На территории района открыты месторождения песков, песчано-гравийной смеси, глин кирпичных и керамзитовых, опаловых пород. Район работ приравнивается к 4 категории трудности.

Основным источником энергоснабжения месторождения является Уренгойская ГРЭС. Согласно СУСН-III, район работ приравнивается к IV категории трудности.

## 1.2 Геолого-геофизическая изученность района

Широкое изучение территории севера Западной Сибири геологическими и геофизическими методами началось в 50-х годах. До этого времени геолого-геофизические работы носили мелкомасштабный характер и серьезных результатов для оценки перспектив нефтегазоносности не имели. Для проведения планомерных нефтегазопроисловых работ в пределах исследуемой территории в г. Новосибирске, Томске, Тюмени были созданы специальные организации, которые и начали проводить детальное геолого-геофизическое изучение района.

Так в 1945-1953 гг. трестом “Сибнефтегеофизика” проведена аэромагнитная съемка м 1:1000000, по результатам которой было проведено районирование территории. Более значительными по объему и результатам являются совместные исследования, проведенные в 1952-54 гг. институтами ВСЕГЕИ и НИИГА на значительной территории севера Тюменской области. В этот период выполнена стратификация четвертичных отложений, получены сведения о распространении многолетней мерзлоты [2].

В 1954- 55 гг. проведена аэромагнитная съемка м 1:1000000, а позднее в 1958-1959 гг. – м 1:200000. В 1959 г. В с. Тазовском пробурена колонковая скважина глубиной 538 м, по результатам которой были получены сведения о литологии четвертичных, третичных и меловых отложений, включая сеноман. В этом же году в южной части Тазовского полуострова проводилась геологическая съемка в м 1:200000, и с учетом данных предыдущих исследований, составлена геологическая карта территории.

С 1959 по 1961 г. В пределах Надымского, Пуровского и Тазовского районов партиями Ямало-Ненецкой экспедиции проведена региональная аэрогравиметрическая съемка в м 1:1000000, в результате этих работ выполнено геотектоническое районирование фундамента. Первые площадные сейсморазведочные работы МОВ на территории севера Тюменской области стали проводиться с 1959 г. По результатам данных работ к юго-востоку от Тазовского полуострова выявлены и оконтурены Тазовская и Заполярная положительные структуры [2].

В 1961 г. На Тазовской структуре с целью вскрытия всего разреза мезозойской осадочной толщи, изучения стратиграфии, литологии, перспектив нефтегазоносности была заложена опорная скважина с проектной глубиной 4000 м. В этом же году в первой поисковой скважине 2 был получен мощный фонтан природного газа, ознаменовавший открытие супергигантской по своим запасам Уренгойской газовой залежи в сеномане.

В начальный период разведки сеноманской залежи (1967 г.) в пределах Уренгойской площади была пробурена и опробована глубокая скважина 1, показавшая высокие перспективы неокомских отложений, в связи с чем после завершения разведки сеноманской залежи на Уренгойском месторождении начат второй этап поисково-разведочных работ – изучение неокомских отложений. В результате этих работ в нижнемеловых отложениях (интервал глубин 2300-3050 м) были установлены и разведаны газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками промышленного значения [2].

В настоящее время разработка сеномана ведется по проекту на объем годовой добычи 250 млрд. м<sup>3</sup>, составленному в 1981 г. На утвержденные запасы свыше 5 триллионов м<sup>3</sup> (Уренгойская + Ен-Яхинская площади).

В 1989 г. Были переутверждены запасы газа месторождения. По сеноманской залежи разрабатываемых площадей они составили около 7 триллионов м<sup>3</sup> газа [4].

## 2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

### 2.1 Стратиграфия

Уренгойское газоконденсатное месторождение расположено к северо-востоку от г. Новый Уренгой.

На месторождении установлена продуктивность в верхнемеловых и нижнемеловых отложениях. Основная по запасам верхнемеловая (сеноманская) залежь связана с верхней частью мощной (порядка 500 м) толщи преимущественно песчаных образований. Длина залежи 180 км, ширина от 23 до 50 км, площадь газоносности 4750 км<sup>2</sup>, пластовая температура изменяется от 27 °С в своде до 34 °С у контакта “газ – вода”.

Залежь со слабым наклоном газо-водяного контакта в северном направлении, начальная отметка ГВК – 1203,5 м.

Начальное пластовое давление  $P_{пл} = 122,5$  кгс/см<sup>2</sup>.

Песчаники характеризуются хорошими коллекторскими свойствами: открытой пористостью 9-38 % и проницаемостью от 10 до 1000 мД и более, что обеспечивает получение высоких дебитов газа.

Геологический разрез Уренгойского месторождения представлен терригенными песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, которые залегают на породах палеозойского складчатого фундамента.



Стратиграфия мезозойско-кайнозойских отложений приводится по материалам региональной стратиграфической схемы мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины.

В приложении А приводится сводный геолого-геофизический разрез Уренгойского месторождения.

#### *Палеозойский фундамент (PZ)*

На Уренгойской площади сверхглубокой скважиной СГ-6 отложения палеозойского фундамента вскрыты на глубине 7 км. По результатам обработки кернового материала породы фундамента представлены алеврито-гидрослюдисто-кремнистыми породами зеленовато-серого, черного цветов. Породы очень плотные, крепкие с массивной текстурой, с отдельными прожилками молочно-белого и полупрозрачного кварца. В скважине 414 породы фундамента вскрыты на глубине 5385 м и представлены серыми миндалекаменными базальтами типа андезита [2].

Возраст пород фундамента принят условно среднепалеозойским, хотя не исключен более молодой их возраст.

#### *Мезозойская группа (MZ)*

##### *Триасовая система (T)*

Отложения триасового возраста представлены нижним, средним и верхним отделами. Нижний отдел включает отложения красноселькупской серии, в нижней части которой залегают эффузивы и эффузивные песчаники, в верхней – переслаивание песчано-алеврито-глинистых пород. Среднетриасовый отдел включает нижнюю часть тампейской серии, состоящую из пурской и нижней части варенгояхинской свит. Отложения свит представлены терригенными породами. Верхнетриасовый отдел представлен тампейской серией, включающей варенгояхинскую и витютинскую свиты, которые сложены терригенными породами. Толщина триасовых отложений около 150 м [2].

##### *Юрская система (J)*

Отложения юрского возраста представлены нижним, средним и верхним отделами. Нижний и средний отделы объединены в заводоуковский надгоризонт, который представлен преимущественно континентальными отложениями и состоит из береговой, ягельной, котухтинской и тюменской свит.

Верхнеюрские отложения объединяются в даниловский надгоризонт в составе абалакской и баженовской свит.

Береговая свита ( $J_{1h}+J_{1s}$ ). Состоит из песчаников грубозернистых, гравелитов, конгломератов с подчиненными прослоями глин уплотненных, серых. Отмечаются растительный детрит, остатки листовой флоры. Толщина свиты достигает 250 м.

Ягельная свита ( $J_{1p}$ ). Представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, серыми, от тонкоотмученных до алевролитовых, иногда карбонатных. Встречаются растительный детрит, отпечатки листовой флоры. Толщина свиты достигает 150 м.

Котухтинская свита ( $J_{1p}+J_{1t}+J_{2a}$ ). Вышележащая котухтинская свита характеризуется чередованием песчаников, алевролитов, уплотненных глин, прослоями битуминозных. Породы серые, иногда с зеленоватым оттенком, с растительным детритом, встречаются единичные двустворки. Местами появляются гравелиты. Толщина свиты 450-650 м [2].

Тюменская свита ( $J_{2a}+J_{2b}+J_{2bt}$ ). На отложениях котухтинской свиты согласно залегают породы тюменской свиты, которая подразделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя подсвита представляет собой переслаивание песчаников серых, глинистых с алевролитами и уплотненными глинами серыми, буровато-серыми. Часто встречаются обугленный растительный детрит, реже корни растений. Толщина нижней подсвиты 100-170 м.

Для средней подсвиты характерно частое неравномерное переслаивание глин уплотненных, иногда углистых с глинистыми песчаниками, алевролитами, углями. Породы преимущественно серые. Отмечается наличие рас-

тительного детрита, обломков углефицированной древесины. Толщина 90-160 м.

Заканчивается тюменская свита верхней подсвитой, которая представлена переслаиванием уплотненных серых, темно-серых глин, глинистых песчаников, алевролитов, часто с буроватым оттенком, с прослоями углей. Характерен растительный детрит, корневые системы, отмечаются биотурбированные прослои, пирит. Толщина подсвиты колеблется от 100 до 200 м.

На площади месторождения в отложениях тюменской свиты обнаружены залежи нефти и газа, приуроченные к пласту Ю<sub>2</sub> и имеющие локальное распространение [7].

Абалакская свита (J<sub>3k</sub>+J<sub>3o</sub>+J<sub>3km</sub>). Представлена аргиллитами темно-серыми до черных, алевролитистыми, слабослоистыми, с известково-сидеритовыми стяжениями, в кровле – с присыпкой глауконита. В основании свиты отмечаются песчаники и алевролиты. Толщина отложений абалакской свиты 70-90 м.

Баженовская свита (J<sub>3v</sub>). Представлена аргиллитами темно-серыми с коричневатым оттенком, битуминозными, плитчатыми, массивными и листовыми с включениями чешуи рыб, раковин пелеципод и аммонитов. Толщина баженовской свиты 10-25 м.

#### *Меловая система (K)*

Меловая система состоит из 6 свит, четко подразделяется на две литологические формации:

Нижнемеловую (K<sub>1</sub>), состоящую внизу (до 1600 м) в основном из чередования пластов и линзовидных пластов глин и аргиллитов с алевролитами и песчаниками (до барремского яруса включительно) и преимущественно из песчаных образований до 1000 м вверху (апт-сеноманский ярус).

Верхнемеловую (K<sub>2</sub>), сложенную глинами, являющимися покрывкой для сеноманского продуктивного горизонта (мощность около 700 м).

Меловая система состоит из песчано-глинистых отложений: сортымской, тангаловской, покурской, кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

Сортымская свита (K1br-v). В основании K1 залегают глинистые отложения сортымской (мегионской) свиты, выделяемые в объеме берриасского и большей части валанжинского ярусов [2].

**Ачимовская толща.** Ачимовская толща керном на Уренгойском месторождении не охарактеризована. На электрокаротажных диаграммах отложения представлены переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород с преобладанием первых. Содержит в своем составе песчаники серые, мелкозернистые, слюдистые, часто известковистые, с прослоями песчано-алевролитовых и глинистых пород. По текстуре песчаники однородные или горизонтально-слоистые за счет прослоек глинистого материала и углистого детрита. Аргиллиты темно-серые, слюдистые, крепкие, горизонтально-слоистые. Общая мощность ачимовской толщи составляет 43-167 м. К отложениям ачимовской толщи на Восточно – и Ново-Уренгойском месторождениях приурочены продуктивные пласты Ач<sub>1</sub>-Ач<sub>6</sub>, имеющие локальное распространение и содержащие газ, конденсат и нефть.

Вскрытая толщина на Уренгойском месторождении – 68 м.

**Очимкинская пачка.** Представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты темно-серые, слюдистые, плотные, с наклонно-горизонтальной слоистостью, с большим количеством прослоев и линзочек светло-серых, часто известковистых алевролитов, подчеркивающих линзовидно-прерывистую слоистость.

Песчаники от светло-серых до темно-серых, мелко-, средне- и крупнозернистые, полимиктовые, слюдистые, плотные, крепкие, хорошо сцементированные, часто с карбонатным цементом. Встречаются прослои известняка толщиной до 10 см, от серого до темно-серого, крепкого, массивного, глинистого, слабослюдистого, с включениями растительного обугленного детрита.

В разрезе Уренгойского месторождения внутри очимкинской пачки прослеживаются песчаные пласты БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>15</sub>, БУ<sub>14</sub>, БУ<sub>13</sub>, БУ<sub>12</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>12</sub><sup>1</sup>.

Все выделяемые пласты на месторождении продуктивны: при испытании получены притоки газа с конденсатом, нередко со следами нефти.

Южнобалакская пачка. Вскрыта большинством скважин. Сложена переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород. На переклинали Уренгойского вала отмечается глинизация низов пачки [2].

В составе пачки выделяются два продуктивных пласта БУ<sub>11</sub> и БУ<sub>10</sub>, которые гидродинамически связаны между собой. С этими пластами связана самая крупная в нижнемеловых отложениях залежь углеводородов.

Кровля пласта БУ<sub>10</sub> однозначно проводится по подошве чеускинской пачки, которая служит надежным экраном и хорошим репером при корреляции.

Чеускинская пачка. Венчает разрез сортымской свиты. Представлена глинами темно-серыми, хорошо отмученными, плитчатыми с обломками раковин пелеципод, многочисленными остатками ихтиофауны, обрывки водорослей. В составе пачки отмечаются линзы и маломощные прослои алевроито-песчаного состава.

Вскрытая толщина сортымской свиты 841 м.

**Тангаловская свита (K<sub>1h</sub>+K<sub>1b</sub>+K<sub>1a</sub>).** Отложения тангаловской (вартовской) свиты выделяются в объеме готерив-барремских ярусов, в пределах месторождения вскрыты всеми глубокими скважинами и подразделяются на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

**Нижнетангаловская подсвита,** в свою очередь, подразделяется на правдинскую, усть-балакскую и пимскую пачки, сложенные песчаниками, алевролитами и глинами.

Правдинская пачка. В составе пачки выделено четыре песчано-алевролитовых пласта (БУ<sub>9</sub>, БУ<sub>8</sub>, БУ<sub>8-0</sub>, БУ<sub>7</sub>), которые достаточно отчетливо выделяются в разрезах скважин. По всей площади над пластом БУ<sub>8-0</sub> прослеживается репер- “шоколадные” тонкоплитчатые аргиллиты, которые четко

отбиваются на кавернограммах массивными кавернами. Продуктивность БУ<sub>7</sub> пока не изучена, к остальным приурочены крупные залежи углеводородов.

Толщина пачки изменяется от 156 до 215 м.

Усть-балакская пачка. Представлена переслаиванием мощных песчано-алевритовых и глинистых пластов, невыдержанных по площади, вследствие чего толщины пластов изменяются в широких пределах. Максимальная толщина песчаных пластов 60 м. Из шести песчаных пластов, выделяемых в составе пачки, продуктивными являются БУ<sub>1-2</sub> и БУ<sub>5-6</sub>.

Толщина пачки от 23 до 42 м.

Верхнетангаловская подсвита **разделяется на две пачки: верхнюю и нижнюю, представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников [2].**

Кровля тангаловской свиты размывта, при этом глубина размыва на площади изменяется от 10 до 50 м.

Общая толщина тангаловской свиты изменяется от 679 до 917 м.

**Покурская свита (K<sub>1a</sub>+K<sub>1al</sub>+K<sub>1s</sub>).** Отложения апт-альбского-сеноманского ярусов представлены переслаиванием алевролито-песчаных и глинистых пород различной толщины, плохо выдержанных по площади. К верхней части покурской свиты приурочена уникальная газовая залежь сеноманского возраста.

Сеноманские отложения венчают разрез прибрежно-континентальных остатков покурской свиты. Разрез этих отложений изучен достаточно подробно в связи с тем, что к ним приурочена газовая залежь и при их проходке на Уренгойском месторождении, как и на соседних месторождениях, отбирался керн почти во всех скважинах.

По керну и промыслово-геологическим данным отложения сеномана представлены переслаиванием песков, песчаников, алевролитов и глин прибрежно-континентального, а в верхней части разреза прибрежно-морского происхождения.

**Краткая литологическая характеристика пород сеномана**

Пески и песчаники сеноманской толщи имеют окраску от светло-серых до темно-серых, с желтоватым и зелено-голубоватым оттенком, мелко и среднезернистые, слабосцементированные или рыхлые, в различной степени глинистые, слюдистые, местами известковистые, горизонтально и косо-слоистые, с мельчайшими обугленными остатками растительного детрита, с прослоями черного и темно-бурого углистого вещества с редкими включениями янтаря [4].

**Кузнецовская свита ( $K_2t$ )** сложена аргиллитоподобными морскими глинами толщиной от 32 до 80 м.

**Березовская свита ( $K_2k+K_2st+K_2km$ )** – глины монтмориллонитового состава с прослоями глинистых и известковистых алевролитов толщиной от 213 до 314 м.

**Ганькинская свита ( $K_2k+K_2km$ )** – толщиной от 234 до 350 м представлена морскими глинами с прослоями алевролитов.

#### *Кайнозойская группа (KZ)*

Кайнозойская группа представлена двумя системами: палеогеновой и четвертичной

#### *Палеогеновая система (P)*

В разрезе палеогена выделяются отложения тибейсалинской, люлинворской, юрковской свит и корликовской толщи.

**Тибейсалинская свита ( $P_1$ )** В нижней части сложена глинами серыми и темно-серыми, слюдистыми с маломощными прослоями песчаников и алевролитов, а в верхней – преимущественно алевроито-песчаными породами. Толщина свиты изменяется от 180 до 320 м.

**Люлинворская свита ( $P_2$ )**. Подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты и сложена глинами опоковидными, алевролитистыми с прослоями диатомитовых глин. Толщины свиты 150-200 м.

**Юрковская свита ( $P_2-P_3$ ) (ранее чеганская)**. Представлена песками светло-серыми разнозернистыми с прослоями и линзами глин и гравия.

Встречаются прослои бурого угля. Общая толщина юрковской свиты достигает 100 м.

**Корликовская толща (P<sub>3</sub>) (ранее алтымская).** Объединяет песчаные отложения континентального генезиса. Породы представлены песками белыми и светло-серыми, плохо отсортированными с линзами гравелитов. Характерно обилие каолина в виде заполнителя гнезд, линзообразных прослоев и окатышей. Толщина достигает 100 м [6].

#### *Четвертичные отложения (Q)*

Разрез четвертичных отложений представлен песками, глинами, супесями с включениями гравия и галек, а также древесно-растительных остатков. В верхнем деятельном слое установлены отложения торфяных болот [2].

Толщина четвертичных отложений варьирует от 18 до 140 м.

## 2.2 Тектоника

Район работ в тектоническом отношении расположен в пределах внутренней области Западно-Сибирской плиты на тектонической карте под редакцией И.И.Нестерова, названной Ямало-Тазовской мегасинеклизой, состоящей, в свою очередь, из четырех крупных элементов: Надым-Тазовской и Ямало-Гыданской синеклиз, Мессояхской гряды и Енисейско-Хатангского желоба (рис.2)

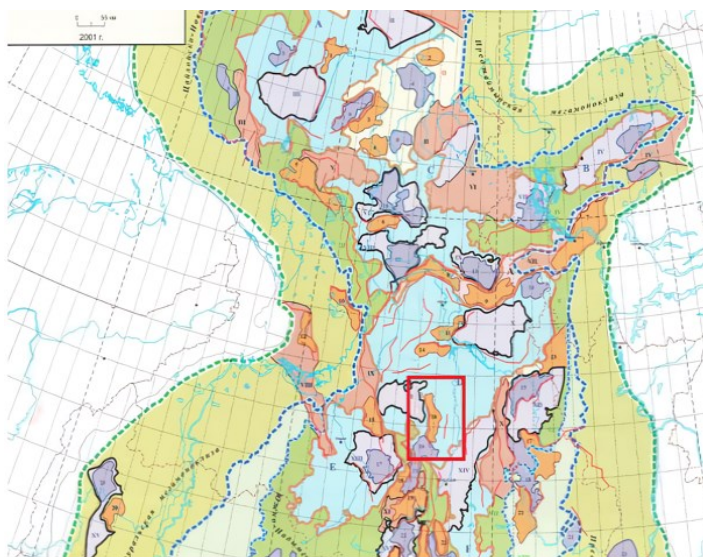


Рисунок 2 - Фрагмент тектонической карты северной части Западной Сибири по А. Э Конторовичу





Рисунок 3 - Условные обозначения к рис.2

Надым-Тазовская синеклиза является самой крупной из всех структур данной категории, выделяемых в пределах Западно-Сибирской плиты. Она осложнена большим числом структур I порядка, по характеру которых ее можно разделить на три зоны: западную, центральную и восточную.

К центральной зоне относится структура порядка Нижнепурский мегавал, который, в свою очередь, осложнен структурами II порядка: Центральным Уренгойским валом, переходящим на севере в Табьяхинский структурный нос.

Залежи углеводородов в некоем контролируются Центральным Уренгойским валом и осложняющими его более мелкими структурами (Северо-Уренгойская, Центрально-Уренгойская, Уренгойская, Есетаяхинская), выделенными по сейсмическим данным. Газовая залежь в сеномане включает в себя по площади помимо Центрального Уренгойского вала Табьяхинский структурный нос, Ен-Яхинское и Песцовое куполовидные поднятия. По кровле коллекторов пласта БУ<sub>8</sub><sup>0</sup> Уренгойская структура представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридиального простирания с размерами по изогипсе – 2650 м составляют 92,3\*10,5: 10,0 км и амплитудой 108м [2].

Если структура в целом соответствует Центральному Уренгойскому валу, то осложняющие его локальные поднятия соответствуют принятым при подсчете запасов структурным зонам:

Северо-Уренгойское – Северному куполу (Ск),

Центрально-Уренгойской I и II поднятия – Центральной приподнятой зоне (ЦПЗ),

Уренгойское локальное поднятие – Южному куполу (ЮК).

Северо-Уренгойское локальное поднятие (СК) имеет изометрическую форму, северо-западное простирание, размеры по изогипсе -2050м составляют 26,0\*9,0 км с амплитудой 80 м. Углы наклона крыльев не превышают  $1^{\circ}30'$ . Это поднятие является наиболее приподнятой частью Уренгойского вала.

Центрально-Уренгойскому поднятию I (север ЦПЗ) соответствует участок скважин 104-108-120 с размерами по изогипсе – 2600 м 9,5\*7,0 км с амплитудой 35 м.

Центрально-Уренгойскому поднятию II (юг ЦПЗ) соответствует участок, прилегающий к скважине 58, по изогипсе – 2600 м размеры составляют 12,0\*4,7 км с амплитудой 30 м. Оба поднятия имеют меридиональное простирание.

Уренгойское локальное поднятие (ЮК) вытянуто в региональном направлении, по форму оно близко к овальной, по изогипсе – 2625 м, размеры составляют 19,0\*9,0 км и амплитуду 60 м.

По кровле покурской свиты Нижне-Пурский мегавал представляет собой единую сложнопостроенную складку, состоящую из целого ряда структур: Уренгойского куполовидного поднятия, Центрально-Уренгойского вала, Ен-Яхинского куполовидного поднятия, Самбурского куполовидного поднятия, Песцового куполовидного поднятия. Если структура в целом соответствует Центральному Уренгойскому валу, то осложняющие его локальные поднятия соответствуют принятым при подсчете запасов структурным зонам:

Северо-Уренгойское - Северному куполу (СК),

Центрально-Уренгойское I и II поднятия - Центральной приподнятой зоне (ЦПЗ),

Уренгойское локальное поднятие - Южному куполу (ЮК).

Северо-Уренгойское локальное поднятие (СК) имеет изометрическую форму, северо-северо-западное простирание, размеры по изогипсе -2050м составляют 26,0\*9,0 км с амплитудой 80 м. Углы наклона крыльев не превышают  $1^{\circ}30'$ . Это поднятие является наиболее приподнятой частью Уренгойского вала.

Центрально-Уренгойскому поднятию I (север ЦПЗ) соответствует участок скважин 104-108-120 с размерами по изогипсе – 2600 м 9,5\*7,0 км с амплитудой 35 м [8].

Центрально-Уренгойскому поднятию II (юг ЦПЗ) соответствует участок, прилегающий к скважине 58, по изогипсе – 2600 м размеры составляют 12,0\*4,7 км с амплитудой 30 м. Оба поднятия имеют меридиональное простирание.

Уренгойское локальное поднятие (ЮК) вытянуто в региональном направлении, по форме оно близко к овальной, по изогипсе – 2625 м размеры составляют 19,0\*9,0 км и амплитуду 60 м.

На структурных картах по кровлям коллекторов пластов БУ<sub>8</sub> - БУ<sub>14</sub> сохраняются все элементы, выделяемые на структурной карте - по отражающему горизонту Б<sub>2</sub> и кровле пласта БУ<sub>8</sub><sup>0</sup>, что подтверждает унаследованный характер структурного плана [2].

В верхнем мелу (в послесеноманское время) территория севера Западно-Сибирской плиты погружалась наиболее активно. Амплитуда нисходящих движений составляла здесь 550-600м. К югу она постепенно уменьшается и в Широтном Приобье составляла только 275-325м, т. е. была в два раза меньше, чем на севере. В этом направлении уменьшилась и активность дифференцированных тектонических движений. В палеоцене скорость прогибания северного района была в три раза больше, чем южного. В эоцене характер тектонического развития региона существенно изменился. Начиная с этого времени район наибольших опусканий стал постепенно смещаться к югу.

По кровле покурской свиты амплитуда Ен-Яхинского куполовидного поднятия составляет 117м, а амплитуда Центрально-Уренгойского вала – 241

м. За послесеноманское время прирост амплитуды Ен-Яхинского куполовидного поднятия составил 44 м, в том числе за неоген-четвертичное время – 31 м. За это же время Центрально-Уренгойский вал вырос на 111 м, в том числе за неоген-четвертичное время - на 78м. Следовательно, в позднемеловое и кайнозойское время южная часть Нижне-Пурского мегавала поднималась более интенсивно, чем северная (приложение Б).

При сопоставлении структурных карт по отражающему горизонту "Б" и по кровле сеномана был сделан вывод, что структурный план по кровле продуктивной толщи сеномана несколько меняется. Так, амплитуда Центрально-Уренгойского вала по отражающему горизонту "Б" – 135 м, а по кровле сеномана 156-236 м; амплитуда Уренгойского куполовидного поднятия по отражающему горизонту "Б" – 100 м, а по кровле сеномана – 120 м. Все это указывает на интенсивность "молодых" тектонических движений [2].

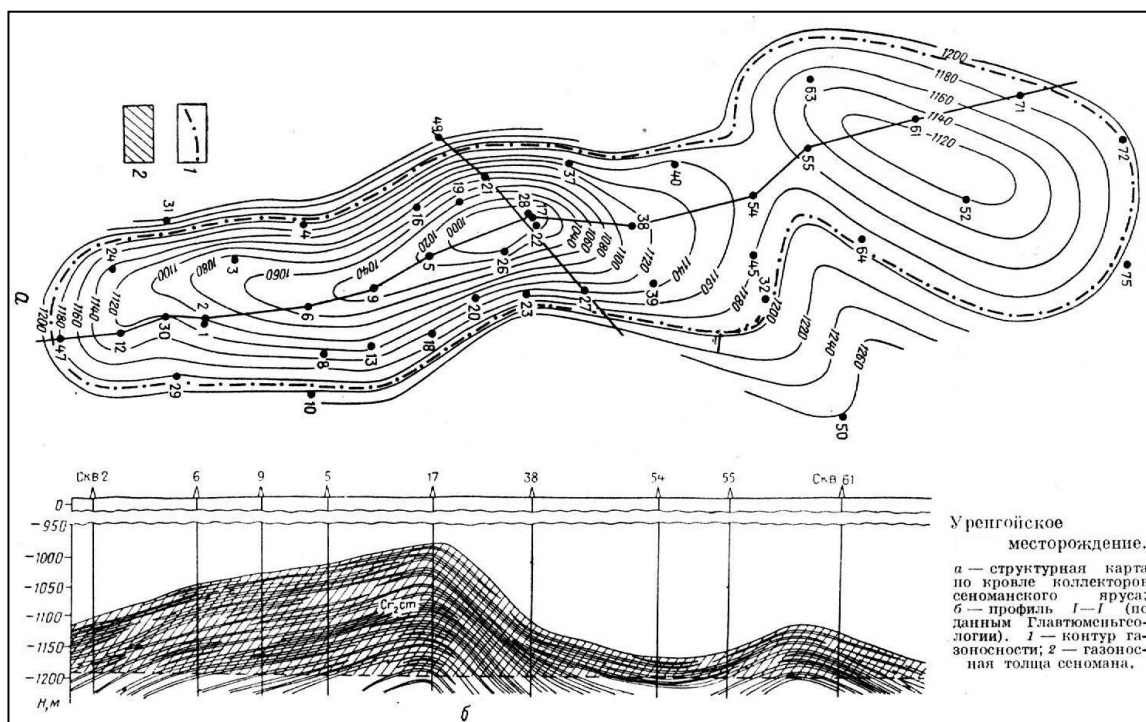


Рисунок 4 - Структурная карта Уренгойского месторождения

### 2.3 Нефтегазоносность

Уренгойское месторождение входит в состав Уренгойского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области. В разрезе выде-

ляются четыре этажа нефтегазоносности (снизу-вверх): юрский, ачимовский, неокомский, сеноманский.

Результаты обобщения по продуктивным пластам приведены в табл 1.

Таблица 1 - Характеристика продуктивных пластов

Система, отдел	Свита	Подсвита	Продуктивные пласты	Характеристика залежей
Нижний мел	Покурская	Сеноманская часть	ПК <sub>1-6</sub>	Газовые, пластово-массивные, высокодебитные
		Альбская часть	ПК <sub>7-16</sub>	
Нижний мел	Тангаловская	Средняя	БУ <sub>1-7</sub>	Газоконденсатные, пластово-массивные, сводовые, высокодебитные
		Нижняя	БУ <sub>8-9</sub>	Газоконденсатные с нефтяными оторочками, пластовые, сводовые, высокодебитные
	Сортымская	Верхняя	БУ <sub>10-13</sub>	Газоконденсатные с нефтяными оторочками, пластовые, сводовые, высокодебитные
		Средняя	БУ <sub>14-16</sub>	Газоконденсатные, пластовые, сводовые, среднедебитные
		Нижняя (ачимовские отложения)	Ач <sub>1-5</sub>	Газоконденсатно-нефтяные, литологические, среднедебитные
	Нижняя-средняя юра	Тюменская	Верхняя	Ю <sub>2-4</sub>
Средняя			Ю <sub>5-7</sub>	
Нижняя			Ю <sub>8-9</sub>	
Котухтинская		Верхняя	Ю <sub>10-12</sub>	
		Нижняя	Ю <sub>13-17</sub>	

Юрский этаж нефтегазоносности включает песчаные пласты Ю2-17. Покрышкой служат уплотненные глины. Ачимовский этаж нефтегазоносности включает пласты Ач1-5. Залегают на глубинах 3500-4000 м. Неокомский этаж включает пласты БУ1-16, АУ6-11 и находится на глубинах 1700-3100 м. Эффективная толщина неокомского этажа составляет около 160 м. Верхний сеноманский этаж находится на глубине 1030-1260 м. Региональной выдержанной покрышкой над песчаными отложениями покурской свиты являются глины верхнего отдела меловой системы (кузнецовская, березовская, ганькинская свиты). Общая толщина верхнего отдела 370-630 м. Самой продуктивной на месторождении является залежь пласта ПК1, представленная песчаниками с линзовидными прослоями алевролитов и глин. Ее мощность 230 м. Эффективная мощность составляет 60-70 %. Открытая пористость песчаников 25-30 %, проницаемость 950-1750 мД. Покрышкой залежи являются глины верхнего мела толщиной до 630 м. Дебиты газа в скважинах 1,4-7,9 млн м<sup>3</sup>/сут. Газоводяной контакт определен на абсолютной отметке – 1193 м. Высота залежи 213 м. Залежь газовая, пластовая, массивная, высокодебитная, с коллекторами порового типа. Основные залежи газа, приуроченные к сеноманским отложениям, залегают непосредственно под региональной верхнемеловой (туронской) – палеогеновой покрышкой. Газоконденсатные залежи присутствуют также в ачимовской толще и отложениях юрского комплекса.

Можно выделить два фазово-генетических типа газоконденсатных скоплений. Первичные – без нефтяных оторочек, характеризуются низким содержанием конденсата, находятся ниже главной зоны нефтеобразования (ГЗН), образуются непосредственно из органического вещества в зоне наиболее жесткого катагенетического преобразования пород. Вторичные приурочены к газонефтяным системам, отличаются высоким содержанием конденсата, расположены выше ГЗН и формируются при растворении легких фракций нефтей в сжатых газах. Основные характеристики залежей приведены в таблице 2.

Характерно увеличивается содержание УВ с глубиной. Для нижней части мелового комплекса (неоком) характерны газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками и наибольший предположительных выход УВ, которые образовались из сапропелевого типа органического вещества [9].

Таблица 2 - Характеристика газоконденсатных залежей

Зоны нефтегазообразования	Тип керогена	Содержание конденсата, г/м <sup>3</sup>	Предположительный выход углеводородов (10 <sup>12</sup> т)		
			Метан	Битумы	Итого
Сеноман	Сапропелевый	0,03-3	0,097	0,307	0,404
Апт	Гумусовый	0,65-80	0,230	0,049	0,279
Неоком	Гумусовый	100-350	0,273	0,063	0,336
	Сапропелевый		0,385	1,406	1,791
Ачимовский	Гумусовый	До 680	-	-	-
Юрский	Сапропелево-гумусовый	До 800	-	-	-

Углеводородные газы образуются в процессе изменения органического вещества (ОВ) от бурогоугольной до антрацитовой стадии, поэтому газоконденсатные системы, тесно связанные с газовыми, могут быть встречены в широком диапазоне глубин. Это позволяет полагать, что первичные газоконденсатные системы на севере Западной Сибири могут быть встречены в широком стратиграфическом диапазоне, от сеномана до юры. Суммарное содержание угольного вещества в толще мелового комплекса оценивается в 15,5-1012 т, из которых 6,9-1012 т – в отложениях покурской серии (апт-альб-сеноман) имеют бурогоугольную стадию катагенеза и 8,6-1012 т – в отложениях готерив-баррема – начальную длиннопламенную стадию. Угольное вещество на бурогоугольной стадии катагенеза генерирует гомологи метана. В больших концентрациях они отмечены на длиннопламенной, газовой и жир-

ной стадиях катагенеза. Кроме гомологов метана из угольного вещества образуются жидкие углеводороды [2].

Характеристики пород коллекторов Уренгойского месторождения приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Характеристики пород коллекторов

Классы	Проницаемость, мД	Нижние граничные значения параметров			Качество пород-коллекторов
		К <sub>п</sub> , %	К <sub>г</sub> , %	К <sub>п</sub> <sup>эфф</sup> , %	
1	>1000	34,1	83,3	28,4	очень высокое
2	500 - 1000	32,9	79,3	26,1	высокое
3А	300-500	32,0	76,3	24,4	повышенное
3Б	100 - 300	30,1	69,1	20,8	среднее
4	10 - 100	26,2	50,6	13,25	пониженное
5	1 - 10	22,3	25,5	5,7	низкое (некондиционный)

#### 2.4 Петрофизическая характеристика разреза

Продуктивные отложения сеномана представлены плохосортированными песчаниками с линзовидными прослоями алевролитов и глин покурской свиты. Песчаники сложены кварцем (50-70 %), полевыми шпатами (25-35 %) и обломками пород. Залежи газа сеномана сосредоточены под регионально выдержанной глинистой покрывкой турон-датского возраста мощностью 500-800 м и связаны с мощной толщей переслаивания песчано-алевтролитовых и алевро-глинистых пород. Все сеноманские залежи связаны со структурными ловушками. Высота залежей, в основном, зависит от амплитуды ловушки. Неполное заполнение ловушки встречается крайне редко.

Залежи в сеномане – массивные, водоплавающие, и, таким образом, каждая скважина, пробуренная в контуре газоносности, вскрывает ГВК, что



облегчает его определение по геофизическим данным. По большинству залежей плотность ГВК близка к горизонтальной или имеет небольшой наклон преимущественно в северном направлении, что обусловлено гидродинамической характеристикой пластовой системы [5].

Длина залежи 180 км, ширина от 23 до 50 км, площадь газоносности 4750 км<sup>2</sup>, пластовая температура изменяется от 27 °С в своде до 34 °С у контакта «газ-вода», начальная отметка ГВК – 1203,5 м, начальное пластовое давление  $P_{пл} = 122,5$  кгс/см<sup>2</sup>.

Пластовое давление в залежах соответствует гидростатическому на уровне ГВК, поскольку песчано – алевролиты – глинистая толща апт – сеномана (покурская свита) представляет собой единую гидродинамическую систему.

На Уренгойском месторождении газовая залежь приурочена к верхней части покурской свиты и ввиду большого этажа газоносности в сводовой части захватывает сеноманский ярус почти полностью. Продуктивная часть сеномана представлена песчано-алевролитовыми и глинистыми породами, причем последние имеют подчиненное значение и характеризуются, преимущественно, линзовидным залеганием. Помимо невыдержанности по разрезу глинистые пласты и прослои существенно опесчанены.

Мощности коллекторов в разрезах скважин варьируются в широких пределах от 0,4 до 10-39 м. При этом прослои пород-коллекторов большой мощности нередко неоднородны по своему составу, отражая изменение размерности обломочного материала и количество глинистого цемента. Прослои глинистых и карбонатных (плотных) пород, исключаемых из эффективных мощностей, имеют мощности от 0,4 до 5-6 м и в единичных скважинах до 11,4 м.

Породы-коллекторы сеномана характеризуются следующими фильтрационно-емкостными параметрами: открытая пористость составляет 28-35 %, проницаемость от 500 до 1500 мД, газонасыщенность – 70-74 %.

### 3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Анализ проводился по данным каротажной диаграммы наблюдательной пьезометрической скважины 5446 куста 26 Уренгойского месторождения. Целью исследований было определение положения ГВК в сеноманских отложениях, ГВК в неокомских продуктивных перфорированных и неперфорированных пластах, температурного режима, степени заполнения ствола скважины (отбивка уровня жидкости), заколонного движения газа и устьевых параметров.

Исследования выполнялись стандартной аппаратурой СКАТ-К8-39, СКАТ-РК-42, СКАТ-РК-43, регистрирующим комплексом «ГЕОМАК».

Остановка прибора отмечается на глубине 3092 м.

Башмак НКТ (d – 73мм) контролируется на глубине 3019.5 м

Заявленные интервалы перфорации: Пласт БУ<sup>14</sup><sub>1</sub> – 3035 - 3048 м,  
Пласт БУ<sup>14</sup><sub>2</sub> – 3062,0 – 3068,0 м.

Таблица 4 – комплекс исследований

№ п/п	Вид исследовани й	М-б записи	Интервал записи	Аппаратура	Кач-во материала
	2	3	4	5	6
1	ЛМ	1:200	2600-3092	СКАТ-К8-38-150/100 № 228	Хор
2	Термометрия	1:500	0-2600	СКАТ-К8-38-150/100 № 228	Хор
		1:200	2600-3092		
3	Манометрия	1:500	0-3092		Хор
4	РК (НГК, ГК)	1:200	900-1400	СКАТ-РК-42-150/100 № 288	Хор
		1:200	2600-3092		
5	ННКт	1:200	2600-3092	СКАТ-РК-43-150/100 №247	Хор

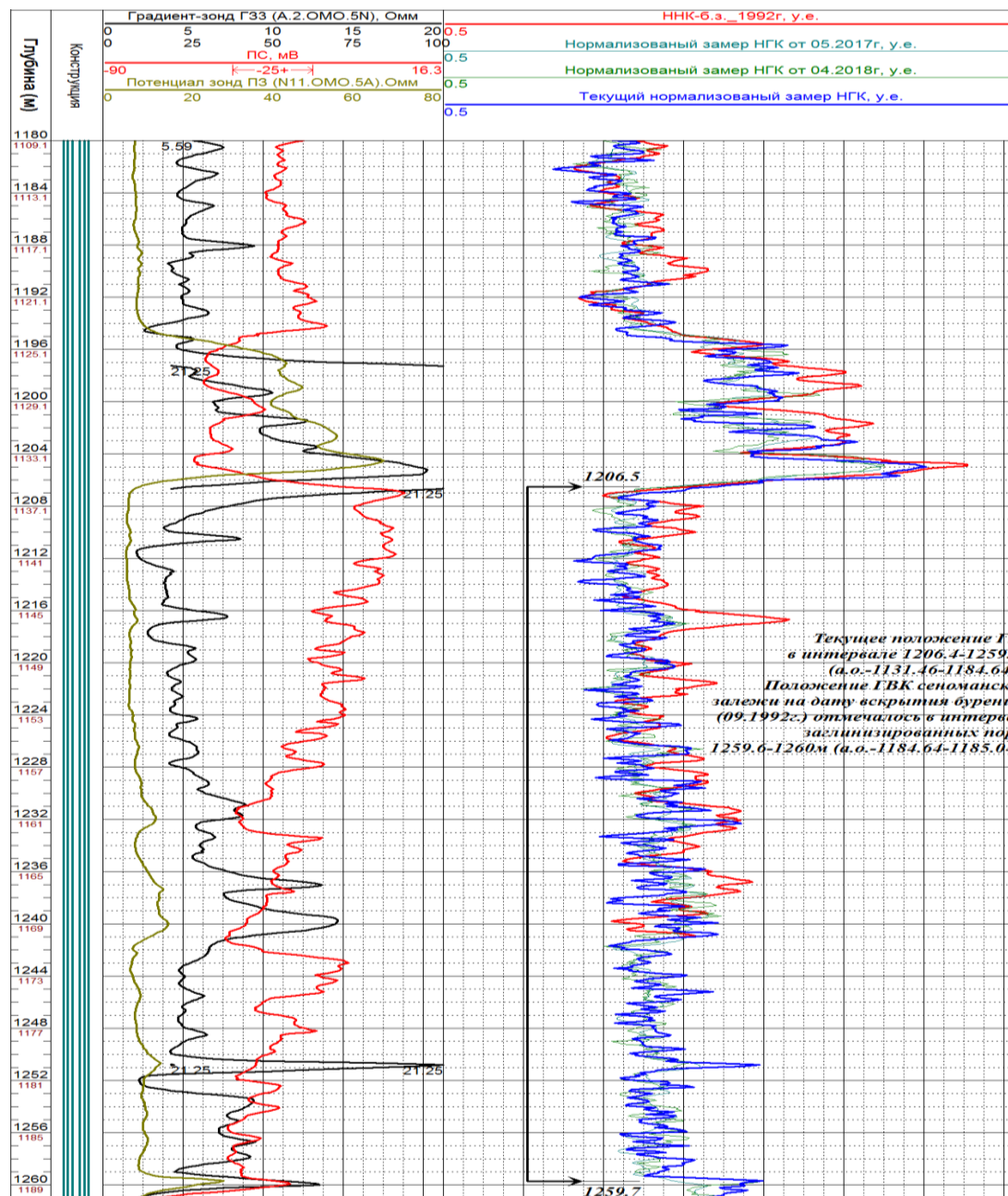


Рисунок 5 - Сопоставление временных замеров НГК скважина 5446

Положение ГВК сеноманской залежи на дату вскрытия бурением отмечалось в интервале заглинизированных пород 1259.6 – 1260 м. Текущее положение ГВК отмечается в интервале 1206.4 – 1259.6 м.

На рисунке 6 приведены результаты термометрии и манометрии по стволу. Температура и давление на середину интервала перфорации (3051.5 м) соответственно составляют  $T_{пл} = 355.28 \text{ K}$  ( $82,28 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ),  $P_{пл} = 302,73 \text{ ата}$  ( $30,17 \cdot 10^6 \text{ Па}$ ). На глубину остановки приборов (3092.0 м) температура и

давление соответственно составляют:  $T_{заб} = 359.37 \text{ K}$  ( $86.37 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ) и  $P_{заб} = 307,83$  ата ( $30,68 \cdot 10^6 \text{ Па}$ ).

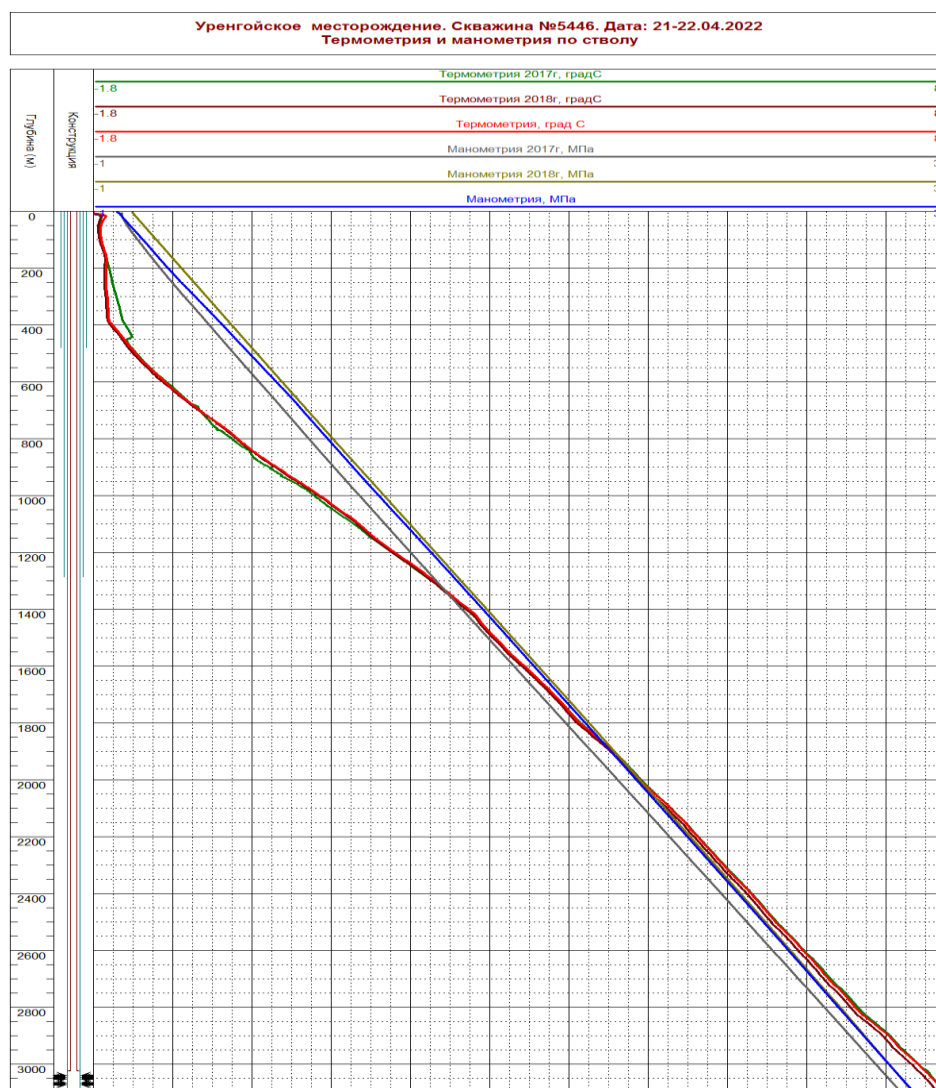


Рисунок 6 - Термометрия и манометрия по стволу

По данным термометрии аномалий, связанных с нарушением целостности колонны, не отмечается. Заколонного движения флюида не отмечается. Изменение  $P_{пл}$  связано с изменением уровня и плотности заполняющего ствол скважины флюида.

На рисунке 7 представлена каротажная диаграмма наблюдательной скважины Уренгойского месторождения. В ней проводился комплекс исследований, выполненных стандартной аппаратурой с регистрирующим комплексом «ГЕОМАК».

Комплекс исследований включал в себя: Гамма каротаж (ГК), локатор муфт (ЛМ), РК (НГК, ГК)

### Результаты интерпретации:

Максимальная глубина прохождения приборов – 1408.6 м.

Башмак НГК контролируется на глубине 1376 м.

От устья до глубины 1381 м ствол **работающей в шлейф** скважины заполнен газожидкостной смесью плотностью 0,1 – 0,2 г/см<sup>3</sup>, в интервале 1381 – 1400 м – газожидкостной смесью плотностью 0,3 – 0,4 г/см<sup>3</sup>, с глубины 1400 м и до забоя плотным осадком плотностью >1.2 г/см<sup>3</sup>.

В интервале 0-1394 м ствол **остановленной** скважины заполнен газом плотностью 0,05 г/см<sup>3</sup>, в интервале 1394 – 1400 м – водой плотностью 0,98 – 1,05 г/см<sup>3</sup>, с глубины 1400 м и до забоя плотный осадок.

По данным проведенных исследований отмечаются следующие рабочие интервалы:

Таблица 5 – Характеристика рабочих интервалов

Пласт	Работающие интервалы, м	Н, м	Характеристика работающих интервалов
ПК <sub>1-2</sub>	1346.6-1355.1	8.5	Перекрыт НКТ. Представлен коллекторами с некондиционными ФЕС (Кп=21.5-25.9%).
	1355.1-1363.8	8.7	Перекрыт НКТ. Не работает. Представлен плотными породами и глинами.
	1363.8-1375.2	11.4	Перекрыт НКТ. Представлен коллекторами некондиционными и средними ФЕС (Кп=22.3-27.7%).
	1375.2-1382.1	6.9	Перекрыт НКТ до глубины 1376 м. Интенсивно работает через г/ж смесь в стволе. Представлен коллекторами с повышенными, высокими и очень высокими ФЕС (Кп=31.4-35.7%).
ПК <sub>1-2</sub>	1382.1-1400	17.9	Слабо работает через г/ж смесь в стволе. Представлен коллекторами некондиционными средними и повышенными ФЕС (Кп=21.8-31.5%).
	1400-1402	2	Слабо работает в стволе через осадок повышенной плотности. Представлен коллектором с повышенным ФЕС (Кп=32.1%).
	1402-1408.6 (остановка прибора)	6.6	Работает газожидкостной смесью в стволе через осадок повышенной плотности. Представлен коллекторами некондиционным и среднем коллекторами с ФЕС (Кп=23.9-30.9%).

ГВК сеноманских отложений при бурении скважины вскрыт не был. По результатам нормализации временных замеров НГК изменения насыщения в интервале исследований не отмечается. При текущем исследовании положение ГВК отмечается в интервале 1207,4 – 1208,4 м. По данным заказчика минерализация выносимой жидкости составляет 16,7 г/л.

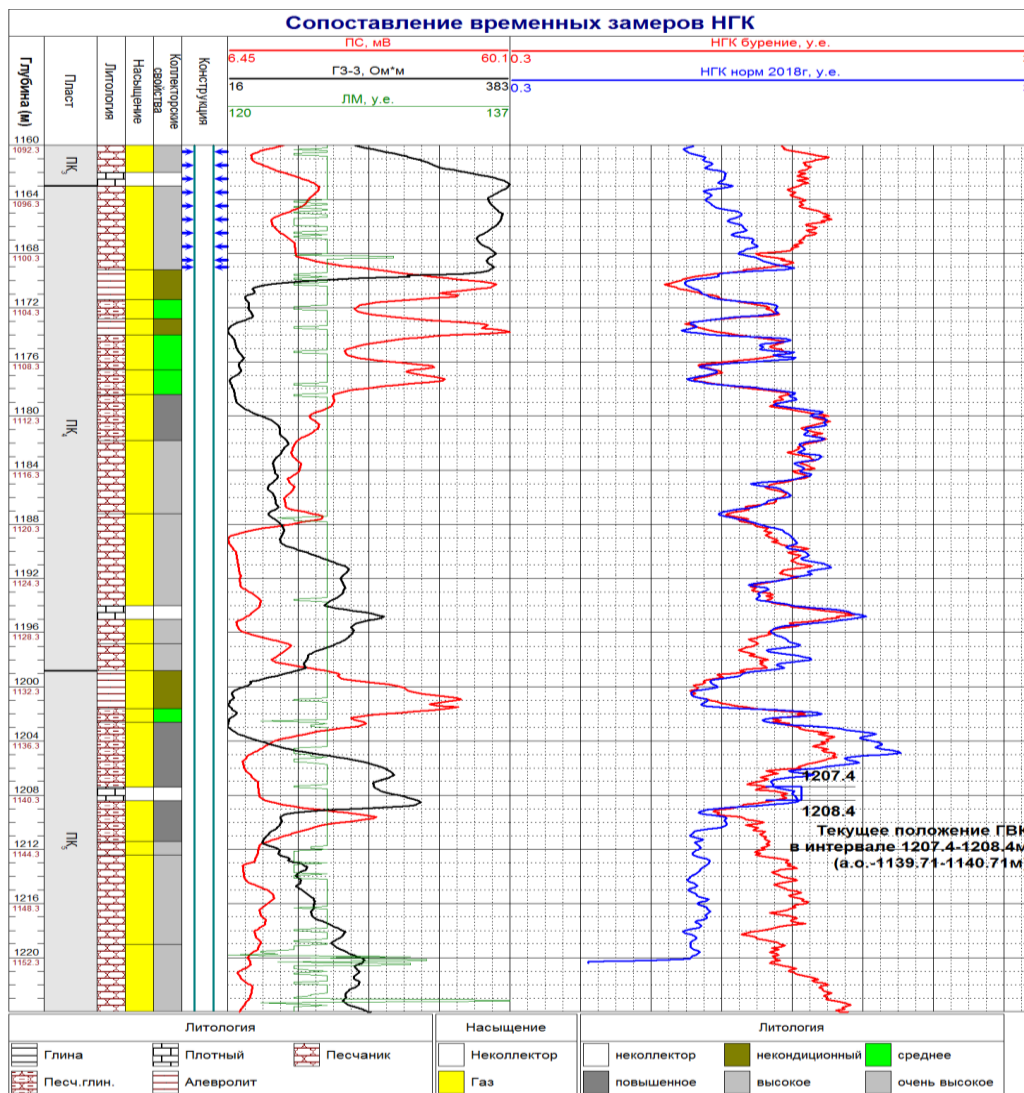


Рисунок 7 - Каротажная диаграмма скважины №761

Во втором случае исследования проводились методом углерод-кислородного каротажа и методом ИННК с целью выделения обводненных в процессе разработки интервалов. Минерализация пластовых вод составляла порядка 10-20 г/дм<sup>3</sup>, что не повлияло на результаты метода С/О каротажа и позволило на качественном уровне (в интервалах 2332-2344 м, 2363-2365 м, 2390-2402 м) установить интервалы обводнения и определить коэффициенты

текущей нефтенасыщенности (см. рисунок 14). Метод ИННК же при данной минерализации не позволяет решить задачу выделения нефтенасыщенных пластов, поскольку в таком случае поглощающие свойства воды схожи с поглощающими свойствами нефти, что затрудняет достоверность определения пластового флюида. На основе этого анализа метод ИННК был убран из комплекса. Подробное рассмотрение возможностей того и другого метода показано в спецглаве.

## 4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

### 4.1 Задачи геофизических исследований

Целевое назначение работы – выбор оптимального комплекса ГИС для определения текущих флюидных контактов (ГВК и ВНК).

Перед геофизическими методами ставятся следующие основные задачи:

1. Определение положения, текущего газо-водяного контакта (ГВК), водонефтяного контактов (ВНК).
2. Оценка коэффициентов газонасыщения, нефтенасыщения в продуктивной части пласта.

### 4.2 Обоснование объекта исследований

Объектом исследования является наблюдательная скважина №418 в северной части Уренгойского месторождения (приложение В). Выбор данной скважины обосновывается необходимостью определения положения газоводяного (ГВК) и газонефтяного контакта (ГНК), что позволит гибко осуществлять контроль за выработкой запасов, увеличивая период безводной эксплуатации газовых скважин, продлевая срок межремонтного периода.

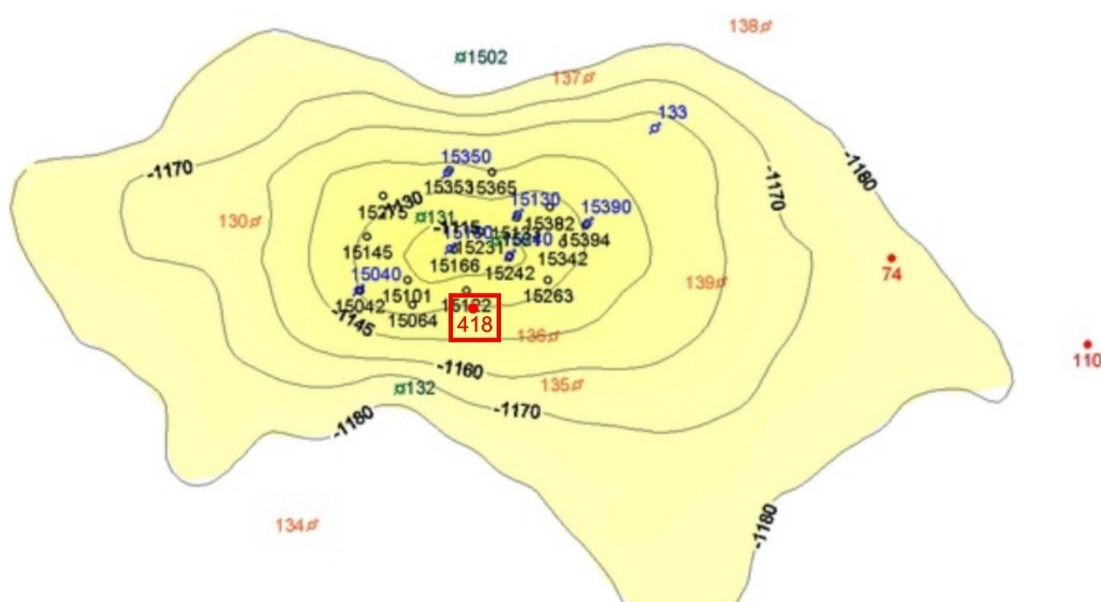


Рисунок 8 - Расположение проектной скважины.



### 4.3 Физико-технологическая модель объекта исследования

Физико-технологическая модель была составлена, основываясь на задачах целевых работ, результатах изучения ряда скважин месторождения. С геофизической точки зрения, данная модель является типовой для терригенного разреза. На ней представлены породы, которые в том числе слагают разрез Уренгойского месторождения.

Поставленных геологические задачи, исходя из анализа результатов прошлых лет можно решить с помощью следующих геофизических методов:

1. Гамма-каротаж (ГК)
2. Локатор муфт (ЛМ)
3. Нейтронный гамма-каротаж (НГК)
4. Углерод-кислородный каротаж (С/О каротаж)

*Гамма-каротаж* имеет практическое значение при исследовании разрезов скважин (наличие обсадной колонны не является препятствием для проведения исследования) благодаря высокой проникающей способности гамма-излучения, способного проникать в слой горных пород до 0,8м. Данные по ГК позволяют говорить о плотности пород, среди двух пород с одинаковой радиоактивностью показания ГК будут меньше напротив более плотной породы из-за интенсивного поглощения гамма-лучей. Позволяет также определять глинистость по зависимости коэффициента глинистости от естественной гамма-активности песчано-глинистых горных пород.

*Локатор муфт* состоит из двух постоянных магнитов, разделенных измерительной катушкой, навитой на стальной сердечник. В зависимости от толщины металлической конструкции, напротив которой проходит прибор, меняется магнитный поток между магнитами. Чем больше толщина металла, тем выше показания кривой локатора муфт. Метод применяется для определения положения технического оборудования скважины, такого как муфты, воронка НКТ и уточнения интервалов перфорации.

*Нейтронный гамма-каротаж* основан на изучении гамма-излучений горных пород, которые захватывают ядерные тепловые нейтроны. В методе регистрируется интенсивность гамма-излучения, которая зависит от количества поглощённых нейтронов. Их число определяют свойства среды, заключающиеся в способности замедлять и поглощать излучение. Самое большое значение эффективного сечения у водорода, поэтому нейтроны, ударяясь об него, теряют много энергии. Таким образом, по всей мощности разреза фиксируется, как параметр замедления нейтронов уменьшается с уменьшением содержания водорода. Показания НГК уменьшаются с увеличением содержания водорода, и с увеличением содержания таких элементов, как галогены, железо, марганец. Содержание хлора также приводит к отрицательной аномалии на диаграмме НГК. Метод позволяет расчленять породы, отличающиеся по обводненности, устанавливать флюидные контакты в обсаженных скважинах и определять коэффициент пористости [29].

*Углерод-кислородный каротаж* является одной из модификаций импульсной нейтронной гамма-спектрометрии, изучающей энергетические и временные распределения плотности потока гамма-излучения, возникающего в результате различных нейтронных реакций на ядрах породообразующих элементов. При С/О каротаже определяется параметр, характеризующий распространённость в породе углерода по отношению к кислороду. Этот параметр связан с содержанием в породе углеводородных соединений, поэтому С/О каротаж чаще всего применяют для оценки коэффициента нефтенасыщенности пород в обсаженных скважинах. В С/О каротаже используются отношения скоростей счёта в диапазонах энергетических спектров ГИНР, соответствующих излучениям С и О. Для коррекции отношения С/О за влияние вещественного состава пород по спектрам ГИНР и ГИРЗ рассчитываются аналогичные отношения Ca/Si. Интерпретационным параметром метода является разность исправленных за влияние мешающих факторов и линейно преобразованных отношений  $R_{C/O}$  (COR) и  $R_{Ca/Si}$  (CASI), зависящая от присутствия в породе углерода.

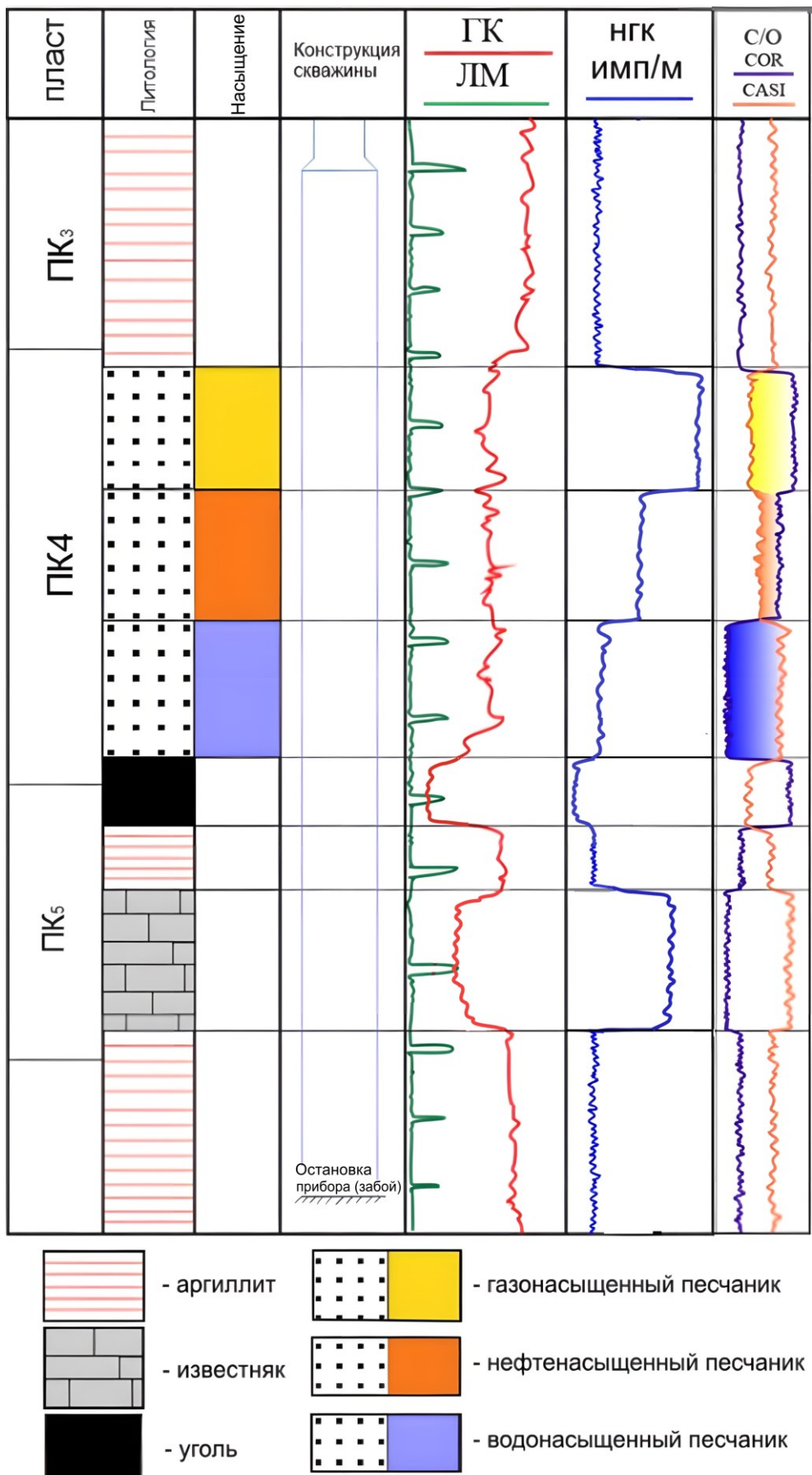


Рисунок 9 - Физико-технологическая модель терригенного разреза Уренгойского месторождения

## 5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

### 5.1 Методика проектных геофизических работ

Для решения основных геологических задач, описанных выше, необходимо выполнение комплекса ГИС в проектной скважине, с последующей интерпретацией данных.

Подготовительные работы перед проведением ГИС проводят в стационарных условиях на базе геофизического предприятия (производителя работ), а затем на скважине.

Список работ геофизической партии включает:

Получение акт-наряда на ГИС и работы, форма и содержание которого должны быть согласованы между геофизическим предприятием и заказчиком (недропользователем).

Получение скважинных приборов, расходных деталей, материалов и источников радиоактивных излучений, проверку их комплектности и исправности.

Запись файлов регулярных калибровок и сведений об исследуемом объекте, включая файлы априорных данных, в базу данных каротажного регистратора.

После приезда на скважину персонал каротажной партии выполняет следующие подготовительные операции:

Проверяет подготовленность скважины к исследованиям согласно техническим условиям, подписывая полученный от бурового мастера акт о готовности скважины к проведению ГИС.

Проверяет правильность задания, указанного в акт-наряде.

Устанавливает каротажный подъемник в 25-40 м от устья скважины, лебедка должна быть направлена прямо на устье скважины.

Устанавливает лабораторию в 5-10 м от подъемника таким образом, чтобы из её окон и двери просматривались подъемник и устье скважины

Производит заземление лаборатории и подъемника.

Выполняет внешние соединения лаборатории и подъемника между собой силовым и информационным кабелями.

Подключает станцию к сети переменного тока, действующей на скважине, а при её отсутствии, к генератору.

Заводит кабель в направляющий и подвесной ролики и устанавливает последние на свои штатные места.

Устанавливает на направляющем ролике датчик глубины «сельсин», если он не установлен на консоли подъемника, или в качестве резервного.

Подвешивает подвесной блок и датчик натяжения.

Подсоединяет к кабельному наконечнику первый скважинный прибор и опускает его в скважину.

Устанавливает на счетчиках регистратора нулевые показания глубин с учетом расстояния от точки отсчета глубин до скважинного прибора

В процессе проведения исследования геофизик осуществляет контроль записи кривых, каротажник контролирует наличие меток, измерение цены первой метки. Машинист ПКС осуществляет управление лебёдкой и подъемником во время СПО, контролирует скорость и натяжение, заполняет протокол.

Заключительные работы проводятся после возврата партии с заявки. Они включают в себя разгрузку и промывку оборудования, сдачу его в пункт выдачи, начальник партии передаёт первичные материалы в контрольно-интерпретационную партию [1].

Запись будет проводиться при помощи регистрирующего комплекса «Геомак», расположенного в геофизической лаборатории внутри подъемника. Подъемник выполнен на базе автомобиля «КамАЗ»

Для решения поставленных задач геофизических исследований был предложен комплекс методов. Данный комплекс проводится на разных режимах работы скважины. Для более удобного представления информации о видах исследования была построена таблица 6.

Таблица 6 - Комплекс ГИС

№ п/п	Вид исследований	Масштаб записи	Используемая аппаратура
1	2	3	5
1	Локатор муфт	1:200	СКАТ-К8-38-50/150
4	РК (ГК, НГК)	1:200-500 1:200	
7	С/О каротаж	1:200	АИМС-С

**Гамма каротаж, НГК, Локация муфт** в данном комплексе будет производиться с помощью одного прибора СКАТ-К8-38-50/150. Этот прибор оснащён шестью каналами и предназначен для проведения геофизических исследований в эксплуатируемых скважинах с внутренним диаметром 50 мм и более, при температуре окружающей среды от -10 до +150 °С и избыточном давлении до 60 атмосфер. Прибор опускается в скважину на геофизическом кабеле с одножильной бронёй и за одну спускоподъемную операцию обеспечивает одновременное измерение температуры, давления и регистрацию муфтовых соединений. Исследования проводят со скоростью 500-1000 м/ч с интервалом записи по глубине 0,1-0,2 м по всему стволу с целью выбора участков для более детальных исследований. Технические характеристики приборов семейства СКАТ-К8 представлены на рисунке 10.

Наименование	Значение		
	СКАТ-К8-38	СКАТ-К8-42	СКАТ-К8-43Т-185
Диаметр прибора, мм	38	42	43
Верхнее значение температуры окружающей среды, °С	120; 150		185
Верхнее значение гидростатического давления, МПа	16; 25; 40; 60; 80; 100	25; 40; 60; 80; 100	80; 100
Максимальная скорость каротажа, м/ч	1000		
Длина геофизического бронированного кабеля, км, не более	7		
Длина прибора с датчиком индикации скорости, мм	2262		3436
Длина прибора без датчика индикации скорости, мм	2066		3240
Масса с датчиком индикации скорости, кг, не более	14	14	15
Рабочая среда	газ, нефть, вода		



Рисунок 10 - Технические характеристики скважинного прибора СКАТ-К8-38-50/150

**Углерод-кислородный** каротаж прописывается прибором АИМС-С, используемый для измерения и анализа спектров гамма-излучения неупругого рассеяния и радиационного захвата нейтронов в горных породах. Особенностью метода является независимость результатов оценки нефтегазонасыщенности пород от степени минерализации пластовых вод. Аппаратура предназначена для работы в составе компьютеризированных станций на трех или одножильном кабеле. Схема прибора АИМС-С приведена на рисунке 11. Скорость каротажа составляет 40-50 м/час с двойным проходом интервала исследования.

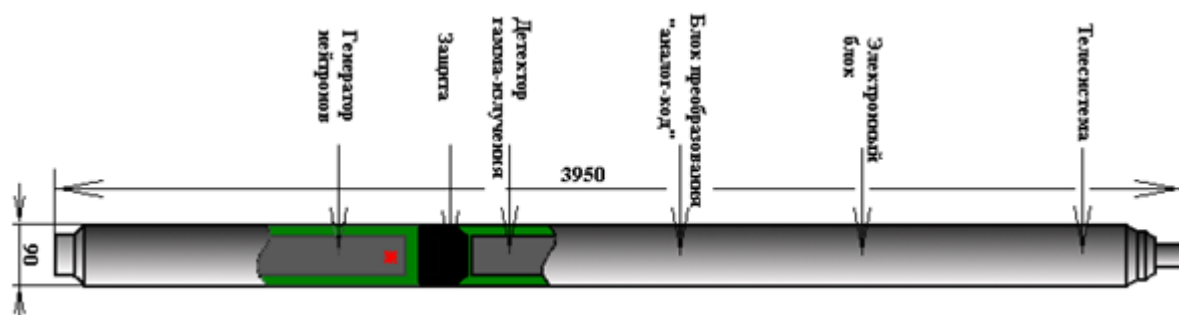


Рисунок 11 - Схема аппаратуры АИМС-С

## 5.2 Интерпретация геофизических данных

При контроле за разработкой месторождения, задачи определения текущей водо-нефтенасыщенности коллекторов, решаются нейтронными методами, поскольку вода и нефть различаются по нейтронным характеристикам меньше, чем по удельному электрическому сопротивлению. Интерпретация проводится после получения камеральной партией первичных материалов от геофизической партии с помощью компьютерных технологий (специальных программ).

**Гамма-каротаж** используется для привязки последнего выполненного исследования на скважине с ранее проведенными работами. Кривые ГК должны совпадать с кривыми ГК открытого ствола по характерным реперам.

**Локатор муфт** также используются для привязки. По характерным пикам можно привязать кривую последнего исследования с ранее проведенными. На кривой ЛМ можно увидеть отрисованные: перфорацию, элементы

технического оборудования скважины, такие как башмак, муфты, воронку НКТ.

**Задача определения текущего положения газо-водяного контакта (ГВК)** будет решаться методом НГК. В неперфорированном интервале напротив пласта коллектора при отсутствии заколонных перетоков определение ГВК осуществляется по показаниям интенсивности нейтронов (в имп/мин) резко уменьшаются при переходе от газонасыщенной части пласта к водонасыщенной, поскольку показания метода напрямую зависят от водородосодержания. Показания метода напротив ГВК наглядно показано на физико-технологической модели изучаемого интервала разреза (рисунок 9). [10]

**Задача определения текущего положения водонефтяного контакта (ВНК)** будет решаться методом С/О. Преимущество С/О каротажа по сравнению с ИННК, в которых используется разница в нейтронно-поглощающих свойствах водо- и нефтенасыщенных пластов, является отсутствие влияния минерализации пластового флюида на результаты исследования. При нормальных скважинных условиях, таких как: сформированность зоны проникновения, отсутствие заколонных перетоков, приводящих к изменению насыщенности пластов, постоянства минерального скелета и состава жидкости метод С/О покажет увеличения отношения С/О к Са/Si напротив водонасыщенной части пласта относительно небольшого расхождения этих кривых в нефтенасыщенной части пласта, Поведение кривых С/О каротажа напротив водонефтяного контакта приведены на физико-технологической модели изучаемого интервала разреза (рисунок 9).

**Оценка коэффициента нефтенасыщенности в продуктивной части пласта** в обсаженном стволе производится по показаниям углерод-кислородного каротажа. Методика оценки нефтенасыщенности по результатам измерений представляет собой последовательное выполнение нескольких этапов:

**Первичная обработка данных.** На этом этапе происходит точная привязка энергетической шкалы спектров гамма-излучения, зарегистриро-



ванных при каротаже, к энергетической шкале калибровочных спектров. Суть процедуры в определении коэффициентов линейного преобразования энергетической шкалы текущего спектра к энергетической шкале калибровочного спектра по методу наименьших квадратов.

Следующим шагом является получение гамма-спектров неупругого рассеяния нейтронов ГИНР, очищенных от наложенных на них спектров радиационного захвата ГИРЗ. Чистые спектры ГИНР получают путем вычитания из зарегистрированных спектров ГИНР спектров ГИРЗ, компенсируя пики водорода и железа в спектре ГИНР.

Последним шагом в первичной обработке будет расчет кривых интегральных счетов  $J_{\text{гирз}}$  и  $J_{\text{гинр}}$ , кривых скоростей счета в энергетических окнах углерода, кислорода, кальция, кремния, и др., а также их отношений и сечения захвата нейтронов. Производится расчет статистических погрешностей, приведенным к пласту толщиной 1 м. Эти погрешности не должны превышать 1-1,5 %.

**Геофизическая обработка данных С/О каротажа.** На втором этапе производится выбор модели обработки и расчет параметров интерпретируемых объектов, таких как:

Тип разреза (терригенный, карбонатный);

Интерпретационная модель коллектора;

Технические условия измерений;

Способ расчета либо источников получения параметров интерпретационной модели

В нашем случае разрез представлен терригенными отложениями, и для решения задачи оценки текущей нефтенасыщенности пород интерпретационная модель коллектора в указанных отложениях представлена в описанном ниже виде.

**Интерпретационная модель породы.**

Интерпретационная модель терригенной породы с учетом влияния глинистости на результаты метода С/О описывается в виде:

$$V_{\text{пес}} + V_{\text{кар}} + V_{\text{гл}} + K_{\text{п}} = 1 \quad (1)$$

Где:

$$V_{\text{гл}} = V_{\text{гл.ск.}} + V_{\text{гл}} \times (K_{\text{п.гл.}} + \omega_{\text{гл.мин.}} \times (1 - K_{\text{п.гл.}})) \quad (2)$$

где  $V_{\text{гл.ск.}}$  – содержание “сухих” глинистых минералов в компоненте,  $K_{\text{п.гл.}}$  – пористость, обусловленная химически связанной и адсорбированной водой;  $\omega_{\text{гл.мин.}}$  – водородосодержание глинистых минералов.

$$V_{\text{кар}} = V_{\text{кар.ск.}} + V_{\text{кар}} \times K_{\text{п.кар}} \quad (3)$$

где  $V_{\text{кар.ск.}}$  – содержание известняка, доломита и других минералов в предполагаемой карбонатной смеси;  $K_{\text{п.кар}}$  – пористость, обусловленная микрокапиллярной водой.

$$\omega = K_{\text{п.общ.}} + V_{\text{гл}} \times \omega_{\text{гл.мин.}} \times (1 - K_{\text{п.гл.}}) \quad (4)$$

где  $\omega$  – общая пористость.

$$K_{\text{п.общ.}} = K_{\text{п}} + V_{\text{гл}} \times K_{\text{п.гл.}} + V_{\text{кар}} \times K_{\text{п.кар}} \quad (5)$$

Где  $V_{\text{пес}}$ ,  $V_{\text{кар}}$ ,  $V_{\text{гл}}$  – объемные содержания песчаника, карбонатных примесей и глин, соответственно;  $K_{\text{п}}$  – открытая пористость породы (без учета пористости глин и карбонатных примесей);  $\omega$  – общее водородосодержание;

Коэффициент нефтенасыщенности описывается формулой:

$$K_{\text{н}} = K_{\text{пн}} / K_{\text{п общ}} \quad (6)$$

Где  $K_{\text{пн}}$  – коэффициент пористости насыщенного нефтью коллектора,  $K_{\text{п общ}}$  – общая пористость породы (с учетом адсорбированной и микрокапиллярной воды глин).

$$K_{\text{п общ}} = K_{\text{п}} + V_{\text{гл}} * K_{\text{п гл}} + V_{\text{кар}} * K_{\text{п кар}} \quad (7)$$

Где  $V_{\text{гл}}$ ,  $V_{\text{кар}}$  – объемные содержания карбонатных примесей и глин соответственно,  $K_{\text{п гл}}$ ,  $K_{\text{п кар}}$  – пористость, обусловленная глинами и карбонатами соответственно.

Подход к учету глинистости предполагает постоянство минерального состава пластов и глин, содержащихся в коллекторах. Учет глинистости выполняется выбором интервала не размытых глин и, принимая во внимание

аддитивность параметров Ca/Si относительно компонент объемной модели породы, проводится их корректировка за глинистость.

Также необходимо делать корректировку на скважинные условия, увеличение диаметра, состояние цементирования. Учет влияния диаметра скважины осуществляется на основании априорных данных.

Использование отношений C/O и Ca/Si в пластах с известной литологией и насыщением позволяет однозначно определить характер флюида, насыщающего пласт, независимо от минерализации. Также это даёт возможность построение методики количественной интерпретации.

**Определение коэффициента газонасыщенности (K<sub>г</sub>)** по данным НГК возможно для пластов с гранулярным типом пористости и K<sub>п</sub> ≥ 15+-3%. Оценку K<sub>г</sub> проводят в следующем порядке:

Регистрируют кривые НГК с погрешностью не более +- 3%.

Определяют среднее показание НГК (**I<sub>в</sub>**) против опорного водонасыщенного пласта, пористость и литология которого сходна с пористостью и литологией исследуемого пласта. Погрешность определения I<sub>в</sub> не должна быть больше погрешности определения показания НГК против исследуемого пласта.

Рассчитывают предполагаемое показания НГК (**I<sub>г</sub>**) напротив опорного газонасыщенного пласта с K<sub>г</sub> = 95%. Для всех сходных с исследуемым пластов с известными значениями K<sub>г</sub>, рассчитанными по другим видам каротажа (например, электрического).

Находят показание напротив исследуемого пласта и вводят на него поправку за эксцентриситет (I<sub>испр</sub>). Затем, по формуле определяют двойной разностный параметр (П<sub>г</sub>) НГК против исследуемого пласта:

$$Пг = (I_{испр} - Iв) / (Iг - Iв) \quad (8)$$

Далее находят K<sub>г</sub> пласта из уравнения

$$Пг = 0,771g (1-Kг) \quad (9)$$

## 6 СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

### **Методы ИННК и С/О каротажа для определения ВНК при разной минерализации пластовой воды.**

**Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж** позволяет изучать процесс спада тепловых нейтронов во времени  $n_t=f(t_3)$  при нескольких фиксированных задержках  $t_3$  в течение времени  $\Delta t_3$  и неизменной длине зонда  $L$ .

Плотность тепловых нейтронов в общем случае зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды и определяется длиной замедления  $L_s$ , коэффициентом диффузии  $D$  и временем жизни  $\tau$  тепловых нейтронов. На относительно больших временах задержки ( $2000 > t_3 > 1000$  мкс), применяемые в ИННК,  $n_t$  практически не зависит от  $L_s$  и определяется только параметрами  $D$  и  $\tau$ . Цитологически однородные пласты с близкой по величине пористостью, насыщенные нефтью и минерализованной водой, могут рассматриваться как среды с примерно равным водородосодержанием.

Полученные результаты метода ИННК представляют из себя среднее время жизни тепловых нейтронов  $\tau_{cp}$ , на величину которого оказывают главное воздействие нейтронопоглощающие свойства пород.

Время, за которое происходит замедление быстрых нейтронов, их взаимодействие с ядрами элементов и последующее превращение в тепловые происходит за несколько микросекунд, в то время как процессы диффузии и захвата тепловых нейтронов длятся сотни микросекунд. Исходя из этого время задержки ( $t_3$ ), используемое в ИННК, принимается в интервале 300-2000 мкс. Этого времени достаточно чтобы захватить практически весь период жизни нейтронов в породах, слагающих нефтегазоконденсатные месторождения. Минимальное  $t_3$  выбирается из условий  $t_3 > t_{нач}$ , где  $t_{нач}$  — время, начиная с которого плотности потоков тепловых нейтронов и гамма-квантов затухают в зависимости от нейтронопоглощающих свойств породы и приквасной части пласта по экспоненциальному закону  $e^{-t/\tau}$ . К концу времени  $t$  число оставшихся нейтронов составляет

$$n_t = n_{t_{\text{нач}}} \exp\left(\frac{-t}{\tau}\right) \quad (10)$$

В однородном пласте с пористостью  $k_p$  отношение показаний ИННК против нефтеносной и водоносной частей пласта определяется выражением:

$$\frac{n_n}{n_v} = \exp\left[-\left(\frac{1}{\tau_n} - \frac{1}{\tau_v}\right)t_3\right] \quad (11)$$

Если допустить, что время задержки стремится к бесконечности, то при времени жизни в нефти большем, чем времени жизни нейтронов в воде отношение спада плотности нейтронов в нефти к спаду плотности нейтронов в воде стремится к бесконечности. В действительности время задержки ограничено техническими условиями и не превышает 1800 мкс. На практике при времени задержки равном 1000 мкс величина отношения падения плотностей в нефти относительно воды превышает 10 и может достигать 50 и более.

Определение времени жизни тепловых нейтронов в скважине производят при остановке прибора в исследуемом интервале посредством нескольких измерений при различных временных задержках от 600 до 1200 мкс. Полученные данные используют для построения графика зависимости  $n_t=f(t_3)$ . При указанных задержках зависимость получается линейной и время  $t$  определяется по углу наклона прямых.

Длительность временного окна  $\Delta t$ , как и длительность интервала испускания нейтронов источником при замере ИННК выбирается как можно большей, чтобы повысить скорость счета, однако она не должна превышать величины среднего времени жизни нейтронов  $\tau_{\text{ср}}$  исследуемых пород. Обычно  $\Delta t$  устанавливается равным 150—300 мкс.

На результаты метода ИННК оказывает влияние множество факторов. На интенсивность счета при регистрации метода влияет хлоросодержание жидкости в колонне и отклонение прибора от центра скважины. Минерализованная вода, окружающая прибор, отражает поток тепловых нейтронов, направленных из пласта в скважину, являясь “экраном”. При отклонении прибора от центрированного положения в скважине к эксцентрированному

происходит возрастание показаний ИННК в 2-3 раза, что является результатом экранного влияния слоя жидкости в скважине.

Исходя из этих факторов результаты метода ИННК сильнее подвержены влиянию помех по сравнению с С/О каротажем. Этот метод более требовательный к скважинным условиям, что делает его менее перспективным при исследовании скважин.

### **Углерод-кислородный каротаж**

Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж основан на регистрации гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата нейтронов (ГИРЗ). В методе используется высокочастотный генератор нейтронов, излучающий импульсы высокоэнергетических нейтронов (14 МэВ), что позволяет увеличить число физических процессов, доступных для количественной интерпретации в сравнении со стационарными видами НК.

Первые соударения нейтронов с ядрами окружающей среды обычно являются неупругим рассеянием, при котором нейтрон теряет большую часть энергии, передавая её рассеивающему ядру. Возврат ядра из возбужденного состояния сопровождается гамма-излучением неупругого рассеяния, имеющим характерные энергетические линии для каждого элемента. К примеру, при столкновении нейтронов с ядрами углерода гамма-кванты, образованные в результате, имеют энергию примерно 4,43 МэВ, а при столкновении с ядрами кислорода энергия будет равна 6,13 МэВ.

После потери нейтроном в результате серии неупругих соударений энергии примерно до 1 МэВ последующие соударения представляют собой упругое рассеяние, при котором нейтроны постепенно теряют энергию, пока не замедлятся до тепловой энергии. Достигнув тепловой энергии, нейтроны захватываются ядрами, при этом наблюдается мгновенное гамма-излучение радиационного захвата. Каждому элементу характерен свой энергетический спектр ГИРЗ.

При регистрации спектров ГИНР фоновым излучением является гамма-излучение наведенной активности, которое образуется, когда остаточные нейтроны от вспышек генерируют гамма-излучением радиационного захвата совместно с нейтронами от новых вспышек. Чистые спектры ГИНР и ГИРЗ для последующего анализа получают путем вычитания из измеренных спектров соответствующих фоновых спектров.

Анализ спектров ГИНР и ГИРЗ позволяет определять массовые содержания углерода, кислорода, кальция и ряда других элементов в породе.

**Исследования** методом ИННК наиболее эффективны при высокой минерализации пластовых вод, поскольку при минерализации менее  $20 \text{ г/дм}^3$  поглощающие свойства воды отличаются от свойств нефти незначительно. При минерализации  $50 \text{ г/дм}^3$  и более определение ВНК и интервалов заводнения возможно на качественном и количественном уровне (рис.12)

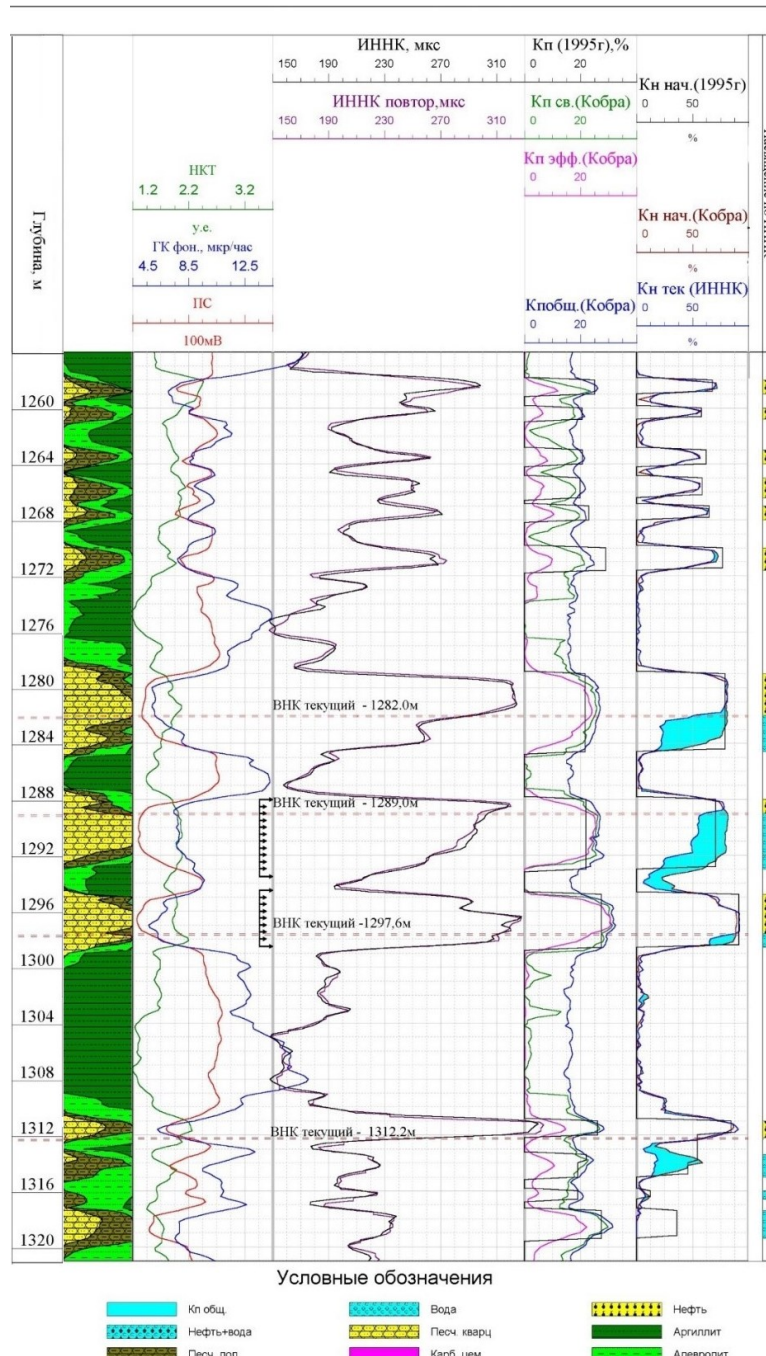


Рисунок 12 - Исследования при минерализации 50 г/дм<sup>3</sup>

Результаты исследования методом углерод-кислородного каротажа в свою очередь не зависят от минерализации пластовых и нагнетаемых вод. На Уренгойском месторождении пластовая вода хлоридно-натриевого типа со средней минерализацией 15-22 г/дм<sup>3</sup>. На рисунках 13, 14 приведены результаты исследований комплексов методов импульсного нейтрон-нейтронного каротажа и углерод-кислородного каротажа.



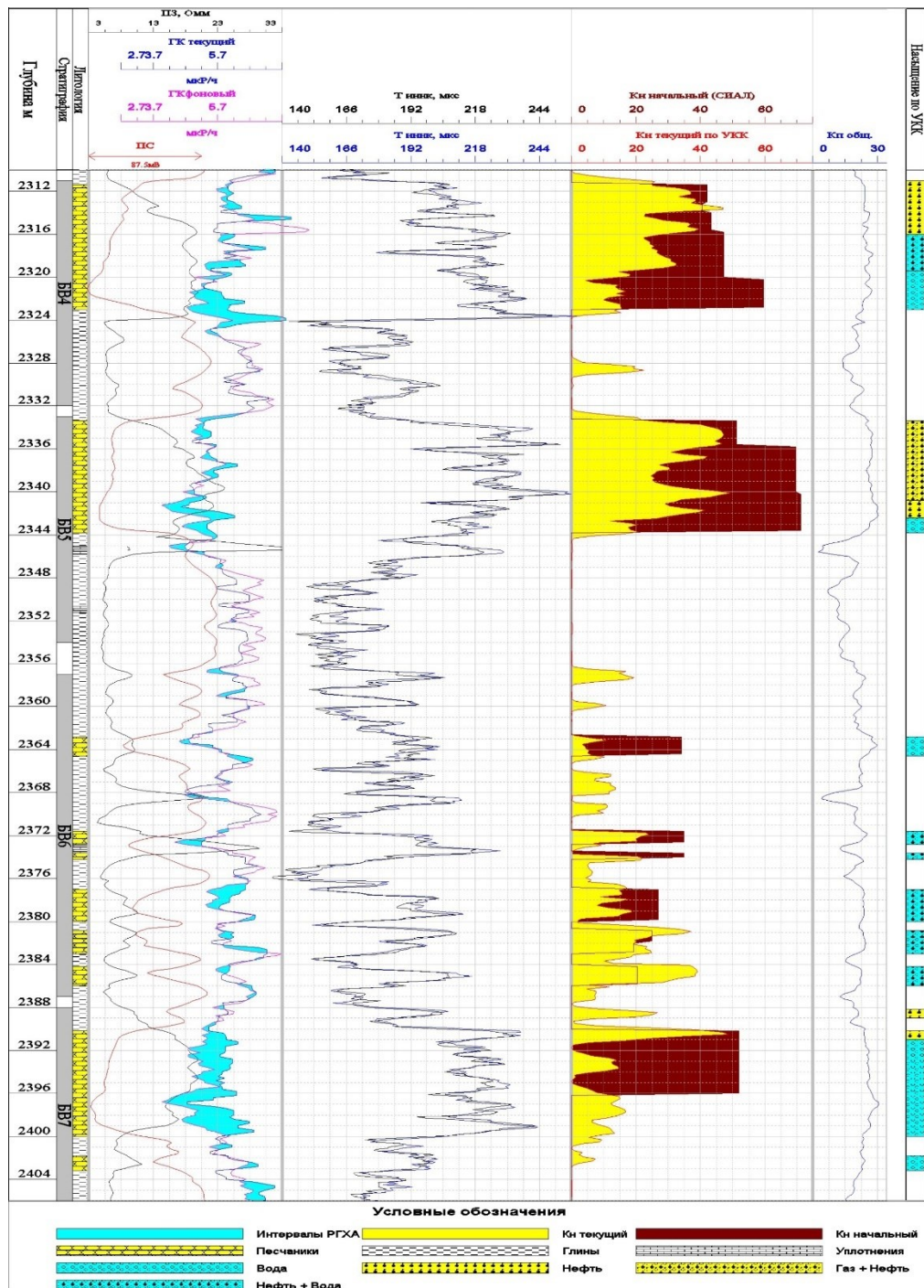


Рисунок 13 - Исследования при минерализации пластовой воды 10-20 г/дм<sup>3</sup>

На рисунке 14 при минерализации пластовых вод порядка 10-20 г/л данные ИННК позволяют лишь ориентировочно выделить обводненные в процессе разработки интервалы продуктивных пластов. В данном случае по результатам углерод-кислородного каротажа по всему продуктивному интервалу с более высокой точностью определены коэффициенты текущей нефтенасыщенности и установлен характер выработки и заводнения продуктивных залежей.

При минерализации пластовых вод 12 г/л исследования по методу ИННК не позволяют решить задачу выделения нефтенасыщенных пластов и соответственно ВНК. Однако по методу углерод-кислородного каротажа однозначно выделена нефтенасыщенная часть пласта и определен ВНК (рис. 14).

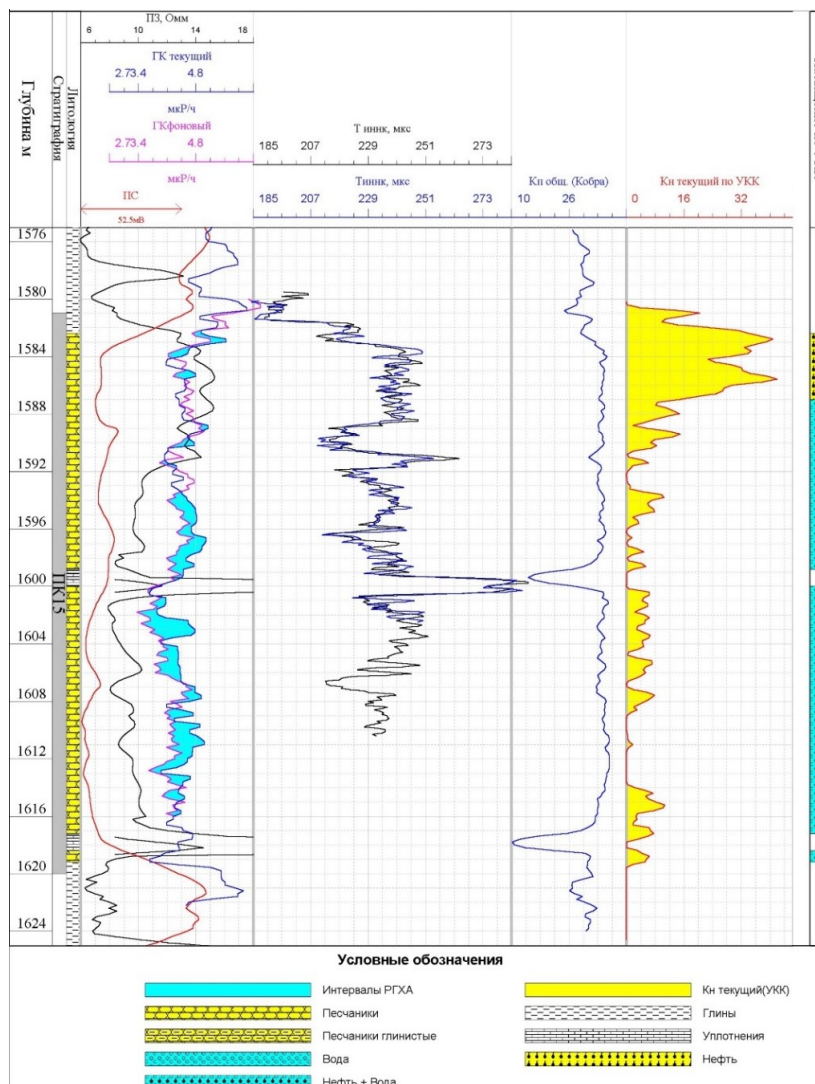


Рисунок 14 - Исследования при минерализации 12 г/дм<sup>3</sup>

По результатам специального исследования можно сделать вывод, что в случае исследования скважин Уренгойского месторождения использовать метод ИННК будет нерационально, поскольку при уровне минерализации около 20 г/дм<sup>3</sup> интерпретировать его результаты возможно лишь примерно и они будут иметь низкую эффективность при решении задачи выделения

нефтенасыщенных пластов. В случае, если минерализация ещё ниже, метод будет бесполезен.

Решение задачи определения водонефтяного контакта и определения коэффициента нефтенасыщенности будет выполняться методом углерод-кислородного каротажа, который позволяет на количественном уровне оценить степень выработки продуктивных пластов независимо от минерализации пластовых и нагнетательных вод.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-  
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2281	Арнст Александр Яковлевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение геологии</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Специалитет</b>	<b>Направление/специальность</b>	12.05.03 «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	Виды и стоимости ресурсов: Материально технические расходы составили 55 600 руб. Расход на человеческие ресурсы составил: Общая сумма затрат на зарплату и отчисления с нее: 173 884,96 руб Общий бюджет затрат на НИИ – 266 682,5 руб
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент – 1,3 Накладные расходы – 5% Норма амортизации 20%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ. Ключевые ставки налогообложения: НДС, налог на прибыль организаций, налог на имущество физ. Лиц, земельный налог. Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 31%

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

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, оценка готовности проекта и коммерциализации
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ
3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Определение затрат на проектирование (смета затрат)
4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Расчет интегрального показателя эффективности проекта

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

1. «Портрет» потребителя
2. Оценка конкурентоспособности ИР
3. Матрица SWOT
4. Оценка перспективности нового продукта
5. График разработки и внедрения ИР
6. Основные показатели эффективности ИП

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	03.02.2023
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна			03.02.2023

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2281	Арнст Александр Яковлевич		03.02.2023

## 7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

#### 7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей следует учитывать их размер и возможность возместить убытки, так как крупные компании часто используют новейшие технологии и могут поддаться риску. Разумно выбрать два наиболее значимых критерия для выбора компании: учитывать ее размер и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка.

Сегментирование – это разделение на сегменты тех или иных покупателей на группы, где для каждой группы может быть востребован один и более товаров. Для их сегментации можно применять разделение по географическим, демографическим, поведенческим признакам.

Однако для анализа потребителей также важно рассматривать не только сегментирование, но и целевой рынок – сегмент рынка, на котором будет продаваться будущая предложенная разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

При рассмотрении данного проекта можно предположить, что им заинтересуется компания ПАО «Газпром», которая имеет для этого все ресурсы и может провести необходимые исследования на территории месторождения, даже если проект окажется не выгодным в итоге.

Таблица 7 – Сегментирование рынка услуг

		Нефтегазодобывающие предприятия
Размер компании	Крупные	«Газпром» «Роснефть»
	Средние	«Арктикгаз» «Ачимгаз»
	Малые	Региональные фирмы

По данным таблицы, представленной выше наиболее перспективным сегментом являются средние и малые региональные фирмы в сегменте добычи нефти и газа, так как небольшие заказы крупные компании отдают подрядчикам, находящимся на данных месторождениях, поэтому проектируемые геофизические работы затрагивают направление «Геофизических методов исследований скважин», что является частью сегмента «Разведки и добычи нефти и газа» и данный сегмент является наиболее перспективным.

Потенциальными потребителями, или в данном случае заказчиками, являются недропользователи месторождений, такие как ПАО «Газпром», НК «Роснефть», и др. На рассматриваемом месторождении недропользователями являются «Газпром добыча Уренгой», «НГДУ», ООО «Севернефтегазпром», ООО «Ачим Девелопмент».

## 7.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим конкурентам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках, такая как:

- Технические характеристики разработки;
- Конкурентоспособность разработки;
- Уровень завершенности научного исследования;
- Бюджет разработки;
- Уровень проникновения на рынок;
- Финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Таблица 8 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Модернизованность геофизических приборов	0,19	5	5	4	0,95	0,95	0,76
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	3	4	0,75	0,45	0,6
3. Надежность	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
4. Безопасность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Энергоэкономичность	0,16	5	3	4	0,8	0,48	0,64
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,18	5	4	3	0,9	0,72	0,54
2. Конкурентоспособность исследования	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
3. Финансирование проекта	0,05	2	3	4	0,1	0,15	0,2
4. Наличие сертификации разработки	0,02	5	4	5	0,1	0,08	0,1
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>42</b>	<b>35</b>	<b>34</b>	<b>4,85</b>	<b>3,88</b>	<b>3,69</b>

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i * B_i \quad (12)$$

Где К – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;  
 $B_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

В качестве примера рассчитывается конкурентоспособность данного проекта:

$$K = 0,19 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,16 \cdot 5 + 0,18 \cdot 5 + 0,05 \cdot 5 + 0,05 \cdot 2 + 0,02 \cdot 5 = 4,85.$$

Конкурентоспособность разработки составила 4,85, в то время как у двух других аналогов 3,88 и 3,69 соответственно. Результаты показывают, что разработка является конкурентноспособной и имеет преимущества по та-

ким показателям, как удобство в эксплуатации для потребителей, надежность, цена и энергоэкономичность.

### 7.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно- исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

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

Затем, в рамках третьего этапа, должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа.

В рамках данного этапа была построена интерактивная матрица проекта. Её использование позволяет разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Знак «+» - сильное соответствие сильных сторон возможностям, знак «-» - слабое соответствие; «0» - если есть сомнения в том, чтобы поставить «+» или «-».

Таблица 9 – матрица SWOT анализа

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b>          С1. Простота применения.          С2. Адекватность разработки.          С3. Более свежая информация, используемая для разработки проекта.          С4. Относительно невысокая денежная и временная затрата проекта.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b>          Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки          Сл2. Отсутствие сертификации.          Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца.          Сл4. Отсутствие бюджетного финансирования</p>
--	---	---



Продолжение таблицы 9

<p><b>Возможности:</b>                  В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ                  В2. Появление потенциального спроса на новые разработки.                  В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных разработок</p>	<p>Простота применения и адекватность разработки может вызвать спрос на неё, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме этого, унифицированность и адекватность разработки может уменьшить конкурентоспособность других разработок.</p>	<p>Инновационная инфраструктура ТПУ может оказать помощь в финансировании проекта. При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы переработки нефти.</p>
<p><b>Угрозы:</b>                  У1. Отсутствие спроса на новые технологии                  У2. Значимая конкуренция                  У3. Введение дополнительных государственных требований к сертификации.                  У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>В силу того, что в данной разработке используется более новая информация наряду со старой, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки. В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация</p>	<p>Отсутствие прототипа научной разработки говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.</p>

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	-	+
	B2	-	-	-	+
	B3	+	+	+	-
	B4	+	+	+	-
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	-	+
	B2	-	-	0	+

Продолжение таблицы 10

	V3	+	+	+	0
	V4	+	+	-	-
<b>Сильные стороны проекта</b>					
<b>Угрозы проек- та</b>		C1	C2	C3	C4
	У1	0	+	0	-
	У2	+	+	+	+
	У3	-	-	-	0
	У4	-	-	-	-
<b>Слабые стороны проекта</b>					
<b>Угрозы проек- та</b>		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	+	0
	У2	-	0	-	-
	У3	-	+	-	+
	У4	-	+	-	+

#### 7.4 Планирование научно-исследовательских работ

##### 7.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

Исследовательские геофизические работы для определения флюидных контактов методами ПГИ являются частью нефтегазовой промышленности. Для выполнения исследований для определения флюидных контактов формируется рабочая группа, в составе которой научный руководитель и студент.

Таблица 11 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ ра- бот	Содержание работ	Должность ис- полнителя
Разработка техни- ческого задания	1	Составление и утверждение техниче- ского задания	Руководитель
Выбор направле- ния исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
	3	Выбор направления исследования	Руководитель, студент
	4	Календарное планирование работ по исследованию	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Изучение района исследования	Студент
	6	Анализ ранее проведенных работ на территории исследования	Студент
	7	Построение геолого-технологической модели	Студент
	8	Выбор методики и техники исследова- ния	Студент

Продолжение таблицы 11

Обобщение и оценка результатов	9	Оценка качества полученных результатов	Руководитель, студент
	10	Определение целесообразности проведения исследования	Руководитель, студент
	11	Оформление пояснительной записки	Студент
	12	Разработка презентации и раздаточного материала	Студент

#### 7.4.2 Определение трудоемкости выполненных работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3*t_{mini} + 2*t_{maxi}}{5} \quad (13)$$

Где  $t_{ожі}$  - ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{mini}$  - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{maxi}$  - максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i} \quad (14)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

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

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

В качестве примера рассчитаем продолжительность первой работы – составление и утверждение технического задания:

$$t_{ожi} = \frac{3 * 7 + 2 * 10}{5} = 8,2 \text{ чел. - дн}$$
$$T_{pi} = \frac{8,2}{1} = 8,2 \text{ раб. дн.}$$

#### 7.4.3 Разработка графика проведения исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Это горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих жней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}}, (15)$$

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

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

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности. Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, (16)$$

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

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

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

$$T_{ki} = 8,2 * \frac{366}{366 - 118} = 12,1$$

Результаты подсчетов заносим в таблицу 12.

Таблица 12 – Временные показатели проведения исследования

Название работы	Трудоёмкость работы									Исполнители, количество			Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$			Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$		
	$t_{min}$ , чел-дни			$t_{max}$ , чел-дни			$t_{ож}$ , чел-дни											
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Составление и утверждение технического задания	7	6	5	10	9	8	8,2	7,2	6,2	1	2	1	8,2	3,6	6,2	12,1	5,3	9,15
Подбор и изучение материалов по теме	6	10	13	8	12	20	6,8	10,8	15,8	1	2	2	6,8	5,4	7,9	10	7,9	11,6
Выбор направления исследования	5	11	10	6	10	13	5,4	10,6	11,2	2	1	2	2,7	10,6	5,6	3,9	15,6	8,2
Календарное планирование работ по теме	11	14	14	14	17	16	12,2	15,2	14,8	1	2	2	12,2	7,6	7,4	18	11,2	10,9
Изучение района исследования	10	12	14	14	15	16	11,6	13,2	14,8	1	2	1	11,6	6,6	14,8	17,1	9,7	21,9
Анализ ранее проведенных ГИС	9	13	16	13	16	18	10,6	14,2	16,8	1	1	1	10,6	14,2	16,8	15,6	21	24,8
Составление геолого-технологической модели	11	7	6	16	12	10	13	9	7,6	1	2	1	13	4,5	7,6	19,25	6,6	11,25
Выбор методики и техники исследования	5	7	8	9	13	15	6,6	9,4	10,8	1	1	2	6,6	9,4	5,4	9,7	13,9	7,9
Оценка качества полученных результатов	5	10	14	9	11	16	7	10,8	14,8	2	2	2	3,5	5,4	7,4	5,2	8	11
Определение целесообразности проведения процесса	16	20	21	20	22	23	17,6	20,8	21,8	2	1	1	8,8	20,8	21,8	13	30,8	32,3
Оформление пояснительной записки	4	6	9	9	5	8	4,4	6,8	9,4	1	1	1	4,4	6,8	9,4	6,5	10,1	13,9

Продолжение таблицы 12

Разработка презентации и раздаточного материала	7	9	6	9	11	8	7,8	9,8	6,8	1	2	1	7,8	4,9	6,8	11,5	7,25	10,1
<b>Итого, раб.дн</b>													<b>96,2</b>	<b>99,8</b>	<b>117,1</b>	<b>141,85</b>	<b>147,35</b>	<b>173</b>
<b>Итого, руководитель раб.дн.</b>													<b>46,3</b>					
<b>Итого, студент раб.дн</b>													<b>79,95</b>					

Таблица 13 – Календарный план-график

№ раб	Вид работ	Исполнители	Т <sub>кi</sub> кал. Дней	Продолжительность выполнения работ																	
				Январь			Февраль			Март			Апрель			май					
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	12,1	■																	
2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент	10		■																
3	Выбор направления исследований	Руководитель, студент	3,9			■															
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	18				■														
5	Изучение района исследования	Студент	17,1						■												
6	Анализ ранее проведенных ГИС	Студент	15,6							■											
7	Построение геолого-технологической модели	Студент	19,25									■									
8	Выбор методики и техники исследования	Студент	9,7												■						
9	Оценка качества полученных результатов	Руководитель, студент	5,2														■				
10	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, студент	13														■				
11	Оформление пояснительной записки	Студент	6,5														■				
12	Разработка презентации и раздаточного материала	Студент	11,5														■				

■ — Руководитель    ■ — Студент

## 7.5 Бюджет научно-технического исследования

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

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера для двух участников проекта, ПО Microsoft Office 365 для создания документов, Лицензионного пакета CorelDraw X8 для просмотра каротажных диаграмм и структурных карт. Принтер для печати. Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Например, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 25 месяцев и его использовании в течении 9 месяцев составит 40 тысяч рублей

Таблица 14 – Затраты на оборудование

Наименование оборудования	Количество ед. оборудования			Цена ед. оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Компьютер	1	2	2	40	38	42	40	76	84
Принтер	1	1	1	5	4,5	3,2	5	4,5	3,2
CorelDraw X8	1	2	2	10	11	8	10	22	22
ПО Microsoft Office	1	2	2	6	8	5	6	16	16
<b>Итого:</b>							<b>61</b>	118,5	125,2

### 7.5.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} * Z_{доп}, \quad (17)$$

Где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата.



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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_p, \quad (18)$$

Где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл.6);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m * M}{F_d}, \quad (19)$$

Где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

При отпуске в 24 раб. Дня  $M=11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

При отпуске в 48 раб. Дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 15 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней, выходные/ праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени		
1) отпуск	48	48
2) невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	247	247

$$Z_{\text{дн}}(\text{руководитель}) = \frac{36\,200 * 10,4}{247} = 1524,21 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{дн}}(\text{Студент}) = \frac{13\,560 * 10,4}{247} = 570,95 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_d) * k_p, \quad (20)$$

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

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);

$k_{д}$  – коэффициент доплат и надбавок;

$k_{р}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{р}$	$k_{пр}$	$k_{д}$	$Z_{м}$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_{р}$ , раб. Дн	$Z_{осн}$ , руб
Руководитель	36 200	1,3	0,3	0,2	70 590	1524,21	46,3	70 570
Студент	13 560	1,3	-	-	17 628	570,95	79,95	45 647,45
<b>Итого</b>								<b>115 917,45</b>

### 7.5.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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

$$Z_{доп} = k_{доп} * Z_{осн}, \quad (21)$$

Где  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата, руб;

$k_{доп}$  – коэффициент дополнительной зарплаты (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15);

$Z_{осн}$  – основная заработная плата, руб.

В таблице 11 приведена форма расчета основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 17 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Студент	Итого
Основная зарплата, руб.	70 570	45 647	116 217
Дополнительная зарплата, руб.	10 585,5	5 934,11	<b>16 519,61</b>
Итого по статье $C_{зп}$ , руб.	81 155,5	51 581,11	132 736,61

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

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (22)$$

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

Геофизические работы соответствуют 9 классу профессионального риска, при котором ставка на травматизм равна 1%.

Таблица 18 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	70 570	10 585,5
Студент	45 647	5 934,11
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	<b>31%</b>	
Итого отчисления, руб.	<b>41 148,35</b>	

#### 7.5.5 Накладные расходы

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

$$Z_{\text{накл}} = \left( \text{Сумма статей} \frac{1}{5} \right) * k_{\text{нр}}, \quad (23)$$

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

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 16%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение проекта:

$$Z_{\text{накл}} = (55600 + 116217 + 16519,61 + 41148) * 0,16 = 37197,54 \text{ руб.}$$

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

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при

формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 19 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Специальное оборудование для научных работ	55 600	105 300	89 500
2. Основная заработная плата	116 217	116 217	116 217
3. Дополнительная заработная плата	16 519,61	16 519,61	16 519,61
4. Отчисления во внебюджетные фонды	41 148,35	41 148,35	41 148,35
5. Накладные расходы	37 197,54	44 669,59	42 141,59
<b>Бюджет затрат</b>	<b>266 682,5</b>	<b>323 854,55</b>	<b>305 526,55</b>

#### 7.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (24)$$

Где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{max}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

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

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i, \quad (25)$$

Где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i^a$ ,  $b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  - число параметров сравнения

Таблица 20 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования / Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	4	4	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	3	2
3. Помехоустойчивость	0,15	5	4	5
4. Энергосбережение	0,2	5	3	4
5. Надежность	0,25	5	4	3
6. Материалоемкость	0,15	5	4	5
Итого	1	4,9	3,65	3,75

$$I_{рисп1} = 4*0,1+5*0,15+5*0,15+5*0,2+5*0,25+5*0,15 = 4,9;$$

$$I_{рисп2} = 4*0,1+3*0,15+4*0,15+3*0,2+4*0,25+4*0,15 = 3,65;$$

$$I_{рисп3} = 4*0,1+2*0,15+5*0,15+4*0,2+3*0,25+5*0,15 = 3,75;$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{исп.i}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{исп.1}}{I_{финр.1}}, I_{исп.2} = \frac{I_{исп.2}}{I_{финр.2}}, \text{ и т.д. (26)}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{ср}$ ):

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}, \text{ (27)}$$

Таблица 21 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,82	1	0,94
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,9	3,65	3,75
3	Интегральный показатель эффективности	5,97	3,65	3,99
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,64	0,92	0,67

**Вывод:** по результатам проведенного исследования и расчетов были определены следующие показатели: интегральный финансовый показатель разработки: интегральный показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности. При помощи полученных показателей была определена средняя эффективность трех вариантов исполнения исследования. Основываясь на результатах выполнения можно сделать вывод что геофизические исследования по определению флюидных контактов будет выгоднее выполнять по первому варианту исполнения.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2281		Артст Александр Яковлевич	
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение геологии (ОГ)</b>
<b>Уровень образования</b>	специалитет	<b>Направление/специальность</b>	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема ВКР:

«Комплекс ГИС для мониторинга флюидных контактов в наблюдательных скважинах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ)»

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><b>Объект исследования:</b> Геофизические работы в наблюдательной скважине, находящейся на кустовой площадке на севере Уренгойского месторождения</p> <p><b>Область применения:</b> геофизика, контроль за разработкой месторождений</p> <p><b>Рабочая зона:</b> полевые условия</p> <p><b>Размеры помещения:</b> 75*75 м, крайний север</p> <p><b>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</b> подъемник геофизический 1 шт, лебедка геофизическая 1шт, кран автомобильный 1 шт, превентор 1шт, лубрикатор 1шт, фланец 1шт, передвижная паровая депарафинизационная установка 1 шт, дизельная станция 2 шт, геофизический прибор 3шт, ролики геофизические 2 шт, сальниковое устройство 1 шт</p> <p><b>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</b> расстановка техники, монтаж устьевого оборудования, проведение спускоподъемных операций, демонтаж устьевого оборудования</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>РД 153-39.0-072-01 “Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах” от 7.05.2001 г. №134</p> <p>ГОСТ 22269-76 “Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места”</p> <p>ГОСТ 21889-76 Система “Человек-машина”. Кресло человека оператора</p> <p>ГОСТ 12.2.033-78 “Рабочее место при выполнении работ стоя”</p> <p>РД 08-254-98. “Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности”.</p> <p>ГОСТ 12.4.303-2016 “Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования”</p> <p>ГОСТ 12.2.034-78. “Система стандартов безопасности труда. Аппаратура скважинная геофизическая с источниками ионизирующих излучений. Общие требования радиационной безопасности”.</p> <p>ГОСТ Р 53709-2009. “Скважины нефтяные и газовые. 6. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования”.</p> <p>ГОСТ Р 51978-2002. “Кабели грузонесущие геофизические бронированные. Общие технические условия”.</p>
---	--

<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Климат</li> <li>2) Повышенный уровень шума и вибрации</li> <li>3) Отсутствие или недостаток искусственного освещения</li> <li>4) Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений</li> <li>5) Запылённость воздушной среды</li> <li>6) Вредные вещества</li> </ol> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Производственные факторы, связанные с электрическим током</li> <li>2) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</li> <li>3) Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего</li> <li>4) Неподвижные машины, механизмы</li> <li>5) Работа с оборудованием под давлением</li> <li>6) Работа с подъемными механизмами</li> </ol> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> Утепленная специальная одежда, обувь с жестким подноском, защитные очки, наушники, беруши, маска, каска защитная, перчатки с полимерным покрытием, защитные чехлы для инструментов с острыми кромками, защитное заземление</p> <p><b>Расчет:</b> расчет уровня шума</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> не выявлено</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> загрязнение почвы горюче-смазочными материалами; загрязнение жидкостями, которыми заполнена скважина, загрязнение твердыми бытовыми отходами</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> проникновение загрязняющих реагентов путём просачивания через песок</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> загрязнение выхлопными газами от работающей техники</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p>Возможные ЧС:</p> <p><b>Природные катастрофы</b> (ураган, снежная буря, песчаная буря, лесной пожар)</p> <p><b>Геологические воздействия</b> (землетрясение, обвал, провал территории)</p> <p><b>Техногенные аварии:</b> Газо-нефте-водопроявления с выбросом нефте-газопродуктов, пожар, взрыв</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> Пожар</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику <span style="float: right;">01.03.2023</span></p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2281	Арнст Александр Яковлевич		



## 8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования являются геофизические работы с целью определения флюидных контактов в наблюдательной скважине №418, которая находится на кустовой площадке в северной части Уренгойского месторождения. Пользователями разрабатываемого решения будут являться компании заказчики, такие как: ООО “Газпром добыча Уренгой”, “НГДУ”, ООО “Севернефтегазпром”, ООО “Ачим Девелопмент”. Данные исследования можно проводить во всех видах эксплуатационных скважин. В последнее время вопрос определения флюидных контактов ставится всё более остро, поскольку большинство месторождений со временем переходят в стадию падения добычи, связанного с обводнением пластов

Скважина, в которой будут проводиться исследования располагается в полевых условиях крайнего севера, на кустовой площадке площадью 75\*75 метров. Ближайший населенный пункт находится на расстоянии 80 км. Работы будут проходить около фонтанной арматуры с установленными возле неё мостками. Расставляется техника, автокран ставится вплотную к скважине, ПЖДУ устанавливается чуть дальше так, чтобы шланг подачи пара доставал до сальникового устройства, подъемник ставится лебедочным отделением к устью.

### 8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

#### 8.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Проектом предусмотрен вахтовый график работы. Каждый работник предприятия имеет право на защиту его персональных данных, которая организуется следующим образом: передача персональных данных работника производится лично от работника к руководителю, если получение возможно

только через третью сторону, то работник должен дать на это письменное согласие.

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).

Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором. На работах с вредными или опасными условиями труда работникам бесплатно выдаются специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (ст. 221 ТК РФ). Для сотрудников компании предусмотрено добровольное медицинское страхование.

#### 8.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

Геофизические работы в скважинах должны производиться после принятия скважины у мастера участка или главного геолога.

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 «заказчи-

ком» и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей куста эксплуатационных скважин.

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

Автокран, ППДУ, каротажный подъемник должны быть исправны для бесперебойного обеспечения 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.

Мостки на устье скважины должны быть исправны и очищены от нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Каротажный подъемник должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки.

## 8.2 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы, представлены в таблице 22.

Таблица 22 - Возможные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
<b>Вредные факторы</b>	
Климат	ГОСТ 12.4.303-2016 [11]
Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.003-2014 [12]
Отсутствие или недостаток искусственного освещения	СП 52.13330.2016 [13] СанПин 1.2.3685-21 [14] ГОСТ 22269-76 [15]
Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений	ГОСТ 12.2.034-78 [16]

## Продолжение таблицы 22

Запыленность воздушной среды	ГОСТ Р 22.1.07-99 [26]
Вредные вещества	ГОСТ Р 58367-2009[17]
<b>Опасные факторы</b>	
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-79 [18] ГОСТ 12.1.030-81 [19] ГОСТ 12.1.038-82 [20] СП 2.2.3670-20 [21]
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ Р 52289-2019 [27] РД 153-39.0-072-01 [1]
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падения твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего	ГОСТ 12.2.033-78 [23] ГОСТ Р 53709-2009 [24]
Неподвижные машины, механизмы	ГОСТ Р 51978-2002 [22] РД 153-39.0-072-01 [1]
Работа с оборудованием под давлением	ГОСТ Р 53240-2008 [25]
Работа с подъемными механизмами	ГОСТ 22827-2020 [28]

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

#### **1) Климат.**

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

Неблагоприятные метеорологические условия приводят к быстрой утомляемости, повышают заболеваемость и снижают производительность труда.

При низких температурах происходит переохлаждение организма, падение температуры тела до 35- 34 °С вызывает у человека чувство озноба, слабости, усталости и сонливости, сужение периферических кровеносных сосудов.

Для профилактики переохлаждения и его последствий необходимо организовать рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха и обогрева. Также обязательно необходимо использовать средства индивидуальной защиты, утепленную специальную одежду и обувь.

При неблагоприятных метеорологических условиях – температура воздуха  $-10^{\circ}\text{C}$  и ниже обязательны перерывы на обогрев, продолжительностью 10-15 минут каждый час. При температуре наружного воздуха от  $-30$  до  $-45^{\circ}\text{C}$  пятнадцатиминутные перерывы на отдых организуются через каждые 60 минут от начала рабочей смены и после обеда. Обогрев происходит в жилом вагоне, т. к. он отапливается и в нём поддерживается комфортная температура [11].

## **2) Повышенный уровень шума и вибрации**

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

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 Дб для рабочих мест водителей и каротажников [12].

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом это виброизоляция оборудования; звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов; использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлемы, специальные виброгасящие перчатки).

Условия труда по шумовому и вибрационному фактору соответствуют нормам.

### **Расчет уровня шума**

При проведении геофизических исследований основной шум производят запущенные двигатели автомобилей и звук работающей лебёдки.

Рассчитаем уровень шума, возникающий от нескольких некогерентных источников, работающих одновременно. Он подсчитывается на основа-

нии принципа энергетического суммирования излучений отдельных источников:

$$L_{\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^{i=n} 10^{0,1L_i}$$

Где  $L_i$  = уровень звукового давления  $i$ -го источника шума;

$n$  – количество источников шума.

Полученный результат сравнивается с нормированным значением шума для данного рабочего места.

Таблица 23 – Нормированные значения уровня шума, излучаемого источниками

Источник шума	Уровень шума, дБ
Передвижная каротажная станция	73
Лебёдка геофизическая	45
Передвижная паровая депарафинизационная установка	75
Автокран	71
Дизельная электростанция	78

Подставив известные значения уровня звукового давления для каждого вида оборудования, получаем:

$$L_{\Sigma} = 10 \cdot \lg (10^{7,3} + 10^{4,5} + 10^{7,1} + 10^{7,8}) = 79,8 \text{ дБ}$$

Полученное значение шума не превышает допустимое значение, равное 80 дБ для рабочих мест водителей и каротажников.

### 3) Отсутствие или недостаток искусственного освещения

При проведении геофизических исследований в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, зона около фонтанной арматуры) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться [15]. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в таблице 24.

Таблица 24 - Нормы искусственного освещения

Места освещения	Освещенность, лк
Рабочие места у фонтанной арматуры	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Лестницы, входы на мостки	10
Двигатели, насосы	25
На стенах	500
На рабочем столе	300

В практике источником света выступают люминесцентные лампы [13]. Рабочее освещение нормируется в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона [14].

Условия труда по световому фактору соответствуют допустимым нормам.

#### **4) Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений**

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

Во время проведения геофизических исследований возможно только внешнее облучение во время переноски источника до мостков для смены прибора на тот, который использует для работы радиоактивный источник, вкручивающийся в голову прибора. поэтому необходима защита от ионизирующих излучений согласно ГОСТ 12.2.034-78 [16].

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

Для того, чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия РВ, необходимо организовать их правильное хранение, транспорти-

ровку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест. В таблице 25 приведены мощности эквивалентных доз, используемых при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения.

Таблица 25 - Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения

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

Группа А – непосредственно работающие с источником ионизирующего излучения.

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

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила: применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и специальной одежды; осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

При радиометрических исследованиях скважин используют закрытые источники излучений. На предприятиях радиоактивные вещества хранятся в специальных помещениях, оборудованных в соответствии со всеми современными требованиями [16].

Условия труда по ионизирующему фактору соответствуют нормам.

## **5) Запылённость воздушной среды**



При работе в летнее время существует вероятность пыльной или песчаной бури. Причина образования пыльных бурь является сухая почва и сила ветра, обусловленная его структурой, способствующей подъему с земли частиц пыли и песка.

Загрязнение воздуха взвешенными частицами негативно сказывается на здоровье людей, поскольку нет такого порога, ниже которого воздействие этих частиц не опасно. Пылевые частицы раздражают дыхательные пути и могут привести к поражениям органов зрения, раздражению кожи, а в особо серьезных случаях, связанных с ухудшением видимости, могут привести к травмам и смертности, привести к дорожно-транспортным происшествиям.

Для уменьшения вредного фактора пыльных бурь рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты, такие как защитная маска, очки, специальная одежда. Также в случае очень сильной запыленности рекомендуется прекратить ведение работ и укрыться внутри техники до того момента, когда скорость ветра спадёт [26].

#### **б) Вредные вещества**

Геофизические исследования могут проводиться в скважинах, при бурении которых были вскрыты пласты, содержащие сероводород, при его концентрации более 6% правила работы на таких скважинах регламентируются согласно ГОСТ Р 58367-2009 [17].

Порог ощущения запаха сероводорода 0,012 – 0,014 мг/м<sup>3</sup>. При концентрации 200-280 мг/м<sup>3</sup> наблюдается жжение в глазах, светобоязнь, слезотечение, раздражение в носу и зеве, металлический вкус во рту. Длительное нахождение в атмосфере, загазованной сероводородом приводит к чиханию, кашлю, общей слабости, головной боли, тошноте, головокружению. При концентрации газа 700 мг/м<sup>3</sup> у человека начинаются судороги, и он теряет сознание, а при 1000 мг/м<sup>3</sup> умирает в течение нескольких минут. К работам на производственных объектах, где возможна загазованность воздуха выше предельно допустимой концентрации (ПДК), равной 10 мг/м<sup>3</sup>, в смеси с углеводородами 3 мг/м<sup>3</sup> при аварийных ситуациях, допускаются лица не моложе

18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в изолирующих противогазах и прошедшие соответствующее обучение [17]. Количество и типы СИЗОД на каждом объекте должны определяться с учетом специфики работ, в пределах средств коллективной защиты должны быть изолирующие противогазы или дыхательные аппараты. Изолирующие противогазы должен применять обслуживающий персонал для выполнения операций, предусмотренных технологией производства работ в условиях возможного выделения сероводорода. СИЗ, выдаваемые рабочим, должны быть подобраны по размерам, их следует проверять в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Условия труда по сероводородному фактору соответствует нормам.

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

#### **1) Производственные факторы, связанные с электрическим током**

Опасностью поражения током, при проведении полевых работ, может стать поражение от токонесущих элементов каротажной станции, поэтому требования безопасности сводятся к мерам электробезопасности (ГОСТ Р 12.1.019-79) [18].

Причинами поражения электрическим током могут быть повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям, отсутствие заземления и другие причины.

На скважине запрещено использовать электросети напряжением более 380 В [20]. Соединительные провода, применяемые для сборки электросетей, не должны иметь обнаженных жил, ненадежную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур фонтанной арматуры [19]. Подключать кабель к источнику питания разрешается только по окончании сборки всех коммуникаций каротажной станции [21]. Кабель, соединяющий оборудование станции с

электросетью, подвешивается на высоте не менее 0,5 м и располагается в стороне от проходов и дорог. Также необходимо использовать СИЗ. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальные инструктажи, в том числе регулярный инструктаж по оказанию первой помощи при поражении электрическим током.

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

При работах на скважине используется техника в количестве 3 шт: автокран, передвижная каротажная станция, ППДУ (в сцепке с жилым вагоном). При подготовительных работах на скважине технику необходимо расставить на площадке около фонтанной арматуры, поэтому во время этих расстановок могут быть причинены механические поражения вследствие неосторожных действий работающих [1].

Передвижение по территории должно быть организовано в соответствии со “Схемой движения транспортных средств и пешеходов”, регулироваться специальными предупреждающими знаками безопасности, сигнальной разметкой, искусственными неровностями, дорожными ограждениями. Участники движения должны знать безопасные маршруты движения по территории. Информирование о мерах безопасности при перемещении по территории должно быть организовано при проведении всех видов инструктажей [27].

Запрещено перемещаться без сопровождения по территории лицам, не прошедшим вводных инструктаж по охране труда, не информированным о мерах безопасности при перемещении по территории проведения работ.

При передвижении водители и пешеходы должны знать и помнить, что несчастные случаи наиболее вероятны при:

- Превышении установленной скорости;
- Маневрировании и движении транспорта задним ходом;
- Передвижении по скользкому покрытию (гололедица);
- Выезде транспорта из-за угла здания, из ворот;

Перевозке грузов, переноске предметов, ограничивающих обзор.

### **3) Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падения твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего**

При проведении геофизических исследований есть вероятность падения на голову различных объектов. В зимнее время года это может быть наледь, которая образуется на лубрикаторе в результате замерзания воды с паром, подаваемого для оттаивания сальникового оборудования, также это может быть грязь, которая остается на кабеле при его прохождении через сальник отделяется и падает на мостки [23].

В результате падения льда могут быть причинены серьезные травмы головы, шеи, плеч. Попадание скважинного флюида и примесей в глаза может вызвать ухудшение зрения, раздражение.

Для предупреждения травм необходимо соблюдать следующие условия: ношения средств защиты таких как очки, каска, ботинки с укрепленным подноском. Для уменьшения количества наледи на превенторе необходимо следить за исправностью ППДУ, а именно, чтобы она подавала больше пара и меньше воды [24].

### **4) Неподвижные машины, механизмы**

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

Геофизическое оборудование и его эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (РД 153-39.0-072-01) [1]. 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 следует транспортировать в защитных чехлах.

Опираясь на “Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах” при работе на скважине, каротажные автомашины следует устанавливать так, чтобы они были обеспечены хорошей видимостью и сигнализационной связью между подъемником, 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 подъемной установки [22].

### **5) Работа с оборудованием под давлением**

Геофизические исследования по контролю за разработкой проводятся в эксплуатационных скважинах, поэтому устьевые давления могут быть очень и очень высокие, от 3-5 до 600-700 атмосфер на буфере.

Поэтому при вращении задвижек нужно быть очень осторожным. Так как возможные неправильные действия при работе могут привести к травмам слуха, зрения, если струя газа попадет на человека, то причинит ему телесные повреждения.

Поэтому постоянно необходимо контролировать давление на устье с помощью датчиков “Метран”, с увеличением давления вероятность происшествия увеличивается.

Во избежание аварийных ситуаций выкидные трубопроводы от превентора направляют по прямой линии в противоположные стороны, оборудуют резервной и рабочей задвижками высокого давления, а между ними устанавливают манометр с предельным давлением на 50% выше ожидаемого [25]. Также нужно, чтобы оборудование (лубликатор, превентор, гидравлический насос) было рассчитано на устьевое давление.

### **6) Работа с подъемными механизмами**

При геофизических исследованиях используется техника, которая представляет особую угрозу и требует более профессионального обращения с ней. Такой является автокран, используемый для удержания лубрикаторного оборудования на фонтанной арматуре.

Возможные аварийные ситуации — опрокидывание крана в результате неправильной установки тупиковых упоров. Возможен разрыв или развязывание стропов при нарушении требований производственных инструкций и схемы строповки грузов, в результате происходит обрушение поднимаемого груза, которое может привести к травмам и смертельному исходу. Также возможно столкновение переносимого груза с человеком как следствие нарушений правил охраны труда и плохой видимости.

Требуемые меры для снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций: Правильная строповка груза, применение для подъема груза пригодных, специальных съемных грузозахватных приспособлений, соблюдение схем строповки, избежание нахождения людей в опасной зоне и под стрелой крана, соблюдение габаритов складирования грузов, отсутствие людей в кабине автомашины при ее погрузке или разгрузке [28].

### 8.3 Экологическая безопасность

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.

#### *Влияние на селитебную зону*

Геофизические исследования скважин в данном случае не будут оказывать негативного влияния на селитебную зону, поскольку ближайшие населенные пункты и участки, предназначенные для размещения жилого фонда, находятся на расстоянии, превышающем 80 км.

#### *Влияние на атмосферу*

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота (NO<sub>2</sub>), оксид углерода (СО - угарный газ), диоксид серы (SO<sub>2</sub>), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан (до 96 %). Предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять: Оксиды азота: 0,04-0,06 мг/м<sup>3</sup>; Оксид углерода: 3 мг/м<sup>3</sup>; Диоксид серы: 0,05 мг/м<sup>3</sup>; Метан: 7000 мг/м<sup>3</sup>.

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

#### *Влияние на гидросферу*

Скважина, в которой будут проводиться проектируемые исследования, находится на отсыпанном песком месте в заболоченном участке, что влечет за собой вероятность загрязнения гидросферы, путем просачивания загрязняющих агентов (нефть, дизельное топливо) через песок. Кусты должны быть оборудованы емкостями для временного хранения скважинной жидкости, которая стравливается по шлангу в емкость через специальный клапан в лубрикаторном оборудовании во избежание попадания их в гидросферу. После окончания работ отходы будут утилизированы. Автомобили должны поддерживаться в исправном состоянии.

#### *Влияние на литосферу*

Вредное воздействие на литосферу заключается в загрязнении горюче-смазочными материалами (дизельное топливо, моторное масло), и жидкостью, которой заполнена скважина (нефть, газоконденсат, состоящий из бензиновых и керосиновых компонентов, буровой раствор).

Так, загрязнение почвы сводится к процессам, связанным со спуско-подъемными операциями с прибором. Небольшое количество бурового раствора из скважины попадает непосредственно на почву во время записи каротажных диаграмм, так как лубрикаторное оборудование не обеспечивает полную герметичность работающей скважины, а также во время замены скважинного прибора с него стекает жидкость.

Для предотвращения загрязнения почв на месторождении планируются регулярные контрольные проверки двигателей автомашин, перевозящих каротажные подъемники для исключения попадания горюче-смазочных материалов из двигателя на почву, а также, при проведении работ в скважине, использование нового лубрикаторного оборудования, не подлежащего износу, с двойными уплотнителями, не допускающими выбросов и утечек бурового раствора из работающей скважины.

Загрязнение почвы твердыми бытовыми отходами происходит в результате неправильной утилизации оных. Для предотвращения этого организуется грамотная утилизация отходов в соответствующие контейнеры, их вывоз с объектов работ.

#### 8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При геофизических исследованиях возможны природные чрезвычайные ситуации, как ураган, снежная/пыльная буря, лесной пожар.

Возможные техногенные аварии это газонефтеводопроявления (ГНВП), с выбросом нефтепродуктов, пожар, взрыв.

Основное и самое опасное чрезвычайное происшествие, которое может случиться на кусте, это пожар. Основные причины возникновения пожаров: неосторожное обращение с огнем, неисправность или эксплуатация электрооборудования без соблюдения правил техники безопасности, неисправность и перегрев отопительных электрообогревателей, разряды статического электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений, неисправность производственного оборудования и нарушение технологиче-



ского процесса. Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник промысловой геофизической партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку. 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, такие как: Огнетушитель, ведро, топоры, ломы. Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания.

### **Выводы по главе “Социальная ответственность”**

В ходе написания данной главы была изучена нормативно-техническая документация о безопасности при проведении промыслово-геофизических исследований.

Все значения потенциально возможных вредных факторов соответствуют нормативным значениям, указанным в документации.

Геофизическая лаборатория соответствует по электробезопасности к категории “помещение без повышенной опасности” так как отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность.

Персонал в составе партии имеет I группу по электробезопасности согласно “Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок” поскольку весь персонал использует в своей работе электроинструмент, установки и потребители, не требующие специального обучения.

По тяжести труда геофизические исследования скважин соответствуют III категории “Работы, связанные с постоянными передвижениями, пере-

мещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий.

Работы по взрывопожарной и пожарной опасности соответствуют категории В1-В4 (пожароопасные).

Геофизические исследования на нефтегазовых скважинах соответствуют I категории по объектам, оказывающим негативное воздействие на окружающую среду и относящихся к областям применения наилучших доступных технологий.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дипломный проект был выполнен на основании результатов изучения результатов интерпретации ранее проведённых геофизических исследований и анализа геологической характеристики объекта проведения работ.

На основании проведённого анализа геофизических работ прошлых лет построена физико-технологическая модель скважины и предложен комплекс геофизических исследований для решения задачи определения текущих флюидных контактов и коэффициентов нефтегазонасыщенности. Рассмотрена методика проектируемых работ и приведена характеристика аппаратуры, которой планируется проводить запланированный комплекс геофизических исследований. Рассмотрена интерпретация данных ГИС. В специальной части рассматриваются методы импульсного нейтрон-нейтронного каротажа и углерод кислородного каротажа и различия их показаний при проведении работ в условиях различной минерализации.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

### *Нормативные документы:*

1) РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – Минэнерго РФ, 2001. – 193 с.

### *Опубликованные материалы:*

2) Геологические основы для проектирования нефтяных оторочек Уренгойского месторождения. – Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. (дата обращения 05.05.2023). – Текст: электронный.

3) Фондовые материалы ООО «Газпром недра» ПФ «Севергазгеофизика».

4) Теоретические основы дисциплины «геофизические исследования скважин» и методика выполнения квалификационных работ: учеб.-метод. Пособие / В.Н Косков. – Пермь: Изд-во Пермь. Нац. Исслед. Политехн. Унта, 2016. – 121 с.

5) Большакова Е. Ю. Моделирование нефтяных и газовых залежей на основе капиллярно-гравитационной концепции нефтегазонакопления с целью повышения эффективности их разведки и разработки: на примере месторождений Западной Сибири: дис. канд. г.м. наук: 25.00.12/ Автор Евгения Юльевна. -М., 2006.- 200с.

6) Мазурина Е. В. Совершенствование методов оценки экономической эффективности проектов освоения газовых ресурсов в условиях неопределенности: авто.реф. дис. канд. эконом. наук: 08.00.05/ Автор Елена Валентиновна; Ухтин. гос. техн. Ун-т. – Санкт-Петербург, 2009. – 20с: ил.+(1 вкл.л.ил.); -Библиогр.: с. 19-20

7) Таланкин А. К. Применение трехкомпонентного геоакустического каротажа для решения геологических и технических задач при разработке газовых и газоконденсатных месторождений: на примере месторождений

ЯНАО: дис. канд. наук: 25.00.10/ Автор Антон Константинович. -М., 2013.- 162с.

8) Гладышева Я. И. Геологическое моделирование залежей пластов неокомских отложений Ен-Яхинского и Уренгойского нефтегазоконденсатных месторождений: дис. канд. г. м наук: 25.00.12/ Автор Яна Игоревна. - Тюмень., 2007.- 155с.

9) Усанина Т. В. Методы изучения неоднородности ачимовских отложений Уренгойского месторождения в связи с решением геолого-промысловых задач: дис. канд. мин. наук: 25.00.12/ Автор Татьяна Васильевна. -М., 2006.- 182с.

10) Скважинная ядерная геофизика: Справ. геофизика / Поляченко А. Л. и др.; под ред. Кузнецова О. Л., Поляченко А. Л. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1990. - 317, с.: - Библиогр.: с. 312-316

11) ГОСТ 12.4.303-2016 “Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования”

12) ГОСТ 12.1.003-2014 “Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности”

13) Свод правил СП 52.13330.2016 “Естественное и искусственное освещение” от 8 мая 2017г.

14) СанПин 1.2.3685-21 “Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания” от 28 января 2021 г.

15) ГОСТ 22269-76 “Система «человек-машина”. Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования” от 22 декабря 1976 г.

16) ГОСТ 12.2.034-78 “Система стандартов безопасности труда. Аппаратура скважинная геофизическая с источниками ионизирующих излучений” от 19.06.84

17) ГОСТ Р 58367-2019 “Обустройство месторождений нефти на суше” от 12 марта 2019 г.

18) ГОСТ 12.1.019-79 “Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность.” От 17 июля 1979 г.

19) ГОСТ 12.1.030-81 “Система Стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление” от 01 июля 1982 г.

20) ГОСТ 12.1.038-82 “Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов” от 01 июля 1983 г.

21) СП 2.2.3670-20 “Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда” от 02 декабря 2020 г.

22) ГОСТ Р 51978-2002 “Кабели грузонесущие геофизические бронированные” от 10 декабря 2002 г.

23) ГОСТ 53709-2009 “Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования” от 15 декабря 2009 г. №1151-ст

24) ГОСТ 12.2.033-78 “Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования” от 26.04.1976 г. №1100

25) ГОСТ Р 53240-2008 “Скважины поисково-разведочные нефтяные и газовые. Правила проведения испытаний.”

26) ГОСТ Р 22.1.07-99 “Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование опасных метеорологических явлений и процессов” от 01 января 2000 г.

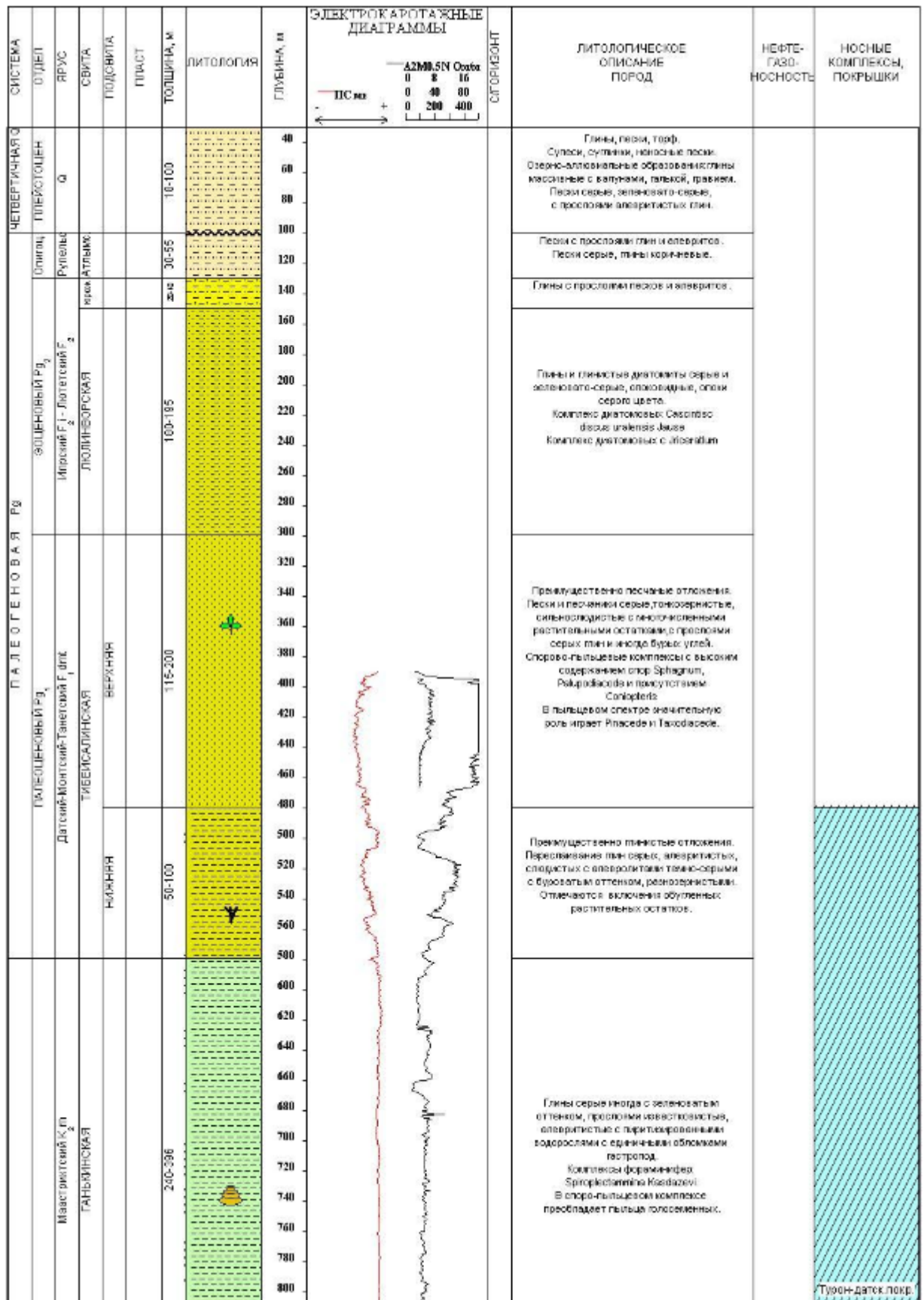
27) ГОСТ Р 52289-2019 “Технические средства организации дорожного движения. Правила применения дорожных знаков, разметки, светофоров, дорожных ограждений и направляющих устройств” от 01 апреля 2020 г.

28) ГОСТ 22827-2020 “Краны грузоподъемные. Краны стреловые самоходные. Общие технические требования” от 01 июня 2021 года

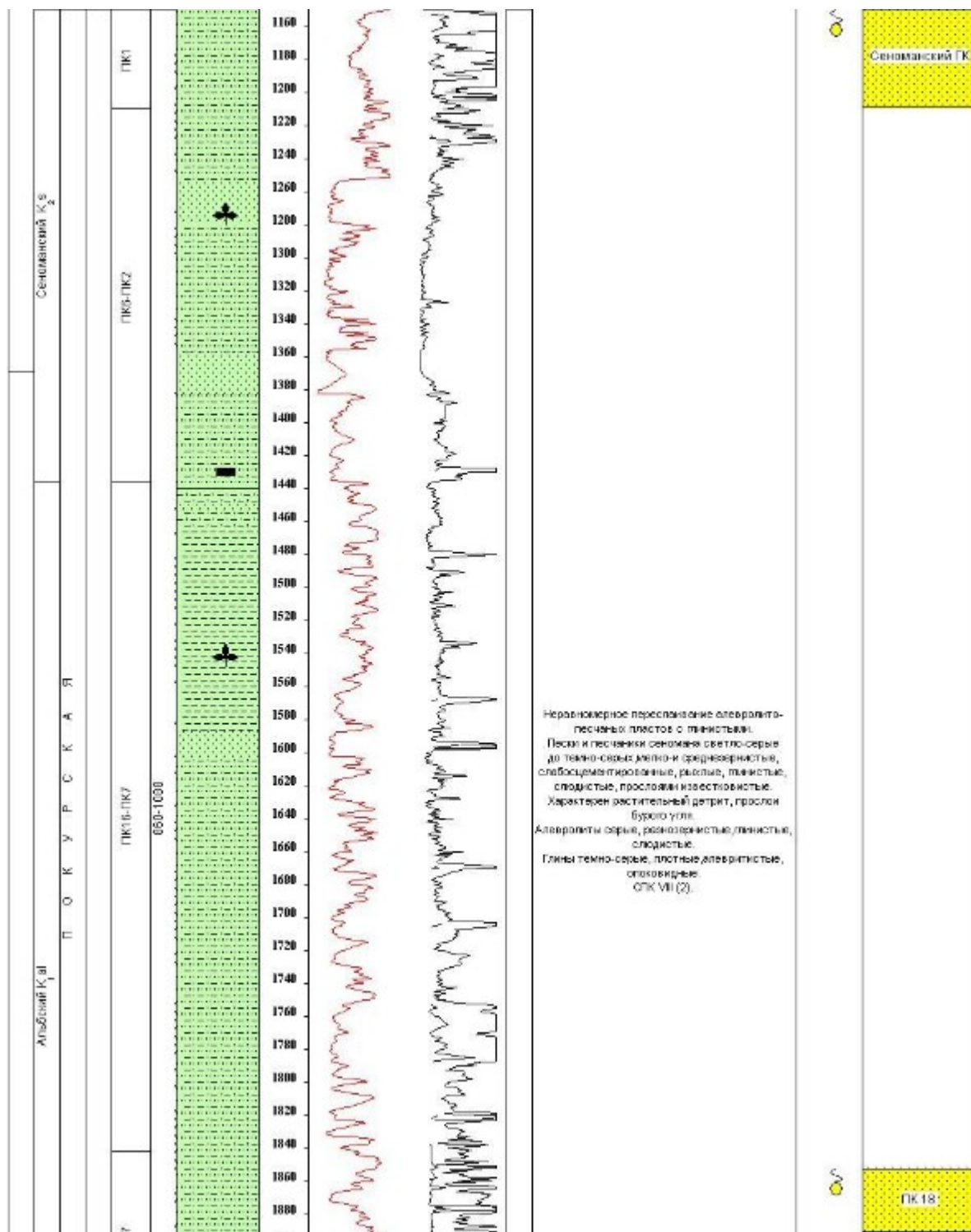
*Электронные ресурсы:*

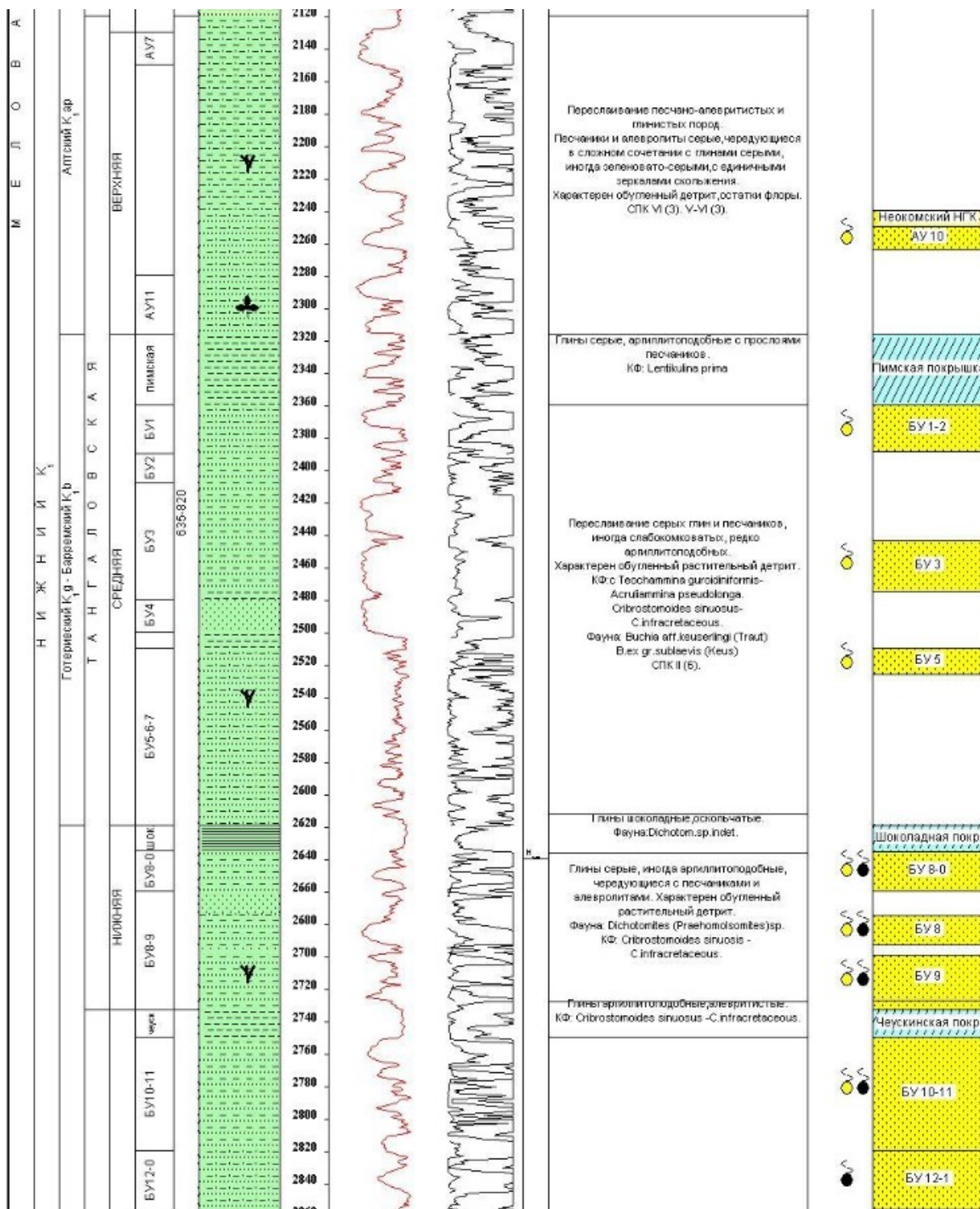
29) Нейтронный гамма-картаж [Электронный ресурс]: URL:  
<https://www.geolib.net/gis/neytronnyy-gamma-karotazh.html>

**ПРИЛОЖЕНИЕ А. СВОДНЫЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ УРЕНГОЙСКО-ГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**









ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ОБЗОРНАЯ КАРТА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

