

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА СПЕЦИАЛИСТА

Тема работы
«КОМПЛЕКС МЕТОДОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПОИСКОВЫХ СКВАЖИНАХ ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗАНОСНОСТИ РАЗРЕЗА НА АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ ПЛОЩАДИ» (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 550.83:553.98(571.51)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Елисов Александр Петрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Соколов С.В.	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД ШБИП	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Гусев Е. В.	К.Г. - М.Н., доцент		

Томск – 2023 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

	8. Социальная ответственность.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта Анабаро-Хатангской площади 2. Структурная карта Анабаро-Хатангской площади 3. Литолого-стратиграфическая колонка 4. Условные обозначения для стратиграфической колонки 5. Тектонической карта Анабаро-Хатангской площади 6. Условные обозначения 7. Геологический разрез продуктивной части 8. Каротажная диаграмма 9. Структурная карта ОГ Па0 в кровле Юры 10. Априорная физико-геологическая модель 11. Внешний вид геофизических приборов

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По геологической части	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Рыжакина Т. Г. доцент, к.э.н.
Социальная ответственность	Федорчук Ю. М. профессор, д.т.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	
Срок сдачи студентом выполненной работы	03.06.2023 г.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2023 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Елисов Александр Петрович		

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
 Специализация «Геофизические методы исследования скважин»
 Отделение геологии
 Период выполнения 13.03.2023 – 03.06.2023
 Форма представления работы

Дипломный проект

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
31.03.2023	Общие сведения об объекте исследования Геолого-геофизическая характеристика объекта	10
07.04.2023	Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований	20
21.04.2023	Основные вопросы проектирования	15
28.0.2023	Методические вопросы	20
20.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность	15
22.05.2023	Специальная часть	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Соколов С.В.	к.г.-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические исследования скважин	Гусев Е.В.	к.г.-м.н., доцент		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2271	Елисов Александр Петрович

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников предприятия.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Районный коэффициент- 1,8; премиальный коэффициент – 0,7%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды – 31 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Оборудование и аппаратура по обслуживанию (табл.)
 Виды проектируемых работ (табл.)
 Расчёт времени и труда (табл.)
 Расчет цены геофизических работ (табл.)
 Нормы расхода ГСМ при переезде и работе на стационаре (табл.)
 Расчёт заработной платы (табл.)
 Себестоимость работ (табл.)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.02.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		03.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Елисов Александр Петрович		03.02.2023

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2271	Елисов Александр Петрович

**Комплекс методов
геофизических исследований в поисковых скважинах для оценки нефтегазоносности
разреза Анабаро-Хатангской площади (Красноярский край)**

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОГ
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	12.05.03 «Технология геологической разведки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

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

Объектом исследования является поисковая скважина на Анабаро-Хатангской площади Красноярского края. Область применения: нефтяные месторождения Западной Сибири. Рабочая зона:
- для проведения камерального этапа используется специализированное оборудование (компьютеры), и рабочее место расположено на постоянной базе. Помещение, где проводится работа, имеет площадь 10 кв. метров и освещается с использованием искусственного света различных типов. Полевой этап проводится на открытом воздухе с помощью оборудования ГИС.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов

- Природа воздействия
- Действие на организм человека
- Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов)
- СЗ коллективные и индивидуальные

1.2. Анализ выявленных опасных факторов:

- Термические источники опасности
- Электробезопасность
- Пожаробезопасности

1. Вредные факторы:
 - 1.1. Недостаточная освещенность;
 - 1.2. Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры;
 - 1.3. Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ;
 - 1.4. Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ;
 - 1.5. Радиоактивность, ПДД, критические органы, СКЗ, СИЗ;
2. Опасные факторы:
 - 2.1. Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R_{заземления}, СКЗ, СИЗ; Приведен расчет освещения рабочего места;
 - 2.2. Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.

2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> Выбросы в окружающую среду Решения по обеспечению экологической безопасности 	Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, втор цвет и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника) и способы их утилизации;
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 1.перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 2.разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3.разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	Рассмотрены 2 ситуации ЧС: 1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте); 2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.
4. Перечень нормативно-технической документации.	– ГОСТы, СанПиНы, СНиПы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	21.05.2023 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД ШБИП	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		21.05.2023 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Елисов Александр Петрович		21.05.2023 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 118 л. текста, 23 рис., 22 таблицы.

Выпускная квалификационная работа описывает ход, методику проведения, физический смысл и результаты работ.

В данной работе был выполнен обзор геолого-геофизической изученности и геологического строения района работ, методика проведения ГИС.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Таймырский Долгано-Ненецкий МР, ГИС, комплексная интерпретация.

Актуальность данного дипломного проекта является обоснование комплекса ГИС.

Целью данного проекта является формирование оптимального комплекса ГИС с целью его применения на Анабаро-Хатангской площади, для изучения пород коллекторов.

Объектом исследования является Анабаро-Хатангская площадь, расположенное в Красноярском крае.

ESSAY

Final qualifying work 118 l. of text, 23 fig., 22 tables.

The final qualifying work describes the course, methodology, physical meaning and results of the work.

In this work, an overview of the geological and geophysical study and the geological structure of the work area, the GIS methodology was carried out.

keywords. Taimyr Dolgan-Nenets MR, GIS, complex interpretation.

The relevance of this thesis project is the justification of the GIS complex.

The purpose of this project is to form an optimal GIS complex for the purpose of its application on the Anabaro-Khatanga area, for the study of reservoir rocks.

The object of the study is Anabaro-Khatanga Square, located in the Krasnoyarsk Territory.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АК – акустический каротаж;
АО – автономный округ;
БК – боковой каротаж;
БКЗ – боковое каротажное зондирование;
ВНК – водонефтяной контакт;
ГВК – газовойодяной контакт;
ГГК – гамма-гамма-каротаж;
ГИС – геофизические исследования скважин;
ГК – гамма-каротаж;
ГРР – геологоразведочные работы;
ГСМ – горюче-смазочные материалы
ДС – диаметр скважины;
ЕХРП – Енисей-Хатангский региональный прогиб;
ИК – индукционный каротаж;
КВ – кавернометрия;
КС – каротаж сопротивления;
МБК (БМК) – микробоковой каротаж;
МК (МКЗ) – микрокаротаж;
МОВ – метод отраженных волн;
МОГТ – метод общей глубинной точки;
НГО – нефтегазоносная область;
НПП – нефтегазоносная провинция;
НГР – нефтегазоносный район;
НКТ – нейтронный каротаж;
ОБР – отработанный буровой раствор;
РК – радиоактивный каротаж;
СГК – спектральный гамма-каротаж;
УВ – углеводороды;
УЭС – удельное электрическое сопротивление;
ФГМ – физико-геологическая модель;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
ОГ – отражающий горизонт;
ПБ – правила безопасности;
ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;

ОГЛАВЛЕНИЕ

<u>РЕФЕРАТ</u>	8
<u>ESSAY</u>	10
<u>ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ</u>	11
<u>1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ</u>	14
<u>1.1 Географо-экономический очерк</u>	14
<u>1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность</u>	16
<u>1.3 Геофизические исследования</u>	19
<u>2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ</u>	23
<u>2.1 Литолого-стратиграфический разрез</u>	23
<u>2.2 Тектоника</u>	36
<u>2.3 Нефтегазоносность</u>	39
<u>3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ</u>	46
<u>4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ</u>	55
<u>4.1 Задачи геофизических исследований</u>	55
<u>4.2 Обоснование объекта исследования</u>	55
<u>4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.</u>	59
<u>5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ</u>	64
<u>5.1 Методика проектных геофизических работ</u>	64
<u>5.2 Применяемая аппаратура и принцип её действия</u>	68
<u>5.3 Интерпретация геофизических данных</u>	72
<u>6. ПРИМЕНЕНИЕ АЗИМУТАЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МИКРОИМИДЖЕРА FMI (SHLUMBERGER) ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ И ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГОРНЫХ ПОРОД</u>	78
<u>7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</u>	86
<u>7.1 Технический план (объём проектируемых работ)</u>	86
<u>7.2 Расчет затрат времени и труда</u>	88
<u>7.3 Расчёт цены геофизических работ на скважине и ГСМ при переезде и работе</u>	91

<u>7.4 Расчёт заработной платы</u>	93
<u>7.5 Оценка рентабельности проекта</u>	97
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	97
<u>8.1. Вредные факторы</u>	97
<u>8.1.1. Недостаточная освещенность</u>	97
<u>8.1.2. Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры</u>	101
<u>8.1.3. Превышение уровней шума</u>	102
<u>8.1.4. Повышенный уровень электромагнитных излучений</u>	104
<u>8.1.5. Радиоактивность, ПДД, критические органы, СКЗ, СИЗ</u>	105
<u>8.2 Опасные факторы</u>	105
<u>8.2.1 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, Rзаземления, СКЗ, СИЗ</u>	105
<u>8.2.2 Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации</u>	106
<u>8.3. Экологическая безопасность</u>	109
<u>8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</u>	110
<u>8.5. Перечень НТД</u>	111
<u>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</u>	114

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Географо-экономический очерк района работ

Район геофизических работ расположен на территории Красноярского края, Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района (МР) с административным центром в п. Дудинка (Рис. 1.1).

Площадь участка составляет 35 239.5 км². Территория исследований находится за Полярным кругом. Климат арктический, зима длится восемь месяцев, средняя температура января минус 30°С.

Весенний переход средней суточной температуры воздуха через минус 5°С происходит в начале третьей декады мая; переход температуры через 0°С весной происходит в начале первой декады июня. Лето холодное, с пасмурной погодой, относительная влажность составляет около 80 %. Самые теплые месяцы – июль и август. Температура июля колеблется от плюс 2°С до плюс 13°С. Период с положительной температурой воздуха составляет около 85 суток. Осенний переход средней суточной температуры воздуха через 0°С происходит в конце второй - начале третьей декады сентября. Осенний переход температуры воздуха через минус 5°С происходит в первой декаде октября. Чаше туманы отмечаются в августе и сентябре. Осадков выпадает от 110 до 350 мм в год, летом в виде мелко морозящих дождей, зимой в виде снега. Наибольшее количество осадков в течение года выпадает с июня по сентябрь. По данным метеорологов число дней с осадками – 170.

Наиболее частые сильные ветры наблюдаются весной и зимой; обычно они сопровождаются обильными осадками. Преобладающими направлениями снегонесущих ветров в зимнее время являются юго-восточное, восточное и западное, а в летний период – северо-восточное и северное. Скорость ветра – от 4,5 до 15 м/с, нередко – от 18 до 30 м/с, иногда – до 45 м/с. Распространена многолетняя мерзлота. Сплошной горизонт многолетнемерзлых пород достигает толщины 300-800 м. К особым физико-географическим явлениям относятся полярные день и ночь, которые на широте 74° N составляют: 94 суток день и 71 сутки ночь.



Рис. 1.1 Обзорная схема района работ

Местность холмистая, средняя высота холмов – от 100 до 150 м. Низины обычно заболочены. Территория изобилует реками и озёрами. Главные реки - Хатанга, Хета, Котуй, Анабар, Попигай, Большая Балахня, Гусиха, Новая и другие. Режим рек очень неустойчив, уровень воды в них сильно колеблется. Кроме весеннего паводка в начале июля наблюдаются сравнимые с ним подъёмы воды в летний период, обусловленные таянием мерзлоты и дождями. Подъём уровня воды может достигать 3-5 м. Реки вскрываются в середине июня, озёра полностью освобождаются ото льда в конце июля. Ледостав на реках и озёрах начинается в конце сентября - начале октября. Толщина льда достигает 1,5-2 м. Реки с глубиной менее 1,5 м промерзают до дна. Средняя дата начала льдообразования на реке у порта Хатанга – 2 октября, установление припая – 6 октября. С середины ноября на реке образуется припай с толщиной льда до 200 см, а на мелководье до 250 см.

Плотность населения Таймырского МР крайне низкая. На 862 тысячах квадратных километров площади района проживают около 40 тысяч человек. Средняя плотность населения 0,045 чел./км², доля городского населения

составляет 66,2%. Коренное население представляют долганы, ненцы, нганасаны, эвенки. Главный населённый пункт – п. Хатанга, в нем расположены морской порт, аэропорт, гидрографическая база и другие учреждения. На побережье Хатангского залива известны три небольших нефтяных месторождения, примерно в 150 км к северо-западу от п. Хатанга расположено Балахнинское газовое месторождение. Промышленная разработка нефтегазовых месторождений не проводится, для местных нужд в небольших объемах ведется добыча угля.

Постоянной дорожной сети в районе нет. Транспортные перевозки осуществляются по Северному морскому пути и по рекам Хатанга, Анабар, Оленёк, Лена лишь в навигационный период. На реке Лена функционирует регулярная грузопассажирская линия Якутск - Тикси.

В статье А.И. Варламова, А.П. Афанасенкова и др. рассматривались ресурсный потенциал УВ России и перспективы его наращивания. О Енисей-Хатангском прогибе было сказано следующее: «Постановка региональных и поисково-разведочных работ на территории Енисей-Хатангского прогиба, в том числе, в его восточной части, является одним из приоритетных направлений, позволяющих создать в перспективе новый центр нефтедобычи» [25].

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Планомерные нефтегазопроисковые работы на отчетной территории начались в тридцатых годах прошлого столетия и были определены общими геологическими закономерностями возможной нефтегазоносности севера Западной и Центральной Сибири, обоснованными А.Д. Архангельским, И.М. Губкиным, Н.С. Шатским.

С 1934 г. по конец 50-х годов XX века нефтегазопроисковые работы в низовьях рр. Енисей и Хатанга проводились Горно-геологическим управлением Главсевморпути и включали в себя площадные и маршрутные геолого-геофизические исследования: геологическую съемку, комплекс геофизических работ (магнитометрия, гравиметрия, отчасти сейсморазведка),

структурное и глубокое бурение. Геологические и геохимические исследования в рассматриваемом регионе в разные годы проводили НИИГА, Красноярскгеология, Севморгеология, Аэрогеология и др.

Во второй половине пятидесятых годов на исследуемой территории сотрудниками НИИГА были выполнены ревизионно-увязочные маршруты, завершившие подготовку к первому изданию листов S-48, 49 Государственной геологической карты М 1:1 000 000.

Начиная с 60-х XX века, все виды среднемасштабных геологосъемочных и поисковых работ проводились с использованием аэрофотокосмических материалов и данных потенциальных геофизических полей. Научно-производственным объединением «Аэрогеология» были проведены аэрофотогеологическая съемка М 1:200 000 предгорных районов Таймырской низменности и космогеологическое картирование М 1:1 000 000 ЕХРП с привлечением данных сейсморазведки (в т.ч. и ГСЗ).

В 1974 г. силами Нижнеенисейской геологоразведочной экспедиции треста «Красноярскнефтегазразведка» в регионе начато глубокое поисковое бурение. Бурение скважин проводилось на локальных поднятиях, выявленных и подготовленных к бурению сейсморазведочными работами Таймырской геофизической экспедицией ПГО «Енисейгеофизика». Первые пять скважин были пробурены на Балахнинской площади в восточной части ЕХРП, в результате чего открыта промышленная залежь газа в отложениях вымской свиты средней юры. В 1978-1981 годах пробурены две скважины на Владимировском поднятии, выявленном на северо-восточной периклинали Балахнинского мегавала: параметрическая Вл-21 и поисковая Вл-22. Скважины вскрыли разрез меловых, юрских и частично пермо-триасовых отложений. Установлены высокие нефтегенерирующие свойства ОВ пермо-триасовых отложений, но залежи углеводородов не обнаружены. Всего в районе работ пробурено 18 скважин (Таблица 1.1). В результате бурения вскрыты осадочные породы мезозойского, палеозойского возраста. Изучены емкостно-фильтрационные и плотностные свойства пород.

Материалы геологической съемки и бурения обобщены в работах НИИГА, ВСЕГЕИ, ВНИГРИ, СНИИГГиМС и др. преимущественно в конце 70-х-начале 80-х годов прошлого века. Для целей региональных геофизических работ в основном используются официально изданные государственные карты РФ ,(Таблица 0.).

С середины 50-х годов XX века геофизические исследования восточной части ЕХРП и прилегающих территорий приобретают планомерный характер. Проводятся аэромагнитные площадные съемки М 1:1 000 000 и сухопутная магнитометрия масштаба 1:100 000, 1:200 000, 1:500 000. В течение шестидесятих-семидесятих годов вся территория была покрыта аэромагнитными съемками М 1:200 000 и крупнее.

Таблица 0.1–Распределение объемов бурения в восточной части ЕХРП

Площадь бурения	Роторное бурение					
	Начало бурения, годы	Кол-во пробуренных скважин	Общий объем бурения, м	Наиболее глубокая скважина		
				Номер скв.	Глубина забоя, м	Возраст пород на забое
Новая	1979	2	7002	1	3510	J ₁
Массоновская	1988	1	4350	363	4350	J ₁
Кубалахская	1987	1	3600	1	3600	J ₁
Логатская	1988	1	3517	361	3517	T ₂₋₃
Балахнинская	1975	5	14315	3	4490	T ₂₋₃
Восточно-Кубалахская	1986	1	3674	357	3674	J ₂
Западно-Кубалахская	1987	1	3610	359	3610	J ₂
Владимировская	1978	2	5636	21	3122	T
Ледянская	1990	1	3971	358	3971	R
Волочанская	1989	2	6528	1	3386	P ₂
Рыбинская	1982	1	2715	1	2715	Є
ИТОГО	-	18	58918	-	-	-

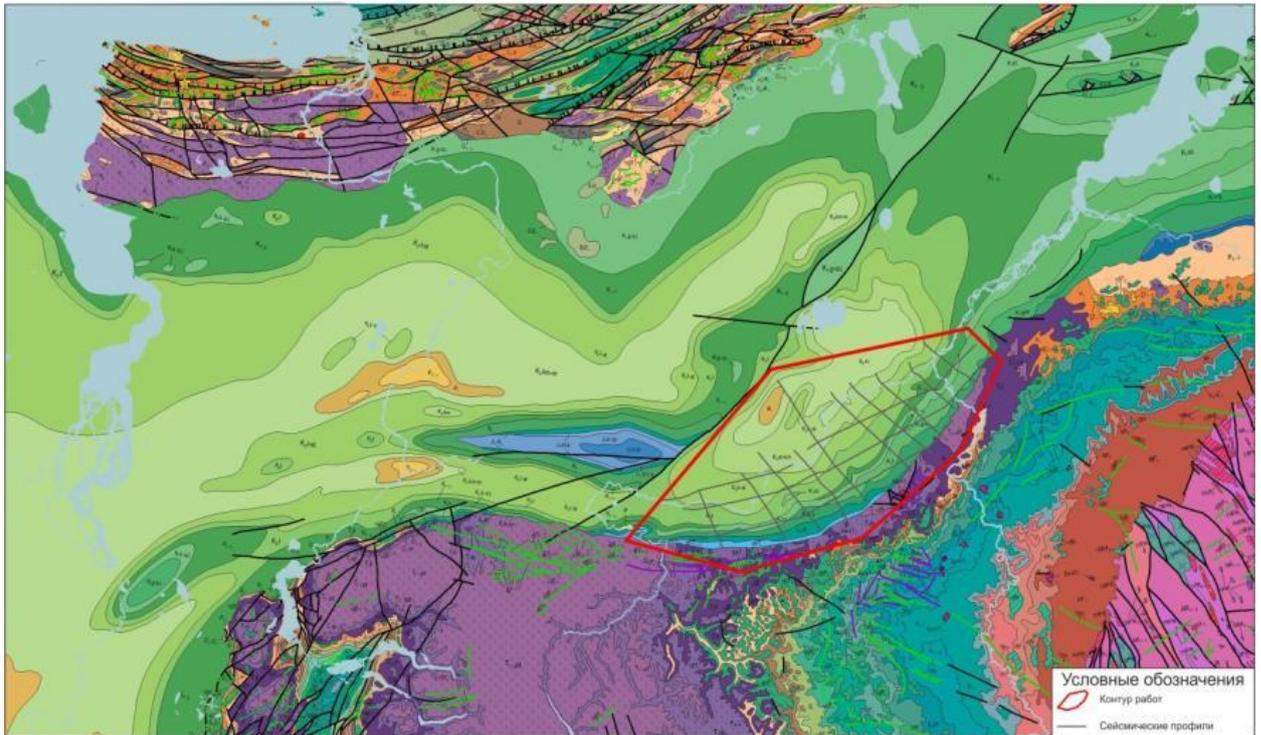


Рис. 0.2 Геологическая карта района исследований

1.3 Геофизические исследования

Основной объем аэромагнитных работ М 1:200 000 выполнен Новосибирским геофизическим трестом и аэрогеофизической экспедицией НИИГА. Южнее 74 параллели Северо-Енисейской геофизической экспедицией Красноярского ГУ выполнены аэромагнитные съемки М 1:50 000. Съемка проводилась на высоте 50-70 м с шагом 500 м и на высоте 2000 м с расстоянием между маршрутами 5,5 км.

Таблица 0.2—Государственные карты Российской Федерации, используемые для геофизических работ на территории ЕХРП

Наименование	Масштаб	Лист	Ответственный редактор	Издана: издатель, год
Государственная геологическая карта РФ	1:1000000	S-47-49 оз. Таймыр	Ю.Е. Погребницкий	ВСЕГЕИ, 1998
Государственная геологическая карта РФ	1:1000000	S-48 оз. Таймыр, (восточная часть)	В.Ф. Проскурнин	ВСЕГЕИ, 2007
Государственная геологическая карта РФ	1:1000000	R-48 Хатанга	М.С. Мащак	ВСЕГЕИ, 2014

Государственная геологическая карта РФ	1:1000000	S-47 оз. Таймыр, (западная часть)	В.Ф. Проскурнин	ВСЕГЕИ, 2015
Государственная геологическая карта РФ	1:1000000	S-46, Тарейя	Н.Н. Нагайцева	ВСЕГЕИ, 2016
Государственная геологическая карта РФ	1:2500000	Территория РФ	Б.А. Яцкевич	ВСЕГЕИ, 2000
Карта полезных ископаемых Красноярского края, республик Хакасия и Тува	1:1500000	Территория края	М.Л. Кавицкий	ФГУГП «Красноярск геолсъемка», 2005

Таблица 1.3 – История геофизического исследования Анабаро-Хатангской площади

Вид работ	Масштаб съемки	Место и год проведения	Результаты работ
Площадные гравиметрические съемки	1:1 000 000	ЗГТ, ПГО «Енисейгеофизика», НИИГА и Новосибирским геофизическим трестом. 1977-1979 годах	Проведенные гравиметрические и магнитометрические работы позволили определить общее погружение фундамента в северном и северо-западном направлениях, выделить крупные блоки и глубинные разломы фундамента
Гравимагнитные работы	-	с 2008 г. по 2010 г. ГНЦ ФГУГП «Южморгеология»	Составлены карта графиков аномалий магнитного поля T_a , плотностные модели разрезов земной коры
Геофизические работы на Анабаро-Хатангской седловине с целью подготовки участков лицензирования»	-	2010-2011 Сибгеотех ООО «Северо-Запад»	Комплексная интерпретация геоэлектрической модели и данных гравимагнитометрии позволили построить тектоническую схему поверхности фундамента для Анабаро-Хатангской седловины и

			северного погружения Анабарской антеклизы.
Электроразведочные работы МТЗ	-	2020-2021 АО «Росгео»	По данным электроразведки МТЗ в осадочном челе выделено 6 геоэлектрических интервалов, построены структурные карты их подошв и карта нефтегазоперспективных зон.
Площадными работами МОВ	-	Таймырская геофизическая экспедиция треста «Красноярскнефтегазразведка» 1962 гг.	Изучен структурный план юрско-меловых отложений, подтверждено существование Балахнинского мегавала

В Хатангском районе планомерные сейсморазведочные исследования начаты в 1972 г. в восточной части ЕХРП силами Таймырской геофизической экспедиции (Рис. 0., Таблица 0.). До 1976 г. работы проводились на участке между озером Таймыр и р. Хатанга по методике простого и двойного профилирования. Изучен структурный план юрско-меловых отложений, подтверждено существование Балахнинского мегавала, Жданихинского и Боганидского прогибов, выделен ряд локальных поднятий, наиболее крупные из которых (Балахнинское, Владимирское, Новое) переданы в поисковое бурение. В 80-е годы региональные и поисковые сейсморазведочные работы проводились в юго-восточной части Енисей-Хатангского прогиба. Уточнено строение Кубалахского вала, подтверждено наличие Массоновского поднятия, зафиксирована область распространения клиноформных образований в отложениях нижнего мела.

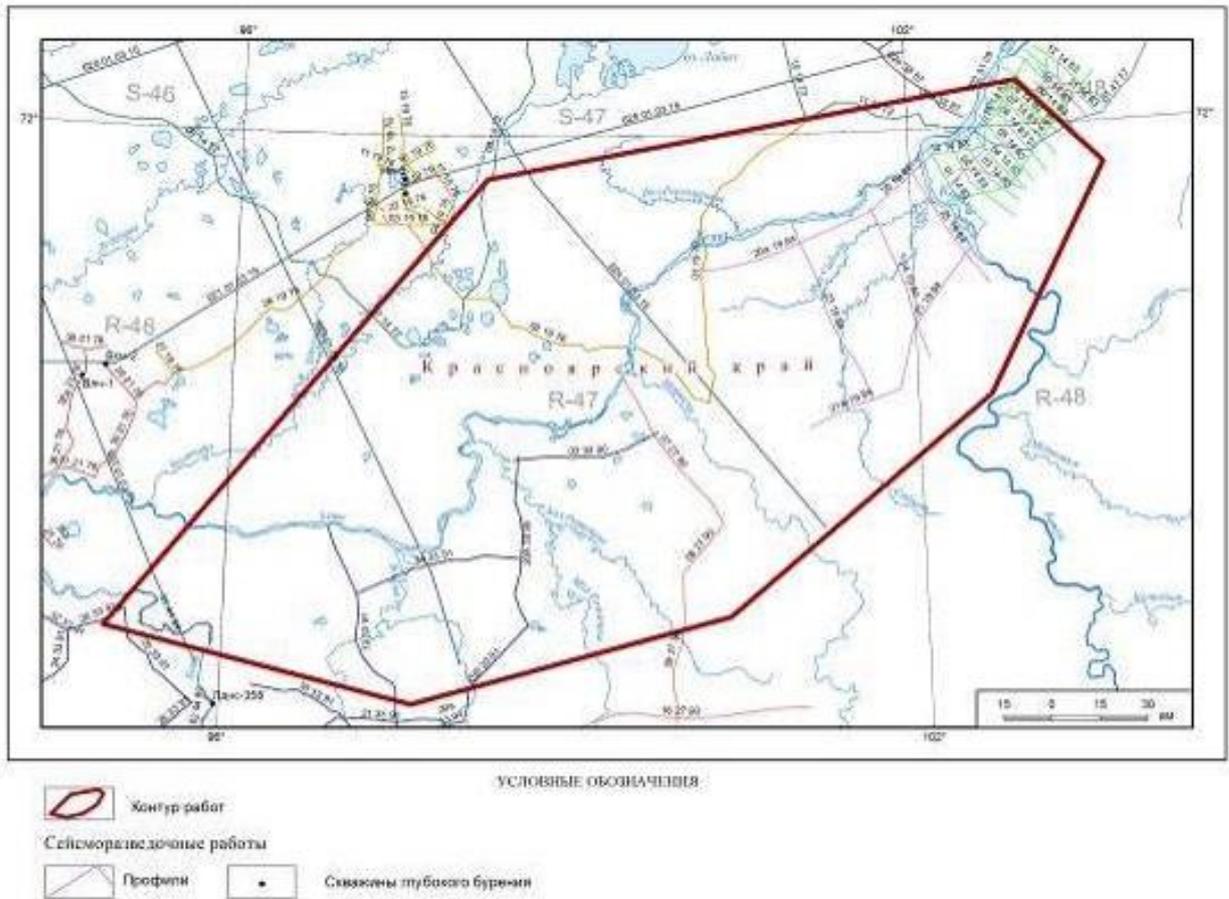


Рис. 0.3 Схема изученности Анабаро-Хатангской площади региональной и площадной сейсморазведкой МОВ

Таблица 0.4–Изученность сейсморазведкой Анабаро-Хатангской площади и прилегающих территорий ЕХРП.

Автор отчета, год, вид работ, Организация, проводившая работы	Основной результат исследований, рекомендация
Котт Н.Е. и др. 1972 г. Отчет о результатах работах сейсмопартий Пайтурминской № 14/71-72 и Балахнинской № 16/71-72., ТГЭ треста КНГР	Подтверждены ранее выделенные структуры II порядка (Балахнинский вал, Пайтурминский и Жданихинский прогибы). Намечены Балахнинское, Кубалахское поднятия
Котт Н.Е. и др. 1975 г. Отчет о результатах работ Лабазной с/п № 1/74-75, Курьинской с/п № 2/74-75, Чайбинской с/п № 16/75 в восточной части ЕХРП., ТГЭ треста КНГР	Уточнено строение Балахнинского вала. Выявлен Кубалахский вал. Выявлено поднятие Новое
Котт Н.Е. и др. 1976 г. Отчет о результатах сейсморазведочных работ Новой с/п № 19/75-76, Владимирской с/п № 20/75-76, Волочанской с/п № 21/76 в восточной части ЕХРП, ТГЭ треста КНГР	Подготовлено и передано в глубокое бурение Новое поднятие. Оконтурено Владимирское поднятие, на котором подготовлена и сдана в глубокое бурение сводовая часть площадью 760 км ²

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

Геологический разрез платформенного чехла восточной части ЕХРП, где расположена Анабаро-Хатангская площадь, сложен кайнозойскими, мезозойскими, палеозойскими и протерозойскими отложениями, залегающие по данным сейсморазведки и бурения со стратиграфическим и угловым несогласием на складчато-глыбовом консолидированном фундаменте архей-протерозойского возраста. Общая мощность чехла достигает более 15 км [21].

На площади работ нет ни одной глубокой скважины, поэтому литолого-стратиграфическая характеристика разреза дана по глубоким, колонковым и поисковым скважинам, пробуренным на сопредельных площадях, материалам геолого-съёмочных работ по обнажениям р.р. Маймеча, Котуй, Котуйкан. Фомич и др. Использовались материалы скважин: Ледянская 358, Кыстыктахская 1П, Точинская 1, Тундровая 1, Волочанская 1,2, Балахнинская 3, Кубалахская 1, Рыбинская 1, Костроминская 1. Массоновская 363 и др. [30].

Фундамент представлен толщей милонитизированных граногнейсов и мигматитов архейского возраста. Отложения вскрыты в южной части Анабаро-Хатангской седловины скважиной Костроминская-1 в интервале 2018-2156 м [32].

Рифейские отложения.

Наиболее полный разрез рифейских отложений прослеживается на западном склоне Анабарской антеклизы, они охватывают мощную толщу разнообразных по составу и генезису пород в объеме нижнего, среднего, верхнего рифея и венда, включающих мукунскую и билляхскую серии, старореченскую свиту [34].

Нижний рифей (R₁). Мукунская серия (R_{1mk}) полосой в 40-45 км прослеживается вдоль северо-западной границы Анабарского кристаллического массива, от верховьев р. Фомич до низовьев р. Налим-Рассоха. Отложения серии с резким угловым несогласием залегают или на

породы коры выветривания ранне-среднепротерозойского возраста, или на метаморфических образованиях архея и представлены красноцветными песчаниками и гравелитами. По литологическому составу серия расчленяется на ильинскую, бурдурскую и лабазтахскую свиты.

Нижний - верхний рефей (R_{1-3}). *Билляхская серия (R_{1bl})* согласно и с постепенным переходом залегает на нижележащих отложениях. По литологическому составу расчленена на три свиты: устьильинскую (Алевриты светло-серые, структура псаммо-алевритовая, состоят из угловатых обломков кварца (до 70%) и незначительного количества обломков калиевого полевого шпата), котуйканскую (Сложена доломитами, известковистыми и глинистыми доломитами и аргиллитами) и юмастахскую (Делится на две пачки: нижнюю - терригенную и верхнюю - карбонатную) свиты. [15].

Верхнерифейские отложения вскрыты в скв. Ледянская 358 в интервале 3971-3522 м. Представлены пестроцветными известняками, интенсивно перекристаллизованными, прослоями доломитизированные, иногда сохранившие первичную сгустково-водорослевую структуру. Дивина Т.А. и др. выделела эти отложения в *аяклинскую толщу (R_{3ayak})*, отвечающую верхней части *билляхской толщи (R_{3blh-s})* Анабарской антеклизы [19]. Особенностью вскрытой толщи является наличие 5 пластов интрузий долеритов основного состава общей мощностью 110 м.

Вендские отложения V. В районе устья р. Котуйкан вендские отложения представлены *старореченской свитой (Vst)*. Свита с угловым несогласием залегает на размытой поверхности юмастахской свиты и представлена строматолитовыми и онколитовыми доломитами, чередующимися с хемогенными разностями; встречаются прослой битуминозных доломитов; в основании разреза отмечается базальный горизонт конгломератов из кремнистых, кремнисто-доломитовых и доломитовых обломков.

В скв. Ледянская-358 вендские отложения вскрыты в интервале 3261-3522 м и представлены толщей доломитов сероцветных, прослоями глинистых, ангидритизированных. В верхней части встречаются пласты ангидритов известковистых, мергелей доломитовых, аргиллитов. Нижняя часть этой толщи Дивиной Т.А. [26], выделена в *константиновскую свиту* венда (интервал 3420-3522 м), что, по мнению Кринина В.А.[29], представляется преждевременным, в силу недостаточности обосновывающего материала. Вендские отложения в рассматриваемой скважине Крининым В.А. расчленяются на свиты, принятые для разрезов юго-запада платформы (сверху-вниз): тэтэрскую (3261-3282 м), собинскую (3282-3398 м), катангскую (3398-3521,5 м).

Толщина старореченской свиты в районе устья р. Котуйкан 45 м. Прогнозируемая общая мощность венда, вскрытых скважиной Ледянской №358, составляет 260 м [29]. Предположительно общая мощность венд-верхнерифейских отложений составляет 400-2500 м.

Кембрийские отложения Є. На западном склоне Анабарской антеклизы отложения кембрийского возраста представлены преимущественно карбонатными породами, содержащими фауну археоциат, триллобитов и брахиопод. Выделены три отдела кембрийской системы.

Нижний отдел Є₁. Алданский ярус (Є_{1a}) разделяется на два горизонта: чабурский представлен известняками, доломитами, глинистыми доломитами и мергелями с прослоями битуминозных известняков и куранахский яруса представлены преимущественно известняками, в бассейне р. Маймеча - преимущественно доломитами и кавернозными доломитами с прослоями окремненных доломитов.

В скв. Ледянская 358 в интервале 2724-3261 м выделяется нижнекембрийская толща (*хетская свита Є_{1ht}* и *ледянская свита Є_{1ld}*), стратиграфическими аналогами которой, по-видимому, является нижний-средний кембрий скв. Кыстыктахская 1П в интервале 4229-4327 м [29].

Хетская свита сложена серыми слоистыми кавернозными доломитами с реликтами органогенных структур, более обильными в верхней части толщи. В пустотах, по трещинам, в виде гнезд присутствует ангидрит. Характерны многочисленные стилолитовые швы с примазками глинисто-битуминозного материала, включения пирита. Мощность свиты в скв. Ледянская -358 - 214 м.

Ледянская свита сложена характерными желтовато-белыми кавернозными, местами сахаровидными доломитами замещения с тeneвыми реликтами водорослевых, иногда мшанкоподобных структур. Мощность в скв. Ледянская-358 - 326 м.

Нижне-среднекембрийские отложения, вскрытые в скв. Ледянская 358, представлены (снизу вверх) пористо-кавернозными, местами сахаровидными доломитами, органогенно-детритовыми известняками, прослоями глинистыми, пористо-кавернозными доломитами. Характерны многочисленные стилолитовые швы с примазками глинисто-битуминозного материала, включения пирита. Мощность толщи 537 м.

Средний отдел ϵ_2 . В разрезах р. Маймеча, в нижнем течении р. Котуй, бассейнах р.р. Медвежья и Эриечка в среднем кембрии выделяется амгинский ярус. Вышележащие отложения майского яруса входят в состав далбыхской свиты.

Амгинский ярус (ϵ_{2at}) в бассейне р. Маймеча представлен доломитами массивными и кавернозными с горизонтом битуминозных доломитов в основании. Общая толщина достигает 130 м.

Майский ярус (ϵ_{2m} - ϵ_3). Далбыхская свита ϵ_{2-3db} в бассейне р. Маймеча и в нижнем течении р. Котуйкан сложена доломитами, строматолитовыми доломитами с многочисленными желваками и линзообразными прослоями кремней. Толщина свиты 220-240 м.

В скв. Ледянская 358 тамуканская свита представлена серыми и темно-серыми, органогенно-детритовыми известняками, в различной степени доломитистыми, с многочисленными остатками водорослей и хиолитов,

обломками раковин брахиоподов и трилобитов. Мощность свиты в скважине 477 м.

Арыканская свита (Є_{2-3ar}) в скв. Кыстыхтахская-1 выделена в инт. 3468-3722 м, в скв. Ледянская 358 выделена в инт. 1901-2249. Верхняя граница свиты проводится по подошве глинистых доломитов в основании хибарбинской свиты.

Верхний кембрий Єз. *Атырдахская свита (Є_{3at})* залегает согласно на подстилающих породах. Сложена доломитами с прослоями оолитовых, онколитовых и строматолитовых разностей. Толщина свиты в бассейнах р.р. Маймеча и Котуй 240-280 м.

Томпокская свита (Є_{3tp}) согласно залегает на подстилающих породах, сложена зеленоцветными глинистыми доломитами с прослоями оолитовых и строматолитовых доломитов. Толщина свиты составляет в бассейнах р.р. Эриечка и Амбардах - 100 м.

В скв. Ледянская 358 в *хибарбинской* свите наблюдается тонкое переслаивание доломитов, доломитовых аргиллитов и ангидритов. Мощность 121 м. Общая мощность верхнего отдела кембрия в скважине - 466 м. К кровле кембрийских образований приурочен отражающий горизонт Ст₃.

Ордовикские отложения (О) согласно перекрывают позднекембрийские отложения. В бассейне р.р. Маймеча и Котуй отложения нижнего ордовика представлены басыноряхской, усть-курунахской и байкитской свитами, а среднего отдела - криволуцким ярусом.

Нижний ордовик (О₁). *Басыноряхская свита (О_{1bjur})* согласно перекрывает позднекембрийские отложения, представлена доломитами, глинистыми доломитами с прослоями оолитовых, алевритистых и песчанистых доломитов, кварцевых и кварц-полевошпатовых песчаников. Толщина свиты в бассейне р. Маймеча составляет 216-230 м, в нижнем течении р. Котуя - 115 м, на р. Медвежьей - 90 м, на Эриечке - 0-20 м.

В скв. Л-358 *басыноряхская свита* вскрыта в инт. 1524-1780 м и подразделяется на две подсвиты. Нижняя терригенно-карбонатная подсвита

(127 м) представлена бежево-серыми, серыми доломитами и глинистыми доломитами, на отдельных интервалах окремненными пестроцветными (от зелено-серых до красно-коричневых) аргиллитами, местами кварцевыми и доломитистыми серыми алевролитами, зелено-серыми мергелями, прослоями ангидритов. Стратотип свиты расположен на р. Маймеча, южнее устья р. Куранах . Мощность свиты 256 м.

Усть-куранахская (O_{1uk}) свита. На р. Маймеча расположен ее стратотип [20]. Свита вскрыта скв. Л-358 в инт. 1325–1524 м, где ее верхняя граница проведена по кровле доломитов. Свита сложена светло-серыми доломитами, известковыми и глинистыми доломитами, на отдельных интервалах с включениями кремней, белыми и серыми ангидритами. Мощность 199 м[29].

Средний ордовик (O₂). *Криволуцкий ярус(O_{2kr})* в бассейне р. Маймеча представлен глинистыми, иногда органогенными известняками, доломитами, алевролитами, аргиллитами. Толщина отложений не более 35 м.

В скв. Лед-358 (интервал 1012-1336 м) толща среднего ордовика представлена красноцветными, реже пестроцветными сульфатоносными песчаниками, мелко- среднезернистыми, в верхней части алевролитами, аргиллитами *кунтыкахинской* и *мойеронской свитами (O_{2mr})* [18]. В средней части разреза присутствует интрузия долеритов мощностью 142 м. Верхнеордовикских отложений на территории работ не известно.

Силурийские отложения S со стратиграфическим несогласием залегают на ордовикских. Разрез силура подразделяется на лландоверийский, венлокский и лудловский ярусы и представлен карбонатными и терригенно-карбонатными литологическими разностями пород.

Нижний силур (S₁) В основании лландоверийских (S_{1l}) отложений выделяется *оранская свита (S_{1on})*. В разрезе скв. Лед-358 свита представлена граптолитовой толщей серых и черных аргиллитов, мергелей, реже комковатых известняков, содержащих многочисленные отпечатки граптолитов, которая четко коррелируется на каротажных диаграммах по

высокой естественной радиоактивности, пониженному кажущемуся сопротивлению и кавернозности. В средней части толщи отмечается прослой известняков тонко-биодетритовых, слабосульфатизированных (мелкие включения гипса). В целом вверх по разрезу возрастает доля глинистых разновидностей пород. Вблизи кровли появляются прослой доломитовых известняков и мергелей. Встречаются прослой битуминозных известняков, капли и примазки нефти по трещинам, порам и кавернам

Хукэлченская свита в скв. Л-358 установлена в инт. 896–977 м. Представлена мергелями, доломитовыми мергелями, аргиллитами, доломитовыми аргиллитами с прослоями органигенных известняков, битуминозными доломитами, глинистыми доломитами и массивными, комковатыми и комковато-слоистыми известняками.

В разрезе скв. Кст-1П (инт. 2231-2313 м) венлок представлен доломитами и известняками темно-серого, серого цветов, катаклазированными, трещиноватыми, перекристаллизованными, кавернозными с большим количеством стилолитовых швов, заполненных органическим веществом, тонкими прожилками белого кальцита. По трещинам отмечается глинисто-железистое вещество, битум.

Верхний силур (S_2). *Лудловский ярус (S_{2ld})* на Ледянской площади представлен доломитами массивными и полосчатыми за счет тонкого переслаивания с аргиллитами, мраморизованными доломитами и мраморами *янгадинской свиты (S_{2jng})*. Верхняя толща сложена частым чередованием мергелей, аргиллитов с прослоями доломитов, в виде пятен содержится ангидрит (*холюканская свита* [18]). Доломиты и мергели кавернозные. В порах и кавернах керн пород содержится нефть и примазки битумов.

Девонские отложения (D) представлены всеми тремя отделами, стратиграфические разбивки, как и по нижележащим горизонтам, порой существенно разнятся у разных авторов. Нижняя граница с силуром однозначно не подтверждена и принята по подошве пестроцветных терригенно-карбонатных отложений *зубовского горизонта*, который

отличается литологическим составом, ритмичностью и комплексом органических остатков от предшествующих отложений верхнего силура.

На Ледянской площади девонские отложения представлены лишь редуцированными нижним и верхним отделами, мощность не превышает 200 м. Отложения зубовского, курейского, разведочнинского, юктинского, накохозского и фокинского горизонтов полностью выпадают из разреза.

Нижний отдел (D_1) представлен зубовской, курейской и разведочнинской свитами.

Зубовская свита ($D_1 zb$) вскрыта скважинами в окрестностях Норильска, в скв. Кст-1 выделена в инт. 2056-1862 м [31]. Кринин В.А. в этом интервале выделяет зубовский горизонт в составе зубовской и хребтовской свит. Зубовский горизонт (свита) сложен неравномерно переслаивающимися сероцветными доломитами, пестроцветными мергелями, аргиллитами, ангидритами, содержащими прослой солей с интрузиями долеритов суммарной мощностью 21 м. Разрез очень схож с подстилающими отложениями. [29].

Курейская свита ($D_1 kr$) в скв. Кст-1П (инт. 1750-1862 м) сложена преимущественно озерными фациями - аргиллитами серого и зеленовато-серого цвета с редкими прослоями мергелей серых и светло-серых, и доломитов серых.

Нижний-средний отделы (D_{1-2}) в скв. Кст-1П (инт. 1545-1712 м) представлены *мантуровской (D_{1-2mnt})* и *юктинской (D_2jkt)* свитами, сложенными переслаивающимися доломитами, известняками, ангидритами, мергелями реже аргиллитами. Породы засолены и сульфатизированы. В подошвенной части толщи встречаются интрузии долеритов суммарной мощностью 26 м, в средней части присутствует единичная интрузия мощностью 5 м. Палеонтологически отложения не охарактеризованы.

В верховьях р. Маймеча распространены *сидинская ($D_2 sd$)* и *юктинская (D_2juk)* свиты среднего девона. Сидинская свита залегает с размывом на отложениях раннего девона и позднего силура, представлена пестроцветными

доломитами с прослоями кавернозных доломитов, мергелей, гипсов и алевролитов. Толщина свиты 40-45 м.

Юктинская свита залегают согласно на сидинской, сложена известняками, органогенными известняками и доломитами. Толщина свиты 40-45 м.

Верхний отдел (D_3) на Кыстыктахской площади в разной степени размыт и представлены нерасчлененными *каларгонской* (D_3klr) и *накохозской* (D_3nkh) свитами. Породы представлены переслаивающимися доломитами, известняками, содержащими подчиненные прослои мергелей и аргиллитов. Встречаются интрузии долеритов общей мощностью 9 м. Доломиты буровато-серые, темно-серые, мелкокристаллические, глинистые до единичных прослоев мергелей, в нижней части толщи известковистые до известняков. Известняки светло-серые, коричневатые, мелко-тонкокристаллические, доломитизированные, кое-где брекчированные. Долериты серовато-зеленые, темно-серые, мелкокристаллические, массивные. Мощность толщи вместе с интрузиями 148 м [29].

В верхнем течении р. Маймеча *накохозная* (D_3nkh) свита согласно залегают на *юктинской* (D_2juk) и сложена аргиллитами с прослоями алевролитов, мергелей и гипсов. Толщина 23 м.

Отложения карбона - перми ($C-P$). Каменноугольные и пермские отложения разбиты многочисленными разрывными нарушениями и насыщены интрузиями. Они расчленяются на ханарскую ($C_{2-3} hn$), катскую свитой ($C_{2-3} kt$), котуйскую ($P_1 kt$) и потокойскую ($P_2 pt$) свиты.

Ханарская свита ($C_{2-3} hn$) названа по р. Ханар (бассейн р. Хеты), выделена А.Б.Гуревичем в 1979 г. [17].

Среднекарбоновые - нижняя часть верхнепермских отложений установлены в интервале 1034-1354 м скв. Кыстыктахская 1П. Толща представлена преимущественно глинисто-алевритовыми породами, с прослоями песчаников, углистых аргиллитов и углей, в нижней части интрузия долеритов мощностью 66 м [29]. Общая мощность пород - 320 м.

В верхнем течении р. Маймеча отложения среднего-верхнего карбона представлены *катской свитой* (C_{2-3kt}). Свита со стратиграфическим несогласием залегает на каларгонской свите девона и представлена полимиктовыми песчаниками, алевролитами, аргиллитам иногда углистыми. Толщина свиты 60-70 м.

Тустахская свита ($P_1 tst$) вскрыта в скв. Костроминская-1, и представлена ритмично переслаивающимися аргиллитами, алевролитами и песчаниками с редкими тонкими прослойками каменного угля. Мощность в скв. Костроминская-1 323 м.

Нижнекожевниковская свита ($P_1 nkzh$) согласно залегает на тустахской свите.

Представлена глинистыми породами и пачками песчаников. Мощность свиты в скважине Костроминская -1 170 м.

Котуйская свита ($P_1 kt$) выделена А.И.Ивановым в 1959 г.[16] в стратотипическом разрезе на правом берегу р. Котуй выше устья р. Кысылкая-Юрях. Залегает согласно на ханарской и представлена мелко- и средне-, крупнозернистыми полимиктовыми песчаниками, с прослоями мелко- и крупнозернистых алевролитов.

Потокойская свита ($P_2 pt$) залегает согласно, иногда с незначительным внутриформационным размывом на котуйской и представлена сложноритмическим чередованием разнозернистых (от мелко- до крупнозернистых) полимиктовых и кварц- полевошпатовых песчаников с линзами брекчиевидных конгломератов, алевролитов, аргиллитов, углистых пород и углей. Свита содержит до 11 пластов и пропластков угля, из них 1-3 пласта рабочей (0,7-5,5 м) мощности. [17].

В скв. Ледянкинская-358 котуйская и потокойская свиты объединены ($P_{1-3 kt+pt}$). Суммарная мощность котуйской и потокойской свит составляет 250 м.

Нерасчлененные отложения верхней перми-нижнего триаса (P_2-T_1) выделены в скв. Кст-1П и колонковых скважинах Кст 1-9 в составе

правобоярской свиты ($T_1 pr$) (инт. 621-1066 м), являющаяся фациальным аналогом ивакинской, гудчихинской, хаканчинской и туклонской свит [35]. Сложена свита чередованием туфов, туффитов, туфобрекчий, базальтов миндалекаменных, плагиофириновых, лавобрекчий. Местами породы сильно раздроблены. Общая мощность свиты 413 м.

Надеждинская свита (T_{1nd}) выделяется в разрезе скв. Кыстыхтахская-1 в инт. 423-621 м. Сложена преимущественно покровами базальтов, залегающими согласно на туфолаковой толще правобоярской свиты. В кровельной части свиты выделяется маломощный прослой алевритовых туфов. Базальты зеленовато-серого, серого и темно-серого цвета с прослоями туфов красновато-буро-серых, зеленоватых. Мощность свиты 198 м.

Моронговская свита (T_{1mr}). Образования свиты согласно залегают на порфировых и гломероплагиофириновых базальтах надеждинской свиты. В скв. Кыстыхтахская-1 выделена в инт. 187-423 м. Сложена покровами базальтов и туфами. Мощность 236 м.

Мокулаевская свита (T_{1mk}). Согласно или с признаками локальных размывов залегают на породах моронговской свиты. Выделена в разрезе скв. Кыстыхтахская-1 в инт. 22-187 м. Сложена покровами базальтов серого и темно-серого цвета с зеленоватым и буроватым оттенком с горизонтами туфов зеленовато-серых, буроватых, алевритовых. Базальты скрытокристаллические, миндалекаменные, порфировые, трещиноватые. Трещины и миндалины выполнены кальцитом. Мощность 165 м.

Средний-верхний разрез триаса (T_{2-3}) представлен неравномерным переслаиванием пачек песчано-алевритового состава и пачек глинисто-алевритового состава. Толщина пачек песчано-алевритовых пород колеблется от 5 до 45 м, глинисто-алевритовыми пород - от 2 до 15 м. В скв. Тундровая - 1 триас сложен темно-серыми аргиллитами тампейской серии, внизу с редкими прослоями зелено-серых туфогенных пород, алевритов и песчаников. Мощность - более 1000 м.

Юрская система (J) характеризуется закономерным чередованием толщ преимущественно глинистой и песчано-алевритовой седиментации, которые прекрасно прослеживаются по латерали и образуют пары проницаемых и экранирующих горизонтов, отражающих трансгрессивно-регрессивные этапы развития территории.

Нижняя юра. Отложения нижней юры, имеющие ритмичное строение, на Балахниской площади вскрыты в полном объеме (скв. Блх-3) и представлены зимней, шараповской, китербютской, надояхской и левинской свитами.

Зимняя свита ($J_1 zm$) в разрезах скважин сложена преимущественно темно-серыми алевролитами, аргиллитами с линзами и прослоями до 10-15 м песчаников, а также гравелитов, конгломератов, содержит проницаемые пласты «Зм». Возраст свиты принят геттанг-раннеплинсбахский. Толщина свиты 450 м (скв. Тундровая 1), 731 м (скв. Балахнинская-3), К низам юрского разреза приурочен отражающий сейсмический горизонт Ia (A).

Средняя юра. Среднеюрские отложения в пределах рассматриваемой площади имеют ритмичное строение и расчленены на четыре свиты: лайдинскую, вымскую, леонтьевскую и малышевскую.

Лайдинская свита ($J_2 ld$) аалена представлена аргиллитоподобными темно-серыми глинами, в прибортовой зоне бассейна с рассеянной галькой, прослоями алевролитов, с остатками фораминифер и морских двустворок. Толщина свиты 45-100 м, формирует отражающий сейсмический горизонт T1d (T₃).

Вымская свита ($J_2 vt$) сложена пластами (25-30 м) буровато-серых проницаемых песчаников (Vm) ритмично переслаивающихся с прослоями алевролитов и аргиллитоподобных глин (до 10 м), с рассеянным углефицированным или сидеритизированным растительным детритом, остатками морской фауны, с линзовидной и кривой, реже горизонтальной слоистостью, свидетельствующей о мелководном характере изученных

разрезов. Толщина свиты на соседней Балахнинской площади изменяется от 154 (скв. Блх-3) м до 172 м (скв. Блх-4).

Верхняя юра. На рассматриваемой территории венчает разрез юрского осадочного чехла *гольчихинская свита* ($J_{2-3} gl$) (верхний бат – низы берриаса). Разрез представлен аргиллитоподобными глинами темно-серыми до черных, местами битуминозными, с прослоями алевролитов, реже песчаников. В нижней части свиты преобладают алевритистые разности. В основании свиты формируется отражающий сейсмический горизонт Па, а в кровле - Па₀, внутри -- Т_{тс} (Т₁).

Меловые отложения (К) представлены нижнехетской, суходудинской, малохетской, яковлевской, долганской, дорожковской, насоновской. Разрез основных продуктивных меловых комплексов (берриас – сеноман) в целом имеет регрессивную направленность, а венчается самым молодым в разрезе – морским туронским региональным флюидоупором.

Нижнехетская свита ($K_1 nch$) (берриас – нижний валанжин) сложена аргиллитоподобными глинами и глинистыми алевролитами серыми массивными или слоистыми с пластами песчаников в нижней и верхней частях (Нх-I – Нх-IV). Толщина свиты до 600 м. Породы охарактеризованы остатками раковин морских организмов. К средней части свиты часто приурочен отражающий сейсмический горизонт Id₁, близ кровли на ундатеме – реперный отражающий сейсмический горизонт Id.

В Притаймырском районе, в связи с проградацией клиноформ и, соответственно, омоложением верхней границы толщи до начала готерива, выделяется *шуратовская* ($K_1 shr$) свита – серые аргиллитоподобные глины и алевролиты с пачками в средней и нижней её частях песчаников (до 100, а в переслаивании низов разреза до 200 м – дерябинская толща). Толщина шуратовской свиты достигает 600 и более метров.

моноклизы (надпорядковая структура между Сибирской платформой и ЕХРП) (Ошибка! Источник ссылки не найден.).

Тектоническое положение и строение Енисей-Хатангского прогиба до настоящего времени не имеет однозначной трактовки. По мнению В.Е. Хаина [22], основная часть прогиба наложена на северный склон Сибирского кратона. Согласно такой трактовке в фундаменте осадочных бассейнов должны залегать архейские и карельские кристаллические образования, а в строении чехла принимать участие весь осадочный разрез Сибирской платформы. Исследователи СНИИГГиМС предполагают широкое развитие в фундаменте прогиба байкальских комплексов (в междуречье Енисея и Дудыпты) и в меньшей степени архейских и карельских (в междуречье Дудыпты и Хатанги), переработанных варисцидами [21].

В восточной части ЕХРП центральное положение занимает Балахнинский мегавал с осложняющим его северо-западное крыло Кубалахским валом. В своде мегавала выделено куполовидное мезоподняние Владимирское, в пределах которого отмечается глубокий эрозионный срез верхнеюрских отложений. Свод Балахнинского вала по подошве юрских отложений ограничивается изогипсой 3,5 км. Осадочный чехол Балахнинского вала разбит многочисленными дизъюнктивами, образующими цветковую структуру, отчетливо выраженную в восточной части вала. Разрывные нарушения особенно многочисленны в доюрских отложениях.

На юго-западе Балахнинский вал через седловину граничит с Рассохинским валом. Эти положительные структуры разделяют на востоке ЕХРП Турку-Логатский и Жданихинский прогибы. Южный Жданихинский прогиб глубже, чем северный Турку-Логатский прогиб. Если в Жданихинском мегапрогибе подошва юрских отложений находится на глубинах от 6 до 7 км, то в Турку-Логатском прогибе этот стратиграфический уровень находится на глубинах от 4,5 до 5,2 км.

Структуры в этой части прогиба имеют северо-восточное простирание. В общей структуре ЕХРП, а также в структуре валов и прогибов отмечается

асимметрия. Рассохинский и Балахнинский мегавалы в истории формирования и развития основных структурных элементов, нефтегазоносности разрезов как юрского, так и мелового комплексов сыграли огромную роль. В пределах исследуемого района установлена сравнительно густая сеть разломов различного простирания. Преобладают диагональные разломы северо-западной и северо-восточной ориентировки. Наиболее крупные вертикальные тектонические движения, по амплитуде достигающие нескольких километров, происходили в позднем палеозое-мезозое по глубинному разлому шовного типа. Глубинные разломы разграничивают структурные элементы исследуемого района, и в процессе своего развития влияли на условия осадконакопления и формирование структурного строения региона. По всем разломам, как северо-восточной, так и северо-западной ориентировки, присутствует сдвиговая компонента. Особенно значительные (до нескольких десятков километров) горизонтальные смещения отмечаются по разломам северо-западной ориентировки.

Наиболее густая сеть разломов выявлена в пределах сводовых частей мегавалов и на северном борту ЕХРП. В Центрально-Таймырском мегапрогибе преобладающая часть разломов затухает в юре и только редкие проникают в неокомские отложения. В сводовых частях мегавалов тектонические нарушения чаще всего проникают через весь разрез мела.

В целом, в тектоническом отношении территория исследования частично или полностью охватывает многочисленные структурно-тектонические элементы различных рангов (от надпорядковых, до I-II порядков), и характеризуется длительной и разнообразной историей геологического развития.

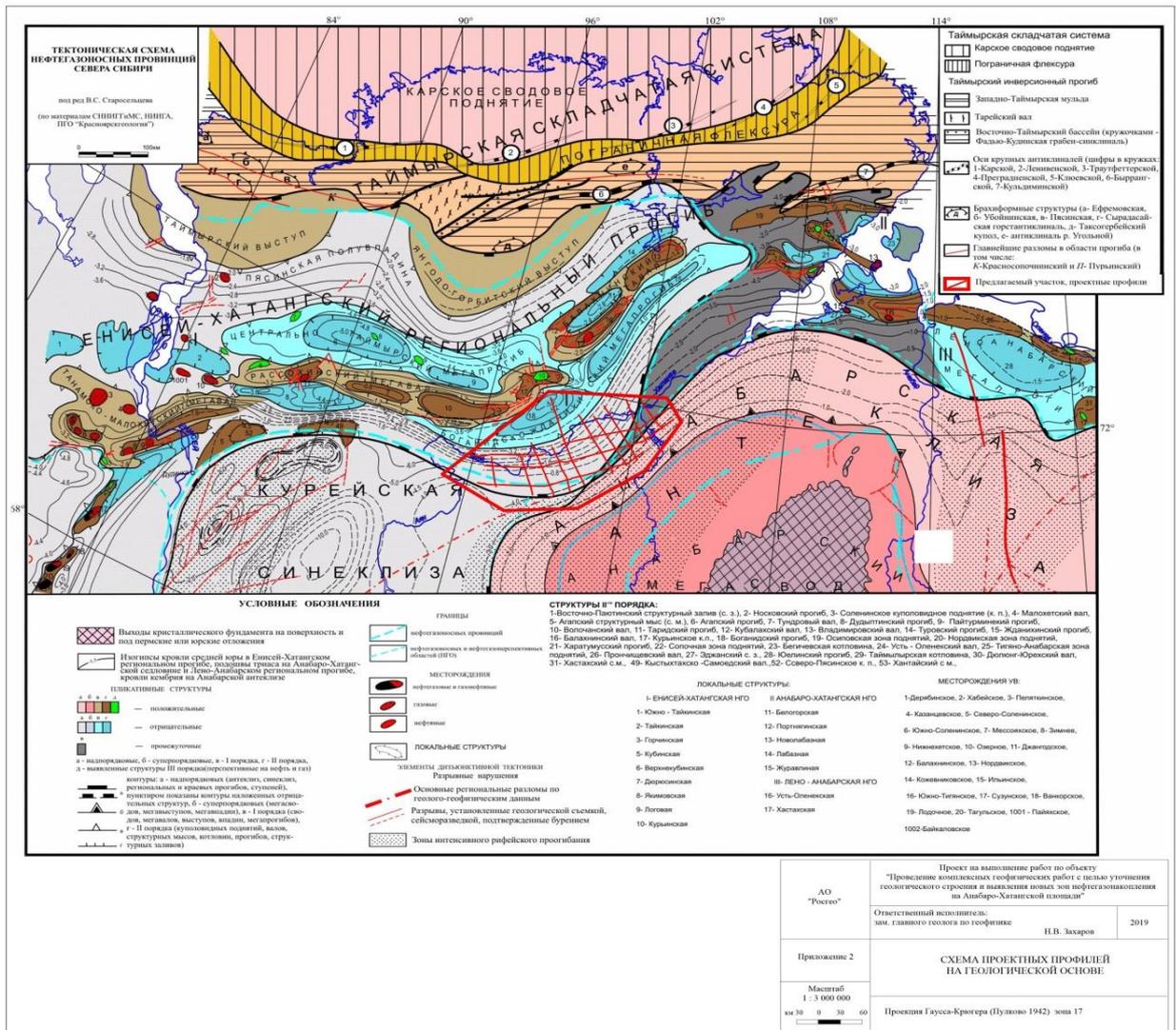


Рис.2.2. Тектоническая схема Енисей-Хатангского регионального прогиба

2.3 Нефтегазоносность

У нефтегазоносных регионов на территории России и ее континентальном шельфе (по материалам ВНИГНИ) видно, что Анабаро-Хатангская площадь занимает самую восточную часть Енисей-Хатангской НГО Западно-Сибирской НГП[25]. В регионе открыт ряд газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и нефтяных месторождений: Казанцевское, Ушаковское, Пеляткинское, Дерябинское, Нанадянское, Пайяхское, Байкаловское, Балахнинское и др. Месторождения сосредоточены в основном на западе Енисей-Хатангской НГО.

Нефтегазоносность восточной и центральной частей ЕХРП изучена значительно хуже. В целом прогнозируется, что слабоизученная территория

ЕХРП обладает значительным нефтегазовым потенциалом. Нефтегазоносность установлена в широком стратиграфическом диапазоне от средней юры (Балахнинское месторождение) до верхнего мела (Казанцевское месторождение). Залежи УВ массивные, пластовые сводовые; по типу экрана тектонически и литологически экранированные. Нефтегазоперспективные ловушки, в основном, являются антиклинальными, но также выделены ловушки неантиклинального типа (Пайяхская, Байкаловская и Соленинская нефтяные залежи). Известны выходы природных газов и многочисленные нефте- и битумопроявления по подстилающим отложениям мезозоя (нижняя юра-триас) и палеозоя.

Согласно карте нефтегазоносности Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа участок работ относится к Точинско-Рыбинскому ПНГР (Рис.).

На севере исследуемая площадь граничит с Рассохинско-Балахнинским НГР, где в 1975 г. поисковой скв. Блх-2, пробуренной в куполе одноименного локального поднятия, открыто газовое месторождение Балахнинское. Продуктивными являются отложениями вымской свиты средней юры.

Балахнинское месторождение приурочено к одноименному брахиантиклинальному поднятию, осложняющему сводовую часть Балахнинского вала. По целевому отражающему горизонту T_{vm} , контролирующему продуктивный пласт Вм-1 сверху, поднятие в зоне, ограниченного разломами субширотного простирания, имеет размеры 34x12 км, площадь порядка 333 км² и амплитуду более 300 м.

Поднятие разбито разломами сбросово-сдвигового типа юго-запад - северо-восточного и северо-запад - юго-восточного направлений на 6 основных блоков, амплитуда смещения которых относительно друг друга достигает более 200 м. Зоны нарушений имеют различную ширину: от нескольких десятков метров до 2,5 км. Из пяти пробуренных на месторождении скважин две (скв. Блх-3, 6) попали в зоны разломов.

Месторождение относится к категории однозалежных. Притоки газа получены при испытании во всех скважинах (за исключением скв. Блх-3) в интервале глубин 1500-1700 м с дебитами от нескольких десятков до 1,5 млн м³/сут.(Таблица). По значению дебитов залежь высокодебитная. Пластовое давление равно гидростатическому. При испытании скв. Блх-4 отмечалось содержание конденсата.

Залежь относится к типу пластово-сводовых, тектонически экранированных, с собственными ГВК в каждом блоке (–1488 м,–1652 м, – 1900 м). Соответственно, в блоках меняется высота залежи и газонасыщенные толщины: от 53 до 24 м и 25,8 м до 15,2 м.

Газ Балахнинского месторождения метановый (90-96%), содержание тяжелых УВ - до 6,85%. Месторождение относится к высокодебитным, мелким по запасам и однозалежным. На настоящее время месторождение находится в консервации. Запасы газа Балахнинского месторождения по категории C₁+C₂ составляют 14 млрд м³.

На территории работ на доступных для бурения глубинах залегают палеозойские отложения, нефтеносность которых доказана на близлежащих площадях Анабаро-Хатангской седловины, а также Кыстыктахской, Ледянской площадях Сибирской платформы. Потенциально перспективными являются отложения ордовика, силура, девона и перми.

Данные о проявлениях УВ при бурении скважин в восточной части ЕХРП приведены в таблице (Таблица) [28].

Терригенно-карбонатные отложения ордовика и силура. На Ледянской площади при бурении скважины 2-Л, в интервале глубин 925-971 м, в известковистых кварцевых песчаниках кунтыкахинской свиты ордовика (байкитский горизонт) отмечено обильное нефтенасыщение. Возможным флюидоупором для резервуара, образованного байкитскими песчаниками, могут служить сульфатоносные карбонатно-глинистые породы среднего ордовика.



Рис. 2.3 Фрагмент карты нефтегазоносности Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. ВНИГНИ, 2014 г.

Таблица 2.1 – Результаты опробования скважин.

Название площади	№ скв.	Интервал опробования	Возраст отложений	Результаты испытаний
Балахнинская	1	3484-3488	J ₁ балахнинская свита	Визуально Q _г = 4000 м ³ /сут
Балахнинская	2	1550-1555	J _{2a2} вымская свита	Абс. Q _г = 54 000 м ³ /сут
Балахнинская	3	3141-4501	J _{1h} - p ₁ - p ₂	Газопроявление Q _г = 500 м ³ /сут
Балахнинская	4	1666-1679	J ₂ вымская свита	Абс. Q _г = 1500 тыс. м ³ /сут

		1689-1703	J ₂ вымская свита	Абс. Q _Г = 1000 тыс. м ³ /сут
Балахнинская	5	1948-1959 1968-1973	J ₂ вымская свита J ₂ вымская свита	Абс. Q _Г = 173,4 тыс. м ³ /сут Абс. Q _Г = 248,95 тыс. м ³ /сут
Балахнинская	6	2170-2185 2210-2225	J ₂ вымская свита J ₂ вымская свита	Расч. Q _Г = 3456 м ³ /сут Q _В = 1,7 м ³ /сут
Новая	2	22142538	J ₂ вымская свита	Q _Г = 500 м ³ /сут
Восточно-Кубалахская	357	В процессе бурения 3550-3640	J ₂ вымская свита	Интенсивное газопроявление, испытать не удалось
Кубалахская	1	3447-3197	J ₂ вымская свита	Объект газоносный, низкой проницаемости

Вероятно, одним из основных перспективных комплексов в районе исследований можно считать отложения венлокского яруса нижнего силура. На Ледянской площади в скв. 3-Л в породах фиксируются примазки черного битума и редкие капли черной нефти, в скв. 2-Л, занимающей более высокое гипсометрическое положение, многочисленные пустоты коралловых построек заполнены желтой текучей нефтью, при этом в интервалах флюидонасыщенности до 60-70% пород насыщены нефтью. Мощность прослоев с выделениями нефти варьирует от 0,2 до 1,2 м. О коллекторских свойствах нефтенасыщенных интервалов на Ледянской площади также можно судить по притоку горько-соленой воды, полученному из венлокских отложений в колонковой скважине 3-Л (на глубине 673-679 м) и в скважине № 358 (на глубине 851 м) дебитом до 2400 м³/сут.

Сульфатно-карбонатные отложения девона. На Кыстыктахской площади отложения девона изучены в трех скважинах: Кст-2; Кст-4 и Кст-7. Нефте- и битумопроявления в основном приурочены к отложениям каларгонской и юктинской свит. Много битуминозных доломитов, где битум тонкорассеянный в массе породы либо формирует тонкие прослои в доломитах.

По скважине Кст-2 отмечено шесть уровней в интервале 927,8-1186,7 м, где жидкая нефть и битум заполняет каверны в доломитах и известняках. Часто наблюдаются примазки пластичного битума по плоскостям напластования и стенкам пустот. По разрезу скважины Кст-4 отмечается один

уровень в интервале 1188,0-1206,0 м, где нефтяные проявления приурочены к мелким жеодам. По скважине Кст-7 в интервале 1041,5-1140,3 м – каверны и жильный кальцит в доломитах, в которых нефть светло- до темно-коричневого цвета. Данные о проявлениях миграционных нафтидов в колонковых скважинах Кыстактахской и Ондодоминской площадей представлены в таблице (Таблица).

Таблица 2.2 – Нефтепроявления по скважинам Кыстыктахской и Ондодоминской площадях.

№ скважины	Глубина, м	Вид заполнения	Тип и характер проявления
Нижний триас - Верхняя пермь (Т ₁ -Р ₃)			
Мокулаевская свита (Т ₁ mk)			
Кст-5	191,8; 232,5	миндалины (до 4 мм)	нефть
Моронговская свита (Т ₁ mr)			
Кст-5	513,5	миндалины	нефть текучая
Кст-8	392,05; 435,4	пустоты	нефть, битум
Надеждинская свита (Т ₁ nd)			
Кст-1	667,7; 721,7; 760	жеоды, миндалины	нефть
Кст-5	592,5; 642,6	миндалины, трещины	нефть текучая
Кст-8	746,7; 751,3; 756,0;	кварцевые жеоды	нефть
Туклонская свита (Т ₁ tk)			
Кст-1	871,6	жеода	нефть
Кст-5	774,0; 762,5	миндалины	битум
Хаканчанская свита (Т ₁ hk)			
Кст-4	642,7	жеода	нефть
Гудчихинская свита (Т ₁ gd)			
Кст-3	671,4; 722,6	миндалины	нефть, битум
Кст-5	879,9	миндалины	нефть текучая
Кст-8	1111,5	пустоты в кальците	нефть
Сыверминская свита (Т ₁ sv)			
Кст-5	1076,4	миндалины	нефть
Кст-9	1350,1	трещины и пустоты миндалины	нефть
Кст-9	1406,4	жеода горного хрусталя	нефть
Правобоярская свита (Р ₃ -Т ₁ pr)			
Онд-1	750,6	трещины в долеритах	нефть
Ивакинская свита (Р ₃ iv)			
Кст-5	1102,5	миндалины	нефть полужидкая
Кст-8	1354,8	пустоты в породе	нефть
Кст-9	1414,0	жеода горного хрусталя	нефть
Тунгусская серия (С ₂ -Р ₂)			
Онд-1	1231,8	углистые алевролиты	нефть
Верхний девон (D ₃)			
Каларгонская свита (D ₃ kl)			

Кст-2	927,8; 932,4; 1023,9	каверны	нефть
Кст-2	1029,4; 1031,5	пропитаны известняки долом.	нефть
Кст-4	1190,4; 1195,4; 1208,8	пропитаны доломиты	нефть
Кст-7	1051,3; 1089,0; 1103,9	каверны, трещины	нефть
Онд-1	1267,9	Кристаллы кальцита в кавернах	Примазки битума
Онд-2	1370,9; 1447,0	Поры, трещины доломитах	Нефть желтого цвета
Средний девон (D ₂)			
Накохозская свита (D ₂ nk)			
Онд-1	1386,8	Доломиты	Нефть

На АХС в 30–40-е годы были открыты нефтяные залежи приуроченные, главным образом, к пермским отложениям на Нордвикской (+ триасовая залежь чайдахской свиты), Кожевниковской, Ильинской, Чайдахской и Южно-Тигянской площадях.

Заметные притоки нефти из самых «молодых» пластов получены на Нордвикской структуре (0,9 м³/сут). Залежь приурочена к пластам чайдахской свиты карнийского яруса триаса и залегает на глубинах 90–120 м в зоне многолетней мерзлоты, которая, вероятно, и экранирует залежь, т.к. выше залегают такие же песчаники и пески чайдахской свиты. Залежь прослежена по простиранию, она приурочена к сбросовой части купола в виде узкой полосы. Нефть тяжелая с удельным весом 0,94 г/см³ (скв. 429). В скв. 402 из ильинской (верхнекожевниковской) свиты получен слабый приток безводной нефти с удельным весом 0,836 г/см³.

В характере распределения нефтепроявлений намечается определенная закономерность, по крайней мере, в настоящее время выраженная в увеличении их количества вблизи зон нарушений.

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

На настоящее время на Анабаро-Хатангской площади не пробурено ни одной скважины. Для стратиграфической привязки отражающих границ и оценки подсчётных параметров целевых отложений была выполнена интерпретация ГИС по 6 скважинам, пробуренным на смежных площадях. Петрофизическая интерпретация проведена по скважинам Мсн-363, ЮжТг-1, Влч-1 и Лед-358, а привязка отражающих границ-по скважинам Влч-1, Влч-2, Нв-1, Нв-2 и Мсн-363 (мезозойские отложения), и скв. Лед-358, Рб-1, Кстр-1 (палеозойско-протерозойские отложения).

Скважина Мсн-363 вскрывает перспективные терригенные отложения яковлевской, малохетской, суходудинской, а также характеризующиеся клиноформным строением осадки нижнехетской свиты мезозоя, на забое – верхнеюрские глинистые отложения гольчихинской свиты (Таблица. 3.1). Все остальные скважины вскрывают терригенные толщи мисайлапской и кожевниковской свит перми верхнего палеозоя с доказанной нефтегазоносностью по смежным площадям. С этими осадками связаны месторождения нефти расположенные в пределах Анабаро-Хатангской НГО северо-восточнее изучаемой площади работ (Южно-Тигянское, Нордвигское, Кожевниковское, Ильинское). Скважина Лед-358 вскрывает палеозойские осадки на всю глубину, а на забое – отложения рифея. В скважине зафиксированы нефтепроявления в виде капельной нефти в карбонатном силуре.

Таблица 3.1 – Результаты интерпретации данных ГИС.

Свита	Интервал коллекторов		Нэф., м	Кп, %	Кнг, %
	кровля	подошва			
Скв. Южно-Тигянская-1					
Мисайлапская, Р2-3	1092.7	1098	5.3	14.3	24.1
	1107.5	1113.2	5.8	17.8	47.1
	1115.7	1120	4.3	15.2	28.6
Верхнекожев., Р2-3	1293.5	1296.2	2.8	14.6	22.9

Нижнекожев., P2-3	1554.5	1566.25	11.8	12.4	34.6
	1749	1786.2	37.3	14.1	27.7
	1894.7	1900	5.3	12.2	48.2
Густахская, P2-3	1993.5	1998.5	5	10.5	26.3
	2060.7	2063.2	2.5	13.2	23.2
Скв. Волочанская-1					
Мисайлапская, P2-3	2799	2811	12	15.6	37.5
	2868.6	2874.8	6.2	11.5	20.7
	2889.8	2899.8	10	12.7	19.7
	3019.5	3027.6	8.1	14.6	14.5
	3050.7	3066.4	15.7	14.4	19.8
	3070.8	3077.4	6.6	14.9	18.5
Скв. Ледянская-358					
Девон, D	638	645	7	8.1	возможно продукт
	649	656.5	7.5	8	возможно продукт
Силур, S	845.5	849	3.5	7.1	возможно продукт
	852	868	16	7.4	возможно продукт
	869.5	902	32.5	8.3	возможно продукт
	1083.5	1102	18.5	4.7	возможно продукт
Кембрий, Km	1920	1925	5	6.8	возможно продукт
	2819	2825	6	5.1	22.7
	2851.5	2855.5	4	5.2	18.1
	2899.5	2904.5	5	7.5	28.2
	3110.5	3116.5	6	6.4	31,0
	3118	3126	8	5.3	17.4
	3239	3264	25	6.8	21.6
Рифей, R	3562.5	3573.5	11	6.4	18.9
	3620	3622.5	2.5	9.5	23.3
	3799.5	3801.5	2	5.1	13.8
	3820.5	3825	4.5	8.7	16,0
	3827.5	3832	4.5	5.7	16,0
	3894.5	3900	5.5	8.1	23.4
	3944.5	3947.5	3	8.6	19.4
Скв. Массоновская-363					
Яковлевская, K1 jak	1217	1224.8	7.8	20.2	27.7
	1226.1	1259	32.9	22.2	28.1
	1391.9	1411.4	19.5	20.8	38.2
	1477.3	1481	3.7	21.9	41
Малохетская, K1 mch	1530.7	1545.6	14.9	24.3	37.4
	1548.9	1575.2	26.3	22.5	28.6
	1589.6	1604.9	15.3	21.8	24.9
	1607.4	1613.6	6.2	21.3	33.3
	1615.1	1622.2	7.1	22	33.8

Суходудинская ,К1 sd	2049.5	2059.2	9.7	24	36
	2107.5	2117.2	9.7	19.6	21
	2134.9	2139.7	4.8	20.7	33.4
	2148.3	2161.4	13.1	18.7	23.2
	2174.4	2183.3	8.9	20.4	29.6
	2190.7	2196.7	6	19.6	40.1
	2200.8	2206.2	5.4	20.3	42.1
	2221.8	2241.3	19.5	20.1	24.8
	2259.5	2264.1	4.6	20.1	25.8
	2279.5	2281.9	2.4	18.7	27.6

По всем скважинам проведён следующий стандартный комплекс промыслово-геофизических исследований: метод самопроизвольной поляризации (ПС); радиоактивный каротаж (ГК, НГК); градиент зонды (КСЗ и КС4); потенциал зонд (ПЗ); кавернометрия (ДС); акустический каротаж (АК); В отдельных скважинах был записан полный комплекс бокового каротажного зондирования (БКЗ); индукционный каротаж (ИК); боковой каротаж (БК); микрозондирование (МКЗ); Резистивиметрия записана только в двух скважинах - Влч-1 и Мсн-363. Выполненный комплекс ГИС скважин представлен в (Таблице 3.2). Имеющийся комплекс ГИС является минимально необходимым и, в целом, достаточен для решения задач литологического расчленения разреза, построения объемной литологической модели, выделения коллекторов и определения их подсчётных параметров.

Таблица 3.2 – Выполненный по скважинам комплекс ГИС.

№ скв.	ИК	АК	Радиоактивный каротаж		Кавернометрия (КВ)	АК Ц	ГК -П	Резистивиметрия	Инкл инометрия	Газ овый каротаж	Тер мометрия	При мечания
			ГК	НГК								
Ютг-1	-	-	40 - 3290	40 - 3290	40 - 3290	-	-	-	-	-	-	-
Влч-1	138 6- 165 6 254 0- 338 0	690- 338 0	20- 3380	20- 3380	20- 3380	-	-	139 7- 152 7 254 0- 285 0	-	-	20- 338 0	-

Лед-358	-	60-2950	60-3960	60-3960	60-3960	-	-	-	-	-	-	-
Мсн-363	1900-25002595-3590	2086-4170	50-4345	50-4345	50-4345	-	-	3000-3520	-	-	50-4345	-
N Скв.	Масштаб	БКЗ							ПС	МКЗ	БК	БМК
		A0,4 M0,1 N	A1,0 M0,1 N	A2,0 M0,5 N	N0,5 M2,0 A	A4,0 M0,5 N	A8,0 M1,0 N	N6,0M 0,5A N11,0 M0,5A				
Ютг-1	1:250	-	-	-	-	40-3290	-	40-3290	40-3290	-	-	-
Влч-1	1:100	1380-3380	1380-3380	1380-3380	-	1380-3380	-	20-3380	20-3380	2850-3385	1460-1840-2300-3380	-
Лед-358	1:500	-	-	60-3960	-	60-3960	-	60-3960	-	-	2250-3200-3500-3960	-
Мсн-363	1:100	1900-3500	1900-3500	50-4345	-	50-4345	1900-3500	50-4345	50-4345	1890-2790	1900-2500	2077-2500

С целью оценки подсчётных параметров необходимо петрофизическое обеспечение интерпретации кривых ГИС, которое основывается на результатах изучения керна. Все изучаемые скважины пробурены с отбором керна. Лабораторными исследованиями изучен гранулометрический и минеральный состав, выполнено макро- и микроскопическое описание керна и шлифов, определены фильтрационные свойства пород коллекторов. Петрофизические свойства изучены только в скважине ЮжТг-1, по которой и

были получены петрофизические модели для терригенных коллекторов мисайлапской и кожевниковской свит, но этих данных недостаточно для петрофизической интерпретации всего разреза.

Из-за не полноты петрофизических данных в работе дополнительно использовались зависимости, установленные в других скважинах, но с близкими фациально-литологическими характеристиками вскрытых разрезов. Для палеозойских карбонатных осадков использовались петрофизические модели, полученные по скважине Кст-1 (Исаев Отчет_Самоедский), для мезозойских - связи, установленные на Пайяхском месторождении [24]. В работе также использовались общепринятые эмпирические уравнения.

Петрофизические зависимости для параметра пористости R_p , нефтенасыщенности R_n и коэффициента пористости K_p для мезозойских терригенных отложений представлены следующими уравнениями:

$$R_p = 1.6 / K_p^{1.6} \text{ и } R_n = 1 / K_v^{1.45},$$

$$K_p(АК) = 0.01 * (\Delta t - 170) * (1.482 * A_{пс} + 0.404)^{0.588} \text{ по Ахиярову,}$$

где Δt - текущее значение интервального времени, $A_{пс} = \Delta U_{пс} / \Delta U_{пс, макс}$ – двойной разностный параметр, вычисляемый по кривой ПС, но часто из-за не информативности вместо нее использовалась кривая ГК.

Для клиноформных отложений неокома из-за наличия зоны с АВПД использовались другие петрофизические связи:

$$R_p = 1 / K_p^{1.94} \text{ и } R_n = 1 / K_v^{1.54}.$$

$$K_p(АК) = 0.024 * (\Delta t - 170)^{0.5} * (A_{пс} - 0.05)^{0.25}.$$

Коэффициент пористости по НК рассчитывался по выражению:

$K_p(НК) = W - K_{гл} * \omega_{гл}$, где W - суммарное водородосодержание, $\omega_{гл}$ – водородный индекс равный 0.3, $K_{гл}$ - коэффициент объемной глинистости, вычисляемый по формуле:

$K_{гл} = S_{гл} * (1 - W)$, где $S_{гл}$ - коэффициент весовой глинистости, вычисляемый по уравнению Ларионова, которое представлено следующим выражением:

$S_{гг} = S_{гг.макс} * (1 - (1 - dJ_{гк})^{1/2})$, где $S_{гг.макс}$ для глин изменяется от 0,7 до 1.

Петрофизические модели для терригенных отложений палеозоя $R_{п} = 1/K_{п}^{1.58}$ и $R_{н} = 1/K_{в}^{1.4}$ по своим коэффициентам в уравнениях мало отличаются от описанных выше моделей для мезозоя. Это позволяет использовать единые уравнения для терригенных осадков, подбирая линейные множители в уравнения по каждой скважине и интервалу разреза для калибровки на водоносные пласты. При расчете коэффициента пористости $K_{п}$ по НК для более древних отложений водородный индекс $\omega_{гг}$ был принят равным 0,2, пористость по АК вычислялась по методике Ахиярова для терригенных коллекторов.

Для карбонатных отложений рифей-палеозойского возраста использовались уже другие уравнения $R_{п} = 1/K_{п}^{1.63}$ и $R_{н} = 1/K_{в}^{2.1}$, а фильтрационно-емкостные свойства были получены при построении литологической компонентной модели, более подробно о которой будет написано ниже[2].

При интерпретации каротажных кривых было выполнено литологическое расчленение разреза скважин. Для терригенных разрезов по граничным значениям на диаграммах различных методов ГИС были выделены основные литологические разности. Это «плотняки» с повышенными значениями скоростей продольных волн ($V > 4650$ м/с) и кажущихся сопротивлений ($R > 50$ Ом); угли с минимальными значениями кривых ГК, НКГК и большими сопротивлениями $R > 30$ Ом; песчаники с $A_{гк} > 0,75$, алевролиты с $0,35 < A_{гк} < 0,75$ и аргиллиты с $A_{гк} \leq 0,35$. Для песчаников и алевролитов выделялись интервалы коллекторов. К коллекторам относились интервалы со значениями открытой пористости по кривой $K_{п}$ более 12% для более молодых мезозойских отложений, для более древних терригенных осадков палеозоя граничное значение пористости было выбрано равным 10%.

Объемная карбонатная модель для протерозойско-палеозойских отложений была получена в результате решения системы линейных уравнений

относительно пористости K_p , объемного содержания известняка $V_{изв}$, доломита $V_{дол}$, ангидрита $V_{анг}$, каменной соли $V_{соль}$, песчаника $V_{пес}$ и глинистости $K_{гл}$, с использованием разработанных компанией Шлюмберже литологических палеток и петрофизических констант минеральных компонентов. По объемной модели получена дискретная литологическая колонка. Для доломитов и известняков выделялись интервалы коллекторов. К коллекторам относились интервалы со значениями открытой пористости по кривой K_p более 4% и $K_{гл}$ менее 5%.

Однако эти граничные значения по кривым $K_{гл}$ и K_p являются недостаточными для выделения карбонатных коллекторов из-за более сложного строения реальной среды по сравнению с используемой компонентной моделью. По результатам описания керна, шлама и шлифов межкристаллические поры, возникшие в результате постседиментационных процессов доломитизации, а также каверны и трещины, частично или полностью замещены вторичными кристаллами ангидрита и гипса. Поэтому при выделении коллекторов были дополнительно наложены граничные условия по электрическим сопротивлениям сложнопостроенных карбонатных толщ. Фоновые значения не коллекторов для карбонатных кембрийско-рифейских отложений были приняты равными 700 Ом, а для девон - ордовикских осадков - 250 Ом [33].

Для определения истинного электрического сопротивления пластов использовалась изорезистивная методика по комплексу БКЗ-ИК-БК-ПЗ. В скважинах с отсутствием записи кривой резистивиметрии сопротивление бурового раствора подбиралось по коротким зондам БКЗ или другим зондам небольшого радиуса исследования. При отсутствии коротких зондов – по палеткам общего решения. Полученные пластовые сопротивления в опорных пластах использовались для пересчета кривой кажущихся сопротивлений (R_k) по установленной функциональной зависимости в кривую (R_t) истинных сопротивлений по всему стволу скважин.

Интерпретация ГИС скв. Лед-358 выполнена с использованием установленных в скважинах месторождений Восточной Сибири петрофизических связей, и показавших свою эффективность для рифейско-нижнекембрийских карбонатных отложений. Из-за малоинформативного комплекса ГИС в скважине Лед -358 в качестве кривой Rt была принята кривая кажущихся сопротивлений КС4. В этой скважине при интерпретации вместо кривой сопротивлений водоносного пласта использовалась кривая его кажущихся значений. Все рассмотренные выше петрофизические зависимости, общепринятые эмпирические связи и результаты интерпретации кривых Rk легли в основу оценки ФЕС и характера насыщения пластов.

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

На запроектированном участке работ перед ГИС поставлены следующие геологические задачи:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка характера насыщения коллекторов;
- 4) Определения водонефтяного контакта;

4.2 Обоснование объекта исследования

Исходя из анализа основных результатов геофизических работ прошлых лет, был выбран участок для проведения геофизических работ, который считается оптимальным для исследования скважин. Также был выбран комплекс геофизических методов исследований скважин, который позволяет решить все поставленные задачи и обеспечить необходимый уровень точности и достоверности полученных результатов на Анабаро-Хатангской площади. На (Рис.4.1 и Рис.4.2) показаны сводные карты перспектив по третьему-шестому геоэлектрическим комплексам. Перспективные зоны выделялись по следующим критериям:

- Повышенное сопротивление в пределах геоэлектрического комплекса (коллектор)
- Наличие в вышележащих отложениях слоя пониженного сопротивления (флюидоупор).
- Наличие вверх по восстанию пласта зоны понижения сопротивления (смена литотипа, литологическая ловушка)

К наиболее перспективным в комплексе мезозойских отложений стоит отнести две зоны:

- 1) Первая зона расположена на западе АХП. В верхнемеловых отложениях (3-й геоэлектрический комплекс) перспективными является область в районе пересечения профиля 1 с 12-м и 14-м, в нижнемеловых – на

пересечении 12 профиля со 2-м, 3-м и 4-м. В юрских отложениях - на пересечении 12 и 14 профилей с 1-м и 2-м. В домезозойских отложениях в этой зоне выделяется валообразное поднятие субширотной ориентировки. Также стоит отметить, что в зоне выклинивания под юрскими отложениями терригенных триасовых отложений наблюдается пониженные сопротивления. Для пермских и триасовых пород понижение сопротивления говорит об улучшении коллекторских свойств (о повышении проницаемости, пористости, трещинноватости). Снижение сопротивления в зонах выклинивания может маркировать наличие коры выветривания. Все эти факторы говорят о перспективности данного интервала. Однако отсутствие аналогов и высокие риски выделения неантиклинальных объектов не позволяют выделить триасово-верхнепалеозойский интервал как самостоятельную перспективную зону [6].

2) Вторая зона расположена на пересечении 13-го профиля с 6-м и 7-м. Здесь перспективными являются отложения нижней юры (6-й геоэлектрический комплекс). По сейсмическим данным, проявляется благоприятный структурный признак в волновой картине. Кроме того, в доюрских отложениях повышенным сопротивлением выделяется интенсивная положительная структура [23].

Иными словами, в ходе проектирования работ на участке (см. Рис. 4.2) было обнаружено, что имеется 2 перспективных сейсмических профиля 13 и 14. Исходя из интерпретации сейсмических данных и данных МТЗ, на основе этих профилей было решено заложить поисковую скважину **Ледянская-359** (см. Рис. 4.3).

Для изучения данного вопроса будут рассмотрены методы и техники геофизических исследований, которые применяются в большинстве поисковых скважин на Анабаро-Хатангской площади. Скважина будет

буриться до глубины 2900 метров, до пород палеозойского фундамента.

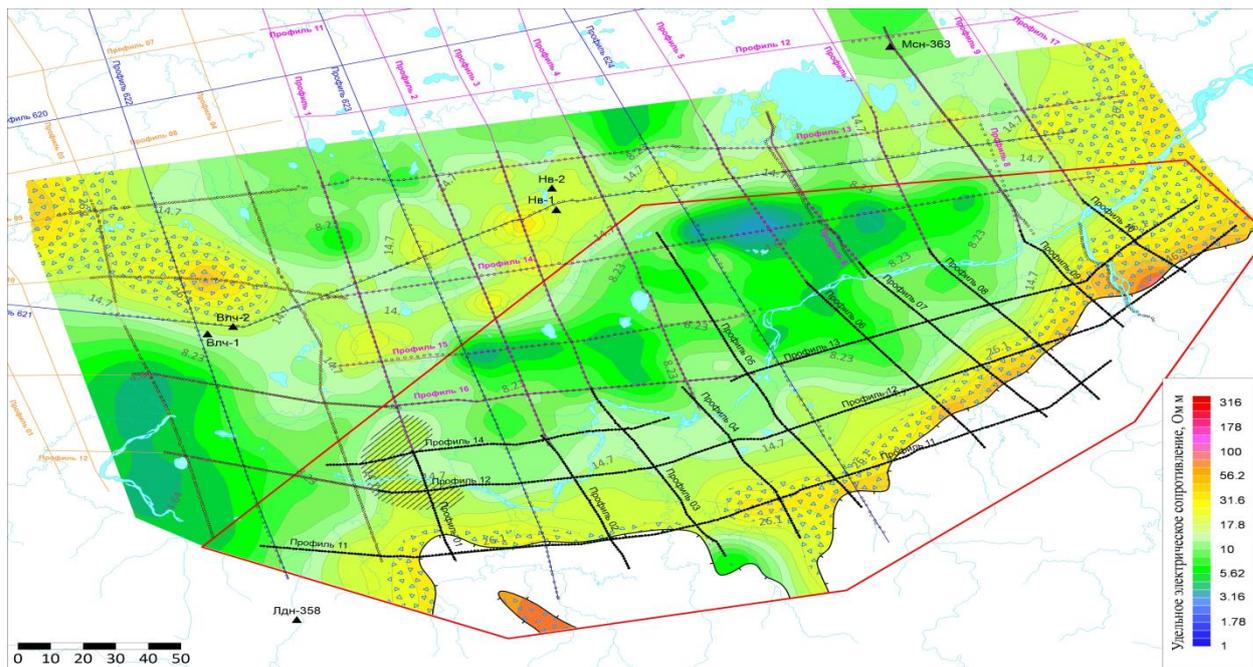
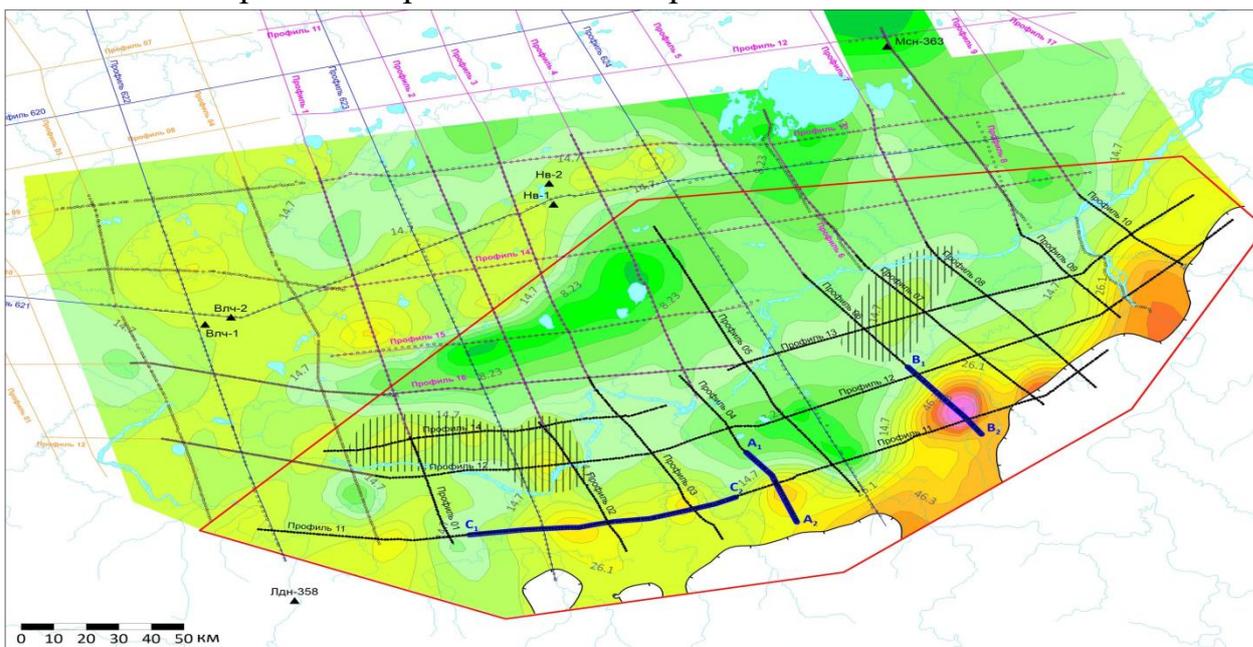


Рис. 4.1. Карта УЭС третьего геоэлектрического комплекса



Условные обозначения

	граница участка		скважины
	линии профилей и их номера		пикеты Анабаро-Хатангской площади и их номера
	профили Северо-Авамской площади		пикеты соседних площадей
	профили Центрально-Таймырской площади		область влияния многолетнемерзлых пород
	профили Новокубалахской площади		граница выклинивания комплекса
	профили Восточно-Таймырской площади		перспективные зоны по данным МТЗ
	композитные профили, по которым представлены разрезы в отчете		

Рис. 4.2. Карта УЭС шестого геоэлектрического комплекса

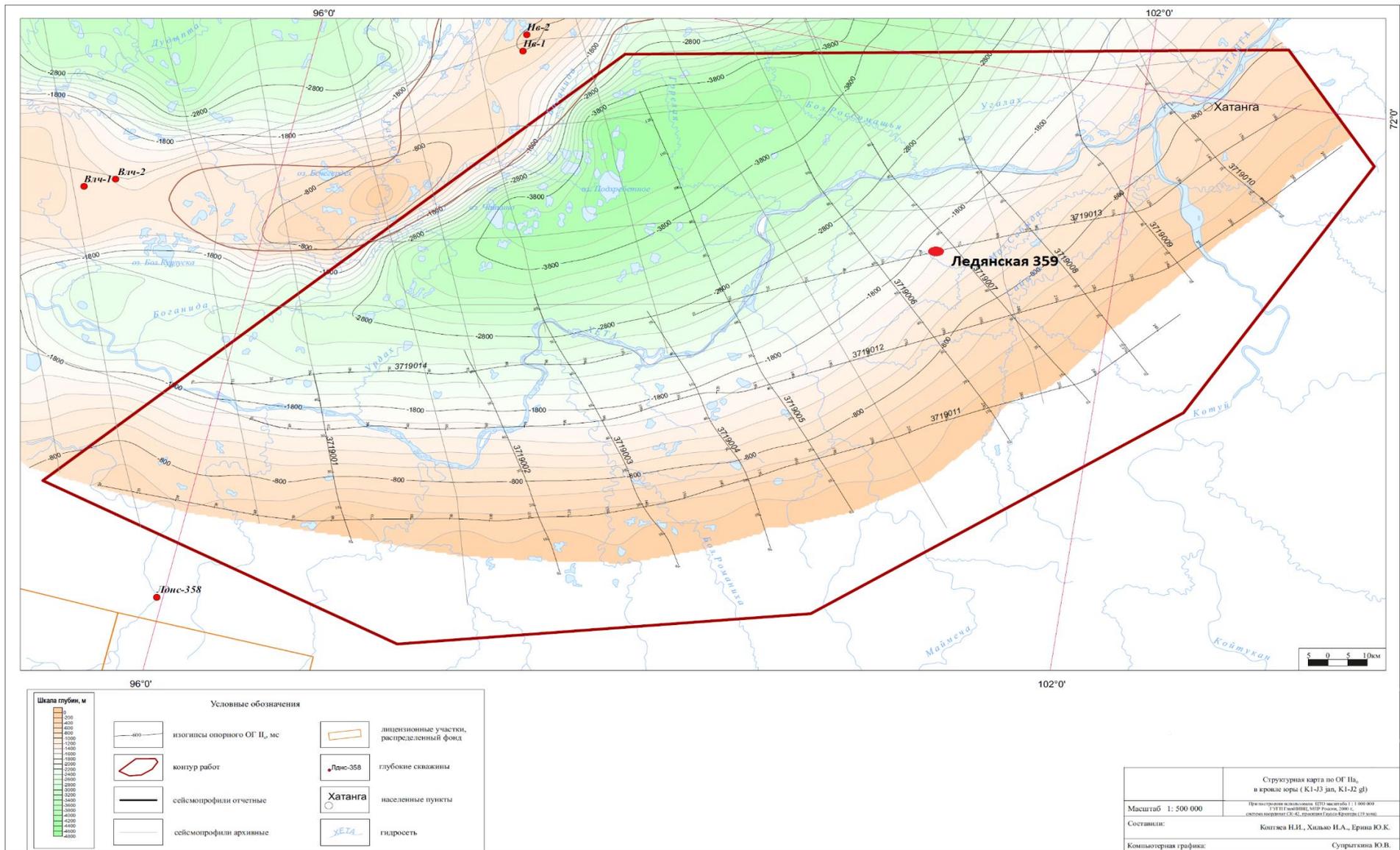


Рис. 4.3 Структурная карта ОГ Па0 в кровле Юры, Анабаро-Хатангская площадь.

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

На диаграмме (см. Рис. 3.1) показаны результаты каротажей, выполненных в интервале, где использовались методы АК (акустический каротаж), БК (боковой каротаж), НГК (нейтронный гамма-каротаж), ГК (гамма-каротаж), КВ (кавернометрия). Как видно из данных, эти методы в полной мере решают поставленные задачи.

Для оценки перспективности месторождения необходимо решить следующие геологические задачи с помощью геофизических исследований:

- литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов;
- определение ФЕС продуктивных пластов (коэффициента глинистости, коэффициента пористости, коэффициента проницаемости);
- оценка характера нефтенасыщения коллекторов и определение местоположения ВНК [4].

Для литологического расчленения и выделения коллекторов в проектируемый комплекс включены методы: электрометрии (ПС, КС, БКЗ), радиометрии (ГК), кавернометрия. В качестве дополнительных методов для уточнения литологического состава и более надежного выделения пластов-коллекторов применяются комплексные измерения методами: электрометрии (БК, ИК, МБК), радиометрии (НГК, НКТ), акустического метода (АК) и резистивиметрия.

Основными методами для определения коэффициента пористости являются методы каротажа естественной поляризации (ПС), гамма-каротажа (ГК), нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ). Основными методами для определения глинистости являются методы гамма-каротажа (ГК), каротажа естественной поляризации (ПС). Основными методами для определения коэффициента проницаемости являются методы каротажа естественной поляризации (ПС) и бокового каротажа (БК).

Основными методами для определения характера насыщения коллекторов и местоположения ВНК при наличии зоны проникновения являются БКЗ, БК. [8,14].

Исходя из всего вышесказанного, для осуществления поставленных задач предлагается следующий комплекс ГИС:

1. ПС (каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации),
2. ИК (индукционный каротаж),
3. Радиоактивный каротаж (ГК, НГК);
4. Инклинометрия;
5. Кавернометрия;
6. Комплекс электрических методов (БКЗ, БК);
7. Акустический каротаж;

Как правило выбор определенного метода ГИС зависит от конкретных поставленных геофизических и геологических задач, а точнее от степени их решения с использованием того или иного метода или их комплекса.

Метод ПС (поляризация самопроизвольная).

Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) — один из самых распространенных электрических методов геофизических исследований скважин, основанный на изучении естественных электрических полей. Показывает наличие естественных электрических полей, возникающих благодаря протеканию на границах между породой и глинистым раствором электрохимических процессов (напряжение в мВ — милливольт).

Метод ИК (индукционный каротаж).

Сущность метода, основанная на измерении магнитного поля вихревых токов, индуцированных в горных породах. Скважинный снаряд для индукционного каротажа включает генераторную, фокусирующую и приёмную катушки, расположенные коаксиально. Переменный электрический ток частотой 10-20 кГц, пропускаемый по генераторной катушке, создаёт

магнитное поле, которое индуцирует вихревые токи в горные породы, окружающие скважину.

Радиоактивные методы исследования (ГК, НГК).

Гамма-каротаж применяют для решения задач: выделения в разрезах скважин местоположения полезных ископаемых, отличающихся пониженной или повышенной гамма-активностью; литологического расчленения и корреляции разрезов осадочных пород; выделения коллекторов; оценки глинистости пород; массовых поисков радиоактивного сырья. В обсаженных скважинах ГК применяют для выявления радиогеохимических аномалий, образующихся в процессе вытеснения нефти водой. С использованием ГК решают технологическую задачу — увязку по глубине данных всех видов ГИС в открытом и обсаженном стволе.

Гамма-каротаж выполняют во всех без исключения необсаженных и обсаженных скважинах, заполненных любой промывочной жидкостью или газом. Измерительная установка ГК состоит из детектора(ов) гамма-квантов и электронной схемы. Точкой записи является середина детектора[10].

Нейтронные методы каротажа (ННК и НГК) применяются для расчленения геологических разрезов и особенно для выявления водород и хлорсодержащих пород, а также оценки их пористости.

При нейтронном гамма-каротаже (НГК), или нейтрон-гамма методе (НГМ), измеряется интенсивность вторичного гамма-излучения, возникающего при радиационном захвате тепловых нейтронов ядрами элементов горной породы. Наблюдения в методах ННК и НГК проводятся с зондами большого размера (40 - 60 см от источника нейтронов), для НГК — породы с низким (меньше 8-12 %) водородосодержанием и любыми Спл и Спж, а также породы со средним (8-20 %) водородосодержанием, если Спл и Спж не превышают 100 г/л.

Инклинометрия.

Инклинометрические исследования — это измерения зенитного угла и азимута скважины в функции ее глубины. Единица измерения — градус. Сокращение — Инкл.

Инклинометрические исследования проводят при подъеме скважинного прибора в вертикальных скважинах глубиной свыше 300 м и в наклонных скважинах глубиной свыше 100 м для решения задач:

контроля заданного направления оси ствола скважины в пространстве проектному в процессе бурения;

выделения участков перегибов оси ствола скважины, которые могут вызывать осложнения при бурении;

получения исходных данных для геологических построений, в том числе определения истинных глубин залегания продуктивных пластов, для интерпретации данных магнитного каротажа и пластовой наклонометрии.

Кавернометрия.

Проведение кавернометрии (КМ) позволяет решать задачи, связанные с контролем состояния ствола скважины при бурении, получением исходных данных о среднем диаметре скважины при обработке материалов БЭЗ, ГК, ННМ-НТ и др., уточнением геологического разреза скважины.

Комплекс электрических методов (БКЗ, БК).

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) заключается в измерении кажущегося сопротивления пластов набором однотипных зондов разной длины, которые фиксируют величину кажущегося сопротивления для различных объемов проводящих сред.

Боковой каротаж.

Боковой каротаж заключается в исследовании геологического разреза фокусированными зондами с фокусировкой тока в радиальном направлении с помощью экранных электродов. Метод относится к обязательным исследованиям во всех поисковых и разведочных скважинах в интервалах детальных исследований совместно с комплексом БЭЗ.

Акустический каротаж.

Акустический каротаж (АК) основан на изучении характеристик упругих волн ультразвукового и звукового диапазона в горных породах. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, которые распространяются в ней и в окружающих породах и воспринимаются приемниками, расположенными в той же скважине. В естественном залегании горные породы практически являются упругими телами.

Физико-геологическая модель (см. рис. 4.2.), была составлена, основываясь на показаниях вышерассмотренной каротажной диаграммы и исследований ряда других скважин месторождения, а также основываясь на петрофизических свойствах пород, слагающих прилегающих площадей.

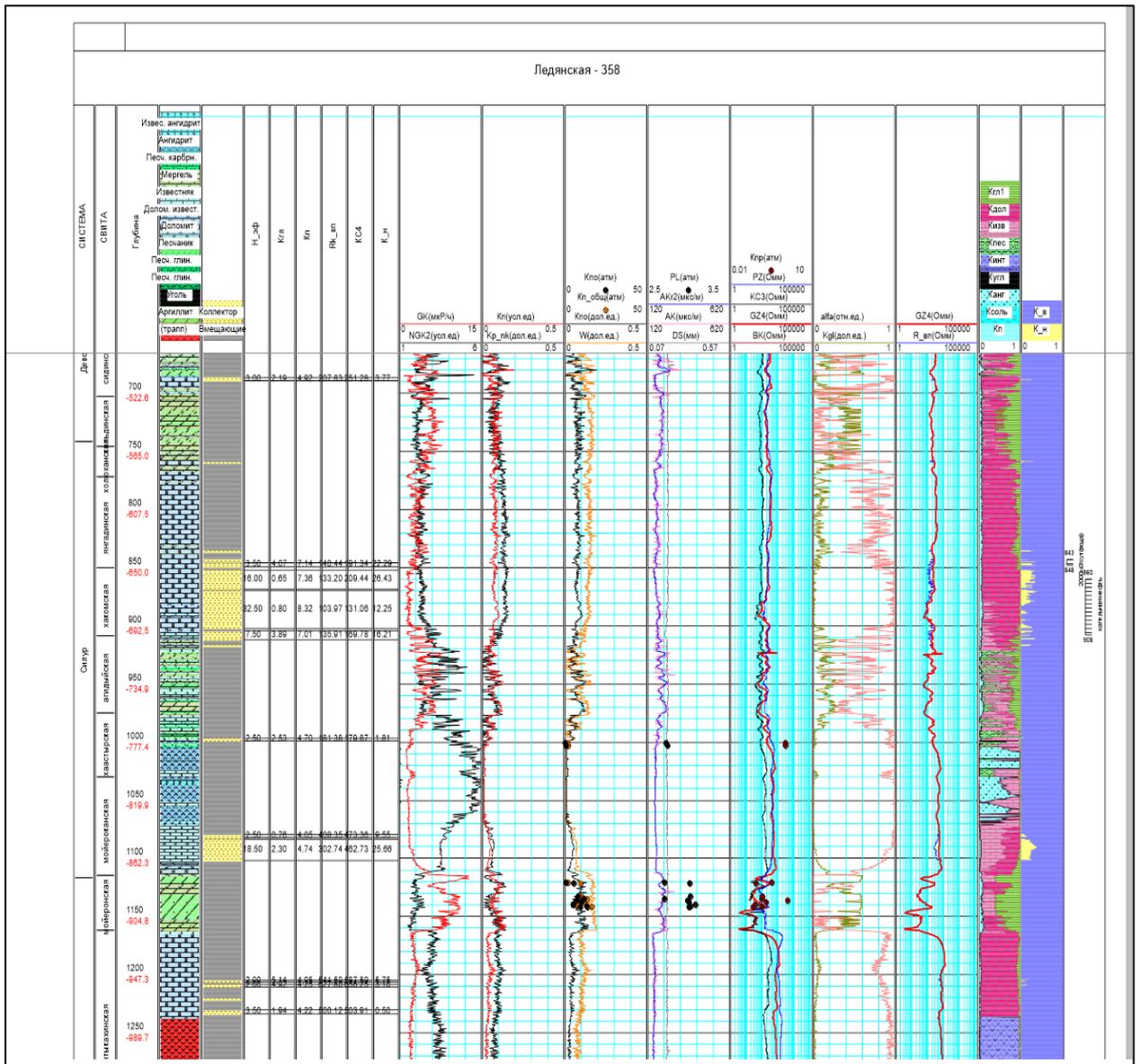


Рис. 4.2. физико-геологическая модель

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проектных геофизических работ

Подготовительные работы для сокращения времени на буровой и обеспечения хорошего качества результатов исследований проводится еще на базе. В задачи такой подготовки входит проверка исправности в работоспособности аппаратуры.

К началу проведения геофизических исследований все работы вблизи устья скважины и мостков должны быть прекращены. Из состава буровой бригады в помощь геофизикам выделяется работник для управления буровой лебедкой с целью обеспечения необходимых операций спуска - подъёмных работах.

Устанавливают подъемник на 25—40 м от устья скважины так, чтобы ось лебедки была горизонтальна и перпендикулярна к направлению на устье скважины, после чего подъемник надежно закрепляют.

На расстоянии 5—10 м от подъемника устанавливают лабораторию.

Разматывают кабель с лебедки подъемника, протягивают его на устье скважины и подсоединяют к кабельной головке глубинный прибор (зонд).

Устанавливают и закрепляют направляющий и подвесной ролики или блок-баланс.

Заземляют лабораторию и подъемник при помощи отдельных заземлений.

Проводят внешние соединения лаборатории и подъемника, станцию подключают к питающей сети, лабораторию — к датчику глубин и подъемнику, а измерительную и питающую схемы лаборатории - к кабелю через коллектор подъемника.

Устанавливают на подвесном ролике или блок-балансе датчики глубин и натяжения, магнитный меткоуловитель.

Поднимают подвесной ролик с пропущенным через него кабелем с помощью бурового оборудования на высоту 25—30 м над устьем скважины.

Устанавливают после спуска зонда или глубинного прибора в устье скважины показания на счетчиках, равные расстоянию от точки отсчета глубин скважины до глубинного прибора или зонда [12].

В итоге будем работать следующим комплексами:

Метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) - В используемой аппаратуре реализован следующий метод измерения потенциалов самопроизвольной поляризации. Имеются два измерительных электрода - М и N. Электрод М помещается в скважину и перемещается вдоль ее оси, электрод N располагается неподвижно на поверхности вблизи устья скважины. Регистрируется разность потенциалов, возникающая между электродами. В аппаратуре ЭК-1 каротаж ПС осуществляется путем измерения по гальванической цепи потенциала токового электрода зондовой установки БКЗ относительно удаленного электрода на поверхности.

Иногда, особенно при наличии электрических помех, запись ПС ведется способом градиента потенциала. В этом случае оба приемных электрода М и N передвигаются по скважине, а расстояние между ними остается постоянным [7].

Нейтронный гамма-каротаж (НГК) – Запись будет проводиться модулем НГК.

Диапазон измерения водонасыщенной пористости горных пород, % 1-40; Предел допускаемых значений основной относительной погрешности $\% \pm[4+2(- -1)]$.

Диапазон рабочих температур, °С 5 – 120.

Допустимое гидростатическое давление, МПа 80.

Скорость регистрации будет составлять 200 м/ч

Тип источников нейтронов – плутоний-бериллиевый ИБН 8-5 с выходом $1 \cdot 10^7$ н/с.

Аппаратура модуль нейтронного гамма-каротажа НГК-60.

Боковой каротаж (БК) - Боковой каротаж проводят многоэлектродными (семь, девять электродов) и трёх электродными зондами.

Применяют многоэлектродные зонды с электродами небольшого размера (точечными) и с кольцевыми электродами, установленными на изолированной трубе.

Трехэлектродный зонд бокового каротажа представляет собой длинный цилиндрический электрод, разделенный изоляционными прослойками на три части: небольшой по длине центральный (основной) электрод A_0 и два расположенных симметрично по отношению к нему и соединенных между собой накоротко экранных электрода A_1 и A_2 . Через основной и экранные электроды пропускается ток одной полярности и обеспечивается равенство их потенциалов. Это может быть достигнуто одним из следующих способов:

1. Сила тока через экранные электроды автоматически регулируется так, чтобы разность потенциалов основного и экранных электродов была равна нулю.
2. Основной электрод накоротко соединяется с экранными электродами [7].

Метод Кажущегося сопротивления (КС) - Производится простейшим зондом для измерения силы тока, проходящего в буровом растворе и окружающих скважину породах, служит одноэлектродный зонд. В этом виде исследований, называемом токовым каротажом, один электрод заземлен неподвижно, вблизи устья скважины, а второй - закреплен на кабеле. В результате перемещения зонда по скважине регистрируется кривая изменения силы тока. Чаще всего при работах методом КС используются трехэлектродные зонды, в которых три электрода располагаются в скважине (четвертый электрод заземляется на поверхности, вблизи от скважины).

Трехэлектродный зонд, состоящий из одного питающего A и двух приемных M и N электродов, называется однополюсным. Трехэлектродный зонд, состоящий из одного приемного M и двух питающих A и B электроды, называется двухполюсным [7].

Гамма-каротаж (ГК) - Цифровая запись параметров осуществляется с шагом в 1 сантиметр. Кривые могут выдаваться в масштабе от 1:20 до 1:2000

и при этом с разным, требуемым шагом. В процессе записи осуществляется коррекция глубины по магнитным меткам или по ролику [16]. Скорость проведения измерений 200-400м/ч.

Акустический каротаж (АК): в акустическом методе исследуются скорость распространения и энергия упругих волн, возбуждаемых в скважине и породах. В отечественной практике применяются приборы для регистрации кинематических и динамических характеристик продольных и поперечных волн в широкополосном и узкополосном вариантах для изучения разрезов скважин и их технического состояния. Стандартные исследования акустическим методом выполняются на частотах 25-30 кГц. Скорости распространения продольных V_p и поперечных V_s волн связаны соотношением $V_p = 1,13v_s$.

Кривая интервального времени регистрируется в линейном масштабе так, что величина T растет слева направо. Кривая затухания, а регистрируется в линейном либо логарифмическом масштабе. Таким образом, породы с высокой пористостью и повышенным ослаблением энергии волн отмечаются на фоне вмещающих пород максимумами на кривых T и a . Аномалии указанных параметров симметричны относительно середины пласта.

5.2 Применяемая аппаратура и принцип её действия

Прибор комплексный электрического каротажа К1А-723-М.

Предназначен для проведения геофизических исследований в нефтяных и газовых скважинах. Прибор обеспечивает возможность за один проход по интервалу исследований выполнить измерения комплексом зондов БКЗ, зондом КС, зондом трехэлектродного БК, зондом ИК, резистивиметром, ПС.

Применяется для исследования необсаженных скважин, заполненных промывочной жидкостью на водной основе. Отличается малыми габаритами, что позволяет его использовать при проведении исследований через буровой инструмент, обладает высокой производительностью и надежностью, удобен в эксплуатации. Решает задачи электрического каротажа скважин, необходимого для выделения в разрезе коллекторов, определения их водо- и нефтенасыщенности.

Основные технические характеристики

Измеряемый Единица, Диапазон Предел доп. параметр измерения осн. погреш.

Зонды БКЗ Ом.м 0,2 – 5000 [4+0,05(-1)]%.

Зонд КС Ом.м 0,2 – 1000 [4+0,05(-1)]%.

Зонд БК Ом.м 0,2 – 10000 10 %.

Зонд ИК мСм/м 10 – 2500 [5+0,1(-1)]%.

Резистивиметр Ом.м 0,05 – 5 [5+0,2(-1)]%.

ПС В - 0,5 – +0,5 25 %.

Общие технические данные:

Длина: 20470мм.

Максимальный диаметр: 73мм.

Масса: 80 кг.

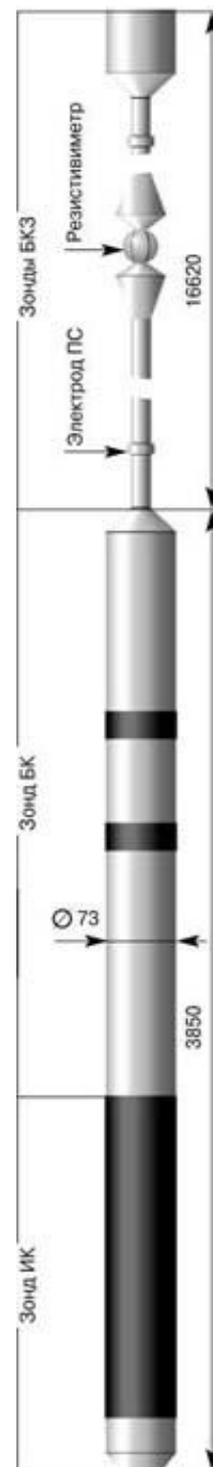


Рис. 5.1.
К1А-723М

Питание приёмным током: 400 Гц., 400мА.

Максимальная рабочая температура: 120°С.

Максимальное рабочее давление: 80 Мпа.

Скорость каротажа 2000 м/ч.

В комплект поставки входит один прибор с комплектом ЗИП и инструмента. Поставщик обеспечивает покупателя оборудованием для метрологической проверки прибора, а также обеспечивает привязку приборов к используемым покупателем компьютерным системам каротажа.

Модуль гамма-каротажа ГК-С.

Предназначен для исследования поисковых, разведочных и эксплуатационных нефтяных и газовых скважин.

Область применения – необсаженные скважины диаметром от 146 до 300 мм.

Комплект поставки – два скважинных модуля. Модуль ГК-С входит в состав программно-управляемого аппаратурно-методического комплекса УРАЛ-100, предназначенного для ГИС бурящихся нефтегазовых скважин. ГК-С может эксплуатироваться как автономно, так и в комплексной сборке с другими модулями: 2НК-НТ (2НК-Т, НГК), ГГК-ЛП, МАК-7, входящими в состав комплекса УРАЛ-100.

Модуль работает на трехжильном каротажном кабеле длиной до 5000 м с компьютеризованной каротажной станцией, снабженной регистратором «Гектор».

Основные технические характеристики

Диапазон измерения МЭД естественного гамма-излучения горных пород, мкР/ч 1-250. Диапазоны измерения относительного массового содержания радиоактивных элементов:



Рис. 5.2. ГК-С

– калия, % 0,1-15,0.

– урана и тория, % $(1-200) \cdot 10^{-4}$.

Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности:

– при измерении МЭД, не более, % ± 15 .

– при измерении массового содержания.

радиоактивных элементов, не более, % ± 20 .

Диапазон рабочих температур, °С 5-120.

Допустимое гидростатическое давление, МПа 80.

Габаритные размеры модуля, мм

– длина 1800

– диаметр 73

Масса модуля, кг 40.

Модуль нейтронного гамма-каротажа НГК-60.

Предназначен для исследования поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин.

Область применения – не обсаженные скважины диаметром от 146 до 300 мм.

Комплект поставки – два скважинных модуля.

Модуль НГК входит в состав программно-управляемого аппаратурно-методического комплекса УРАЛ-100, предназначенного для ГИС бурящихся нефтегазовых скважин. Модуль НГК может эксплуатироваться как автономно, так и в комплексной сборке с другими модулями:

ГК-С, ГГК-ЛП, МАК-7, входящими в состав комплекса УРАЛ-100.

Модуль работает на трехжильном каротажном кабеле длиной до 5000 м. с компьютеризованной каротажной станцией.

Тип источников нейтронов – плутоний-бериллиевый ИБН 8-5 с выходом $1 \cdot 10^7$ н/с.

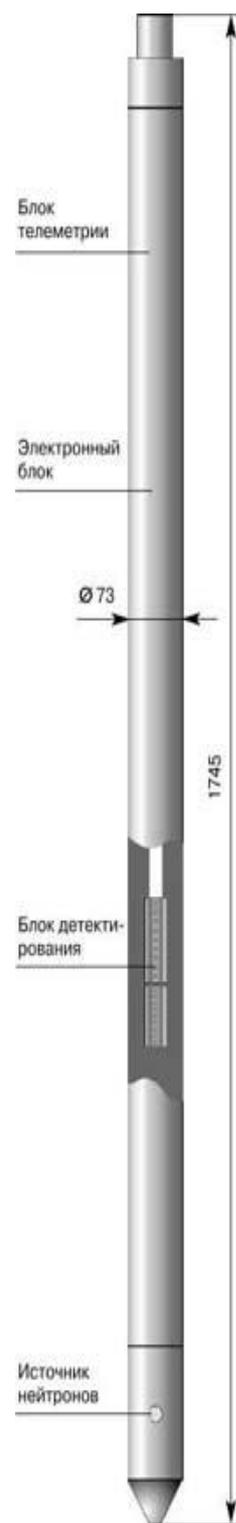


Рис. 5.3.
НГК-60

Основные технические характеристики:

Диапазон измерения водонасыщенной пористости горных пород, % 1-40.

Предел допускаемых значений основной относительной погрешности (в зависимости

от значения водонасыщенной пористости K_p), % $\pm [4+2(-1)]$.

Диапазон рабочих температур, °С 5 – 120.

Допустимое гидростатическое давление, МПа 80.

Габаритные размеры модуля, мм:

– длина 1745.

– диаметр 73.

Масса модуля, кг 50.

Аппаратура волнового акустического каротажа ВАК-8

Аппаратура волнового акустического каротажа ВАК-8, предназначена для литологического расчленения пород, выделения проницаемых интервалов, определения структуры порового пространства. Аппаратура обеспечивает регистрацию акустических волновых полей, возбужденных монополярным или дипольными излучателями. Область применения аппаратуры - исследование методом волнового акустического каротажа в бурящихся и обсаженных скважинах диаметром от 100 мм до 350 мм с наибольшей температурой в зоне исследования 120 °С и максимальным давлением 60 МПа. Основные технические характеристики

Технические характеристики аппаратуры ВАК-8

Формула зонда: монополярный и дипольный.

Время регистрации акустического сигнала: 2 мкс; 4 мкс.

Шаг квантования по времени: 2,4 мкс.

Шаг квантования по глубине: 20 мм., 100 мм., 200 мм.

Частота излучения: 3-20 кГц.

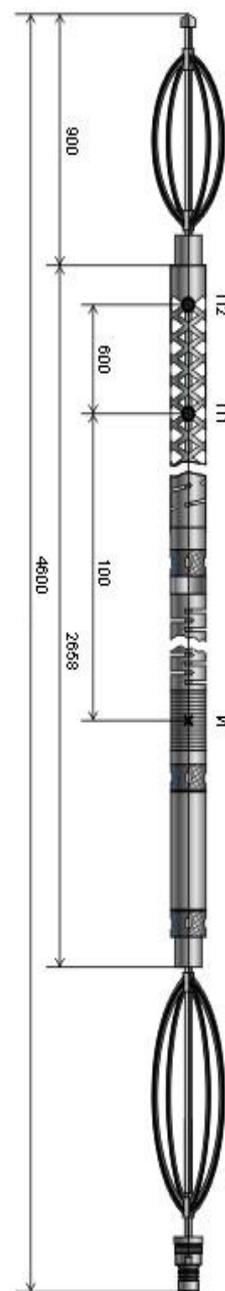


Рис. 5.4.
ВАК-8

Скорость каротажа: 160-800 м/час.

Длина: 5500 мм.

Диаметр: 90 мм.

Масса: 70 кг.

Максимальная рабочая температура: 85°C.

Максимальное рабочее давление: 40 Мпа.

Профилемер-каверномер скважинный ПФ-73М

Предназначен для одновременного измерения четырех независимых радиусов в двух взаимоперпендикулярных плоскостях. Применяется для исследования необсаженных скважин. Отличается малыми габаритами, надежностью, удобен в эксплуатации. Решает задачи изучения профиля поперечного сечения скважины.

Измеряемый параметр	Единица измерения	Диапазон	Допуск. погреш.
Rc-расстояние от центра прибора до стенки скважины	мм	40 – 380	± 1,2 мм до 100 мм ± 2,5 мм до 380 мм

Длина 2700 мм.

Макс. диаметр 73 мм.

Масса 50 кг. Питание переменным током 400 Гц, 400 мА.

Макс. Рабочая температура 120 °С.

Макс. Рабочее давление 80 Мпа.

Скорость каротажа до 3000 м/ч.

В комплект поставки входит один прибор с комплектом ЗИП и инструмента. Поставщик обеспечивает эксплуатационную базу покупателя необходимым оборудованием для метрологической проверки прибора, а также обеспечивает привязку приборов к используемым покупателем компьютерным системам каротажа.



Рис.5.5. ПФ-73М

5.3 Интерпретация геофизических данных

Интерпретация данных каротажа – переход от результатов каротажа к геологическим данным. Интерпретацию данных каротажа, приводящуюся с целью поисков полезных ископаемых, обычно разделяют на два этапа: геофизическая и геологическая интерпретация.

Геофизическая интерпретация представляет собой обработку данных каротажа. Этот этап определяет физические свойства пластов, используя при этом формулы, полетки и номограммы [3].

Геологическая интерпретация по совокупности физических свойств, определенных на первом этапе, решает различные геологические и технические задачи.

Важнейшим документом геологической службы, характеризующим скважину, является литолого-стратиграфическая колонка, содержащая сведения о положении границ пластов и их толщинах, литологическом составе и стратиграфической принадлежности пород, которыми пласты сложены, о наличии пластов-коллекторов и характере их насыщения.

Интерпретация диаграмм БК

Процесс обработки диаграмм БК проводится поэтапно:

– проверка качества диаграмм. Заключается, прежде всего, в проверке записи нулевых и градуировочных сигналов, контрольных повторных замеров и перекрытий.

– выделение объектов интерпретации. Особенности форм кривых сопротивления описаны в соответствующих руководствах.

– снятие характерных значений ρ_k , проводят способами, зависящими от строения пласта. Если пласт однородный по ρ , то против пласта отсчитывают средневзвешенное по толщине кажущееся сопротивление $\rho_{k,ср}$. Если пласт считается неоднородным, то против пласта отсчитывают продольное кажущееся сопротивление ρ_{kt} . Принцип определения истинного удельного сопротивления основан на изучении характера распределения электрического поля экранированного зонда БК.

– введение поправки за влияние эксцентриситета зонда в скважине. Ее вводят в показания экранированных зондов с малым радиусом исследования. Показания зондов БК со средним и большим радиусом исследования не зависят от положения прибора в скважине.

– введение поправки за ограниченную толщину пласта.

– введение поправки за толщину пласта.

– введение поправки за влияние скважины.

– введение поправки за влияние зоны проникновения фильтрата ПЖ.

Интерпретация метода ПС

Потенциалы самопроизвольной поляризации, регистрируемые при исследовании газовых скважин, обусловлены естественными электрическими полями, которые возникают в результате электрохимических процессов, протекающих на границе между скважиной и породами, а также пластами различной литологии в разрезе скважины.

Среди электрохимических процессов, формирующих потенциалы ПС в скважине, основную роль играют диффузия солей и течение жидкости, в результате которых возникают потенциалы (э.д.с.) диффузионного или фильтрационного происхождения.

Диаграмма ПС не имеет нулевой линии. Горизонтальный масштаб зарегистрированной кривой ПС показывают числом милливольт, приходящихся на отрезок 2 см. Ввиду отсутствия на диаграмме ПС нулевой линии в качестве условной нулевой линии, от которой отсчитывают отклонение кривой ПС, используют линию глин. Подавляющая часть осадочных пород в терригенном, карбонатном, вулканогенном, гидрохимическом разрезах и различных их сочетаниях отмечается отклонением кривой ПС влево от линии глин. Границы пластов на кривой ПС соответствуют точкам перегиба зарегистрированной кривой ПС.

Для геологической интерпретации диаграмм ПС используют либо график скачка потенциала E_s или значения E_s в отдельных пластах, либо

относительные значения $\alpha_{\text{пс}} = E_s / E_{s\text{max}}$, — максимальное значение E_s в изучаемом участке разреза.

При интерпретации диаграмм СП решают следующие задачи: определение r_v при температуре пласта и расчет минерализации пластовой воды S_v , соответствующей r_v для определения r_v обычно используют аномалию ПС в пласте чистого песчаника или известняка, залегающего в плотных высокодисперсных глинах.

Интерпретация нейтронного гамма-каротажа (НГК)

Определение литологии и коллекторов

Для плотных пород с низким водородосодержанием и пористостью (плотные известняки, карбонатизированные песчаники, доломиты и алевролиты и др.) характерны повышенные значения показаний НГК.

Для глинистых же пород, обладающих максимальной водонасыщенностью характерны минимальные показания. Терригенные коллекторы — средние показания; карбонатные коллекторы — высокие показания НГК. Примесь глинистого материала снижает показания НГК.

С помощью данного метода можно выделять пласты мощностью 40-60 см.

Интерпретация радиоактивных методов

Интерпретация ГК

Гамма-метод позволяет судить о радиоактивности горных пород и используется для расчленения геологического разреза, оценки глинистости, выделения и оценки радиоактивности пород. Скважинный прибор ГК содержит детектор и электронную схему для регистрации числа импульсов за единицу времени. Показания прибора зависят от содержания U, Th, K в породе и среде, заполняющей скважину, от толщины и материала корпуса прибора, спектральной чувствительности детектора.

Важнейшие особенности кривой интенсивности гамма-излучения I_γ : аномалия симметрична, при $h > 1\text{ м}$ I_γ в середине пласта практически равна показаниям I_γ^∞ при $h = \infty$. Влияние скважины на результаты ГК обусловлено

поглощением излучения пласта скважины и вкладом в I_{γ} квантов, возникающих в скважине. Это влияние определяется коэффициентом линейного поглощения раствора μ_p , его плотность $\delta\rho$ и удельной активности. Кроме поправки за скважину в измеренные значения вводят поправку за глинистую корку и исключают фон прибора. Геологической интерпретацией результатов ГК в данном случае будет являться литологическое расчленение пластов.

Интерпретация метода КС

Интерпретация диаграмм КС заключается в определении положения контактов пластов различного электрического сопротивления и в определении их истинного сопротивления. Правила интерпретации зависят от типа зонда КС и соотношения между мощностью пласта и длиной зонда.

Мощные пласты высокого сопротивления. В методе КС пласт считается мощным, если при формировании кривой КС на одной его границе можно пренебречь влиянием другой границы. На практике пласт считается мощным, если $h > 5L$.

Рассмотрим теоретическую форму кривой КС для обращенного градиент-зонда и для идеализированного случая, когда отсутствует влияние буровой скважины, т.е. тогда, когда условно можно полагать, что диаметр скважины $d = 0$

На диаграммах обращенного градиент-зонда кровля мощного пласта ВС "отбивается" точкой максимума КС, а подошва – точкой минимума. Обращенный градиент-зонд называется еще и "кровельным" зондом, т.к. наиболее уверенно (по точке *max*) "отбивает" кровлю пласта ВС. На основании аналогичных рассуждений построены диаграммы КС над мощным пластом высокого сопротивления для последовательного градиент-зонда. Этот зонд отчетливее всего по точке экранного максимума "отбивает"

подошву пласта, благодаря чему он и получил название "подошвенного" зонда.

Величину истинного сопротивления высокоомного пласта можно считать примерно равной средневзвешенному по мощности кажущемуся сопротивлению в пределах между контактами пласта [11].

Интерпретация результатов АК

Параметры акустического каротажа используются как для качественной, так и для количественной **интерпретации**.

Основные решаемые задачи:

- литологическое расчленение разреза и расчет упругих свойств пород;
- локализация трещиноватых пород, трещин гидроразрывов и интервалов напряженного состояния пород;
- определение коэффициентов межзерновой и вторичной (трещинной, каверновой) пористости коллекторов, характера их насыщения;
- выделение проницаемых интервалов в чистых и глинистых породах.

Измерения выполняются в необсаженных и обсаженных скважинах.

Также обработка описана в главе номер 3.

6. ПРИМЕНЕНИЕ АЗИМУТАЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МИКРОИМИДЖЕРА FMI (SCHLUMBERGER) ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ И ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГОРНЫХ ПОРОД

Микроимиджеры позволяют проводить структурный анализ месторождения, провести оценки естественной и техногенной трещиноватости пород, провести оценку вторичной пористости каверно-поровых карбонатных коллекторов, уточнения эффективной мощности коллекторов в условиях тонкого переслаивания песчано-глинистых отложений, а также высокоточную привязку керна по глубине с точностью в 3-5 см. Они также способны определять азимут максимального горизонтального напряжения и свойства геологических формаций с тонким переслаиванием песчано-глинистых отложений.

Кроме того, микроимиджеры могут использоваться для проведения седиментологического анализа горных пород и определения их состава и структуры. Они также позволяют проводить азимутальное ориентирование керна и получать более точную информацию о свойствах горных пород и их потенциале для добычи полезных ископаемых.

Таким образом, микроимиджеры-это важный инструмент для геофизических исследований месторождений и помогают получить более точную информацию о свойствах горных пород и их структуре.

Для разных геолого-технологических условий и целей исследования могут применяться различные типы микроимиджеров это ультразвуковые, электромагнитные и электрические микроимиджеры.

В нашей главе рассмотрим азимутальный электрический микроимиджер (FMI) компании Schlumberger.

FMИ – азимутальный электрический микроимиджер.

Принцип работы прибора FMИ основан на регистрации имейджей микробокового каротажа в скважинах. На прибор подается напряжение, в результате чего дисковые электроды, расположенные в нижней части прибора, создают переменный ток, который, в свою очередь, регистрируется расположенными выше электродами. [13].

Прибор FMИ позволяет регистрировать имиджи микробокового каротажа в скважинах, заполненных раствором на водной основе.

Охват исследованием стенки ствола скважины составляет 80% при \varnothing 215.9мм

Вертикальное и горизонтальное разрешение 5мм

Обработанные данные могут использоваться для определения элементов залегания вскрытых отложений.

Имиджи FMИ регистрируются 192-я электродами, расположенными на 8-и башмаках прибора, специальный контур фокусировки направляет токи измерения в пласт. Низкочастотная составляющая регистрируемого сигнала используется для определения петрофизических и литологических характеристик горных пород, а высокочастотная – для детализации имиджей. Глубина зондирования, достигает 760мм.

За счет использования новой конструкции башмаков, увеличения расстояния между дисковыми электродами и высокой скорости передачи данных по цифровой телеметрии удалось достичь разрешения по вертикали и горизонтали в 5 мм.

На изображениях, получаемых с помощью FMИ, отчетливо прослеживаются мелкомасштабные объекты, например трещины размером 50 мкм, заполненные проводящим раствором. Физические принципы, на которых

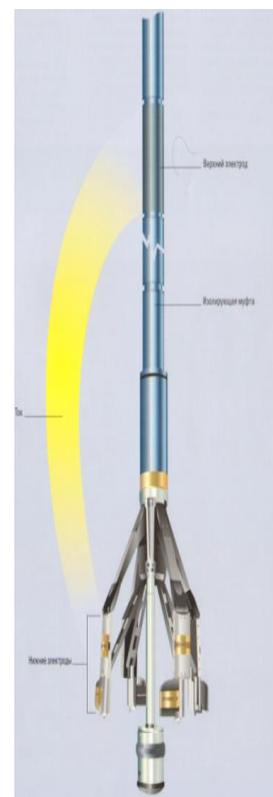


Рис.6.1. Прибор FMИ

основана работа FMI, делают прибор универсальным средством для получения комплекса информации, позволяющей с большой степенью надежности и точности определять геологические и геофизические параметры среды и коллекторские свойства пластов. Поступающая в процессе записи информация используется для изучения тектоники горных пород, трещинных и кавернозных интервалов, определения режима осадконакопления, текстуры горных пород, в дополнение к данным, получаемым в результате исследования керна.

Данные FMI также используются для анализа геомеханики пласта, интеграции результатов интерпретации в геомеханическую модель среды (MEM), используемую для оптимизации конструкции и процесса проводки скважины. Более полная информация об условиях, определяющих стабильность ствола скважины, позволяет сэкономить значительные средства за счет снижения временных затрат на изучение месторождения на начальной стадии его разработки.

На приведённом (Рис.6.2) иллюстрирует вывалы на стенках скважины, а также техногенные трещины. Эти структуры показывают направление их простирания относительно минимального и максимального горизонтальных тектонических напряжений.

Места на стенках скважины, где происходят вывалы и/или трещины, указывают на места, где скопление напряжений достигает предела прочности горных пород. Расчет MEM позволяет прогнозировать типы, глубину и простирание техногенных нарушений ствола скважины. с целью выявления нарушений на стенках ствола скважины, являющихся результатом бурения, вывалов, трещин «техногенной» природы.

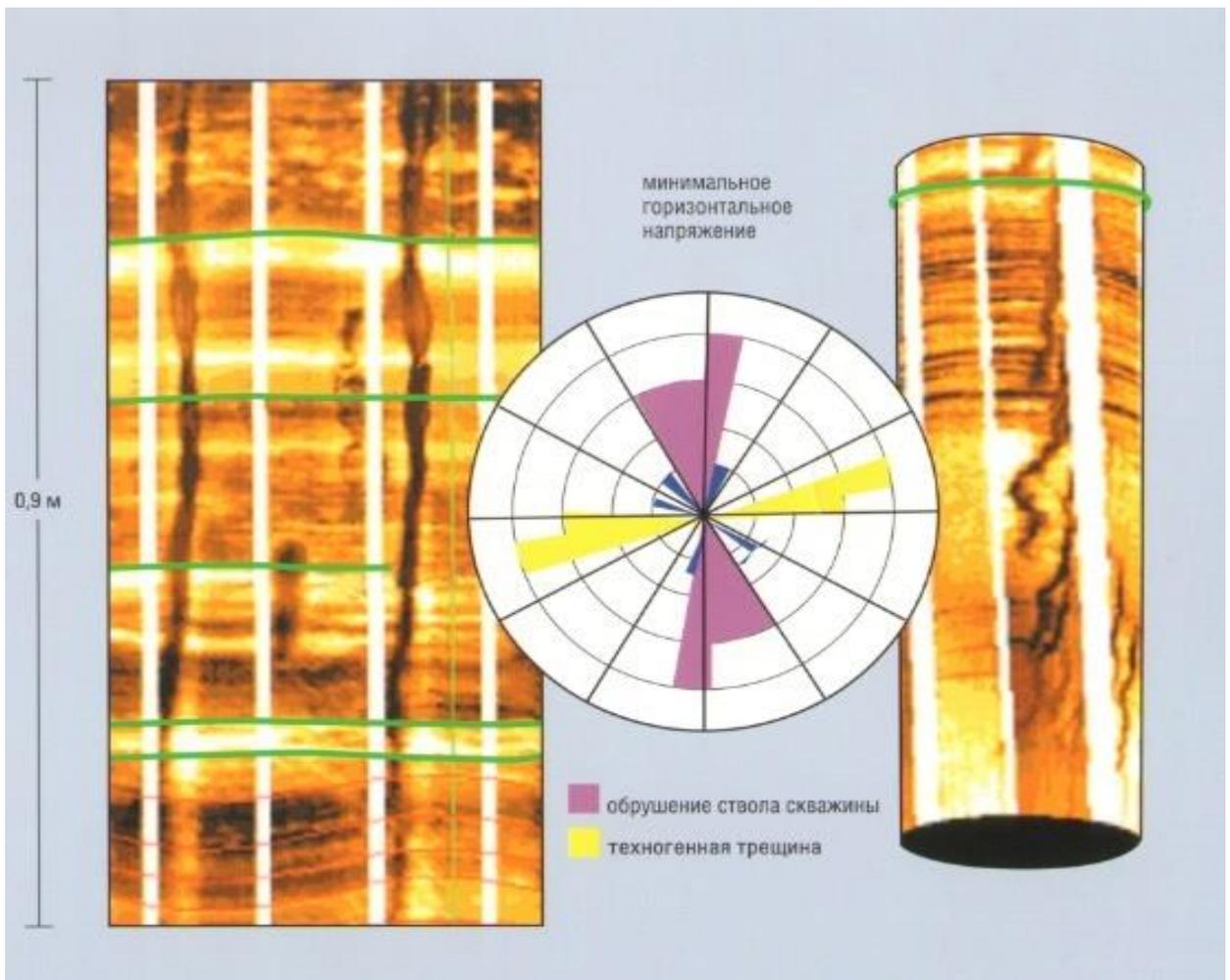


Рис. 6.2. Вывалы на стенках скважины и техногенные трещины

Использование данных FMI для проведения анализа анизотропии напряжений может предоставить ценную информацию для обеспечения стабильности ствола скважины путем корректировки программы бурения и оптимизации параметров бурового раствора. Полученные данные могут дать полное представление о различных направлениях напряжений в горных породах, что позволяет определить наиболее оптимальное направление бурения.

Кроме того, информация об анизотропии напряжений может быть использована для выбора наиболее эффективных методов удержания ствола скважины и предотвращения необходимости проведения дорогостоящих работ по возобновлению бурения.

Таким образом, анализ анизотропии напряжений на основе данных FMI может значительно повысить эффективность процесса бурения и обеспечить безопасность и стабильность ствола скважины. Имиджи позволяют получить информацию в случаях, когда свойства продуктивности коллектора определяются его текстурой, на приведенном (Рис.6.3), показаны попарно карбонатные породы (вверху) и песчаники (внизу) с одинаковой пористостью, рассчитанной по другим методам, ГИС, но абсолютно различной проницаемостью.

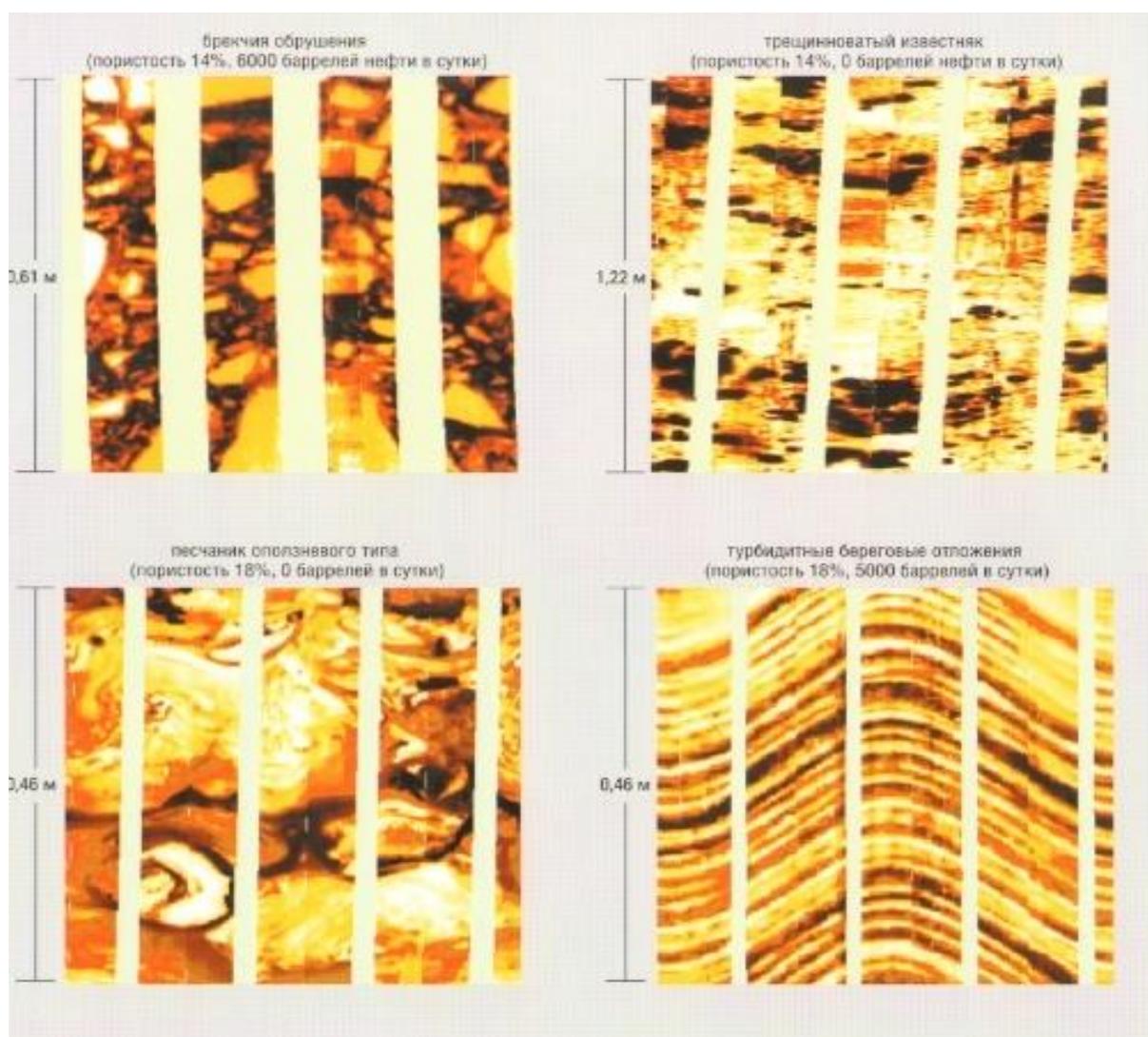


Рис 6.3. Анализ анизотропии напряжений по данным FMI

Оценка анизотропии проницаемости в трещинных интервалах.

Информация о преобладающем направлении максимального тектонического стресса, полученная по данным имиджей FMI, позволяет определить

направление максимальной проницаемости в трещиноватых коллекторах, что представляет собой весьма важную информацию для планирования оптимальной системы заканчивания скважины.

Система трещин, ориентированная в соответствии с направлением максимального горизонтального напряжения, имеет наибольшую ширину трещин, что определяет преобладающее направление проницаемости.

Стилолиты, изображаемые на изображениях в виде темной волнообразной синусоиды, могут служить вертикальным непроницаемым барьером.

Структурная интерпретация – проведение межскважинной корреляции затруднительно для наклонных скважин, особенно при высоких или меняющихся значениях структурных углов. Надежность результатов структурной интерпретации сейсмических данных и определения истинной стратиграфической мощности пласта значительно повышается при максимальном использовании высокоточных данных элементов залегания пласта (каротажные диаграммы по двум скважинам в левой части рисунка).

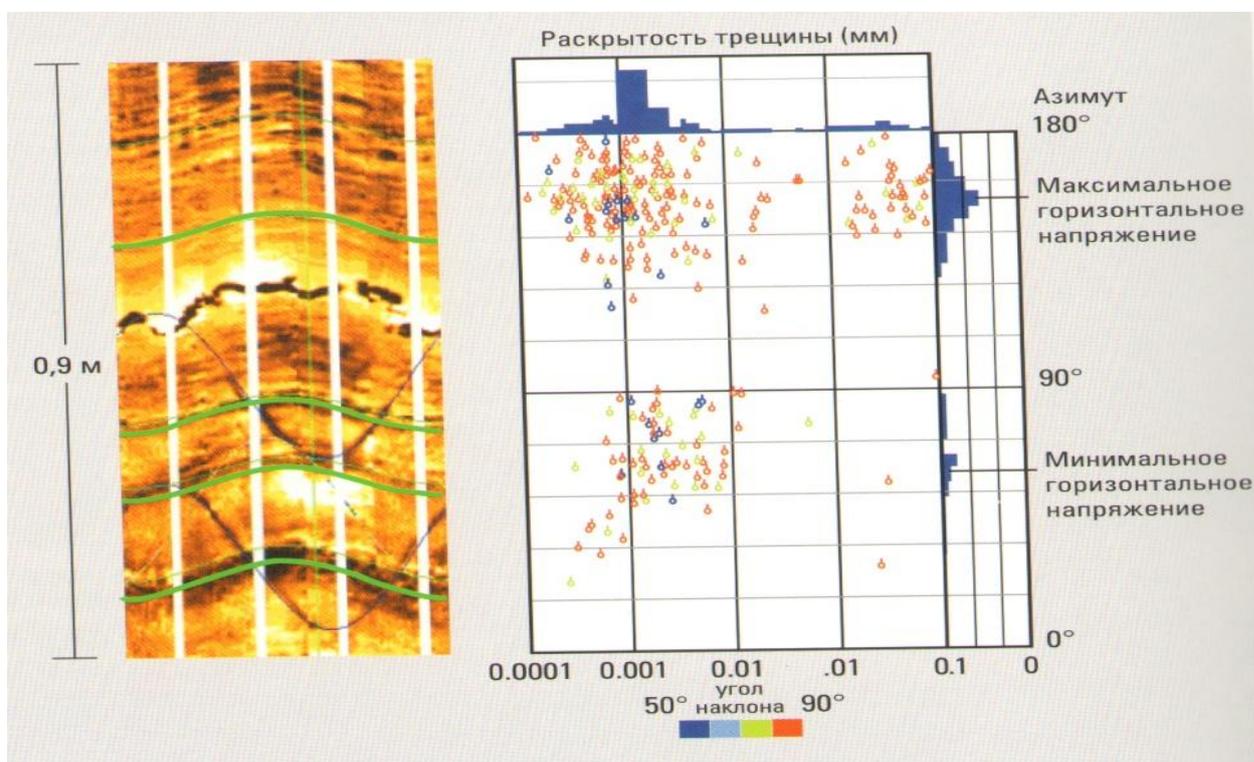


Рис. 6.4. Структурная интерпретация

На сейсмическом профиле с количественной информацией о структурных углах (голубые линии) и стратиграфических маркерах (красные линии) нанесены разрезы двух скважин, используемых для корреляции. Антиклинальная структура четко прослеживается на основе сопоставления данных по скважинам с сейсмической интерпретацией. Диаграмма справа демонстрирует сравнение стратиграфических мощностей интервалов с 1 по 37 в обеих скважинах. Если толщины в интервале А одинаковы, то горизонты между стратиграфическими маркерами 13 и 27 в скважине 2 имеют большую мощность, чем те же горизонты в скважине 1, что указывает на синтетектонические различия в условиях накопления осадков.

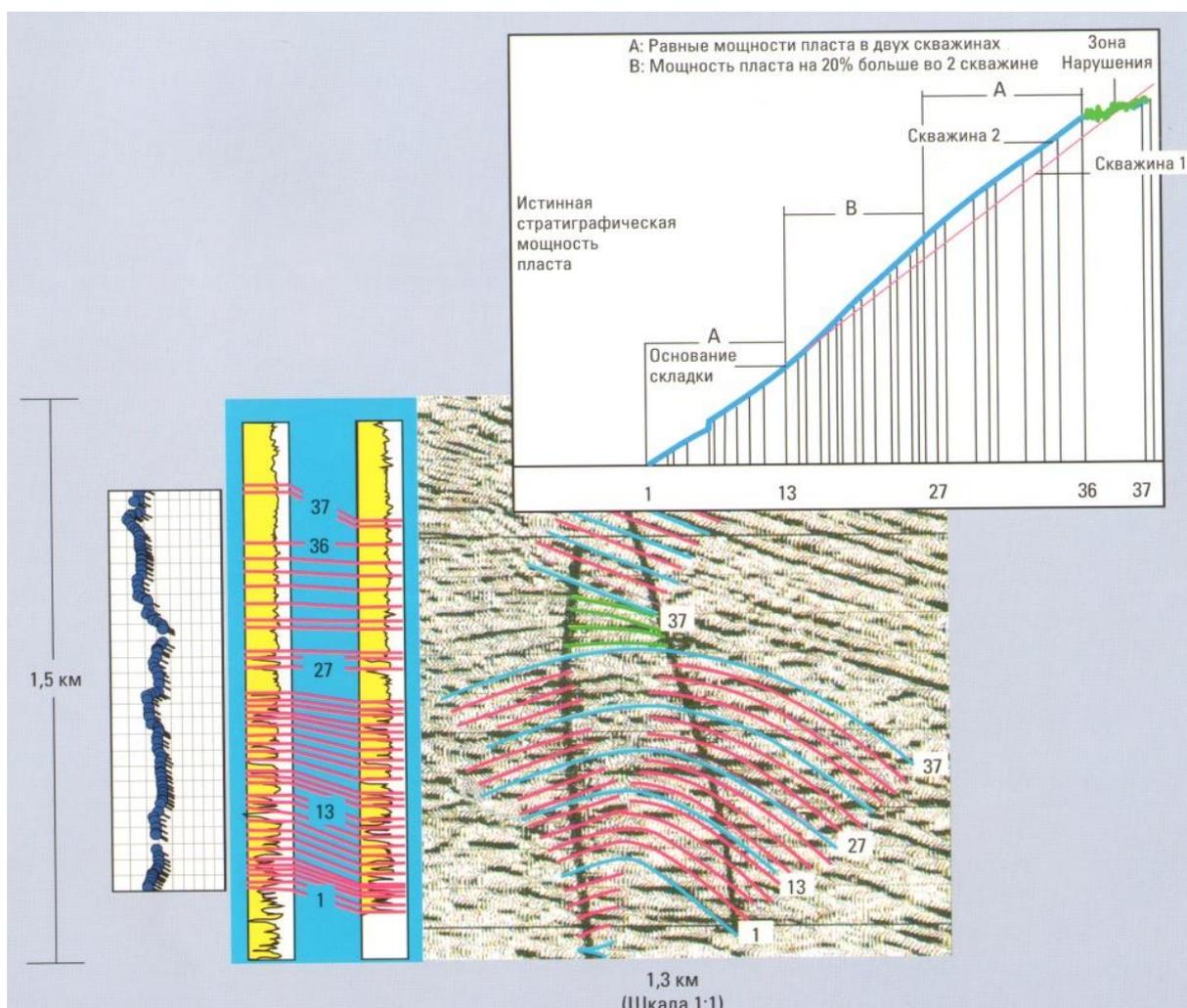


Рис. 6.5. Антиклинальная структура

Результаты структурной интерпретации с помощью прибора FMI дополняют сейсмическую интерпретацию, позволяя получить более полное

представление об исследуемых сейсмических разрезов. Надвиговая антиклиналь более четко прослеживается при использовании количественных значений элементов залегания пластов в комплексе с данными наземной сейсмоки.

Подведем итоги, обозначим области применения прибора FMI.

Области применения FMI:

- Классификация геологических объектов, интерпретируемых по имиджам. Определение элементов залегания (углов и азимутов падения) определенных геологических объектов.
- Проведение структурного анализа. Структурное зонирование. Определение структурных углов для интервалов стратиграфических единиц.
- С помощью прибора FMI можно проводить оценку коэффициента песчаности пород с высокой точностью, и также производить точную оценку интегральных толщин песчаных прослоев.
- Оценка трещиноватости пород по разрезу: классификация отдельных трещин, расчет трещинной пористости и раскрытости трещин, оценка количества трещин на метр.
- Прибор FMI позволяет также проводить оценку вторичной пористости каверно-поровых карбонатных коллекторов.
- Седиментологический анализ. Оценка условий осадконакопления по текстурным особенностям разреза, определяемым на имиджах, например, косослоистых песчаников, определение элементов залегания (угол и азимут падения) внутрипластовой слоистости и определение направления палеосноса.
- Анализ состояния ствола скважины. Определение азимутов максимального и минимального горизонтальных напряжений (для вертикальных и вертикально-наклонных скважин) по техногенным нарушениям стенок ствола скважины.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

На Анабаро-Хатангской площади предусмотрено выполнение комплекса геофизических исследований скважин.

Забой проектной скважины - 2900 м, работы будут выполняться по одной скважине.

Оценка затрат на разработку и эксплуатацию объекта является неотъемлемым условием для получения финансовой поддержки на проведение исследований и последующую коммерциализацию их результатов. Этот этап жизненного цикла проекта необходим для разработчиков, которые должны продемонстрировать потенциальную прибыльность проекта на рынке, оценить бюджет, состояние и перспективы научных исследований. Целью данного раздела является расчет финансовой стоимости комплекса геофизических исследований (ГИС) в открытом стволе скважины.

Задачами расчета финансовой стоимости с целью выполнения геологических исследований является:

1. Определить виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту.
2. Спланировать временные затраты.
3. Выполнение отдельных видов работ всего комплекса(параллельное или последовательное).

7.1 Технический план (объём проектируемых работ)

Так как проведение работ будет осуществляться вахтовым методом, воспользуемся следующими нормативными документами: «Методические указания по расчету норм и расценок на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (МУ ГИС – 98), Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (ПОСН 81-2-49).

Для обслуживания одной скважины был составлен необходимый комплекс оборудования, аппаратуры и программного обеспечения (ПО) (Таблица 7.1).

Таблица 7.1 – Оборудование и аппаратура по обслуживанию

Оборудование:		Кол-во, шт
Каротажный самоходный подъемник ПКС-3,5М на базе Урал –4320		1
Каротажная станция семейства		1
Ноутбук		1
Жёсткий диск (карта памяти или CD-диск)		1
Спутниковый телефон		1
Аппаратура:		
Электрический каротаж (ПС, БКЗ, БК)	К1А-723М	1
Инклинометрия ИК	К1А-723-М	1
Радиоактивный каротаж НГК	Модуль НГК-60	1
Радиоактивный каротаж ГК	Модуль ГК-С	1
Кавернометрия	ПФ-73М	1
Акустический каротаж АК	Модуль ВАК-8	1
Контрольно-интерпретационные работы (ПО):		
Techlog		1

Виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважины) представлены в таблице 7.2 и определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин (2900 м), расстоянием от базы до места исследований.

Таблица 7.2 – Виды проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

№	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервал записи	
			Кровля	Подошва
1	БК, БКЗ, ИК, ПС, ГК, НГК, АК, Инклинометрия, Кавернометрия	1:500	10	2050
2	БК, БКЗ, ИК, ПС, ГК, НГК, АК, Инклинометрия, Кавернометрия	1:200	2050	2900
3	Контрольно-интерпретационные работы			2900

В дополнение к комплексу ГИС, проектируемые работы включают также преодоление расстояния между базой и местом исследований грузовым автомобильным транспортом, техническое дежурство, общий метраж СПО, включающий производство записей, подъем приборов без записей, а также объем интерпретации, который равен 100% от стоимости полевых работ. Расстояние от базы до места работ составляет 300 км, а средняя скорость автомобиля составляет 30 км/ч. Общий метраж СПО равен 2900 м.

7.2 Расчет затрат времени и труда

Расчёт затрат времени и труда (Табл. 7.3–7.5) проводим для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине. Также необходимо учесть 12-ти часовое дежурство геофизической партии на скважине; подготовительно-заключительные работы (ПЗР) на базе и на скважине, в состав работы которых входит: запись диаграмм, точечные измерения, отбор образцов, ПВР, испытание пластов, спуск-подъем скважинного прибора без замеров и т. д., а также вспомогательные работы при исследовании скважин, технологические перерывы до 48 ч.

Затраты времени и труда для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной бурящейся скважине вахтовым методом, представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Расчёт времени и труда (сметное содержание партии по обслуживанию бурящихся и действующих скважин)

Наименование элементов затрат	Ед. измер.	Комплексная работа по обслуживанию бурящихся скважин	Проектное время бурения одной скважины (30 сут)
Норма времени	мин.	480	14 400 мин
Затраты труда			
Рабочие	чел-час	57,60	1728 чел-час
ИТР	чел-час	38,40	1152 чел-час

Затраты времени на геофизические работы на скважине занимают 3777,7 минут или 62,96 часа (таблица 7.4).

Таблица 7.4 – Расчёт затрат времени

Виды работ	Объем		Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, мин.
	Ед. изм.	Кол-во			
Инклинометрия тчк через 25м	тчк	116	1,4	мин/100м	1,62
Вспомогательные работы при инклинометрии	Опер	1	17	мин/опер	17
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	м	2900	3	мин/100м	87
Вспомогательные работы при ПС	Опер	1	39	мин/опер	39
Радиоактивный каротаж ГК и НГК	м	5800	30	мин/100м	1740
Вспомогательные работы при ГК и НГК	Опер	2	39	мин/опер	78
Боковой каротаж (БК)	м	2900	3,3	мин/100м	95,7
Вспомогательные работы при БК	Опер	1	39	мин/опер	39
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2900	3	мин/100м	87
Вспомогательные работы при БКЗ	Опер	1	39	мин/опер	39
Индукционный каротаж (ИК)	м	2900	4,1	мин/100м	118,9
Вспомогательные работы при ИК	Опер	1	39	мин/опер	39
Акустический каротаж (АК)	м	2900	7,2	мин/100м	208,8
Вспомогательные работы при АК	Опер	1	54	мин/опер	54
Кавернометрия (профилеметрия)	м	2900	3,7	мин/100м	107,7
Вспомогательные работы при кавернометрии	Опер	1	49	мин/опер	49
ПЗР	Опер	1	112	мин/опер	112
Тех дежурство	Парт/ч	12	60	чел час/парт-ч	720
Проезд	км	300	1,9	чел.час/ км	570
Сумма на запись диаграмм, мин:					2375,7
Всего, мин:					3777,7

Расчёт затрат труда был произведен для комплексной партии, осуществляющей комплексный каротаж на одной скважине (расчёты затрат труда приведён в таблице 7.5).

Таблица 7.5 – Расчёт затрат труда

Виды работ	Объем		Рабочи			ИТР		
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час.
Инклинометрия тчк через 25м	тчк	116	0,084	чел-час/100м	0,097	0,056	чел-час/100м	0,064
Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	1,02	чел/час	0,01	0,68	чел-час/100м	0,006
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	м	2900	0,18	чел-час/100м	5,22	0,12	чел-час/100м	3,48
Вспомогательные работы при ПС	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел/час	0,015
Радиоактивный каротаж ГК и НГК	м	5800	0,57	чел-час/100м	33,06	0,38	чел-час/100м	22,04
Вспомогательные работы при ГК и НГК	Опер	2	3,45	чел/час	0,07	2,30	чел/час	0,04
Боковой каротаж (БК)	м	2900	0,2	чел-час/100м	5,8	0,13	чел-час/100м	3,77
Вспомогательные работы при БК	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел/час	0,015
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2900	0,18	чел-час/100м	5,22	0,12	чел-час/100м	3,48
Вспомогательные работы при БКЗ	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел/час	0,015
Индукционный каротаж (ИК)	м	2900	0,25	чел/час на 100м	7,25	0,16	чел/час на 100м	4,64
Вспомогательные работы при ИК	Опер	1	2,34	чел-час/100м	0,02	1,56	чел/час	0,015
Акустический каротаж (АК)	м	2900	0,65	чел/час	18,85	0,43	чел/час на 100м	12,47
Вспомогательные работы при АК	Опер	1	3,24	чел-час/100м	0,03	2,16	чел/час	0,02
Кавернометрия (профилеметрия)	м	2900	0,22	чел/час	6,38	0,15	чел/час на 100м	4,35
Вспомогательные работы при кавернометрии	Опер	1	2,94	чел-час/100м	0,029	1,96	чел/час	0,02
ПЗР	Опер	1	6,72	мин/опер	6,72	4,48	мин/опер	4,48
Тех дежурство	Парт/ч	12	3,6	чел час/парт ч	43,2	2,4	чел час/парт ч	28,8
Проезд	км	300	0,114	чел/час на км	34,2	0,076	чел/час на км	22,8
Запись диаграмм, чел/час:					82,426			54,33
Всего, чел/час:					166,546			110,5

Итак, общее время, затраченное на работу (рабочие + ИТР), составляет 277,046 часов/чел., в то время как затраты труда на создание диаграмм составляют 136,756 часов/чел. Общее время, затраченное на работу, составляет 3777,7 минут или 62,96 часа.

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

Расчёт стоимости работ будем проводиться базисно-индексным методом согласно ценообразованию из МУ ГИС–98 (таблица 7.6).

Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ.

Таблица 7.6 – Расчет цены геофизических работ базисно-индексным методом, согласно МУ, ГИС–98

Вид работ	Объём работ		Базовые расценки, руб, (ед.изм)	Цена работ, руб.
	Ед. изм.	Кол-во		
Инклинометрия тчк через 25м	тчк	116	20,46	2373,36
Вспомогательные работы при инклинометрии	Операция	1	241,00	241,00
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	м	2900	65,55	1900,95
Вспомогательные работы при ПС	Операция	1	806,51	806,51
Радиоактивный каротаж ГК и НГК	м	5800	172,10	9991,08
Вспомогательные работы ГК и НГК	Операция	2	517,26	1034,52
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2900	65,55	1900,95
Вспомогательные работы при БКЗ	Операция	1	806,51	806,51
Боковой каротаж (БК)	м	2900	71,88	2084,52
Вспомогательные работы при БК	Операция	1	806,51	806,51
Индукционный каротаж (ИК)	м	2900	104,15	3020,35
Вспомогательные работы при ИК	Операция	1	952,71	952,71
Акустический каротаж (АК)		2900	331,50	9613,5
Вспомогательные работы при АК		1	1622,8	1622,8
Кавернометрия (профилеметрия)		2900	57,11	1656,19
Вспомогательные работы при Кавернометрии		1	705,82	705,82
ПЗР (на базе и на скважине):	Операция	1	1106,98	1106,98
Технологическое дежурство на скважине компл. партии по обслуживанию бурящихся скважин	час	12	6272,42	75269,04
Всего, руб.				131 175,3

Итого стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 131 175,3 рублей.

Контрольно-интерпретационные работы будут оплачиваться в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 131 175,3 рублей.

Горюче смазочные материалы при переезде и работе согласно МУ, ГИС–98 норматив стоимости «ГСМ» на 1 км пробега автомобиля по группам дорог и типам автомобилей рассчитывается:

$$H_{\text{ГСМ,км}(i,j)} = \text{ПОСН}_{\text{км}(i,j)} \cdot 1,09 \cdot \frac{C_{\text{ГСМ}}}{100}, \quad (7.1)$$

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

Таблица 7.7 – Нормы расхода ГСМ при переезде и работе на стационаре (с учётом масел, $K = 1,09$)

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

Автомобиль УРАЛ 4320 относится к категории дорог III. На дорогах III категории, учитывая расход масел, его расход топлива составляет 73 литра на 100 километров (0,73 литра на километр). Согласно средней стоимости дизельного топлива ДТ в Красноярском крае в размере 66,50 рублей за литр, стоимость ГСМ на пробег в 1 километр равна 48,54 рубля. С учетом расстояния в 300 километров между базой и скважиной, стоимость переезда составляет 14 562 рубля.

7.4 Расчёт заработной платы

Основная зарплата определяется в соответствии с МУ-ГИС-98, учитывая затраты на труд, квалификацию работников, нормы численности партий, оклады специалистов и тарифные ставки рабочих. (Табл. 7.8).

Начальный заработок определяется общепринятой тарифной сеткой (оклад).

Таблица 7.8 – Расчёт заработной платы с учётом квалификации рабочего, коэффициентов и премий

Квалификация работника партии	Тарифный заработок, руб.	Районный коэф.	Сев. коэф.	Итого с учётом коэф., руб	Премияльные, %	Итого с учётом премии, руб.
Начальник партии	9000	1,8	0,8	23400	70	39780
Геофизик	8200	1,8	0,2	16400	70	27880
Техник геофизик	6300	1,8	0,2	12600	70	21420
Каротажник	6300	1,8	0,4	13860	70	23562
Машинист подъемника каротажной станции	5700	1,5	0,6	11970	70	20349
Итого, руб.				78 230		132 991

В итоге получаем, расчет заработной платы работников партии с учетом коэффициентов 78 230 рублей, с учетом премий 132 991рублей, эти расчеты произведены без коэффициента отчислений 31 %.

Таблица 7.9 – Расчёт заработной платы с учётом отчислений во внебюджетные фонды.

Квалификация работника партии	Тарифный заработок, руб.	Заработок с коэф., руб	Итого с учётом взносов, руб	Заработок с учётом премии, руб	Премияльный заработок с учётом взносов, руб
Начальник партии	9000	23400	16146	39780	27846
Геофизик	8200	16400	11316	27880	19242,72
Техник геофизик	6300	12600	8694	21420	14779,8
Каротажник	6300	13860	9563,4	23562	16257,78
Машинист подъемника каротажной станции	5700	11970	8259,3	20349	14040,81
Всего, руб.:			53978,3		92167,11

В итоге подсчетов, заработная плата партии с учётом коэффициентом премий и отчислений составляет 92167,11руб.

Поэтапный план

Поэтапный план составляется, для того чтобы уже на стадии планирования организаторы и инвесторы знали, какие виды работ будут выполняться в тот или иной период времени и какими результатами они завершатся. Поэтапный план представляет собой таблицу, где указаны: временные периоды, виды и объемы работ, выполняемые в эти периоды; ожидаемые результаты по каждому периоду и виду работ.

Таблица 7.10 – Поэтапный план работ.

Дата		Виды работ	Результаты работ
Начало	Конец		
01.01.24.	15.01.24	Проектно-сметные работы	Создание проекта
15.01.24.	22.01.24	Завоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Готовность проведения организации полевых работ
23.02.24.	23.03.24	Организация полевых работ	Готовность проведения геофизических работ
24.03.24.	24.04.24	Полевые работы	Получение геофизических данных по скважине
26.04.24	09.05.24	Контроль качества и интерпретация получаемых материалов	Получение геологических данных
10.05.24	15.05.24	Ликвидация полевых работ	Готовность к вывозу оборудования
18.05.24	28.05.24	Выдача заключения по скважине	Выдача данных по скважине заказчику
30.05.24	06.06.24	Вывоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Полное завершение работ на данной скважине

7.5 Оценка рентабельности проекта

Для оценки рентабельности необходимо учитывать расценки себестоимости работ (Таблица 7.11).

Таблица 7.11 – Себестоимость работ

Расходы	Стоимость, руб.
Заработная плата партии (с учётом коэф. премий и отчислений), руб	92167,11
Горюче-смазочные материалы	14 562
Износ шин Урал (7 шт·50 км·500 руб.·коэф.износа 0,000025)	4,38
Материалы (кабель, 15 руб·10000м)	15 000
Передача материала по цифровым каналам связи (в среднем берется 150 руб. в сутки)	11250
Всего, руб:	132 983,49

В ходе расчета получили себестоимость данного вида работ: 132 983,49 руб. без НДС. Цена исследования – 262 350,6 руб. без НДС.

Рентабельность вычисляется по формуле (11):

$$P_{\Pi} = \frac{(C_T - C_C)}{C_T}, \quad (7.2)$$

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

В итоге рентабельность продаж при коэффициенте $K=1$ к МУ ГИС–98 по данному виду исследований составляет $0,493 = 49,3\%$.

Из полученных данных делаем вывод что, 49,3% - положительный процент рентабельности для дальнейшего исследования скважины.

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

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

В ходе выполнения расчётов, была обоснована эффективность проведённых геофизических исследований. Если организация решит заменить какой-либо вид оборудования, не имеющийся у них в наличии, то себестоимость работ значительно возрастёт в цене, что в итоге приведёт к низкой рентабельности. Поэтому в дальнейшем необходимо определить

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

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

Основные результаты исследования:

1. Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту.
2. Общие затраты труда (ИТР+ рабочие) составляют 277,046 чел./час, из них затраты труда на запись диаграмм составляют 136,756 чел./час. Общие затраты времени 3777,7 минут или 62,96 часа;
3. Стоимость ГСМ с учетом переезда и геофизических работ составляет 14562 руб. Стоимость комплекса геофизических работ вместе с учетом интерпретацией, выполняемых комплексной геофизической партией – 262350,6 руб.;
4. Заработная плата партии с учётом коэффициента премий и отчислений составляет 92167,11 рублей.
5. Рентабельность продаж по данному виду исследований составляет 49,3 %, положительный процент рентабельности для дальнейшего исследования скважины.

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Цель данного раздела проекта заключается в осуществлении ряда мер, направленных на сохранение природной среды в процессе геологоразведочных работ. Такие меры должны снизить или полностью исключить возможные вредные последствия для окружающей среды.

Социальная ответственность включает ответственность ученых и научного сообщества перед обществом, а главным приоритетом является обеспечение безопасности в использовании технологий, которые основаны на научных достижениях, предотвращение или сведение к минимуму возможных негативных последствий их применения. Важно также обеспечить безопасность для испытуемых и окружающей среды при проведении исследований.

В процессе проектирования комплекса геофизических исследований скважин на Анабаро-Хатангской площади работа велась в кабинете вахтового поселка, на компьютере. В данном разделе была произведена оценка условий труда на рабочем месте, проведен анализ вредных и опасных факторов труда, а также разработаны меры по защите от них.

8.1. Вредные факторы.

8.1.1. Недостаточная освещенность

Для достижения требуемого уровня освещенности рекомендуется применять комбинированное освещение, использующее как естественный, так и искусственный источники света. На текущем этапе развития осветительной техники предпочтительно использовать люминесцентные лампы, которые характеризуются более высокой светоотдачей на ватт потребляемой мощности и создают более естественный спектр света, нежели лампы накаливания.

Для обеспечения комфортных условий работы на рабочем месте с непрерывной работой людей необходимо поддерживать уровень освещенности не менее 200 лк.

В расчётном задании должны быть решены следующие вопросы:

- выбор системы освещения;
- выбор источников света;
- выбор светильников и их размещение;
- выбор нормируемой освещённости;
- расчёт освещения методом светового потока.

В данном расчётном задании для всех помещений рассчитывается общее равномерное освещение.

Таблица 8.1 Параметры помещения.

Параметр	Обозначение	Значение, м
Длина	A	12
Ширина	B	10
Высота помещения	H	3,5

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен.

Световой поток лампы определяется по формуле:

$$\Phi_{\text{рас}} = E_{\text{н}} * S * K_{\text{з}} * Z / N * \eta \quad (1.5.1)$$

Где $E_{\text{н}}$ – нормируемая минимальная освещённость по СНиП 23-05- 95, лк; S – площадь освещаемого помещения, м²; $K_{\text{з}}$ – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т. е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли (табл. 4.9); Z – коэффициент неравномерности освещения, отношение $E_{\text{ср}}/E_{\text{min}}$. Для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1; N – число ламп в помещении; η – коэффициент использования светового потока.

Коэффициент использования светового потока показывает, какая

часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения i , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью h и коэффициентов отражения стен ρ_c и потолка ρ_n .

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = S / h(A+B) \quad (1.5.2)$$

Проведем расчет индекса помещения:

Площадь помещения:

$$S = A * B = 12 * 10 = 120 \text{ м}^2$$

Индекс:

$$i = \frac{S}{h * (A + B)} = \frac{120}{2.35 * (12 + 10)} = 2.32$$

Согласно этим данным, коэффициент использования светового потока будет равен 56 % или в долях = 0,56.

Коэффициенты отражения оцениваются субъективно (табл. 4.10) [БЖД Практикум 2009-2020].

Согласно указанной методике, выбираем тип источника света.

Наиболее подходящим вариантом является 40 ваттная лампа ЛБ, у которой $\Phi=2800$ лм. Для выбранного типа лампы подходит светильник ОД-2-40 с размерами: длина = 1230 мм, ширина = 266 мм.

Из уравнения 1.5.1 находим количество ламп для помещения

$$N = E_H * S * K_3 * Z / \Phi * \eta = 200 * 120 * 1,3 * 1,1 / 2800 * 0,56 = 21,875;$$

Принимаем $N=24$ лампы или 12 светильников.

Размещаем светильники в 3 ряда по 4 светильника в ряду с соблюдением условий: L – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине (А) и ширине (В) помещения расстояния различны, то они обозначаются L_A и L_B),

L – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине (А) и ширине (В) помещения расстояния различны, то они обозначаются L_A и L_B),

l – расстояние от крайних светильников или рядов до стены.

Оптимальное расстояние l от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным $L/3$.

Сначала определим световой поток расчетный.

$$\Phi = E_H * S * K_3 * Z / \eta = 200 * 120 * 1,3 * 1,1 / 24 * 0,56 = 2554 \text{ лм};$$

Проведем проверку выполнения условия соответствия:

$$- 10\% \leq ((\Phi_{\text{расч}} - \Phi_{\text{станд}}) / \Phi_{\text{расч}}) * 100\% \leq + 20\%$$

Подставляя численные значения получаем:

$$- 10\% \leq (2800 - 2554) / 2554 * 100\% \leq + 20\%$$

$$- 10\% \leq +9,6\% \leq + 20\%$$

Результат расчета укладывается в допустимые пределы.

Определим мощность осветительной установки:

$$P = N * P_i = 24 * 40 \text{ Вт} = 960 \text{ Вт}.$$

Теперь определим расстояния между светильниками по длине и ширине помещения.

$$12000 = 3 * L_A + 4 * 1230 + 2/3 * L_A; L_A = (12000 - 4920) * 3/11 = 1930 \text{ мм};$$

$$L_A / 3 = 644 \text{ мм};$$

$$10000 = 2 * L_B + 3 * 266 + 2/3 * L_B; L_B = (10000 - 798) * 3/8 = 3450 \text{ мм};$$

$$L_B / 3 = 1150 \text{ мм}.$$

Рисуем схему размещения светильников на потолке для обеспечения общего равномерного освещения.

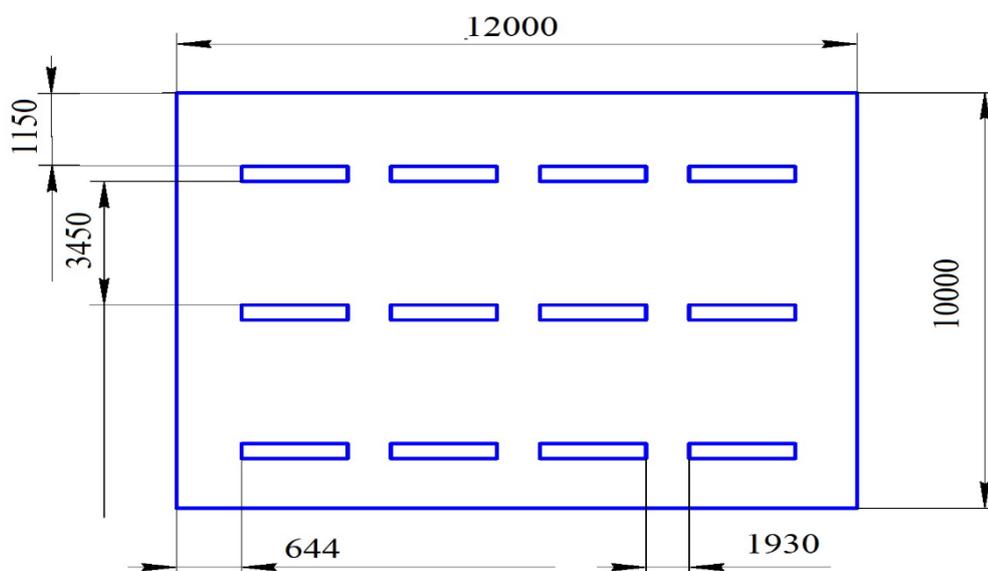


Рис. 8.1. План размещения светильников на потолке.

Проведем проверку выполнения условия соответствия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} * 100\% \leq +20\%$$

Подставляя численные значения получаем:

$$+10\% \leq$$

$$-10\% \leq 3,58\% \leq +20\%$$

Результат расчета укладывается в поле допуска.

Определим мощность осветительной установки:

$$P = N_l * P_l = 40 * 80 = 3200 \text{ Вт}$$

8.1.2. Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры.

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 1 и 2

Таблица 8.2 - Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0.1
Теплый	23-25		0.2

Таблица 8.3 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0.5

Теплый	22	28	20-80	<0.5
--------	----	----	-------	------

Общая площадь рабочего кабинета составляет 48 м^2 , объем составляет 168 м^3 . По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют $6,5\text{ м}^2$ и 20 м^3 объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После проведения измерений габаритных размеров, мы приступим к изучению микроклимата в данной комнате.

Рассмотрим в качестве характеристик микроклимата температуру, влажность воздуха и скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основной недостаток - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагрева. Согласно нормам, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40 м^3 [1]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м^3 , из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°C , а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [2]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [3].

8.1.3. Превышение уровней шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается вентиляционным и рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного

света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы и. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА [4].

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты (СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

1. устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
2. изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов, например любой пористый материал – шамотный кирпич, микропористая резина, поролон и др.);
3. применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты;

1. применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

8.1.4. Повышенный уровень электромагнитных излучений

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [1]. Плотность

магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [1]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа ASUS K501U со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.) [5].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни (ПДУ) облучения (по *ОСТ 54 30013-83*):

а) до 10 мкВт./см², время работы (8 часов);

б) от 10 до 100 мкВт/см², время работы не более 2 часов;

в) от 100 до 1000 мкВт/см², время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;

г) для населения в целом ПДУ не должен превышать 1 мкВт/см².

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ

1. защита временем;

2. защита расстоянием;

3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;

4. заземление экрана вокруг источника;

5. защита рабочего места от излучения;

СИЗ

1. Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO_2).

8.1.5. Радиоактивность, ПДД, критические органы, СКЗ, СИЗ;

1. ГОСТ 12.4.120-83 ССБТ содержит общие технические требования к средствам коллективной защиты от ионизирующих излучений. Для защиты от альфа-излучения рекомендуется увеличение расстояния до источника, использование специализированной одежды и обуви, а также масок и противогазов. От бета-излучения можно защититься с помощью экранов, предпочтительно из листов алюминия, а также путем герметизации оборудования и планировочных решений.

2. Для защиты от рентгеновского и гамма-излучения необходимо учитывать их высокую проникающую способность, и использовать несколько методов защиты одновременно, такие как увеличение расстояния до источника, ограждение его материалами с высокой плотностью, оптимизация времени работы в опасной зоне, дозиметрический контроль, а также индивидуальные средства защиты для органов дыхания, кожи и слизистых оболочек.

8.2. Опасные факторы

8.2.1. Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I , U , $R_{\text{заземления}}$, СКЗ, СИЗ;

Наличие в помещении большого количества электрической аппаратуры, использующей однофазный ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц, является потенциально опасным фактором. Однако, на основании отсутствия таких факторов, как повышенная степень влажности, высокая

температура, наличие токопроводящей пыли и возможность одновременного соприкосновения токоведущих элементов с металлическими корпусами оборудования, заземленных в случае короткого замыкания, данное помещение можно классифицировать как помещение без повышенной опасности возможных электрических поражений. [6].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током.

Безопасными номиналами являются: $I < 0,1 \text{ А}$; $U < (2-36) \text{ В}$; $R_{\text{зазем}} < 4 \text{ Ом}$.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

1. — защитное заземление, зануление;
2. — малое напряжение;
3. — электрическое разделение сетей;
4. — защитное отключение;
5. — изоляция токоведущих частей;
6. — оградительные устройства.

7. Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.

Средства индивидуальной защиты:

1. Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

8.2.2 Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 Кабинет относится к категории В–горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и

материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудносгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);

4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений предвзрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Кабинет полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 1, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

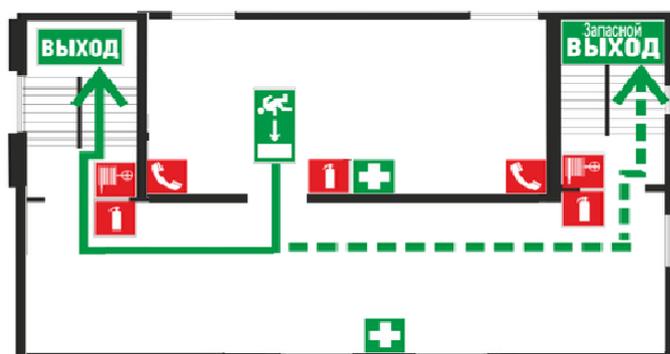
ПЛАН ЭВАКУАЦИИ

УТВЕРЖАЮ
 Генеральный директор
 Иванов И.И.
 10 января 2023 г.



Действия при пожаре	
Сохранять спокойствие!	
1	Сообщить по телефону: 01, 112 (сот);
	- адрес объекта - место возникновения пожара - свою фамилию
2	Эвакуировать людей
	- ориентироваться по знакам направления движения - взять с собой пострадавших
3	По возможности принять меры по тушению пожара
	- использовать средства противопожарной защиты - при необходимости обеспечить помещение

Действия при аварии	
Сохранять спокойствие!	
1	Сообщить по телефону: 01, 112(сот)
	- адрес объекта - что случилось - имеются ли пострадавшие - свою фамилию
2	Локализовать аварию
	- предотвратить развитие аварии - использовать средства защиты - обозначить место аварии
3	Эвакуировать людей
	- оказать помощь пострадавшим - ориентироваться по знакам - взять с собой пострадавших



Условные обозначения:



ГОСТ Р 12.2.143-2009 200-25-1440-ЖЗ

Рис.8.2. – План эвакуации

8.3. Экологическая безопасность

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть (поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации.

Таким образом утилизацию компьютера можно провести следующим образом:

- отделить металлические детали от неметаллов;
- разделить углеродистые металлы от цветмета;

- пластмассовые изделия (крупногабаритные) измельчить для уменьшения объема;

- копир-порошок необходимо упаковать отдельно, так же, как и другие классифицированные и измельченные компоненты оргтехники, и отправить транспортом на склады предприятий и фирм, специализирующихся на переработке отдельных видов материалов.

Люминесцентные лампы должны быть утилизированы следующим образом: после их использования и снятия с осветительного прибора, неисправные лампы необходимо немедленно упаковать в коробку из картона, бумагу или тонкий мягкий картон, чтобы защитить их от механических повреждений и избежать соприкосновения друг с другом. По достижении объема 1 транспортной единицы их отправляют на специализированные предприятия для переработки. Нельзя выбрасывать использованные энергосберегающие лампы с обычным мусором, потому что это может привести к образованию ртутных отходов, загрязняющих окружающую среду.

8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под природной чрезвычайной ситуацией понимается событие, происходящее на определенном участке земли или в водной зоне, возникающее на фоне природных факторов и создающее угрозу для жизни и здоровья людей, а также окружающей среды. Это может привести к нанесению значительного ущерба материальным ресурсам и мешать нормальной жизнедеятельности населения.

Офис расположен в городе Красноярске с умеренно континентальным климатом, где отсутствуют природные явления, такие как засухи или ураганы. Тем не менее, существует риск возникновения непредвиденных событий, таких как сильные морозы или возможные диверсии. Зимой в Красноярском крае часто бывают критически низкие температуры, которые могут вызывать аварии в системах обеспечения тепла, воды, электроснабжения и сантехнических коммуникаций, а также приводить к остановке работы.

В этом случае при подготовке к зиме следует предусмотреть:

- а) газобаллонные калориферы (запасные обогреватели),
- б) дизель или бензоэлектрогенераторы;
- в) запасы питьевой и технической воды на складе (не менее 30 л на 1 человека);
- г) теплый транспорт для доставки работников на работу и с работы домой в случае отказа муниципального транспорта.

Необходимо обеспечить достаточное количество и мощность резервных систем для того, чтобы работа на производстве не прерывалась. Также следует учитывать вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера на территории вахтового поселка, где расположено здание.

Для предотвращения возможных диверсий необходимо на предприятии установить систему видеонаблюдения, круглосуточную охрану, пропускную систему и надежную систему связи. Кроме того, необходимо обезопасить информацию об объекте, включая расположение помещений, оборудования и систем безопасности, а также не разглашать информацию об эвакуационных мероприятиях. Руководящий персонал должен проводить тренировки для сотрудников не реже, чем раз в полгода, чтобы они знали, как вести себя в случае чрезвычайной ситуации и как быстро и эффективно эвакуировать здание.

8.5. Перечень НТД

1. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности
2. ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”
3. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

4. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".
5. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
6. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
7. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.
8. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
9. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
10. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности
11. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха
12. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.
13. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.
14. ГОСТ 12.4.154. Система стандартов безопасности труда. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры.

Заключение.

В результате выполнения дипломного проекта, было рассмотрено геологическое строение Анабаро-Хатангской площади, общие сведения о районе работ, обоснование геофизических работ и комплекса методов.

В общей части дипломного проекта была дана детальная характеристика района работ Анабаро-Хатангской площади, а также приведены, геолого-геофизическая изученность, стратиграфия, тектоника, технико-технологическая часть.

На основании анализа основных результатов геофизических работ прошлых лет, был выбран участок проведения геофизических работ, оптимальный комплекс геофизических методов исследований скважин.

Произведен расчет экономической эффективности при проектировании геофизических исследований скважин на Анабаро-Хатангской площади. Изучен состав специалистов геофизической группы, в которую входят начальник каротажного отряда, каротажник, машинист и техник-геофизик, а также рассчитана заработная плата каждого работника, общая заработная плата партии за месяц, компенсационные выплаты, стоимости необходимых материалов. Предложены пути мероприятия по сокращению сметной стоимости.

Итоговая стоимость исследований на Анабаро-Хатангской площади составила = 262350,6., с учетом накладных расходов и плановых накоплений.

Так же была представлена специальная часть на тему: Применение азимутального электрического микроимиджера FMI (SHLUMBERGER) для определения петрофизических и литологических характеристик горных пород. Обоснование комплекса геофизических исследований поисковых скважин на Анабаро-Хатангской площади было выполнено.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная

1. Геофизические методы исследования / под ред. В.К. Хмелевского. - М.: Недра, 1988г.
2. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород), «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. Губкина, 2004, 386 с.
3. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / Под ред. В.М. Добрынина. - М.: Недра, 1988 г. - 476 с.
4. Методы ГИС в поисковых и разведочных скважинах / Под ред. И. Г. Жувогина, Уфа, 1986 г. - 393 с.
5. НПАОП 74.2-1.02-90. Правила безопасности при геологоразведочных работах.
6. Афанасенков А.П., Лыгин И.В., Обухов А.Н., Соколова Т.Б., Кузнецов К.М., «Объемная реконструкция тектонических элементов Енисей-Хатангской рифтовой системы по результатам комплексной геолого-геофизической интерпретации», Геофизика. 2017. № 2. С. 60-70.
7. Коатес Д.Р., Хиао Л.Ч., Праммер М.Д. Каротаж ЯМР. Принцип и применение. Хьюстон, Халибартон. 1999. 336 с.
8. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / под общ. ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой. – М.: Инфра-инженерия, 2009. – 960 с.
9. Экономика организации: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Н.П. Котерова. – 8-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2015. – 288 с.
10. Кузьминова, И. В. Геофизические исследования скважин: метод. Указания. Ухта: УГТУ, 2014г.

11. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин: Учебное пособие. 3-е изд., перераб.

и доп. – М.: Недра, 1991. –218 с.

12. Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах», утвержденной в 1984 г. (М.: «Недра», 1985)

13. Маглеванная, П.С. Использование скважинных микроимиджеров для решения геологических задач [Текст] / П.С. Маглеванная // Научный журнал российского газового общества. – Москва, 2015.

14. Сквородников И.Г. Геофизические исследования скважин. Курс лекций. Екатеринбург, УГГГА, 2003. – 294 с.

15. Гаррис М.А., Казаков Г.А., Келлер Б.М. и др. 1964. Геохронологическая шкала верхнего протерозоя (рифей и венд). М.,Изд-во АН СССР.

16. Гор Ю.Н., Иванов А.И. О ранних фазах траппового щелочно-ультраосновного вулканизма северной части Сибирской платформы. Тр. НИИГА, 1959, т. 105, вып. 2, с. 116-125.

17. Гуревич А.Б., Вербицкая Н.Г., Липатова В.А., Фадеева И.З. Стратиграфия верхнепалеозойских угленосных отложений северо-восточной части Тунгусского бассейна. Советская геология, 1984, №5.С. 61-71

18. Дивина Т.А., Старосельцев В.С. Прогноз структурно-формационных особенностей доюрских отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области /актуальные вопросы тектоники нефтегазоперспективных территорий Сибирской платформы. - Новосибирск, СНИИГГиМС. - 1989. - С. 6-23.

19. Дивина Т.А., Старосельцев В.С., Тезиков В.Ю. и др. Прогноз нефтегазогеологических параметров палеозойских отложений севера Тунгусской синеклизы. Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. Результаты работ по

межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1994 г. Часть 2. Новосибирск, 1996. – С. 113-115.

20. Ордовик и силур Ледянской площади по данным бурения/Авт.: Т.А. Дивина, В.С. Старосельцев, Т.В. Лопушинская и др.//Геология и геофизика, 1992, №3. - С. 10-28.

21. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра. - 1981. - 143 с.

22. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000). - М.: Научный мир. - 2001. - 606 с.

23. Яковлев Д. В., Яковлев А. Г., Валясина О. А. Изучение криолитозоны северного обрамления Сибирской платформы по данным региональных электроразведочных работ // Криосфера Земли, 2018, т. 22, № 5, с. 77–95.

24. Исаев А.В. и Ефимов А.С., «Систематизация дообработка и интерпретация данных геофизических исследований прошлых лет (сейсморазведка электроразведка исследование скважин и петрофизика) по территории Енисей–Хатангского прогиба с целью картирования и обоснования зон нефтегазонакопления», Новосибирск, 2010.

25. Варламов, А.И. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части. [Текст] / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская, Б.А. Соловьев, О.М. Мкртчян, В.Н. Ларкин, И.Н. Пешкова. // Геология нефти и газа, спецвыпуск, 2013, С. 4-13.

Фондовая

26. Дивина Т.А., Салихов А.А. Дать геологическое обоснование и разработать проекты параметрического бурения, изучить разрезы скважин и осуществить научное обобщение полученных результатов по Северо-Тунгусской НГО (результаты бурения в северной части Северо-Тунгусской НГО). ПГО «Енисейнефтегазгеология», СНИИГГиМС. Новосибирск, 1990. ТФГИ СФО, № 25756.

27. Комплексное исследование керна из скважин Кыстыктахские 1 (заключительный). Отчет /ООО «НК-Роснефть» - НТЦ». Отв. исп. Гарушев Э.А., Т 1-2., Краснодар, 2014. - 390 с.

28. Кузнецов Л.Л. (отв. исп.) Научное обобщение геолого-геофизических материалов с целью структурно-фациального и нефтегазогеологического районирования перспективных земель территории Таймырского АО. Отчет КНИГГИМС. Красноярск. - 2001. – 349 с.

29. Кринин В.А. Оценка перспектив нефтегазоносности и ресурсного потенциала Аяклинского, Аянского и Авамского ЛУ в свете новых данных, полученных по результатам ГРП последних лет, включая сопредельные территории. ООО «Путорананефть», Красноярск, 2014.

30. Куликов Ю.П. Геологическое строение и полезные ископаемые бассейнов рек Котуйкан, Фомич, Рассоха, Блудная, Половинная, Сопочная, Джейкуня, Попигай. Отчет по результатам групповой геологической съемки масштаба 1:200 000 северной части Анабарской антеклизы ПГО «Красноярскгеология». Красноярск, 1979, 284 с.

31. Ларичев А.И., Чеканов В.И. Отчет «Изучение стратиграфии и перспектив нефтегазоносности среднего и верхнего палеозоя Тунгусской синеклизы на Самоедском ЛУ» Отчёт по договору №1711811/1379Д. Санкт-Петербург, ФГУП «ВСЕГЕИ», 2011. - 279 с.

32. Пантелеев А.В. и др. 1985 г. Тематические работы. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности на площадях глубокого параметрического бурения (Красноярский край). Геологический отчет о результатах бурения Костроминской параметрической скважины № 1. КТЭ ПГО «Енисейнефтегазгеология».

33. Савченко Т.А., Харченко С.И. Комплексное исследование кернового материала из скважин Кыстыктахской площади. Отчет по договору № 1750809/0373Д. «НК «Роснефть» - НТЦ». Краснодар, 2011. - 226 с.

34. Сивков Г.Ф. и др. 1977 г. Структурная съемка. Геологический отчет. Результаты структурно-поисковых работ на северном склоне Анабарской антеклизы (Фомичская площадь). Енисейская НРЭ треста КНГР.

35. Трофимов В.Р. Черненко Н.Я. Структурно-колонковое бурение на Самоедском лицензионном участке за 2012-2013 гг.