

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

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс геофизических исследований скважин для определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов Урманского нефтяного месторождения (Томская область)

УДК 550.83:553.982(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Голан Анна Павловна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Федорчук Ю. М.	Доктор 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		

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

**Перечень
графического
материала**

*(с точным указанием
обязательных чертежей)*

1. Рисунок 1.1.1. Обзорная карта
2. Рисунок 2.1.1. Схема расчленения литологических толщ (свит)палеозойских отложений юго-восточной части Нюрольского осадочного бассейна
3. Рисунок 2.1.2. Временной разрез по линии 150 участка 3D после миграции до суммирования
4. Рисунок 2.2.1. Трехмерное изображение Урманского месторождения
5. Рисунок 2.3.1 Обоснование положения ГНК в залежи пласта М1б
6. График 2.4.1. Сопоставление пористости по керну и комплексу ГИС для пластов М1
7. Рисунок 4.2.1 Положение скважин
8. Рисунок 4.3.1 Условные обозначения к рисунку 4.3.5
9. Рисунок 5.1.1 Прибор стандартного каротажа К1А-723М
10. Рисунок 5.1.2 Прибор микрокаротажа К3А-723М
11. Рисунок 5.1.3 Прибор радиактивного каротажа СРК-73П
12. Рисунок 5.1.4 Прибор гамма-гамма плотностного каротажа СГП-73
13. Рисунок 5.1.5 Прибор акустического каротажа АК-73П
14. Рисунок 5.1.6 Общий вид скважинного прибора ИГН-73-100/80
15. График 5.2.1 Зависимость проницаемости от открытой пористости для пород пласта М
16. Рисунок.5.2.1 Диаграммы, полученные комплексом ГИС в 7 скважине
17. Рисунок 6.1 Прибор ГК NaviGamma
18. Рисунок 6.2 Характеристики датчиков гамма-каротажа
19. Рисунок 6.3 Прибор 6¾" OnTrak
20. Рисунок 6.4 Характеристики датчиков гамма-каротажа
21. Рисунок 6.5 запись прибора NaviGamma
22. Рисунок 6.6 запись прибора 6¾" OnTrak

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По геологической части	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Рыжакина Т. Г.
Социальная ответственность	Федорчук Ю. М.
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	Голан Анна Павловна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2271	Голан Анна Павловна

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	НОЦ им. Бутакова
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Определение расходов на материально-технические, информационные и человеческие ресурсы</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Районный коэффициент- 1,3; премиальный коэффициент – 0,8%</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Российская система налогообложения</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Определение затрат, необходимых для выполнения полевых работ</i>
<i>2. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчет необходимых инвестиций ООО «ВТК» для внедрения ИР</i>
<i>3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет эффективности проведенных геофизических исследований</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1. Бизнес-процесс «Геофизическое исследование скважины»*
- 2. Себестоимость работ*

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Голан Анна Павловна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2271	Голан Анна Павловна

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалист	Направление	21.05.03 «Технология геологической разведки»
Проектирование комплекса геофизических методов для определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов Урманского месторождения (Томская область)			
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»			
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения		Объектом исследования являются разведочные скважины Урманского месторождения. Область применения – геофизические исследования в скважинах для определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:			
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов <ul style="list-style-type: none"> • Природа воздействия • Действие на организм человека • Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов) • СЗ коллективные и индивидуальные 1.2. Анализ выявленных опасных факторов: <ul style="list-style-type: none"> • Электробезопасность • Пожаробезопасности 		1. Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> 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; 2. Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> 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, вторцвет - 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;		Рассмотрены 2 ситуации ЧС: <ul style="list-style-type: none"> 1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте); 	

2.разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3.разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	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 ТПУ	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		21.05.2023 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Голан Анна Павловна		21.05.2023 г.

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

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 предоставления работы

Дипломный проект

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2271	Голан Анна Павловна

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин для определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов Урманского нефтяного месторождения (Томская область)
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	03.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
31.03.2023	Общие сведения об объекте исследования Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования	10
07.04.2023	Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований	20
21.04.2023	Основные вопросы проектирования	15
28.04.2023	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
Доцент	Соколов Степан Витальевич	К.г.-м.н.,		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 106 страниц, 22 иллюстрации, 28 таблиц, 30 источников.

Ключевые слова: Урманское месторождение, геофизические исследования, фильтрационно-емкостные свойства, насыщение.

Объектом исследования являются скважины с проектным забоем 3000м (пласт М) и 3100м (пласт М1).

Цель работы: проектирование комплекса геофизических исследований для определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, описание методик проведения работ.

Актуальность работы: обоснование комплекса ГИС.

Задача проекта: обоснование комплекса ГИС для решения геологических задач.

Анализ результатов проведенных геофизических исследований позволил построить физико-геологическую модель объекта исследования, выбрать методы и обосновать комплекс ГИС для решения задач.

Abstract

The final qualifying work includes 106 pages, 22 illustrations, 28 tables, 30 sources.

Key words: Urmanskoye field, geophysical surveys, reservoir properties, saturation.

The object of the study are wells with a design bottomhole of 3000m (layer M) and 3100m (layer M1).

The purpose of the work: designing a complex of geophysical surveys to determine the porosity properties of reservoirs, describing the methods of work.

Relevance of the work: substantiation of the GIS complex.

The task of the project: substantiation of the GIS complex for solving geological problems.

Analysis of the results of the conducted geophysical surveys made it possible to build a physical and geological model of the object of study, select methods and justify the well logging complex for solving problems.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ГИС – Геофизические исследования скважин

ФГМ – Физико-геологическая модель

ВНК – Водонефтяной контакт

УЭС – Удельное электрическое сопротивление

ПС – Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации

КС - Каротаж кажущегося сопротивления

ГК – Гамма-каротаж (интегральный). Каротаж естественного гамма-излучения горных пород

БКЗ – Боковое каротажное зондирование

МКЗ - Метод микрокаротажного зондирования

АК – Акустический каротаж

ИК – Индукционный каротаж

БК – Боковой каротаж

МБК – Микробоковой каротаж

НГК – Нейтронный гамма-каротаж

НК – Нейтронный каротаж

ННК-Т – Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

ПЖ – промывочная жидкость

Содержание

Введение.....	15
1 Общие сведения об объекте исследования.....	16
1.1 Географо-экономический очерк	16
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность	19
2 Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования	20
2.1 Литолого-стратиграфический разрез	20
2.2 Тектоника	29
2.3 Нефтегазоносность.....	31
2.4. Петрофизическая характеристика разреза.....	39
3 Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований	41
4 Основные вопросы проектирования	46
4.1 Задачи геофизических исследований.....	46
4.2 Обоснование объекта исследований	46
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	47
5 Методические вопросы.....	53
5.1 Методика проектных геофизических работ	53
5.2 Интерпретация геофизических данных	58
6 Сравнительный анализ приборов NaviGamma и 6¾OnTrak для гамма-каротажа	68
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение... 74	
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	74
7.1.1 Анализ конкурентных технических решений	74
7.1.2 Анализ конкурентных технических решений	76
7.2 Планирование научно-исследовательских работ	78
7.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	78
7.2.2 Разработка графика проведения исследования.....	80
7.3 Сметная стоимость выполнения работ	81
7.3.1. Расчет затрат на специальное оборудование для работ	81
7.3.2. Расчёт основной заработной платы.....	82
7.3.3. Расчёт дополнительной заработной платы.....	85

7.3.4 Расчет общей заработной платы.....	86
7.3.5 Отчисление на социальное страхование.....	86
8 Социальная ответственность	88
Введение	88
8.1 Производственная безопасность	88
8.1.1 Вредные факторы.....	88
8.1.2 Опасные факторы.....	96
8.2 Экологическая безопасность	100
8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	101
Заключение	103
Список литературы	104

Введение

Открытие новых месторождений с каждым годом становится все более трудным делом, требующим солидного научного обоснования проектируемых работ, более совершенных методов исследования и новых технических средств. Эти трудности обусловлены быстрым сокращением числа легко открываемых месторождений. В связи с этим требуется доработка старых месторождений, к которым принадлежит Урманское месторождение. Продуктивными пластами на месторождении являются пласты М (кора выветривания) и М1 (коренные породы палеозоя), они имеют мощные залежи нефти и в будущем способны давать хорошие притоки, поэтому появилась необходимость их более детального изучения. Получение геолого-геофизической характеристики Урманского нефтяного месторождения необходимо для его дальнейшей успешной эксплуатации.

Целью, данной дипломного проекта, является изучение методов геофизических исследований скважин в открытом стволе с целью определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов.

Материалом послужили данные, собранные во время прохождения преддипломной практики на предприятии ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» в г.Ноябрьск.

1 Общие сведения об объекте исследования

1.1 Географо-экономический очерк

Урманское месторождение открыто в 1974 году. Продуктивными являются пласты М (кора выветривания) и М₁ (коренные породы палеозоя). Геологоразведочные работы с перерывами велись с 1973 года до настоящего времени. Целью геологоразведочных работ являлись изучение промысловых характеристик эксплуатационных объектов, обеспечивающих составление проекта опытно-промышленной эксплуатации.

Подсчет запасов производится в соответствии с условиями лицензионного соглашения, лицензия № ТОМ 00639НЭ от 11 декабря 2001 года, недропользователь ЗАО «Арчинское».

На Государственном запасе числятся запасы нефти, подсчитанные ОАО «Томскнефтегазгеология» по состоянию на 1.01.1997 года и утвержденные Центральной комиссией по запасам Министерства Природных ресурсов 22 января 1998 года (протокол №9).

Утвержденные ЦКЗ начальные балансовые запасы нефти по пластам М и М₁ составляют 29552 тыс.т, в том числе 15500 тыс.т категории С₁ и 14052 тыс.т категории С₂. Начальные извлекаемые запасы нефти – 5910 тыс.т., в том числе категории С₁ – 3100 тыс.т., категории С₂ – 2810 тыс.т. Утвержденный коэффициент нефтеизвлечения - 0,2.

Пробная эксплуатация месторождения начата в мае 1997 года с началом добычи на скважине №10. В настоящее время работы ведутся в соответствии с «Проектом пробной эксплуатации Урманского месторождения» (Протокол ЦКР № 2537 от 26 января 2001 года). По состоянию на 1 января 2003 года накопленная добыча на месторождении составляет 145 тыс.т.

Урманское месторождение в административном отношении находится на территории Парабельского района Томской области (рис.1.1.1.).

Населённые пункты непосредственно на территории месторождения отсутствуют. Ближайший населенный пункт поселок Пудино, где имеются почта, телеграф, радиорелейная связь, больница находится в 60 км к востоку от месторождения. В 10 км восточнее поселка Пудино расположен новый город нефтяников Кедровый, с населением около 5 тысяч, вблизи которого имеется аэропорт с бетонной взлётно-посадочной полосой.

Район работ экономически освоен слабо. Местное население занимается в основном лесозаготовками, животноводством, промысловой охотой, а в последнее десятилетие - работами на нефтепромыслах. Небольшая часть населения занята на геологоразведочных работах.

Южнее Урманского месторождения на расстоянии 1,5 км от действующей установки подготовки нефти расположен действующий нефтепровод Игольско-Таловое месторождение - Парабель, который связан с основной транспортной нефтяной магистралью Александровское - Томск-Анжеро-Судженск. Вдоль нефтепровода проложены линии электропередач. Специальных работ по поискам полезных ископаемых, кроме нефти и газа, не проводились. Из местных материалов для строительства используется только лес.

Климат района резко континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает -55°C) и коротким тёплым летом (до $+35^{\circ}\text{C}$ - в июле). Снежный покров лежит с ноября по май, толщина его достигает 80-100 см. Реки и болота начинают замерзать лишь к концу декабря (толщина льда на водоёмах достигает 1 метр), причём некоторые участки болот, где активно идут процессы окисления, не промерзают всю зиму, в связи с чем возникает необходимость сооружения переездов в виде настилов.

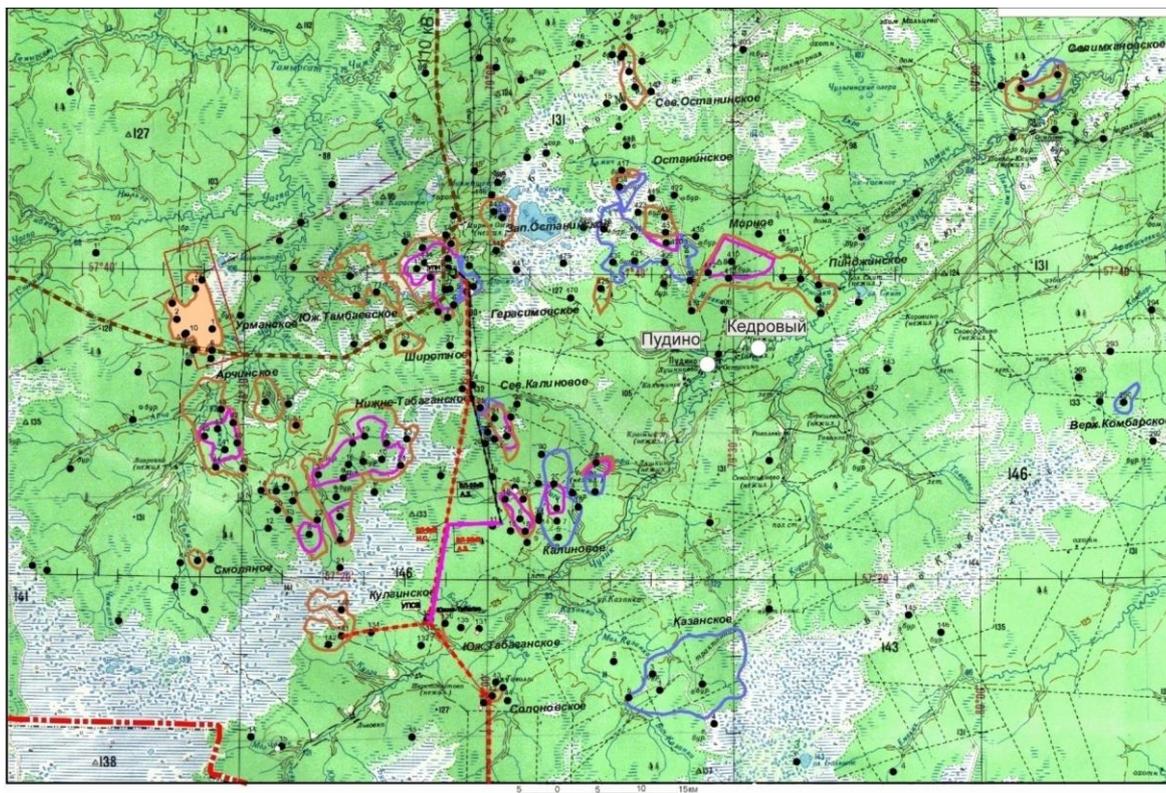


Рисунок 1.1.1. Обзорная карта

Условные обозначения к рисунку 1

-  административные границы
-  Урманское месторождение
-  Месторождения
нефтяные
-  газовые
-  конденсатные
-  1 скважины
-  нефтепровод Игольско-Таловое-Парабель
-  нефтепровод УПСВ Южно-Табаганского н.м.-УПН Герасимовского н.м.
-  нефтепровод Кулгинское н.м.- УПСВ Южно-Табаганского н.м.
-  нефтепровод Болтное н.м.- УПСВ Южно-Табаганского н.м.
-  трансформаторная подстанция
-  планируемые ВЛ-35 кВ, автозимник
-  существующий коридор коммуникаций (ВЛ-35 кВ, автозимник)

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Планомерное изучение геологического строения района, в пределах которого расположено Урманское месторождение, началось в 1947 году геологической, а затем аэромагнитной и гравиметрической съёмками масштаба 1:1000000. Работы проводились с целью выделения крупных структурно-тектонических элементов и выбора направления нефтепоисковых работ.

В период 1953-1973 годов в районе ведутся сейсморазведочные работы МОВ и КМПВ, направленные на поиск ловушек, могущих содержать залежи нефти и газа в меловых и юрских отложениях, а также приконтактной части осадочного чехла с фундаментом.

В этот период проведенными площадными и детальными работами МОВ по отражающим горизонтам в мезокайнозойских отложениях оконтурено и детализировано Урманскоелокальное поднятие (Белов Р.В., с/п 3/70-71).

Первые сейсморазведочные работы МОГТ 2D проведены в 1973 году и продолжались с перерывами до 1988 г. Работы были, в основном, ориентированы на изучение структурного плана осадочного чехла, картирование эрозионно-тектонических выступов фундамента, прогнозирование вещественного состава пород, подстилающих осадочный чехол, и, на основании этого, на прогнозирование нефтегазоносности.

На территории Урманского месторождения последние полевые работы методом МОГТ 2D проведены в 1987-1988 годах. Суммарный объем сейсморазведки данного вида в пределах лицензионного участка составляет 220,3 км.

В 1974 году в результате бурения параметрической скважины № 1, заложенной в юго-восточной части поднятия, открыта нефтяная залежь, приуроченная к карбонатным отложениям палеозоя. При испытании интервала 3060-3105 (-2949,6 –2994,6) получен приток нефти дебитом 41,5 м³/сут на штуцере 11,5 мм, газовый фактор 159 м³/м³.

В 1975 году при испытании скважины Урманская-2 получен первый приток нефти из отложений коры выветривания, а в 2002 году при испытании скважины 22 установлено наличие газовой шапки.

Всего в период с 1974 по 2003 годы на месторождении пробурены 11 глубоких скважин (1 - параметрическая, 6 – поисковых, 3 – разведочных и 1 – поисково-оценочная), общий объем бурения составляет 36232 метра.

В 2002 году проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3D с целью изучения особенностей геологического строения зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений. Работы 3D выполнены в объеме 63,97 км² и полностью покрывают площадь месторождения.

2 Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

В строении разреза Урманской площади принимают участие палеозойские образования доплатформенного комплекса и мезозойско-кайнозойские осадочные отложения платформенного чехла. [3]

Палеозойская группа (Pz)

Девонская система(D)

Палеозойские отложения в пределах Урманского месторождения представлены породами девона, стратификация которых выполнена по комплексу строматопор, фораминифер, остракод, мшанок и т.д.

Накопление девонских отложений происходило в зоне сочленения мелководной равнины и шельфового склона. В результате этого площадь оказалась в зоне перехода от рифогенно-аккумулятивного к бассейновому типу разреза (рисунок 2.1.1.).

Карбонатные отложения герасимовской и лугинецкой свит разделены глинистой пачкой мощностью до 100 м, которая хотя и не вскрыта скважинами, отчетливо видна на материалах сейсморазведки 3D (рисунок 2.1.2.).

Наиболее древней толщей, вскрытой скважинами на Урманской площади, являются отложения герасимовской свиты.

Стратиграфическая шкала				Зона, тип разреза	
Система	Отдел	Ярус	Индекс	Рифегенно-аккумулятивная, карбонатный	Бассейновая, кремнисто-глинисто-карбонатный
КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	Средний	Бакирский	C _{bs}	Средневазюганская толща. Аргиллиты, алевролиты, песчаники, туфы	
		Серпуховский	C _ç	Табаканская толща. Известняки окварцованные, спонголиты, туфы	
	Визейский	C _у			
	Нижний	Турнейский	C _т	Кехорегская толща. Аргиллиты с туфогенной примесью, мергели	
ДЕВОНСКАЯ	Верхний	Фаменский	D _{f^m}	Лугинская толща. Глобонидные известняки	Чагинская свита. Кремнеаргиллиты, радиоляриты, известняки
		Франский	D _{f^r}	Герасимовская толща. Известняки с биогермами и биостратифицированные	Верхняя подсвита Чузикской свиты. Аргиллиты, известняки
	Средний	Живетский	D _{g^v}	Нижняя подсвита Чузикской свиты. Известняки с биокластами и прослоями туфов	
		Эйфельский	D _{e^f}		
	Нижний	Эмский	D _{e^m}	Биазинская толща. Известняки	Мирная толща. Известняки глинистые
		Пражский	D _{p^g}	Армичевская толща. Биокласты	Лесная толща. Известняки глинистые, аргиллиты
Ложковский		D _{l^{ch}}	Межовская толща. Известняки биоморфные, доломитизированные		
СИЛУРИЙСКАЯ	Верхний	Пржидольский	S _{l^zg}	Майзасская толща. Известняки биокластические, мергели, туфы	
		Лудловский	S _{l^d}		
	Нижний	Венлокский	S _{v²}	Большенческая толща. Туфы	
		Лландоверийский	S _{l^{hd}}		
Ордовикская	Верхний			Ларинская толща. Известняки с линзами аргиллитов	
	Средний		O _{2,3}		
				Павловская толща. Зеленокаменные кальцилотиты, известковые алевролиты, аргиллиты, песчаники	

Рисунок 2.1.1. Схема расчленения литологических толщ (свит) палеозойских отложений юго-восточной части Нюрольского осадочного бассейна.

Герасимовская свита (D2gr1-2) выделяется в скважинах 1, 4, 6, 9, 11, 22 в восточной части площади Вскрытая толщина отложений герасимовской свиты до 1435 м в скважине 6. Разрез представлен карбонатными фациями мелководного эпиконтинентального шельфа, куда приносилось незначительное количество глинистого материала.

Эти отложения сложены серыми и кремовыми известняками и доломитами, массивными и слоистыми, сгустково-комковатыми с обломками раковин двустворок и кораллов. Размеры сгустков и комочков 0,05-1 мм. Комочки и сгустки выполнены микрокристаллическим кальцитом. Соотношение комков и сгустков меняется. Наблюдается пятнистость в окраске, обусловленная различным количеством и составом примеси глинистого материала. В известняках встречается обедненная фауна.

Выше, по данным сейсморазведки, залегают толща предположительно, тонкозернистых, глинисто-карбонатных и глинистых пород, которые скважинами не вскрыты. Севернее и восточнее Урманской площади отложения такого типа выделяется в чузикскую свиту (D2chz).

Лугинецкая свита (D3lg) выделяется в западной части площади (скважины 2, 3, 5, 7, 10). Нижняя граница свиты не вскрыта. Отложения свиты накапливались, преимущественно, на шельфовом склоне. Скважины вскрывают разные уровни лугинецкой свиты, накапливавшиеся в различных фациальных условиях. Урманская скважина 3 вскрыла отложения подошвы склона представленными пелитоморфными известняками. Скважиной 5 вскрыты отложения склона, так в интервале 3195-3280 м отмечено чередование тонкозернистых доломитов и тонко-микрозернистых известняков. Верхнюю толщу в этой скважине (интервал 3088-3195м) слагают перекристаллизованные мелкозернистые доломиты. Толща такого же типа отложений вскрыта и скважиной 7. Выше отложения склона переходят в строматолитовые биостромы скважины 10, отделяющие морские бассейновые фации от лагунных. Здесь же в известняках встречаются остатки кораллов и мшанок. Оолитовые известняки, вскрытые скважиной 2, могут представлять краевые фации платформы, располагающиеся сразу же за органогенной постройкой.

Вскрытая толщина отложений свиты до 207 м в скважине 5.

Кора выветривания

На карбонатных отложениях девона с угловым несогласием не повсеместно залегают бокситосодержащие породы коры выветривания, мощность которых по данным бурения достигает до 23 м (скв. 2), а по материалам сейсморазведки может достигать 38 м.

Зона развития коры выветривания отрисована по данным бурения и сейсморазведки. По всей вероятности, ее утолщения связаны с морфологическими особенностями палеорельефа, существовавшего в период предмезозойского перерыва в осадконакоплении.

Кора выветривания представлена аллитными, железистыми, бокситосодержащими породами серого цвета со слабым буроватым оттенком. Структура породы неравномерnozернистая, местами сферолитовая, текстура оолитовая.

Породы включают в себя: боксита до 45%, каолинита до 20%, сидерита до 60%, битума или гетита до 5%, пор до 20% и больше.

Порода сложена различными по составу и размеру оолитами, которые составляют 70% общей массы.

Под микроскопом цвет породы неоднородный, оолиты серо-бурого цвета, межформенные пространства и центральные части крупных пизолитов – бесцветные.

Мезозойская группа (Mz)

Мезозойские отложения представлены породами юрской и меловой систем.

Хроностратиграфическое деление юрских отложений проведено согласно схеме, принятой решением совещания представителей ОИГГиМ СО РАН, АО ТНГГ, АО ВНК, СНИИГГиМС, 1995 г.

Привязка всех стратиграфических горизонтов проводилась по скважине 4, нижнеюрский разрез которой является стратотипом в Нюрольской впадине.

Юрская система(J)

Отложения юры представлены всеми тремя отделами. Накопление нижнесреднеюрских осадков происходило в условиях континентального режима обширной озерно-аллювиальной равнины с умеренно-теплым гумидным климатом.

Урманская свита(J_{1h-s-p}) вскрыта всеми скважинами. Непосредственно на отложениях палеозоя залегает песчаный пласт Ю₁₇геттанг-синемюрского возраста. Пласт неоднороден по составу и представлен песчаниками серыми, средне-крупнозернистыми, среднесцементированными, глинистым цементом, гравелитами с обломками кварца размером до 5 мм. Толщина пласта до 149 м в скважине 4.

Выше залегает углисто-аргиллитоваяплинсбахская пачка, в средней части которой выделяется песчаный пласт Ю₁₆. Пласт незначительной мощности и заглинизирован.

Распространение песчаных пластов урманской свиты контролируется выклиниванием на склонах положительных структур.

Тогурская свита(J_{1t1}) представлена аргиллитами серыми, темно-серыми до черных, с зеленовато-буроватым оттенком. Аргиллиты массивные, плотные, крепкие, с раковистым и полураковистым изломом, иногда плитчатые, реже комковатые, с включением обуглившихся растительных остатков, слюдистые и сидеритизированные. В отдельных случаях отмечается известковистость и окремнение. Слабая слоистость обусловлена прослоями алевролитов или песчаников.

К сводовой части (скважина 22) отложения свиты выклиниваются.

Породы тогурской свиты в Нюрольской впадине обогащены органическим веществом и могут обладать нефтематеринскими свойствами. Наряду с этим аргиллиты тогурской свиты могут являться и хорошей крышкой для возможных залежей углеводородов в нижележащих пластах. Толщина свиты от 14 м в скважине 4 до 21 м в скважине 6.

Тюменская свита ($J_{1t_2} - I_2a - b_j - bt$) в целом представляет собой неоднородную песчано-алевритоглинистую толщу с прослоями углистых аргиллитов и углей. В составе тюменской свиты выделяется три подсвиты.

Нижняя подсвита верхнетоар-ааленского возраста с песчаными пластами Ю₁₁₋₁₅, разделенными углями и углисто-глинистыми пачками. Наиболее надежно корреляция тоар-ааленских отложений проводится по данным радиоактивного каротажа.

Песчаники пласта Ю₁₄₋₁₅ светло-серые, мелко-крупнозернистые, средне-крепкоцементированные, участками слоистые за счет углистого материала и намывов слюды, с включением мелкой (0,3-20 мм) гальки различного цвета и состава (обломки кварца, кальцита), гравелитов. По лабораторным исследованиям открытая пористость от 8% до 15%, проницаемость от 0,2 мД до 0,7 мД. Коллекторские свойства песчаников неоднородны по площади и по разрезу. Пласты выдержаны по простиранию и достигают толщины 40 м (пласт Ю₁₅ в скважине 7).

Накопление осадков нижнего и верхнего тоара происходило в условиях опресненного бассейна с постепенным похолоданием. Но уже к началу аалена наблюдается потепление климата и песчаные горизонты Ю₁₁₋₁₃ формируются в обстановке умеренно-теплого гумидного климата, благоприятного для развития угленосных толщ.

Средняя подсвита тюменской свиты включает в себя комплекс отложений между угольными реперами У₆₋₁₀ байосского возраста.

С формирования наиболее мощного угольного пласта $У_{10}$, перекрывающего отложения аалена, начинается образование осадков байосбатского времени, представленных сложным чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей, которые трассируются на значительные расстояния и являются надежными реперами при корреляции разрезов.

В байосское время осадконакопление происходит в обстановке сильно выровненного континентального рельефа.

Песчаные пласты, проиндексированные как $Ю_{7-10}$, генетически связаны с аллювиально-пойменными седиментационными циклами, вследствие чего при значительных толщинах песчаники не имеют латерального прослеживания.

Песчаный пласт $Ю_{10}$ представлен песчаниками светло-серыми, от мелко до крупнозернистых, средне-крепкосцементированными, неоднородными как по площади, так и по разрезу. По лабораторным исследованиям открытая пористость от 2% до 15%, проницаемость от 0,1 мД до 12,6 мД (данные по соседним площадям, т.к. пласт в районе работ не охарактеризован керном).

В верхней подсвете байос-батского возраста выделяются песчаные пласты от $Ю_3$ до $Ю_6$. По сравнению со средней подсветой верхняя характеризуется увеличением доли песчаного материала. Толщины пластов достигают 20 м (пласт $Ю_4$ в скважине 4). По площади пласты не выдержаны.

В разрезе тюменской свиты наиболее выдержанные по простиранию и значительны по толщине угольные пласты $У_{13}$, $У_{12}$, $У_{10}$, $У_9$, $У_8$, $У_4$. Наибольшее латеральное распространение и значительную толщину (до 15 м в скважине 11) имеет угольный пласт $У_{10}$, который является региональным сеймостратиграфическим репером.

Толщина свиты от 323 м в скважине 11 до 485 м в скважине 9.

Васюганская свита (J_2cl_2 – J_3ox_2), согласно многочисленным исследованиям, разделяется на две подсвиты, нижнюю – глинистую и верхнюю – песчано-глинистую.

Нижневасюганская подсвита представлена мелководно-морскими фациями аргиллитов темно-серых до черных с маломощными прослоями песчаников и алевролитов. В зоне перехода васюганской свиты в наунакскую происходит литологическое замещение аргиллитов нижневасюганской подсвиты на локально развитые песчаные разности, которые выделяются в пласт $Ю_1^{5-6}$.

Верхневасюганская подсвита, сложенная песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов и углей, является основным регионально продуктивным горизонтом $Ю_1$, в составе которого выделяется песчаные пласты $Ю_1^{1-2}$ и $Ю_1^{3-4}$. Верхневасюганская подсвита делится угольными пластами $У_1$ и $У_1^1$ на надугольную, межугольную и подугольную части.

В регрессивной подугольной пачке в районе работ прослеживается пласт $Ю_2$, который уверенно коррелируется в разрезах скважин.

Надугольная пачка характеризуется развитием песчаных пластов $Ю_1^1$.

Толщина свиты изменяется от 80 м до 90 м.

Георгиевская свита (J_3km). На Урманской площади имеет незначительные толщины (порядка 1-1,5 м) и представлены глубоководными фациями аргиллитов темно-серых, часто зеленоватых за счет присутствия глауконита.

Баженовская свита (J_3v). Глубоководные отложения свиты представлены битуминозными аргиллитами окремненными, с прослоями известковистых пород. Обогащенность органическим веществом позволяет рассматривать породы свиты, как нефтегазоматеринские отложения. Отложения свиты являются литологическим и геофизическим репером. Толщина свиты 24-25 м.

Меловая система(K)

Представлена морскими (куломзинская, тарская, кузнецовская, ипатовская, славгородская, ганькинская свиты) и континентальными (киялинская, покурская свиты) отложениями.

Палеогеновая система(Pg)

Представлена морскими глинистыми отложениями (талицкая, люлинворская, чеганская свиты) и озерно-аллювиальными фациями некрасовской серии.

Четвертичная система(Q)

Четвертичные отложения с размывом залегают на подстилающих, и представлены озерно-аллювиальными фациями.

2.2 Тектоника

Урманское месторождение расположено в южной части Западно-Сибирской плиты, в разрезе которой выделяется два структурных этажа: доюрские образования и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол.

По доюрским образованиям нижнего структурного этажа Урманское месторождение находится в юго-восточной части Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы, имеющей герцинский возраст консолидации. В соответствии со «Структурно-формационной картой по поверхности доюрских образований южной части Томской области» [ред. В.С. Сурков, 2000г.] месторождение расположено в центральной части Нюрольского погруженного блока Межовского срединного массива. Покров погруженного блока представлен карбонатными, терригенно-карбонатными и терригенными толщами среднего палеозоя значительной мощности. В пределах Урманского месторождения породы палеозоя моноклинально погружаются в западном направлении, углы падения изменяется от 5° до 25° .

По отложениям верхнего структурного этажа согласно схеме тектонического строения Западной Сибири, построенной в ИГНГ СО РАН в

2000 году, и принятой для рассматриваемого региона классификации платформенных структур [4] Урманское месторождение находится в пределах Чузикско-Чижапской мезоседловины – промежуточной структуры второго порядка.

Чузикско-Чижапская мезоседловина является зоной сочленения Лавровского мезовала на юго-западе и Пудинского мезоподнятия на северо-востоке рассматриваемой территории. На северо-западе мезоседловина ограничена Нюрольской мегавпадиной, а на юго-востоке – Калгачским мезовыступом. Площадь мезоседловины составляет 2380 км². Значения абсолютных глубин до отражающего горизонта Па (в подошве баженовской свиты) изменяются от –2400 м до –2660 м. Мезоседловина осложнена значительным количеством локальных поднятий, наиболее крупными из которых являются: Нижнетабаганское, Калиновое, Арчинское, Урманское.

Урманское локальное поднятие расположено в северо-западной части мезоседловины и осложнено на востоке и северо-востоке нарушениями, амплитуда которых достигает 200 м.

По эрозионной поверхности палеозоя (отражающий горизонт Ф₂) Урманское поднятие ограничено изогипсой – 3000 м, имеет амплитуду порядка 110 м и размеры 8 x 12 км и осложнено тремя куполами - Северным, Южным и Западным. Наиболее поднятым является Северный купол, который замыкается изогипсой –2930 м и имеет амплитуду 50 м, Южный купол замыкается изогипсой –2930 м, амплитуда – 20 м. Западный купол расположен несколько ниже и замыкается изогипсой -2990 м, амплитуда 20 м.

Трехмерное изображение Урманского месторождения приведено на рисунке 2.2.1.

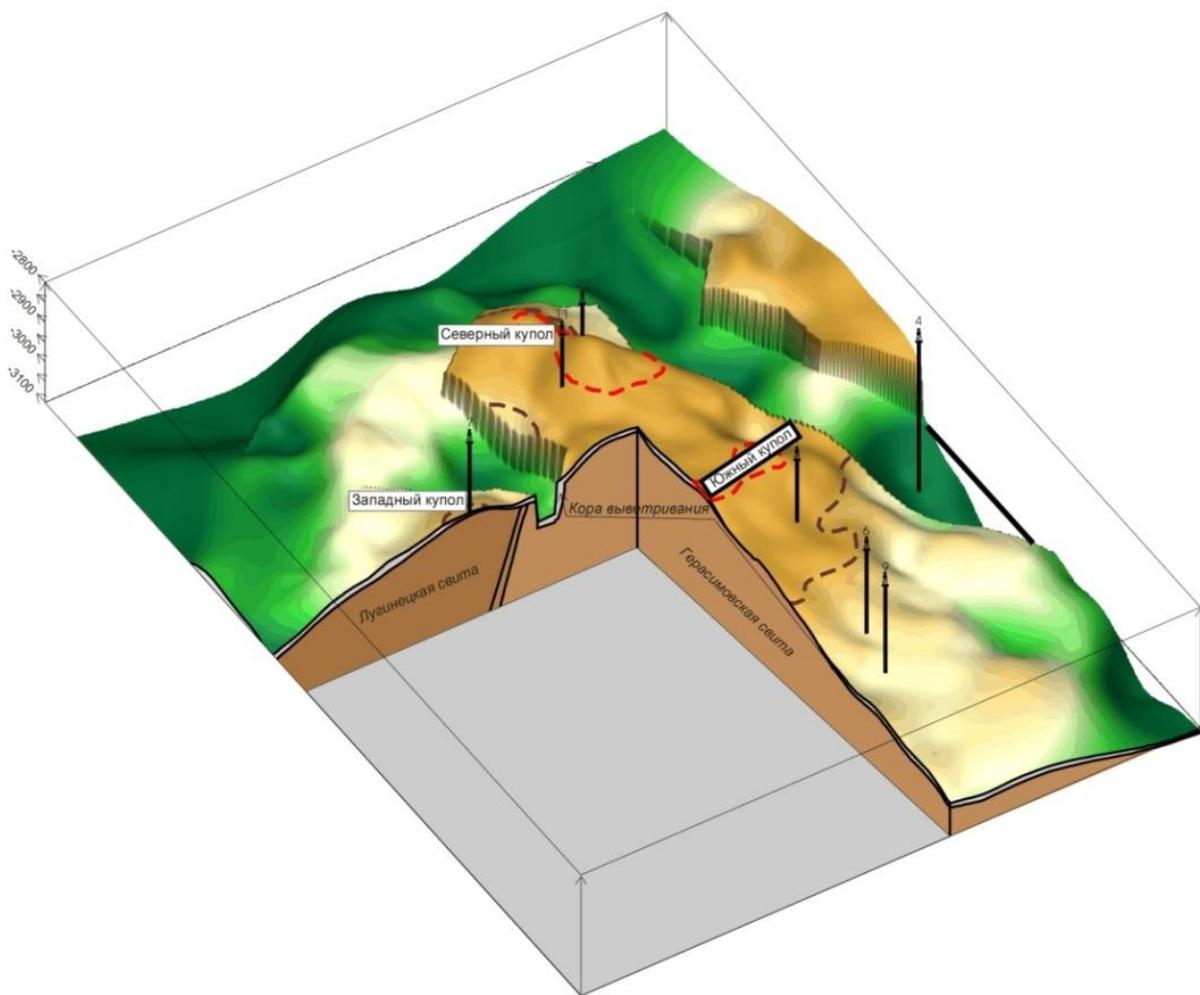


Рисунок 2.2.1. Трехмерное изображение Урманского месторождения

2.3 Нефтегазоносность

Территория Урманского месторождения входит в состав Казанского нефтегазоносного района (НГР) Васюганской нефтегазоносной области (НГО)

На территории Казанского НГР открыто 16 месторождений нефти и газа, из которых 8 нефтяных.

В нефтегазоносном отношении Казанский НГР является уникальным. Связано это с тем, что, в пределах большей части юго-востока Западной Сибири месторождения нефти и газа сконцентрированы, главным образом, в горизонте Ю₁ васюганской свиты. На территории рассматриваемого НГР этаж нефтеносности существенно расширен. Здесь на многих площадях залежи

углеводородов многопластовые и сосредоточены в верхней, средней юре и нефтегазоносном горизонте зоны контакта палеозоя и мезозоя (НГГЗК).

Палеозойский этаж нефтегазоносности

Резервуар НГГЗК

Резервуарами для залежей углеводородов в данном горизонте могут являться:

-трещиноватые известняки и доломиты девона;

-кремнисто-глинистые отложения карбона;

-кора выветривания, на различных участках сложенная глинисто-кремнистыми породами, брекчиями кремнистого состава, бокситами.

Каждый из этих резервуаров имеет свои, присущие только ему, области распространения коллекторов, типы коллектора, особенности фильтрационно-емкостных свойств, специфические типы ловушек и т.д.

Месторождения нефти и газа, как правило, приурочены к эрозионно-тектоническим выступам доюрского основания и связаны со сложно построенными литологически-, тектонически- и стратиграфически-экранированными ловушками.

Месторождения в коренных породах девона приурочены к различным стратиграфическим уровням. Так, на Урманской площади продуктивны отложения верхнего девона - нижнего карбона; на Арчинской - нижнего девона.

Роль флюидоупоров для залежей углеводородов в НГГЗК, как правило, выполняют глинистые и углисто-глинистые пачки ранне-среднеюрского возраста, которые с угловым несогласием перекрывают породы доюрского основания.

Мезозойский этаж нефтегазоносности

В разрезе юры на территории Казанского НГР можно выделить три основных нефтеперспективных комплекса: геттанг-раннетоарский, верхнетоар-батский, келовой-волжский [4].

Геттанг-раннетоарский (нижнеюрский) нефтеперспективный комплекс

Геттанг-раннетоарский комплекс пород представлен переслаивающимися песчаными и глинистыми пачками, что создает благоприятные предпосылки для формирования ловушек углеводородов.

Несмотря на это, промышленных залежей нефти и газа в геттанг-раннетоарских отложениях исследуемой территории не открыто, непромышленный приток нефти из горизонта Ю17 получен в скважине Урманской №4.

Основная проблема поиска скоплений углеводородов в нижнеюрских отложениях связана с выявлением зон распространения коллекторов в горизонтах Ю17, Ю16, формирование которых определяются вещественным составом пород, слагающих области денудации, и палеогеографическими условиями формирования песчаных горизонтов.

Учитывая условия формирования геттанг-раннетоарских отложений, можно ожидать несколько типов обстановок, благоприятных для седиментации песчаных толщ, обладающих хорошими коллекторскими свойствами. Первый тип - каньонообразные зоны седиментации между крупными выступами фундамента, сложенными гранитами, либо обогащенными кварцем породами. В таких зонах породы с улучшенными коллекторскими свойствами будут связаны с пролювиальными и аллювиальными фациями [4].

Благоприятными также являются фации пляжей, дельт и конусов выноса в древних озерных водоемах. Отмечаемая всеми исследователями приуроченность зон улучшенных коллекторов к склонам древних поднятий является косвенным подтверждением этого вывода.

Верхнетоар-батский среднеюрский нефтеперспективный комплекс

Верхнетоар-ааленский комплекс подкомплекс распространен на большей части рассматриваемой территории. Промышленных залежей, связанных с этими отложениями, в исследуемом районе также нет. Непромышленные притоки нефти получены из пластов Ю11, Ю12, Ю13 на Солоновской площади, нефтепроявления отмечены на значительном количестве площадей, в частности, Южно-Тамбаевской, Южно-Табаганской и др. Проблема поиска нефтегазоперспективных объектов в этих отложениях также связана с выявлением зон распространения песчаных пластов, обладающих хорошими коллекторскими свойствами.

Байос-батский подкомплекс развит в пределах всего Казанского нефтегазоносного района. Промышленные залежи углеводородов в этих отложениях открыты на Герасимовской, Калиновой, Северо-Калиновой, Казанской, Кулгинской и Нижнетабаганской площадях. Дебиты нефти из песчаных пластов Ю2-Ю10 составляют 1-103 м³/сут, газа 1-845 тыс. м³/сут. Наиболее характерные дебиты: нефти до 20 м³/сут, газа – до 100 тыс. м³/сут.

Продуктивность среднеюрского нефтеперспективного комплекса на Урманском месторождении не доказана.

Следует отметить, что большинство залежей нефти и газа, сконцентрированных в верхней части байос-батского резервуара, генетически связаны с нефтепроизводящими породами баженовской свиты и получили развитие в зоне распространения наунакской свиты, где отсутствует региональный флюидоупор (нижневасюганская подсвита), отделяющий коллектора от нефтематеринских пород.

Келловей-волжский нефтегазоперспективный комплекс

Келловей-волжский комплекс пород является основным нефтегазоперспективным комплексом на юго-востоке Западной Сибири.

В Казанском НГР в отложениях горизонта Ю1 выявлены залежи нефти и газа на Герасимовском, Болотном, Калиновом, Кулгинском, Нижнетабаганском, Северо-Калиновом, Южно-Табаганском и др. месторождениях. Коллекторские свойства песчаных пластов горизонта Ю1 изменяются в широком диапазоне - средняя пористость составляет 15-23%, проницаемость – до 150×10^{-15} м².

Центральная залежь пласта М приурочена к центральной части Урманского локального поднятия, охватывающей Южный и Северный купола. Притоки нефти в пределах данной залежи получены в скважинах 2,5,10. С запада и юго-запада залежь ограничена контуром ВНК, с востока и юго-востока – линией вклинивания пласта М, с севера – тектоническим нарушением. Залежь пластовая, сводовая, литологически и тектонически экранированная, нефтегазоконденсатная.

Притоков газа из пласта М не получено, однако наличие газовой шапки предполагается по аналогии с залежью пласта М₁₆. Предполагается, что в зоне малых (менее 5 м) мощностей коры выветривания появляется ее гидродинамическая связь с породами палеозоя, следовательно, газовая шапка охватывает весь разрез НГГЗК. Водонефтяной контакт для этой залежи принят на абсолютной глубине –2980 по подошве проницаемого прослоя в скважине 10, где получен безводный приток нефти. Положение ГНК принято на тех же отметках, что и для залежи пласта М₁₆, обоснование которого будет приведено ниже. Площадь залежи 35,6 км², длина 9,5 км, ширина 5,3 км, высота залежи 100 м. Высота нефтяной части залежи составляет 64 м, она занимает площадь 33,2 км², или 93,1% от площади залежи. Газовая шапка имеет высоту 30 м и занимает площадь 5,5 км², или 15,4% общей площади. Площади различных зон в пределах нефтенасыщенной части залежи и пределы изменения, а также средневзвешенные по площади значения эффективных нефтенасыщенных толщин приведены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1. Площади различных зон в пределах залежей и эффективные нефтенасыщенные толщины в их пределах [5].

Залежь	ВНГЗ		НГЗ		НЗ		ВНЗ	
	Площадь, км ² /%	Эффективная мощность, м	Площадь, км ² /%	Эффективная мощность, м	Площадь, км ² /%	Эффективная мощность, м	Площадь, км ² /%	Эффективная мощность, м
Центральная залежь пласта М			3,029/ *, 9,1%	0- 18/1**, 5,9	23,099/ 69,7%	0-28/9,4	7,033/ 21,2%	0-27/7,2
Западная залежь пласта М							1,180/100%	0-7/3,5
Залежь горизонта М1а					858/ 14,0%	0-7/2,4	5,274/ 86,0%	0-11/4,4
Залежь горизонта М1б	2,474/ 9,2%	20-42/ 31,5					24,395/ 90,8%	0-42/15,0

Западная залежь пласта М приурочена к одноименному куполу Урманского локального поднятия. Залежь вскрыта скважиной 7. Залежь пластовая, сводовая, нефтяная.

Водонефтяной контакт для этой залежи принят на абсолютной глубине –2969 посередине интервала испытания 3083-3089 (-2966 –2972), в котором получен совместный приток нефти и воды. Площадь залежи 1,2 км², длина 1,4 км, ширина 0,9 км, высота залежи 10 м. Площади нефтяной и водонефтяной зон в пределах нефтенасыщенной части залежи и пределы изменения, а также средневзвешенные по площади значения эффективных нефтенасыщенных толщин.

Предполагаемая залежь пласта М1а приурочена к линии выклинивания данного пласта в пределах Урманского поднятия, скважинами

* числитель - площадь, км², знаменатель – доля от общей нефтенасыщенной площади, %

** числитель – интервал изменения, знаменатель – средневзвешенная по площади толщина

не вскрыта. Предполагается наличие пластовой, нефтяной, стратиграфически экранированной залежи.

Водонефтяной контакт для этой залежи принят на абсолютной глубине –2980 по аналогии с Центральной залежью пласта М. Площадь залежи 3,1 км², длина 4,2 км, ширина 0,5-1,5 км, высота - 20 м. Площади нефтяной и водонефтяной зон в пределах нефтенасыщенной части залежи и пределы изменения, а так же средневзвешенные по площади значения эффективных нефтенасыщенных толщин.

Залежь пласта М₁₆ приурочена к центральной части Урманского локального поднятия, охватывающей Южный и Северный купола. Притоки нефти в пределах данной залежи получены в скважинах 1,11, приток газа в скважине 22. С северо-запада, севера и северо-востока залежь ограничена контуром ВНК, с запада линией вклинивания пласта М₁₆, с востока – тектоническим нарушением. Залежь массивная, сводовая, литологически и тектонически экранированная, нефтегазоконденсатная.

Водонефтяной контакт для этой залежи принят на абсолютной глубине –2962 по искусственному забою объекта 3060-3073 (-2949 –2962) в скважине 1, где получен безводный приток нефти. Положение ГНК по нижним отметкам притока газа в скважине 22, установленным по данным шумометрии на абсолютной глубине –2916, (рисунок 2.3.1). Площадь залежи 26,9 км², длина 9,0 км, ширина 3,8 км, высота залежи 90 м. Высота нефтяной части залежи составляет 46 м, она 100% от площади залежи. Газовая шапка имеет высоту 36 м и занимает площадь 2,5 км², или 9,2% общей площади. Площади различных зон в пределах нефтенасыщенной части залежи и пределы изменения, а также средневзвешенные по площади значения эффективных нефтенасыщенных толщин.

2.4. Петрофизическая характеристика разреза

В таблице 2.4.1. указаны «теоретические» значения петрофизических констант для пород палеозоя, подтвержденные данными изучения акустических характеристик пород в скважине Урм-10, и плотности в каждой скважине по данным исследования керна [5].

Таблица 2.4.1 Петрофизические константы пород [5]

Порода	$\Delta t_{ск}$, мкс/м	$\sigma_{ск}$, г/см ³
Доломит	140	2,87
Известняк	154	2,72
Сидерит	130	2,95
Кварц	165	2,65
Глина	240	2,4-2,7
Боксит	240	2,8

Общая пористость породы ($K_{поб}$) определена двумя способами:

по комплексу методов НГК, ГК, АК, кривой плотности, полученной по керну, если нет ГГКП;

по комплексу методов ГК, БК и кривой плотности, полученной по керну.

Для оценки достоверности определения пористости, определяемой по ГИС, проведено сопоставление полученных значений с расчетными значениями общей пористости по керну. Величина расчетной пористости использовалась в связи с тем, что замеры удельного веса, а, следовательно, общей пористости на керне не проводились. Результаты сопоставления общей пористости по комплексу ГИС и расчетной общей пористости по керну для горизонта M_1 приведены на графике 2.4.1. и в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2. Сопоставление средних значений пористости по ГИС и керну для пластов M_1

№скв	Кровля	Подошва	Нобщ	Нэфф	$K_{п об}$ ГИС, %	$K_{п об}$ кern расч, %	$K_{п}$ откр, %	Кол-во образцов
10	3093.1	3132.8	39.7	20.7	1.7	4.1	0,5	34

На графике видно, что лишь значение расчетной общей пустотности по керну по скважине 10 значительно отличается от данных интерпретации ГИС. Скорее всего, это связано с недостаточно обоснованным расчетом пористости по керну некоторых образцов, содержащих обломки органических остатков (кораллов, мшанок и т.п.). Пористость, открытая по керну без учета трещин и каверн, существенно ниже общей пустотности как по ГИС, так и по керну.

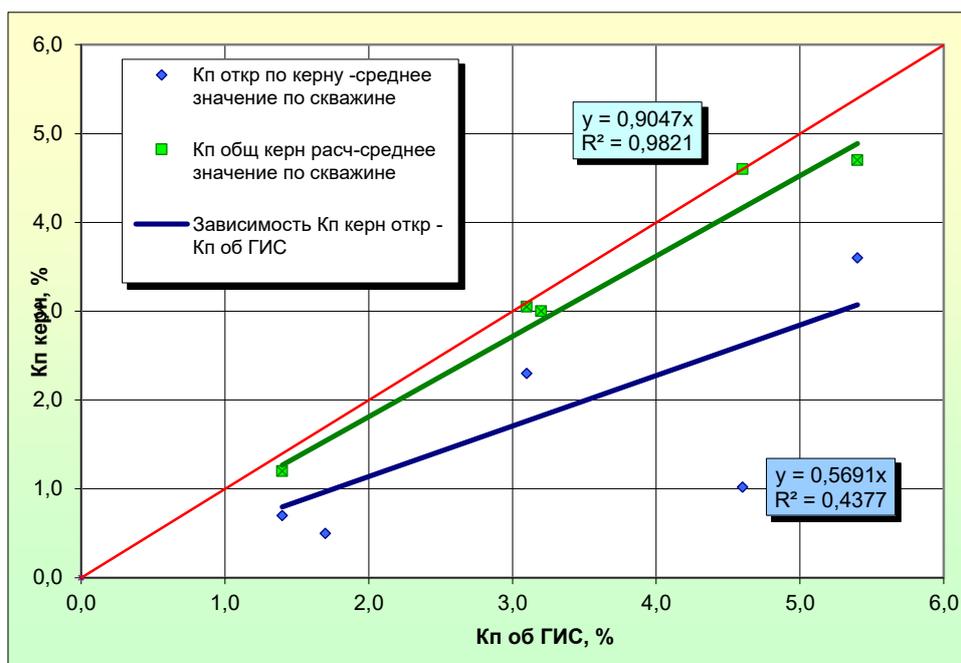


График 2.4.1. Сопоставление пористости по керну и комплексу ГИС для пластов М1 [5]

Обобщенные сведения физических свойств горных пород, слагающие геологический разрез месторождения Западной Сибири представлены в таблице.

Таблица 2.4.3 Физические свойства основных разновидностей горных пород, слагающие геологический разрез

Породы	Плотность, (г/см ³)	Сопротивление рп (Ом*м)	Радиоактивность, (мкр/ч)	Скорость, Ур (м/с)
Глины	2,1-2,4	2-40	6-14	1200-2500
Песчаники	2,2-2,5	2-30	3-8	1500-5500
Аргиллиты	2,3-2,6	2,5-7	5-12	5000-7500
Алевролиты	2,4-2,7	1,8-18	8-11	1500-4500
Угли	1,2-1,9	100 и более	0,5-3	1000-2500
Известняки	2,6	50-2400	2-8	3000-7100

3 Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

На начальном этапе геофизические исследования велись в летнее время 1947 года и носили региональный характер, проводились как с целью изучения геологического строения территории, так и с целью подбора оптимальных методик поисков месторождений нефти и газа.

Начиная с 1972 проводятся работы МОГТ по следующей методике: кратность 12-24, система наблюдения - фланговая с выносом ПВ на базе 60 метров, расстояние между пунктами взрыва - 100 метров, расстояния между центрами баз группирования 50 метров. Условия регистрации: тип сейсмостанции – СМОВ-24, Прогресс-2, канальность сейсмостанции - 96 или 48.

При интерпретации результатов промыслово-геофизических исследований, проведенных в скважинах, решались следующие геолого-геофизические задачи:

- литологическое и стратиграфическое расчленения разреза;
- корреляция разреза с целью изучения строения продуктивных отложений;
- выделение коллекторов;
- определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов;
- оценка характера насыщения;
- определение положения водонефтяных контактов по залежам.

Стандартный каротаж проводился во всех скважинах в масштабе глубин 1:200 с целью литологического расчленения геологического разреза скважин и корреляции пластов. Масштаб записи кривой сопротивления (КС) - 2.5 Ом*м/см, кривой собственной поляризации (ПС) - 12.5 мВ/см. Скорость регистрации исследуемых параметров 1500 - 2000 м/час, применяемая аппаратура К1А-723М. Качество материала в основном удовлетворительное.

Измерение потенциалов собственной поляризации (ПС) проведено во всех скважинах в масштабе 1:200. Масштаб записи 2,5 Ом*м/см, скорость — 1500 - 2000 м/ч, применялась аппаратура К1А-723М. Качество материалов хорошее и удовлетворительное.

Боковой каротаж (трехэлектродный) (БК) выполнен в большинстве скважин. Замеры проводились в скважинах в масштабе глубин 1:200. Применялась аппаратура К1А-723М; скорость регистрации 1800-2000 м/ч. В целом качество материалов хорошее и удовлетворительное.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) было проведено во всех скважинах в масштабе 1:200. Применялась аппаратура К1А-723М; скорость регистрации 1800-2000 м/ч. В целом качество материалов хорошее и удовлетворительное.

Микрозондирование (МКЗ) проведено практически во всех скважинах, кроме Ур-22, выполнялось аппаратурой К3А-723М; скорость 800—1200 м/ч. Основной метод выделения коллекторов. Качество материалов удовлетворительное.

Кавернометрия (ДС) выполнялась по всему стволу скважины в масштабе глубин 1:500, в интервалах проведения БКЗ - в масштабе 1:200. Запись проводилась аппаратурой СКП-73 со скоростью регистрации до 2000 м/час. Кавернометрия выполнена во всех скважинах.

Радиоактивный каротаж (РК) осуществлен методами гамма-каротажа (ГК), нейтронного гамма-каротажа (НГК) и плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК-П). Результаты НГК и ГГК-П, в основном, использовались для литологического расчленения и определения пористости коллекторов - K_p . Радиоактивный каротаж проводился со скоростью 150-300 м/час, а в некоторых скважинах - по всему разрезу в масштабе 1:500 со скоростью записи 500-800 м/час. Применяемая аппаратура СРК-73П и СГП-73. Материал хорошего и удовлетворительного качества.

Индукционный каротаж (ИК) был выполнен только в некоторых скважинах. Замеры проводились в скважинах в масштабе глубин 1:200. Скорость —1500 - 2000 м/ч, применялась аппаратура К1А-723М. Материал хорошего и удовлетворительного качества.

Акустический каротаж (АК) выполнялся только разведочных скважинах в интервале БКЗ в масштабе 1:200 модификациях АК по скорости и затуханию продольных волн. Аппаратура АК-73П, скорость каротажа не выше 1200 м/ч. Материал, в основном, удовлетворительного качества.

Инклинометрия проводилась во всех скважинах с целью измерения углов скважины. В основном замеры происходили в масштабе 1:500. Аппаратура ИГН-73-100/80, скорость измерений не выше 6000м/с. Материал удовлетворительного качества.

В пределах Урманского месторождения продуктивные отложения вскрывались долотами диаметром 190 мм на промывочных жидкостях удельным сопротивлением (R_c) от 0,7 до 2,8 Ом*м, плотностью от 1,12 до 1,18 г/см³. Во многих скважинах, вскрывших палеозой, наблюдались поглощения промывочной жидкости.

Прямые признаки коллекторов по кривым кавернометрии в интервалах карбонатного палеозоя отсутствуют. Ствол скважин в интервале коры выветривания, как правило, кавернозный. В интервалах карбонатных пород палеозоя ствол скважин чаще всего не отличается от номинального или несколько увеличен.

Пластовая температура по результатам термометрии на уровне ГНК составляет 104-106°С. Минерализация пластовых вод нефтегазоносных отложений палеозоя – 40-50 г/л. Удельное сопротивление пластовых вод такой минерализации составляет 0,04 Ом*м.

Выполненный комплекс ГИС включает ГК, НГК, ПС, КС, БК, АК, ГГК-П (в одной скважине 10), в некоторых скважинах - МБК, ИК,

микрзонды. Для выделения коллекторов в скважине 22 проведены временные замеры БКЗ, однако повторный замер, проведенный менее чем через 10 суток, показал расхождение по всему стволу скважины. Выполненный комплекс ГИС приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Выполненный комплекс геофизических исследований скважин Урманского месторождения

№ пп	№ скв	Глубина, м	Выполненный комплекс ГИС																		
			КС	ПС	ДС	ГК	НГК	ИК	Резистивметрия	Микрозонды	ГГК	МКВ	БКЗ	БК	МБК	АК по затуханию	АК по скорости	ФКД	Газовый каротаж	АКЦ	ОЦК
1	Ур-1	3105	+	+														+			+
2	Ур-2	3178	+	+	+	+	+	+	+									+			+
3	Ур-3	3143	+	+	+																
4	Ур-4	3323	+	+	+																+
5	Ур-5	3300	+	+	+	+	+														+
6	Ур-6	4569	+	+	+	+	+											+	+		+
7	Ур-7	3137	+	+	+	+	+														
8	Ур-9	3156	+	+	+	+	+														+
9	Ур-10	3137	+	+	+	+	+												+	+	+
10	Ур-11	3104	+	+	+	+	+														+
11	Ур-22	3080	+	+	+															+	+

4 Основные вопросы проектирования

4.1 Задачи геофизических исследований

На запроектированном участке работ, перед ГИС стоят задачи:

- литологическое расчленение и корреляция разреза;
- выделение пластов коллекторов и оценка характера насыщения;
- определение фильтрационно-емкостных свойств; определения положений контактов между пластовыми флюидами (ГНК, ВНК, ГВК).

4.2 Обоснование объекта исследований

В настоящей работе выделены два объекта подсчета запасов в горизонте М (кора выветривания) и два в различных стратиграфических уровнях палеозоя – горизонтах М_{1а} и М_{1б}.

Залежи нефти приурочены к кровельной части доюрского разреза не только различного литологического состава, но и типа пород-коллекторов.

С целью изучения площадного распространения залежи и определения её параметров проектом предусматривается бурение двух разведочных скважин с проектными забоями 3000 и 3100 м.

С учетом площадного распространения залежей, положения разных уровней нефтенасыщения предложено спроектировать бурение именно этих двух скважин, которые предполагают наличие двух нефтяных полей, связанных с корой выветривания с собственным положением ВНК и одно – с доломитами.

Первая скважина с забоем проектным 3000м. Залежь пласта М (кора выветривания). На этом участке нефтесодержащим оказался тип пород и тип коллектора, представленный в основном бокситами.

Вторая скважина с забоем проектным 3100м Залежь пласта М1.

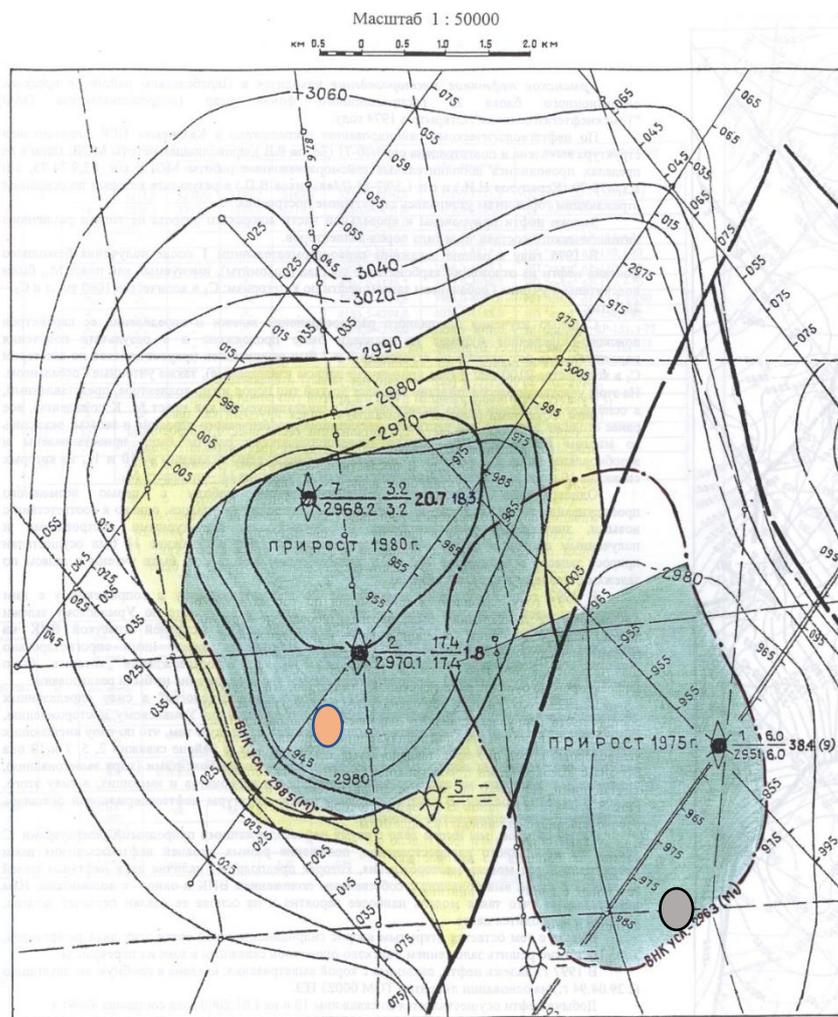


Рисунок 4.2.1 Положение скважин

Оранжевым цветом обозначена скважина с проектным забоем 3000 (пласт М), серым – скважина с проектным забоем 3100 (пласт М1).

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

Геофизические исследования в скважинах выполняются для решения геологических и технических задач скважины и документирования геологического разреза.

Основной комплекс ГИС включает в себя исследования, обязательные для исполнения в каждой разведочной скважине.

Комплекс геофизических исследований в проектных скважи нах проектируется в соответствии с «Правилами геофизических исследований и

работ в нефтяных и газовых скважинах» и Методическими указаниями по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических исследований нефтяных и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» РД15339.010901. При проведении работ следует руководствоваться «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».

Метод самопроизвольной поляризации (ПС) происходит исходя из природы естественных электрических полей в скважине и учитывая те искажения, которые вносятся в них различными помехами.

Расчленение литологического разреза характеризуются аномалиями ПС. Ввиду отсутствия на диаграмме ПС нулевой линии в качестве условной нулевой линии, от которой отсчитывают отклонение кривой ПС используют линию глин, проводя ее по участкам кривой с наиболее положительными показаниями ПС. Вторая линия проводится по участкам кривой ПС с максимальным отрицательным отклонением представленным глинистыми неглинистыми песчаниками (рис.3.5.1). Линия, соответствующая половине этого расстояния принимается за условную границу между песчаными и алевро-глинистыми породами.

Метод кажущегося сопротивления (КС) заключается в определении положения контактов пластов различного электрического сопротивления и в определении их истинного сопротивления.

В районах, сложенных песчанно-глинистыми отложениями в качестве стандартного каротажа (усредненный зонд, одинакового размера и типа, полученный в отдельных скважинных регионах работ) чаще всего используют последовательный градиент-зонд (н-р: А2М0,5N). А в разрезах, представленных карбонатными высокоомными отложениями - применяется потенциал-зонд. (н-р: А0,5М2N)

Разрезы скважин представлены чередованием пород низкого и высокого сопротивлений. Линейный масштаб записи кривых позволяет фиксировать пласты пород разного удельного сопротивления (УЭС)

Данные метода КС стандартного зонда совместно с кривой ПС представляют собой основу всех геологических построений, связанных с изучением глубинного строения территории, уточнения стратиграфических границ, построения различных геологических карт и т.д.

Метод микрозондов предназначена для выделения коллекторов в разрезах скважин и изучения их строения.

Суть метода заключается в том, что между электродами зонда и породой находится промежуточный слой – глинистая корка или промывочная жидкость (ПЖ). Поэтому против проницаемого пласта, в который проникает фильтрат бурового раствора, на стенке скважины образуется глинистая корка. На показания градиент-микрозонда влияет ПЖ и глинистая корка, а на показания потенциал-микрозонда – промытая зона.

Сопротивление глинистой корки намного меньше, чем сопротивление пресного раствора, поэтому наблюдается понижение кажущегося УЭС микроградиент-зонда, по отношению к кажущемуся УЭС микропотенциал-зонда. В непроницаемых пластах показания обоих зондов совпадают.

Индукционный метод (ИК) позволяет выделять тонкие прослой глини среди мощных пластов высокого сопротивления, водонефтяной контакт, породы с содержанием проводников, рудные прослой.

Гамма каротаж (ГК) находит широкое применение для изучения литологии пород, выделения глинистых и продуктивных пластов, качественной и количественной оценки их глинистости, а иногда и пористости коллекторов, при корреляции разрезов скважин, в том числе и обсаженных колонной.

Общей закономерностью является повышение радиоактивности с увеличением содержания глинистых частиц. Повышенная радиоактивность их связана с большой удельной поверхностью и способностью к адсорбции радиоактивных элементов.

Нейтронно-гамма каротаж (НГК) основана на литологическом расчленении разрезов скважин, определении контактов и мощностей пластов, определении пористости.

Определение границ и мощностей пластов определяются так же, как и в ГК, по правилу полумаксимумов.

Самыми низкими значениями на диаграммах НГК выделяются глины, а самыми высокими – тонкие пропластки плотных карбонатных пород. На диаграмме ПС глины отмечаются большими положительными аномалиями – до +100 мВ, а на диаграммах ГК – самыми высокими уровнями естественной радиоактивности. Пористые песчаники характеризуются промежуточными показаниями НГК, отрицательными аномалиями ПС и довольно низким уровнем естественной радиоактивности. Алевролиты, имеющие такой же уровень НГК, как и песчаники, отличаются от последних положительной аномалией ПС.

Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П) используют для дифференциации разрезов скважин по плотности и для определения пористости пород-коллекторов, также применяют для выделения угольных интервалов. Границы угольных пластов определяют по правилу полумаксимумов аномалии.

Боковой каротаж (БК) заключается в определении границ пластов и их электрического сопротивления $\rho_{пл}$.

Акустический каротаж (АК) выполняется для расчленения литологического разреза скважин, выделения коллекторов, определения коэффициента пористости и характера насыщения пор, также для

определения положения поднефтяного контакта (ВНК) и газожидкостных контактов (ГЖК).

Нефтегазонасыщенные коллекторы – пористые, трещиноватые, кавернозные участки – отличаются повышенными значениями интервальных времен ΔT_p . Им же обычно соответствуют и увеличения коэффициента затухания.

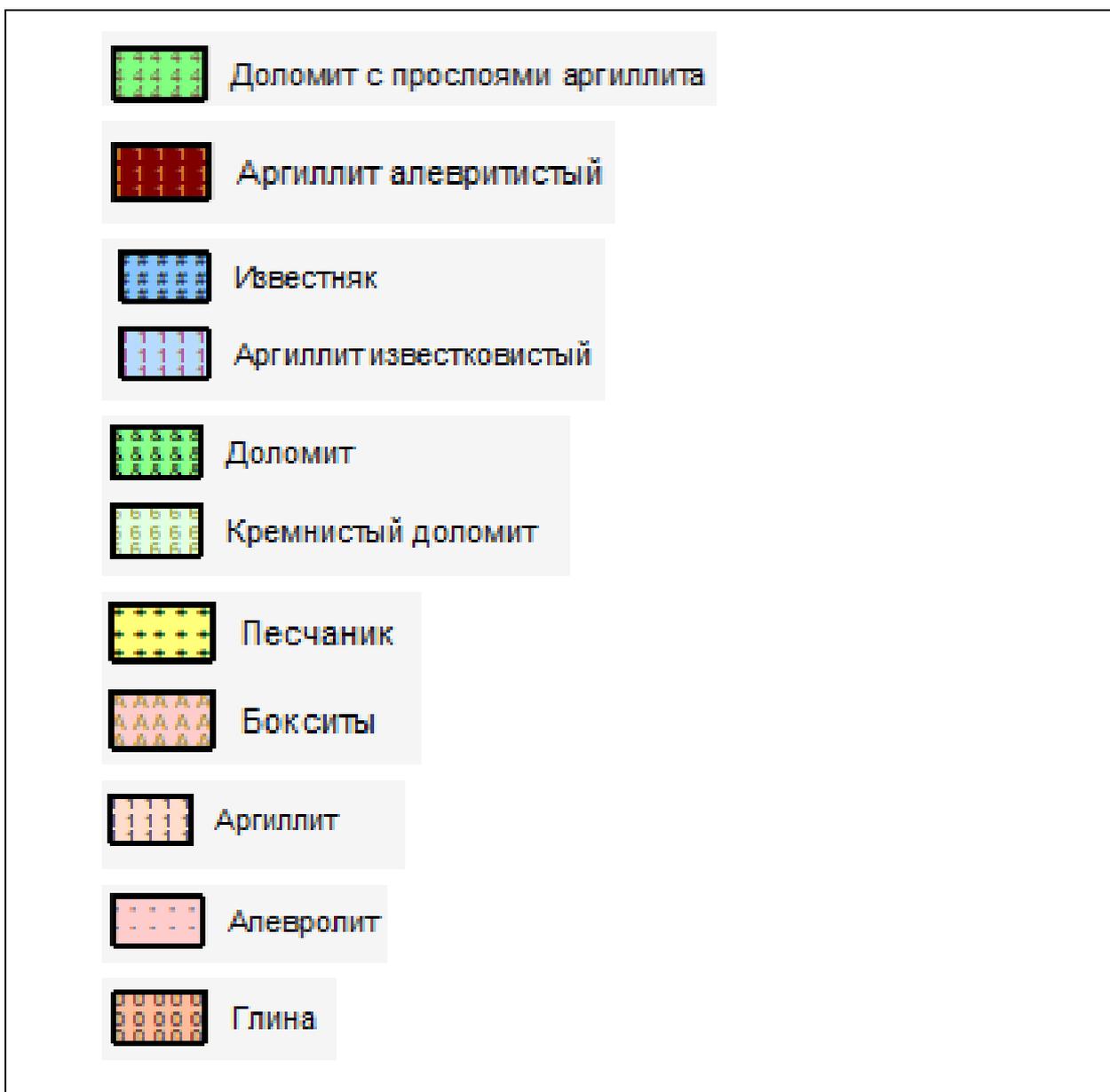


Рисунок 4.3.1 Условные обозначения к рисунку 4.3.2

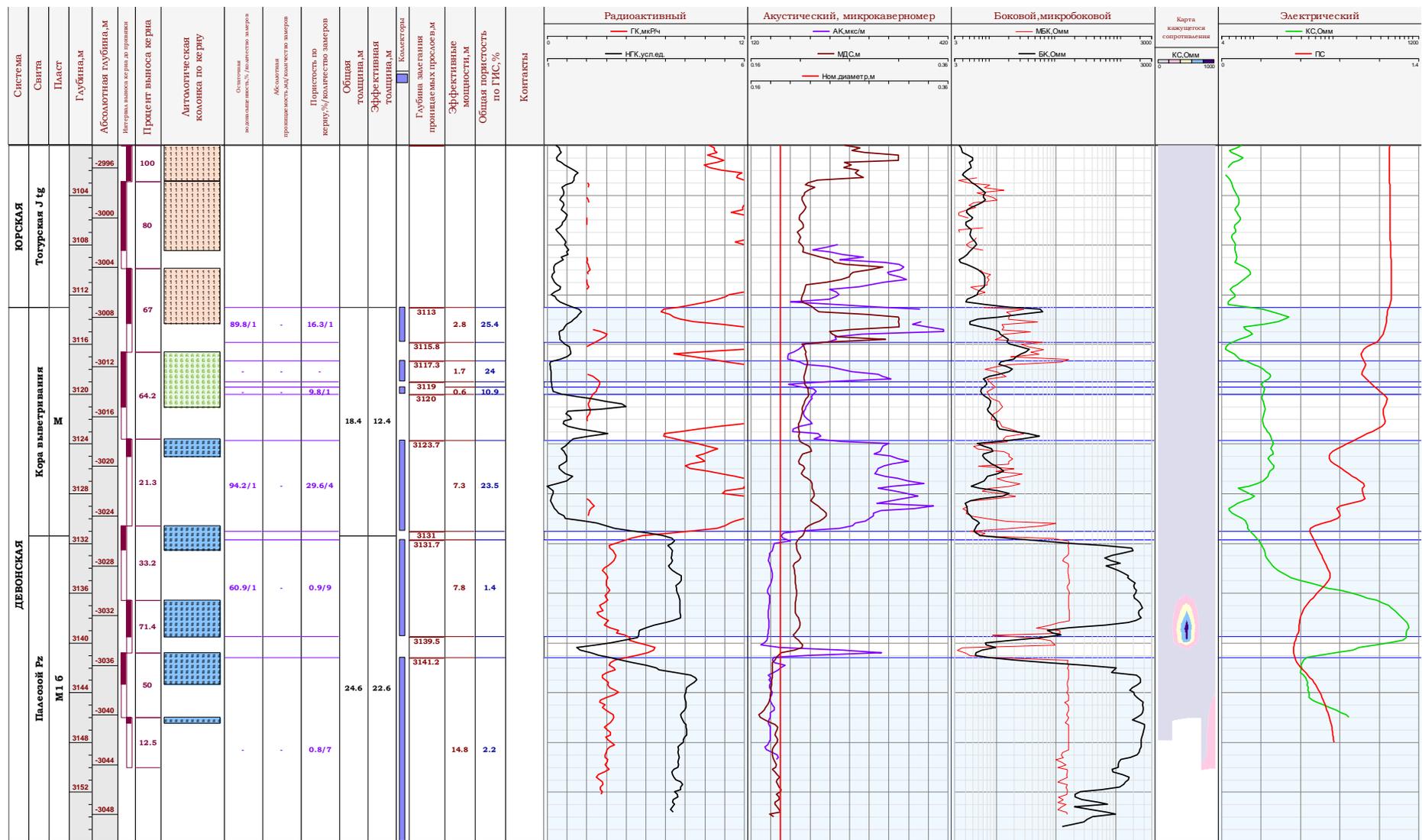


Рисунок 4.3.2 Физико-геологическая модель.

5 Методические вопросы

5.1 Методика проектных геофизических работ

В настоящее время существующим комплексом геофизических методов исследований в скважинах решаются следующие основные задачи разработки залежей нефти: изучение эксплуатационных и энергетических характеристик пластов; исследование процесса вытеснения нефти в пласте; определение режима работы эксплуатационной скважины.

В комплекс ГИС входит:

- боковое каротажное зондирование;
- радиоактивный каротаж;
- стандартный каротаж с ПС и боковой каротаж;
- индукционный каротаж;
- микрокаротаж;
- кавернометрия;
- нейтронный гамма-каротаж;
- плотностной гамма-гамма каротаж;
- волновой акустический каротаж;
- инклинометрия.

Для подключения геофизического электрооборудования (лаборатория, подъемник) у края площадки, предназначенной для установки лаборатории и подъемника, или не далее 40 м от нее, должен устанавливаться щит с рубильником и автоматическим отключающимся устройством и унифицированной четырехполюсной розеткой на напряжение 380В и трехполюсной на 220В с заземляющими контактами.

Измерение потенциалов собственной поляризации (ПС) проводится во всех скважинах в масштабе 1:200. Масштаб записи 2,5 Ом*м/см, скорость — 1500 - 2000 м/ч, применяется аппаратура К1А-723М. Качество материалов хорошее и удовлетворительное.

Радиоактивный каротаж (РК) осуществляется методами гамма-каротажа (ГК), нейтронного гамма-каротажа (НГК) и плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК-П). Результаты НГК и ГГК-П, в основном, использовались для определения пористости коллекторов - Кп. Радиоактивный каротаж проводился со скоростью 150-300 м/час, а в некоторых скважинах - по всему разрезу в масштабе 1:500 со скоростью записи 500-800 м/час. Применяемая аппаратура СРК-73П и СГП-73. Материал хорошего и удовлетворительного качества.

Акустический каротаж (АК) выполняется в масштабе 1:200 модификациях АК по скорости и затуханию продольных волн. Аппаратура АК-73П, скорость каротажа не выше 1200 м/ч. Материал, в основном, удовлетворительного качества.

Если при проведении комплекса исследований (помимо приборов с источниками) наблюдаются затяжки, работы должны быть прекращены, о чем ставится в известность Заказчик, в акт-наряде указана конкретная причина невыполнения комплекса.

Заделка кабельных наконечников должна производиться только на верхнюю броню. Прочность крепления прибора к кабелю с помощью кабельных наконечников должна быть не более $\frac{2}{3}$ разрывного усилия соответствующего типа кабеля.

В случае аварии или возникновении аварийной ситуации начальник партии обязан прекратить работы и сообщить о случившемся Заказчику и руководству геофизического управления. Дальнейшие работы должны вестись по согласованию сторон.

Работы в нефтяных скважинах сопряжены с повышенной пожарной опасностью, поэтому в процессе их проведения запрещается разводить огонь, курить, отогревать паяльной лампой задвижки, трубы и другие узлы арматуры.

По окончании исследований начальник партии проверяет качество полученного материала, заполняет акт-наряды, которые подписываются ответственным представителем Заказчика.

Комплексный прибор электрического каротажа К1А-723М применяется для проведения геофизических исследований в необсаженных нефтяных и газовых скважинах, заполненных промывочной жидкостью на водной основе. Отличаются малым диаметром, что позволяет их использовать при проведении исследований через буровой инструмент, обладают высокой производительностью и надежностью, удобны в эксплуатации. Приборы позволяют за один проход по интервалу исследований выполнить измерения комплексом зондов БКЗ, зондом КС, зондом трехэлектродного БК, зондом ИК (кроме ЭК-73П), резистивиметром, ПС.



Рисунок 5.1.1 Прибор стандартного каротажа К1А-723М

Прибор микрокаротажа К3А-723М для проведения геофизических исследований в необсаженных нефтяных и газовых скважинах, заполненных промывочной жидкостью на водной основе. Приборы регистрируют кажущееся электрическое сопротивление пород зондами микрокаротажа (А0,025М0,025N –градиент-зонда, А0,05М потенциал-зонда) и бокового микрокаротажа, а также диаметр скважины рычагами микрокаверномера.

Прибор К3А-723М отличается малым диаметром, что позволяет его использовать при проведении исследований через буровой инструмент.



Рисунок 5.1.2 Прибор микрокаротажа К3А-723М

Прибор радиоактивного каротажа СРК-73П предназначен для измерения мощности экспозиционной дозы (МЭД) естественного гамма-излучения (ГК) и водонасыщенной пористости пород (компенсированный нейтронный каротаж по тепловым нейтронам 2ННКт) с привязкой

показаний к элементам технологического оборудования по локатору муфт (ЛМ). Применяются для исследования как открытых, так и обсаженных скважин, заполненных любым флюидом.



Рисунок 5.1.3 Прибор радиактивного каротажа СРК-73П

Прибор гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П) СГП-73 предназначен для измерения объемной плотности горных пород в разрезах нефтяных и газовых скважин, заполненных любой промывочной жидкостью (в том числе добавками барита, гематита).

Прибор содержит два детектора, расположенные на разных расстояниях от источника гамма-излучения Cs-137. Совместная обработка показаний детекторов позволяет компенсировать влияние глинистой корки, заполнения и неровностей ствола скважины. Электромеханический привод обеспечивает прижим зонда к стенке скважины. Диаметр прибора позволяет проводить спуск через буровой инструмент.

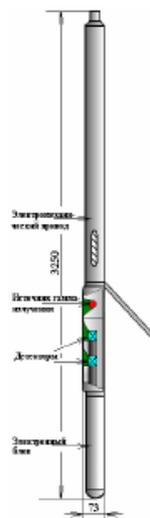


Рисунок 5.1.4 Прибор гамма-гамма плотностного каротажа СГП-73

Прибор компенсированного акустического каротажа АК-73П предназначен для регистрации волновых картин и измерения интервальных времен, амплитуд и затуханий продольной, поперечной и других типов волн. Применяется для исследования необсаженных скважин. Прибор оснащен двумя магнитострикционными излучателями с частотой излучения 20 кГц и двумя широкополосными пьезокерамическими приемниками.

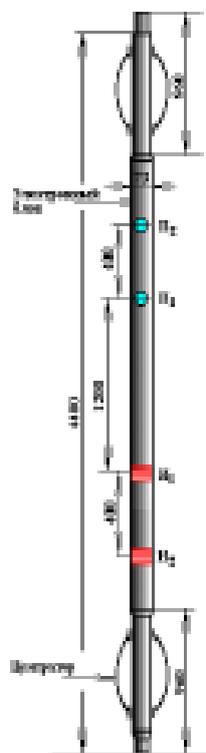


Рисунок 5.1.5 Прибор акустического каротажа АК-73П

Скважинная аппаратура ИГН-73-100/80 (инклинометр гироскопический непрерывный) является самонаводящейся на географический меридиан программно-управляемой системой, предназначенной для определения траектории скважины в непрерывном автоматическом режиме в процессе измерения с регистрацией глубины скважины, азимута, зенитного угла, а также угла поворота отклонителя. Область применения инклинометра – исследование траектории обсаженных и не обсаженных скважин, бурящихся на нефть и газ глубиной до 6000 метров и диаметром не менее 80 мм.

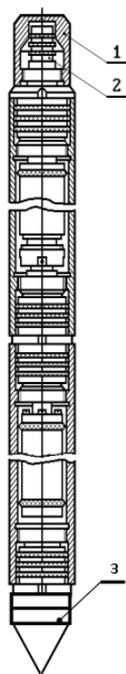


Рисунок 5.1.6 Общий вид скважинного прибора ИГН-73-100/80

1-заглушка; 2-шифр и номер скважинного прибора; 3-наконечник.

5.2 Интерпретация геофизических данных

Коллекторами называются породы, способные содержать в себе жидкость или газ и отдавать их. Основными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов считают пористость, проницаемость и нефтегазонасыщенность.

Пористость характеризует способность пород содержать жидкость или газ в несвязанном состоянии благодаря наличию различных пустот (межзерновых пор, трещин, каверн и др.). Определяется коэффициентом пористости $K_{п}$, % [8].

Коэффициент пористости численно равен отношению объема пор к объему породы(5.1):

$$K_{п} = \frac{V_{пор}}{V} \quad , \quad (5.1)$$

где $V_{пор}$ - объем всех пор; V -объем породы.

По своему происхождению пористость может быть разделена на первичную и вторичную. Первичная пористость (межзерновая) представляет собой пустотное пространство между зернами или кристаллами породы, а также между раковинами простейших организмов. Она характерна для всех пород. В процессе диагенеза под влиянием уплотнения отложений и повышения степени цементации первичная пористость пород снижается из-за закономерного уменьшения коэффициента пористости $k_{п}$ с глубиной.

Вторичная пористость формируется на стадии диагенеза и включает трещины, образованные под воздействием тектонических, тепловых и химических минералов горных пород и их химическом преобразовании.

Вне зависимости от происхождения различают общую, открытую, эффективную и динамическую пористость.

Коэффициент эффективной пористости($K_{п.эф}$) является важной петрофизической характеристикой коллектора. Его можно определить, исключив из объема пористости долю остаточной (неподвижной) воды, которая остается в породе при извлечении или перемещении подвижных флюидов [7]:

$$K_{п.эф} = K_{п} * (1 - K_{во}), \quad (5.2)$$

где $K_{во}$ – коэффициент остаточной воды.

$$K_{во} = \frac{1 - \psi * (K_{п.м} - \mu_0)}{K_{п}}, \quad (5.3)$$

где ψ – петрофизический инвариант; $K_{п.м}$ - коэффициент пористости матрицы; μ_0 - доля скелета в объеме породы.

$$\psi = 1 - \frac{\eta_{гл}}{\eta_{гл}^{max}}, \quad (5.4)$$

где $\eta_{гл}$ - коэффициент относительной глинистости; $\eta_{гл}^{max}$ – максимальное значение коэффициента относительной глинистости для Западной-Сибири равное 0,7.

Выполнение условия $K_{п.эф} > 0$ является признаком коллектора [7].

В настоящее время разработаны способы определения пористости по данным различных методов каротажа. Это такие методы как, ПС, ГГК-П, НГК и АК [8].

Определение $K_{п}$ коллекторов по данным ГИС основано на различии в физических свойствах скелета породы и заполняющей пустотное пространство жидкости.

Одной из важнейших характеристик при прогнозировании нефтегазоотдачи коллекторов является их проницаемость.

Проницаемость – это способность породы пропускать через себя жидкость или газ под действием перепада давления. Коэффициент проницаемости $K_{пр}$ измеряется в дарси или единицах площади, $1 \text{ мД} \approx 1 \text{ фм}^2$ [8].

Классическим уравнением для расчета коэффициента проницаемости считается уравнение Козени-Кармана:

$$K_{пр} = \frac{r_{г}^2 * \psi}{c * \Gamma^2}, \quad (5.5)$$

где r_r – гидравлический радиус; Ψ – характеристика просветности; c – коэффициент формы пор; T – фактор извилистости.

Проницаемость зависит от свойств, как породы, так и фильтрующегося флюида, а также характера движения жидкости. Ее подразделяются на физическую, фазовую и относительную. Коллекторские свойства нефтегазоносных пластов очень часто резко изменяются на незначительных расстояниях в одном и том же пласте. Даже в пределах небольшого образца породы размеры пор сильно различаются.

Исследования фильтрационно-емкостных свойств пород пласта М по керну, Урманского нефтяного месторождения, удалось выполнить только в трех скважинах. Результаты исследований приведены в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1 Характеристика коллекторских свойств пласта М [5].

Скважина	Открытая пористость, %				Проницаемость, $\times 10^{-15}$ м ²				Остаточная водонасыщенность %***			
	Кол-во опр	min	max	Среднее	Кол-во опр.	min	max	Кол-во опр	min	max	Среднее	Кол-во опр.
2	5	5,7	38,6	26,2	4	5,4	256,8	20,3	2	9	21,7	15,4
9	13	3,7	30,2	14,4					5	87,4	94,2	89,8
в т.ч по коллектору по Урм-9	7	6,6	30,2	21,6					2	89,8	94,2	92,0*
10	40	1	51,7	34,3	18	0,08	803,9	9,2	29	49,8	99	68,3
В т.ч по коллектору по Урм-10	36	8,3	51,7	37,7	15	1,1	803,9	32,8	29	49,8	99	68,3
По пласту М	58	1	51,7	29,3	22	0,08	803,9	16,2	37	5,6	99	66,3
В т.ч по коллектору	48	5,7	51,7	33,7	19	1,1	803,9	34,4	33	5,6	99	65,8

На основе этих значений была составлена зависимость проницаемости от пористости для пород коры выветривания Урманского месторождения на графике.5.2.1.

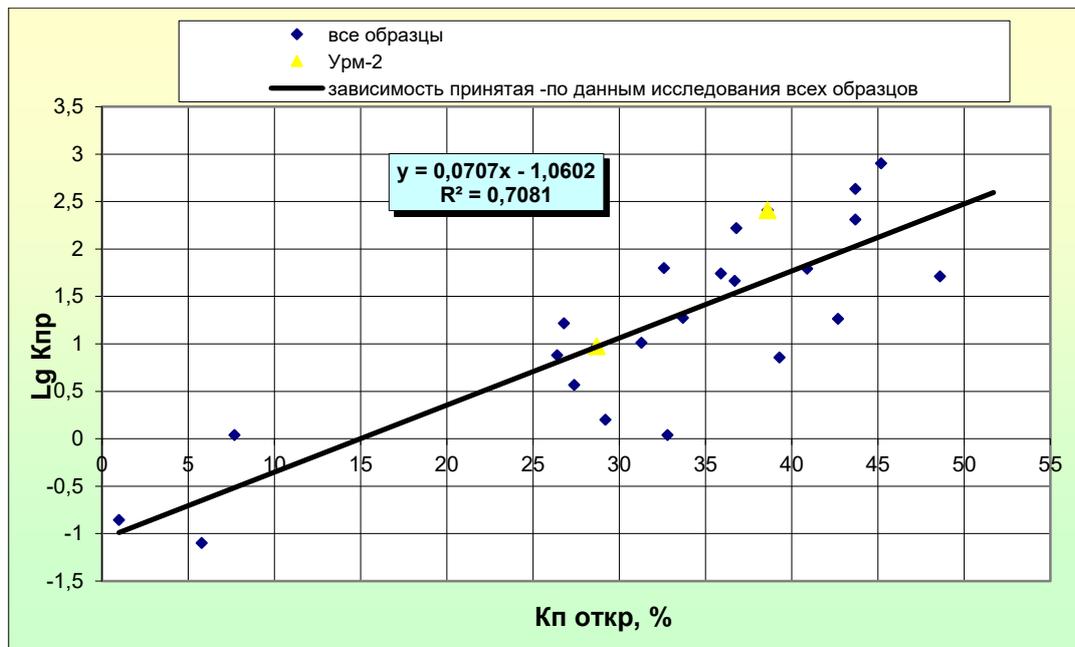


График 5.2.1 Зависимость проницаемости от открытой пористости для пород пласта М [5]

По данной зависимости видно, что разброс образцов по $K_{п.откр}$ достаточно большой и погрешность измерений от этого соответствующая.. Следовательно, можно сделать вывод, что определять $K_{пр}$ лучше всего по $K_{п.эф}$.

По данным К.В.Коваленко можно перейти к расчету $K_{пр}$ через $K_{п.эф}$ используя доказанную зависимость:

$$lg K_{пр} = A K_{п.эф} + B, \quad (5.6)$$

где $A=0,22$; $B=1$.

Согласно этой зависимости, принятое для Западной-Сибири, предельное для многих коллекторов значение проницаемости терригенных коллекторов (1 фм^2) будет обеспечено при $K_{п.эф}=4,5\%$.

Сложный минеральный состав и структура пористого пространства палеозойских коллекторов на Урманском нефтяном месторождении требуют использования для определения компонентного состава пород и их емкостных характеристик комплекса нескольких методов ГИС.

Определение $K_{п}$ по данным АК основано на различии скорости распространения упругой волны (V_p или V_s) в скелете породы и в заполняющей пустотное пространство жидкости. Скорость распространения

упругих продольных волн V_p в горных породах, зависит от их минерального состава и структуры. При исследовании скважин акустическими методами одним из основных параметров, который регистрируется аппаратурой, является интервальное время пробега продольной волны Δt [9]:

$$K_{\Pi} = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{СК}}}{\Delta t_{\text{В}} - \Delta t_{\text{СК}}} - K_{\text{ГЛ}} * \frac{\Delta t_{\text{ГЛ}} - \Delta t_{\text{СК}}}{\Delta t_{\text{В}} - \Delta t_{\text{СК}}}, \quad (5.7)$$

где Δt – средневзвешенное значение интервального времени; $\Delta t_{\text{СК}}$ - интервальное время скелета порода (см. таблицу 6.1).;

$\Delta t_{\text{В}}$ - интервальное время воды; $K_{\text{ГЛ}}$ - коэффициент объемной глинистости; $\Delta t_{\text{ГЛ}}$ - интервальное время глины

Эту развернутую формулу применяют при значительной глинистости коллектора, а при малой полагают $\Delta t_{\text{ГЛ}} = \Delta t_{\text{СК}}$, поскольку они принимаются постоянными, то вычисления K_{Π} производят по зависимостям $K_{\Pi} = f \Delta t$.

Дополнительной динамической характеристикой является скорость затухания волн α , вычисляемая через отношение амплитуд первого и второго приемников:

$$\alpha_{p,s} = 20 \Delta L^{-1} \lg \frac{A_1}{A_2}, \quad (5.8)$$

где ΔL - база зонда, которая между двумя приемниками соответствует расстоянию между ними.

При равной пористости увеличение α произойдет с ростом трещиноватости и особенно кавернозности. Обычно изменение α и амплитуды A обратны, и при наличии этих двух характеристик в сочетании с Δt удастся разделить породы по пористости и проницаемости [7].

По данным плотностного гамма-гамма каротажа ГГК-П пористость коллектора определяют по величине ее плотности:

$$K_{\Pi} = \frac{\sigma_{\text{ТВ}} - \sigma}{\sigma_{\text{ТВ}} - \sigma_{\text{В}}}, \quad (5.9)$$

где $\sigma_{\text{ТВ}}$ - плотность твердой фазы; $\sigma_{\text{В}}$ - плотность воды; σ - плотность исследуемого пласта.

По методу НГК можно определить водородосодержание пород (ω), для чего использовались стандартные зависимости между показаниями нейтронного каротажа в виде двойного разностного параметра ($\Delta J_{n\gamma}$), определяемого по формуле 11, и водородосодержанием известняка:

$$\Delta J_{n\gamma} = \frac{J_{n\gamma} - J_{n\gamma}^{\max}}{J_{n\gamma}^{\min} - J_{n\gamma}^{\max}} \quad (5.10)$$

где $J_{n\gamma}$ - показания НГК в данной точке; $J_{n\gamma}^{\max}$ - значение НГК в интервалах максимальных показаний НГК, устанавливается в каждой скважине; $J_{n\gamma}^{\min}$ - показания НГК в аргиллитах, устанавливается в каждой скважине.

При проведении НГК регистрируется сумма собственного нейтронного гамма-излучения и естественного фона по ГК. Поэтому во все суммарные величины вводятся поправки на глинистость с кривой ГК с учетом аппаратного коэффициента k . Для определения K_n по НГК используют зависимость $\Delta J_{n\gamma} = f(K_n)$, построенную по данным керновых исследований месторождения.

Для определения параметров карбонатных пород пласта M_1 решается система линейных уравнений относительно общей пористости ($K_{поб}$), объемного содержания доломита ($V_{дол}$) и кварца ($V_{квц}$) в породе:

$$\begin{aligned} \omega &= \Delta K_{пнк}_{дол} \times V_{дол} + \Delta K_{пнк}_{квц} \times V_{квц} + \Delta K_{пнк}_{гл} \times V_{гл} + \Delta K_{пнк}_{изв} \times V_{изв} \\ \sigma &= 2,87 \times V_{дол} + 2,65 \times V_{квц} + 2,71 \times V_{гл} + 2,72 \times V_{изв} + \rho_{ж} \times K_n \\ \Delta t &= 140 \times V_{дол} + 165 \times V_{квц} + 240 \times V_{гл} + 154 \times V_{изв} + 600 \times K_n \\ 1 &= V_{дол} + V_{квц} + V_{изв} + V_{гл} + K_n \end{aligned} \quad 5.(11)$$

где $V_{дол}$, $V_{квц}$, $V_{изв}$, $V_{гл}$ - объемное содержание доломита, кварца, известняка и глины в породе; σ - объемная плотность породы; Δt - интервальное время, мкс/м; $\rho_{ж}$ - плотность промывочной жидкости.

$\Delta K_{пнк}_{дол}$, $\Delta K_{пнк}_{квц}$ и $\Delta K_{пнк}_{гл}$ - поправки за влияние доломитизации(сидеритизации), окремнения и глинистости соответственно,

на показания нейтронных методов каротажа по материалам петрофизических исследований керна и данным ВНИИГИК.

Поправка за доломитизацию составляет -2%, поправка за кварц (кремний) составляет 4%, поправка за глинистость в среднем составляет 30%.

Для определения глинистости палеозойских карбонатных пород использовалась зависимость, полученная для карбонатных пород, между весовой глинистостью ($C_{гл}$), определенной в лаборатории, и показаниями ГК – двойным разностным параметром ΔJ_{γ} , описываемая формулой 11:

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{J_{\gamma} - J_{\gamma}^{\min}}{J_{\gamma}^{\max} - J_{\gamma}^{\min}} \quad (5.12)$$

где J_{γ} - показания ГК в данной точке; J_{γ}^{\max} - показания ГК в аргиллитах (чаще всего 15 мкр/час); J_{γ}^{\min} – значения ГК в интервале максимальных показаний НГК, устанавливается в каждой скважине.

Принятое уравнение для расчета глинистости:

$$C_{гл} = 58,5 * \Delta J_{\gamma} - 0,07 \quad (5.13)$$

Далее определяется объемная глинистость по формуле [5]:

$$K_{гл} = C_{гл} * (1 - K_{п}), \quad (5.14)$$

Данные метода ГК могут использоваться для оценки пористости коллекторов на основе связи:

$$K_{п} = K_{пм} (1 - \eta), \quad (5.15)$$

где $K_{пм}$ - коэффициент пористости матрицы, для Западной-Сибири равен 0,415-0,0753Н, Н - глубина; η – коэффициент относительной глинистости.

$$\eta = \Delta J_{\gamma} * \eta^{\max}, \quad (5.16)$$

где η^{\max} – для Западной-Сибири равен 0,7 [7].

На скважине 7 Урманского месторождения проведем интерпретацию по методам ГИС, выделяя границу ВНК (рисунок.5.2.1).

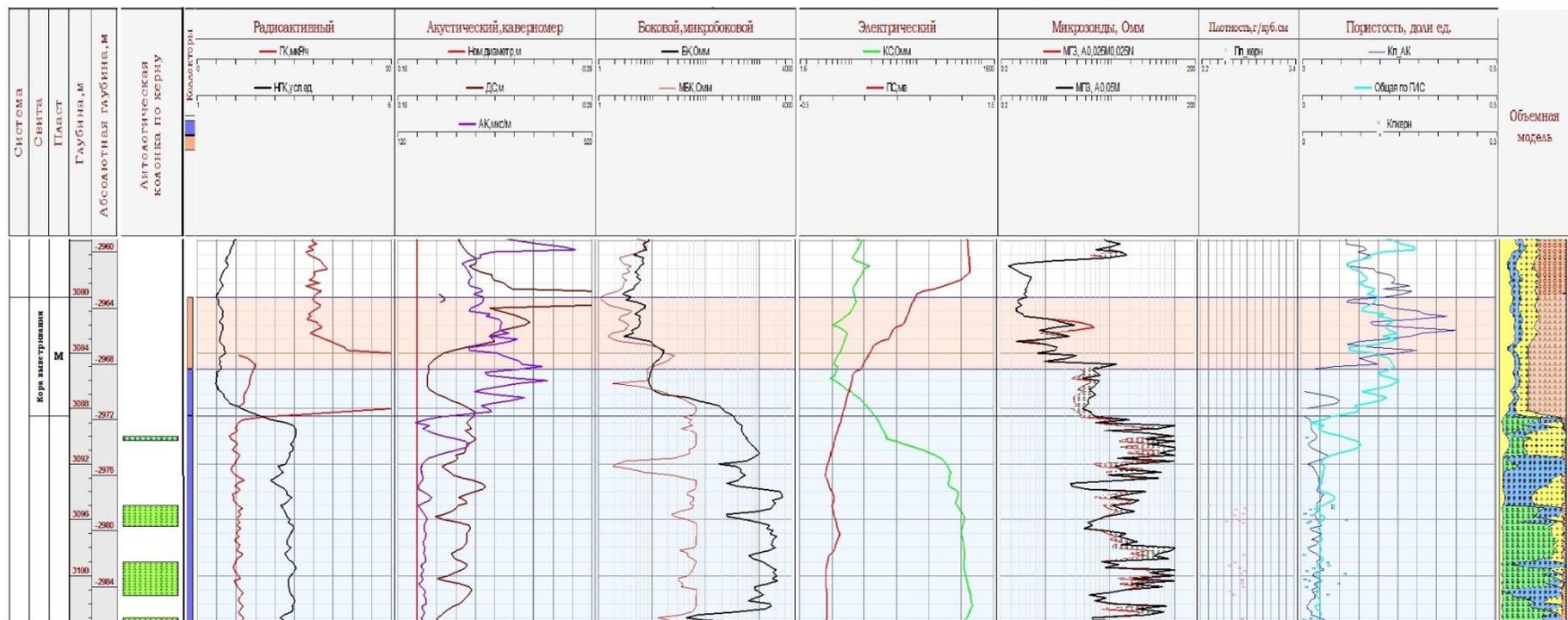


Рисунок.5.2.1 Диаграммы, полученные комплексом ГИС в 7 скважине [5]

По данным НГК в интервале 2964-2672 м отмечается значение 1,5 у.е, а с глубины 2672 м идет повышение значений. Отсюда можно сделать вывод, что низкими значениями отмечаются глины. На известняках значения повышаются. По кривой ГК также отчетливо видно толщу глин по повышенным значениям.

По кривой ПС можно увидеть понижение сопротивления, которое связано с уменьшением глинистого материала. По интервальному времени на кривой АК видно отделение глинистой от карбонатной толщи.

В нефтеносных коллекторах, как правильно, удельное электрическое сопротивление (УЭС) БК больше, чем УЭС МБК, а на водонасыщенных пластах обратное.

По расхождениюм градиент и потенциал микрозондов, можно определить водонасыщенный и нефтенасыщенный коллектора. При увеличении градиент зонда отмечается нефть, а при увеличении потенциал зонда – вода. Изрезанные микрозонды представляют коллектор неоднородной толщей. Это связано с неравномерной песчаностью в породе.

6 Сравнительный анализ приборов NaviGamma и 6¾OnTrak для гамма-каротажа

В данной главе рассмотрим два прибора для записи гамма-каротажа. Сравним их технические характеристики и выберем более эффективный.

Зонд Бейкер Хьюз ИНТЕК NaviGamma® представляет собой телеметрический зонд, обеспечивающий замеры направления и гамма-каротажа в реальном времени в различных видах буровых работ, например, но не ограничиваясь: наклонно-направленном, горизонтальном бурении, открытом и обсаженном втором стволе, удлинении малого диаметра. Обновления данных положения ствола достигается посредством модульного сочетания с усовершенствованной системой Бурения и Оценки (D&E) и Вращательной Ориентируемой Закрытой Системой (RCLS™). NaviTrak® II NaviGamma® является новым этапом надежности систем телеметрии в процессе бурения в нефтяной промышленности

Прибор функционирует от Li-ion батарей. Конфигурация прибора дает возможность оператору включать калиброванные по стандарту Американского нефтяного института датчики гамма-каротажа и направления в нижнюю часть КНБК. Модульность зонда позволяет легко вносить изменения в КНБК самых сложных проектов.

Преимущества:

- в процессе бурения для контроля направления в реальном времени
- корреляция каротажа и определение кровель пластов
- наддолотные датчики направления и гамма-каротажа
- улучшенная эффективность бурения в различных видах бурения:
- устанавливаемая и регулируемая в полевых условиях скорость передачи данных
- опционный модуль внутрискважинной памяти.



Рисунок 6.1 Прибор ГК NaviGamma

Характеристики датчиков гамма-каротажа представлена на рисунке 6.2

Гамма-каротаж

Тип сенсора	Сцинтиллятор
Измерения	API (ед. Американского Нефт. Инст.)
Реальное время	Да
Запись в память прибора	Да
Диапазон	0 -250 счетов в секунду
Точность	±3% от полной шкалы
Статистическая повторяемость	±3 счет в сек. на 100 API и скорость проходки 60 фут/час (18,3 м/час)
Вертикальная разрешающая способность	15,3 см
Расстояние от нижней точки прибора до точки записи ГК	2 м

Рисунок 6.2 Характеристики датчиков гамма-каротажа

Прибор 6¾" OnTrak, производства ИНТЕК, является полностью интегрированной основной платформой телеметрии / каротажа в процессе бурения. Он позволяет в реальном времени производить замеры инклинометрии, азимутального гамма-каротажа, удельного сопротивления прибора MPR (мультичастотного волнового электрического зондирования), получать данные затрубного давления и уровня вибраций на базе одного модуля забойной телеметрической системы. Модуль OnTrak функционирует в комбинации с наземной системой обработки данных AdvantageSM, что обеспечивает оптимальный контроль направления ствола и оценки свойств пластов, включая геонавигацию в пласте во время бурения. Инновационная конструкция обеспечивает высокую надежность прибора, сокращает количество соединений в компоновке и предлагает наиболее эффективное расположение датчика относительно долота в компактной КНБК. Прибор включает в себя интегрированный сенсорный модуль и модуль двухсторонней связи с блоком питания со следующими характеристиками:

Два детектора гамма-каротажа (установленные оппозитно в корпусе модуля) показывают приближение к границам пласта и используются для создания изображений (имиджей).

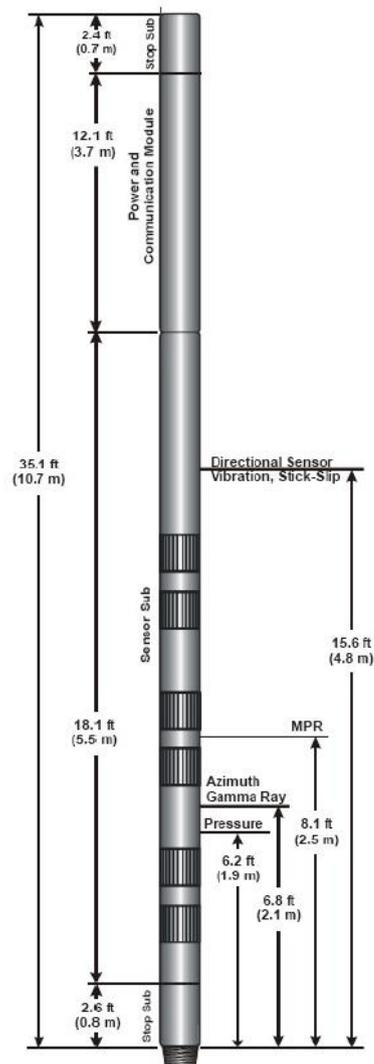


Рисунок 6.3 Прибор 6^{3/4}" OnTrak

Преимущества:

- Геологическое обоснование границ пластов на основании азимутального гамма-каротажа
- Двухсторонний быстрый гидроимпульсный канал связи, минимизация простоя оборудования
- Контроль отчистки скважины и стабильности ствола
- Уменьшение числа поломок и прихватов инструмента
- Полностью модульная система, поддерживающая подключение других приборов каротажа в процессе бурения (SoundTrak™, LithoTrak™, CoPilot®, TesTrack™)

- Уменьшение количества поломок прибора
- каротажа при высокоскоростном бурения с применением AutoTrak®G3.

Характеристики датчиков гамма-каротажа представлена на рисунке 6.4

Азимутальный гамма-каротаж	
Расстояние от низа прибора	4 футов (1,3 м)
Тип сенсора	Мерцание (x2)
Измерения	API GR
Диапазон	0-500 API
Точность	±2,5 API @ 100 API и скорость проходки 60 фут/час (18,3 м/час)
Вертикальное разрешение	6" (15,3 см)

Рисунок 6.4 Характеристики датчиков гамма-каротажа

Рассмотрев описание и характеристики двух приборов, делаем вывод, что прибор 6¾" OnTrak дает более качественную и подробную запись ГК.

Сравнительный анализ приведет в таблице 6.1

6¾" OnTrak	NaviGamma
Тип сенсора – Мерцание Дает более плотную запись.	Тип сенсора - Сцинтиллятор
Расстояние от нижней точки прибора до точки записи ГК – 1,3м Геофизик быстрее получает данные на монитор.	Расстояние от нижней точки прибора до точки записи ГК – 2м
Диапазон – до 500 счетов в секунду	Диапазон – до 250 счетов в секунду
Точность - ±2,5 счет в сек. на 100 API Погрешность меньше, чем у NaviGamma	Точность - ±3 счет в сек. на 100 API
Огромным плюсом является возможность записи гамма-каротажа азимутально.	-

Таблица 6.1 Сравнительный анализ 6¾" OnTrak и NaviGamma

Также приведу каротажные записи ГК. На каждом приборе установлено по два датчика. Это необходимо для дублирования первого и на случай поломки.

На рисунке 6.5 представлена запись прибора NaviGamma.

На рисунке 6.6 представлена запись прибора 6¾" OnTrak.

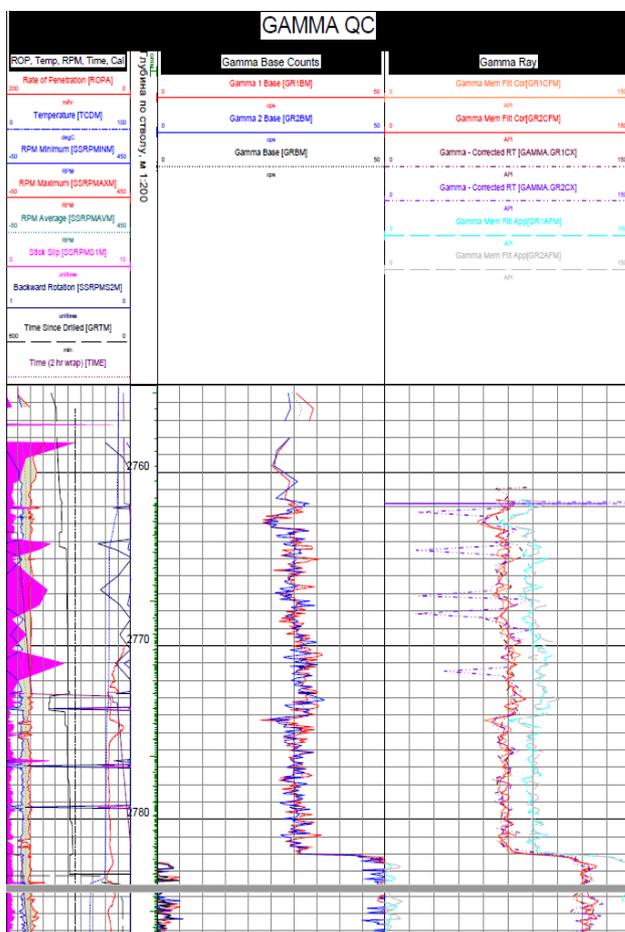


Рисунок 6.5 запись прибора
NaviGamma

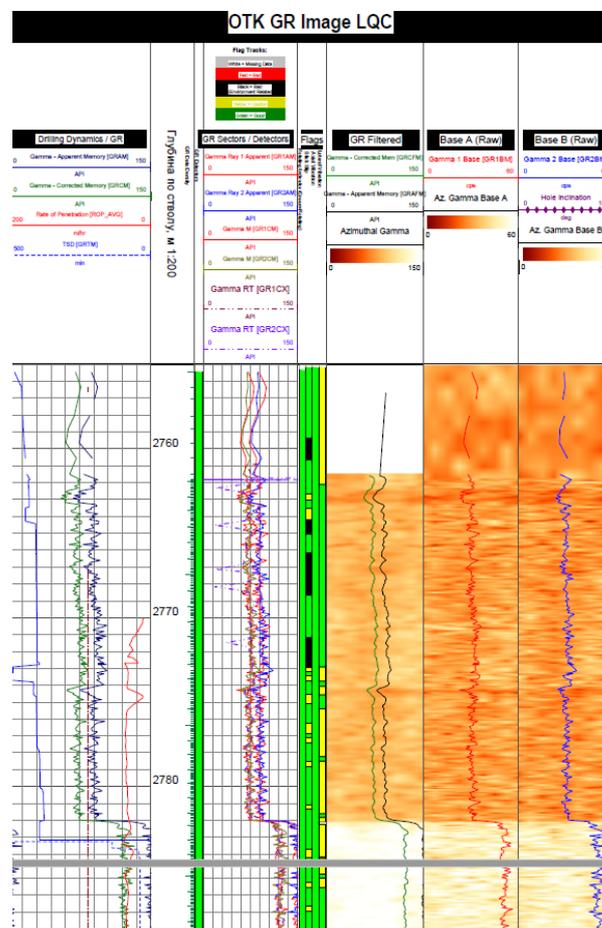


Рисунок 6.6 запись прибора 6¾"
OnTrak

По записи прибора 6¾" OnTrak можно увидеть более подробную запись ГК. Для удобства азимутальный гамма-каротаж отделяется цветом. Более рыжий цвет указывает на менее плотную породу. Переход в более светлый говорит о вхождении в более плотную породу.

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела – является расчет сметной стоимости геофизических исследований, выполняемой геофизической партией за один месяц.

Весь комплекс работ, проводящихся геофизической партией, состоит из последовательных этапов, входящих в технологический процесс проведения ГИС:

- 1) подготовительно-заключительные работы;
- 2) проезд на скважину туда и обратно;
- 3) исследование скважины;
- 4) дежурство по технологии работ.

Исходные данные:

- скважина эксплуатационная Урм-9;
- вид проводимого исследования - комплекс ГИС;
- Урманское нефтяное месторождение;
- расстояние до скважины туда и обратно -100 км;
- средняя продолжительность месяца 172 ч.

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

7.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные

критерии сегментирования рынка потребителей, возможно применение их комбинаций с использованием таких характеристик, как возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

Что касается отраслей, то не все предприятия могут пользоваться данным исследованием, а только нефтегазовая промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

Нефтегазовая промышленность имеет множество сегментов, основными являются:

- Разведка и добыча нефти и газа
- Переработка нефти и газа
- Транспортировка нефти и газа

Таблица 7.1 – Сегментирование рынка по размеру компании и отраслям

Размер компании	Отрасль сегмента		
	Разведка и добыча нефти и газа	Переработка нефти и газа	Транспортировка нефти и газа
Малые	Региональные фирмы	Частные небольшие компании	
Средние	Региональные фирмы «Арктикгаз» «Ачимгаз» «Нижневартовскнефтегаз»	Дочерние компании «Газпром» «Сургутнефтегаз» «Роснефть»	«Газпром Трансгаз Томск» «Газпром Трансгаз Сургут» «Газпром Трансгаз Югорск»
Крупные	«Газпром» «Роснефть» «Роспан» «Новатэк»	«Газпром» «Роснефть» «Роспан» «ЛУКОЙЛ»	«Газпром» «Роснефть» «Роспан» И другие гос. компании

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

Потенциальными потребителями, или в данном случае заказчиками, являются недропользователи месторождений, такие как ПАО «Газпром» НК «Роснефть, и др. На рассматриваемом месторождении недропользователем является «Газпром добыча Надым».

Привлекательными в будущем для проектирования работ могут быть другие направления работ, будь то «контроль разработки и эксплуатации нефтегазовых скважин», и другие внутри сегмента «Разведки и добычи нефти и газа».

7.1.2 Анализ конкурентных технических решений

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

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

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;

- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);

- стоимости (бюджета) разработки;

- уровень проникновения на рынок;

- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

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

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения целесообразно проводить с помощью оценочной карты, которая представлена в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Оценочная карта для сравнения скважинных приборов

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б1	Б2	Б3	К1	К2	К3
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Максимально допустимое рабочее давление	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
2. Максимально допустимая рабочая температура	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
3. Количество доступных каналов(канальность)	0,15	5	4	5	0,75	0,6	0,75
4. Диаметр прибора	0,08	5	4	5	0,4	0,32	0,4
5. Универсальность применения на разных месторождениях УВ	0,07	5	5	4	0,35	0,35	0,28
6. Масса прибора	0,01	3	4	5	0,3	0,4	0,5
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,2	5	4	3	1	0,8	0,6
2. Простота и стоимость обслуживания	0,1	3	5	3	0,3	0,5	0,3
3. Износостойкость	0,2	3	4	5	0,6	0,6	1
Итого	1				4,1	3,97	4,33

Анализ данных решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (7.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Здесь $B_{1/2/3}$ и $K_{1/2/3}$ – баллы и конкурентоспособность АГАТ-КСА-К9-120/60, КСА-Т5-38 и ПИК-38 соответственно.

Из таблицы видно, что выбранный для проведения работ геофизический прибор АГАТ-КСА-К9-120/60 по своим возможностям и техническим характеристикам не уступает прибору КСА-Т5-38, но является предпочтительнее из-за самого важного экономического показателя – цены. Что касается прибора ПИК-38, то он стоит намного дороже и также дорог в обслуживании, но более износостойкий, что является очень важным критерием при закупке оборудования. По своим характеристикам он также превосходит два вышеупомянутых прибора. Возможно, при соответствующем финансировании в будущем целесообразнее будет использовать именно ПИК-38, но в данный момент именно АГАТ-КСА-К9-120/60 отдает предпочтение большая часть компаний на рынке геофизических услуг.

7.2 Планирование научно-исследовательских работ

7.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Весь комплекс работ, проводящихся геофизической партией, состоит из последовательных этапов, входящих в технологический процесс проведения ГИС:

- 1) подготовительно-заключительные работы;
- 2) проезд на скважину туда и обратно;
- 3) исследование скважины;

4) дежурство по технологии работ.

Таблица 7.3 Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

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

Таблица 7.4 Виды и объекты работ по ГИС

№	Виды исследования	Ед. изм. м	Интервал исследования		Объём работ	Суммарные затраты (час)
			от	до		
1.	Стандартный каротаж 1:500	м	600	1100	500	0.7
			1100	1600	500	0.9
			1600	2100	500	0.96
			2100	2600	500	1.2
			2600	3150	550	1.52
	1:200	м	1500	2000	500	0.78
			2000	2500	500	1.12
			3000	3150	500	1.34
2.	МБК 1:200	м	2450	2950	500	2.68
			2950	3150	200	2.9
3.	АК 1:200	м	2540	3040	500	3.23
			3040	3155	115	3.49

№	Виды исследования	Ед. изм. м	Интервал исследования		Объём работ	Суммарные затраты (час)
			от	до		
4.	Кавернометрия 1:500	м	600	1100	500	0.76
			1100	1600	500	1.2
			1600	2100	500	1.52
			2100	2600	500	1.86
			2600	3130	530	1.94
	1:200	м	2400	2900	500	1.76
			2900	3155	255	1.97
5.	БКЗ 1:200	м	1500	2000	500	1.98
			2000	2500	500	2.34
			2500	3000	500	2.85
			3000	3155	155	3.13
6.	РК 1:500	м	0	500	500	1.22
			500	1000	500	2.1
			1500	2000	500	2.98
			2000	2560	560	3.8
			1:200	м	2520	3020
	3020	3155			135	4.69
7.	ИК 1:200	м	2440	2940	500	0,55
			2940	3155	215	0,92
Итого:						62,49

7.2.2 Разработка графика проведения исследования

На основе таблиц 7.3 и 7.4 строится линейный календарный план-график. График строится по длительности исполнения работ в рамках исследования с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени исследования.

Таблица 7.5 Линейный календарный план проведения работ на объекте

Наименование операции	сутки	Месяцы (дни)								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
подготовительные	1									
исследование	4									
обработка и регистрация	4									

7.3 Сметная стоимость выполнения работ

7.3.1. Расчет затрат на специальное оборудование для работ

Нормативную продолжительность цикла работ определяют по отдельным составляющим его производственных процессов.

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

Таблица 7.6 Расчет затрат на амортизацию

Наименование	Количество	Стоимость	Норма амортизации, %	Сумма амортизации за год (руб.)
Подъемник каротажный ПКС-5	1	820000	20	164000
Прибор электрического каротажа К1А-723М	1	350000	20	70000
Каротажная станция «Вулкан»	1	530000	20	106000
Скважинная аппаратура СКП-73	1	420000	20	84000
Прибор компенсированного акустического каротажа АК-73П	1	278000	20	55600
Аппаратура радиоактивного каротажа СРК-73П	1	155000	20	31000
Всего амортизация за 1 год				510600
Всего за 1 месяц				42550

Таблица 7.7 Расчет нормы износа кабеля

Количество на барабане	4500	м		
Это количество изнашивается	1995	часов		
Марка кабеля	Пробег до полного износа, км.	Стоимость 1 метра, руб./м	Нк,бр, м/100м	Нк,бр, руб/100м
КГЗ-60-90 МП	1450	20.79	0.31	6.45
Количество СПО при производстве ГИС на проектируемой скважине - 5				
Забой скважины - 3155 м				
Пробег кабеля при производстве ГИС - 31550 м				
К списанию (но норме списания геофизических кабелей) - 105.89				
Стоимость кабеля подлежащего списанию - 2201.4 руб				

Таблица 7.8 Затраты на оборудование

Наименование оборудования	Количество ед. оборудования			Цена ед. оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Ноутбук	1	2	2	30	32	24	30	64	48
Принтер	1	1	1	3,1	5,9	6,7	3,1	5,9	6,7
ПО Microsoft Office	1	2	2	8	9	11	8	18	22
CorelDraw X8	1	2	2	11	11	11	11	22	22
Итого:							52,1	109,9	98,7

7.3.2. Расчёт основной заработной платы

Заработная плата – часть общественного труда, выраженного в денежной форме, которая поступает в личное пользование работника, при этом учитывается количество и качество выполняемых работ.

Расчет заработной платы геофизической партии производится по формуле:

$$ЗП = З_{Н} + З_{Г} + З_{К} + З_{М}, \text{ руб.} \quad (7.2)$$

Где ЗП - заработная плата геофизической партии, руб.

З_Н - заработная плата начальника партии, руб.

З_Г - заработная плата геофизика партии, руб.

З_К - заработная плата каротажника, руб.

З_М - заработная плата машиниста подъемника, руб.

Зарботная плата члена партии рассчитывается по формуле:

$$З_{ПЗ} = З_{ОСН} + П + Р_{К} + Д_{РКС} + С, \text{ руб.} \quad (7.2)$$

Где З_{ОСН} – основная заработная плата, руб.

П - премия, руб.

Р_К – районный коэффициент, руб.

Д_{РКС} – доплата за работу в районах крайнего севера, руб.

С – социальные отчисления, руб.

З_{ОСН} – основная заработная плата определяется как отношение должностного оклада к календарному фонду времени за вахту и умноженного на общее количество отработанных часов, руб (таблица 7.9), рассчитывается по формуле:

$$З_{ОСН} = Ч.т.с * Т, \text{ руб.}$$

Где Ч.т.с - часовая тарифная ставка, руб.

Т - количество отработанных часов,ч.

Таблица 7.9

Должность	Норма времени (ч)	Часовая Тарифная Ставка (руб)	Основная заработная плата(руб)
Начальник партии	180	85,6	15408
Геофизик	180	41,13	7403,4
Каротажник	180	45,87	8256,6
Машинист	180	40,31	7255,8

П - премия составляет 50% от основной заработной платы (таблица 7.10

$$П = З_{ОСН} * 50/100, \text{ руб.} \quad (7.3)$$

Таблица 7.10

Должность	Основная заработная плата(руб)	Премия (руб)	Зосн + Премия (руб)
Начальник партии	15408	7704	23112
Геофизик	7403,4	3701,7	11105,1
Каротажник	8256,6	4128,3	12384,9
Машинист	7255,8	3627,9	10883,7

P_K – районный коэффициент равен 50 % от суммы основной заработной платы и премии (таблица 7.11):

$$P_K = (Z_{осн} + П) * 50/100, \text{ руб.} \quad (7.4)$$

Таблица 7.11

Должность	Зосн+Премия (руб)	Районный коэффициент (руб)	Зосн+Премия+Рк (руб)
Начальник партии	23112	11556	34668
Геофизик	11105,1	5552,55	16657,65
Каротажник	12384,9	6192,45	18577,35
Машинист	10883,7	5441,85	16325,55

$D_{РКС}$ – доплата за работу в районах крайнего севера составляет 50 % от суммы основной заработной платы, премии и районного коэффициента (таблица 7.12), рассчитывается по формуле:

$$D_{РКС} = (Z_{осн} + П + P_K) * 50/100, \text{ руб.} \quad (7.5)$$

Таблица 7.12

Должность	Зосн+Премия+Рк (руб)	Доплата за работу в районах крайнего севера (руб)	Зосн+Премия+Рк+ ДРКС (руб)
Начальник партии	34668	17334	52002
Геофизик	16657,65	8328,825	24986,475
Каротажник	18577,35	9288,675	27866,025
Машинист	16325,55	8162,775	24488,325

С – социальные отчисления составляют 30,2 % от суммы основной заработной платы, премии, районного коэффициента и доплату за работу в районах крайнего севера (таблица 7.13)

$$C = (Z_{\text{осн}} + \Pi + P_{\text{к}} + D_{\text{РКС}}) * 30,2/100, \text{ руб} \quad (7.6)$$

Таблица 7.13

Должность	Зосн+Премия+ Рк+ ДРКС (руб)	Социальные отчисления (руб)	ЗП (руб)
Начальник партии	52002	15704,6	67706,6
Геофизик	24986,475	7545,915	32532,39
Каротажник	27866,025	8415,54	36281,56
Машинист	24488,325	7395,474	31883,8
ИТОГО			168404,35

7.3.3. Расчёт дополнительной заработной платы

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн+прем}} * 11\% , \text{ руб} \quad (7.7)$$

Таблица 7.14 – Результаты расчета дополнительной заработной платы

№ п/п	Профессия	Дополнительная заработная плата руб.
1	Начальник каротажного отряда	3019,5
2	Каротажник	5676,66
3	Машинист	5435,1
4	Моторист	5193,54
5	Техник-геофизик камеральная обработка материалов	2834,81

7.3.4 Расчет общей заработной платы

Общая заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{осн+прем}} + Z_{\text{доп}}, \text{ руб} \quad (7.8)$$

Таблица 7.15 – Результаты расчета общей заработной платы

№ п/п	Профессия	Общая заработная плата, руб.
1	Начальник каротажного отряда	30469,5
2	Каротажник	57282,66
3	Машинист	54845,1
4	Моторист	52407,54
5	Техник-геофизик камеральная обработка материалов	28605,81

7.3.5 Отчисление на социальное страхование

Отчисления на социальное страхование определяется по формуле:

$$Z_{\text{соц.страх}} = Z_{\text{общ}} * 30,2\%, \text{ руб} \quad (7.9)$$

Таблица 7.16 – Результаты расчета отчислений на социальное страхование

№ п/п	Профессия	Отчисление на социальное страхование, руб.
1	Начальник каротажного отряда	9201,8
2	Каротажник	17299,3
3	Машинист	16563,2
4	Моторист	15827
5	Техник-геофизик камеральная обработка материалов	8638,9

7.3.6 Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ 1)

Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ1) рассчитывается в соответствии с инструкцией по составлению проектов и смет (таблица 7.17).

Таблица 7.17 - Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ

№	Наименование работ и затрат	Объем		Итого затрат на объем / руб.
		Ед. изм.	Кол-во	
1	2	3	4	5
1	Основные расходы:			
	комплекс геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией		1	2555201,4
	полевые каротажные работы		1	336808,7
	контрольно-интерпретационные работы		1	260700
	ИТОГО:		3	152 710,10
2	Накладные расходы	%	15	59823,44
3	Плановые накопления	%	25	87741,03
4	Компенсированные затраты			
	полевое довольствие	%	3	12000,5
	доплаты	%	8	22159,61
	охрана природы	%	5	19941,14
5	Резерв	%	10	28534,0
Итого сметная стоимость				3 382 909,82
Договорная цена с учетом НДС (+18 %)				608 923,7676

Итого стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину, составила – 608 923,7676 рублей.

8 Социальная ответственность

Введение

Социальная ответственность - ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

Раздел включает в себя оценку условий труда на рабочем месте, анализ вредных и опасных факторов труда, разработку мер защиты от них.

8.1 Производственная безопасность

8.1.1 Вредные факторы.

8.1.1.1 Недостаточная освещенность

Для обеспечения требуемой освещенности необходимо использовать совмещенное освещение, создаваемое сочетанием естественного и искусственного освещения. При данном этапе развития осветительной техники целесообразно использовать люминесцентные лампы, которые по сравнению с лампами накаливания имеют большую светоотдачу на ватт потребляемой мощности и более естественный спектр.

Минимальный уровень средней освещенности на рабочих местах с постоянным пребыванием людей должен быть 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.

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:

$$\Phi_{\text{рас}} = E_{\text{н}} * S * K_{\text{з}} * Z/N * \eta \quad (8.1)$$

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 (таблица 8.1); 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.

Таблица 8.1 Коэффициент запаса светильников с люминесцентными лампами

Характеристика объекта	Коэффициент запаса
Помещения с большим выделением пыли	2,0
Помещения со средним выделением пыли	1,8
Помещения с малым выделением пыли	1,5

Таблица 8.2 Габариты помещения.

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

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:

$$i = S / h(A + B) \quad (8.2)$$

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

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

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.

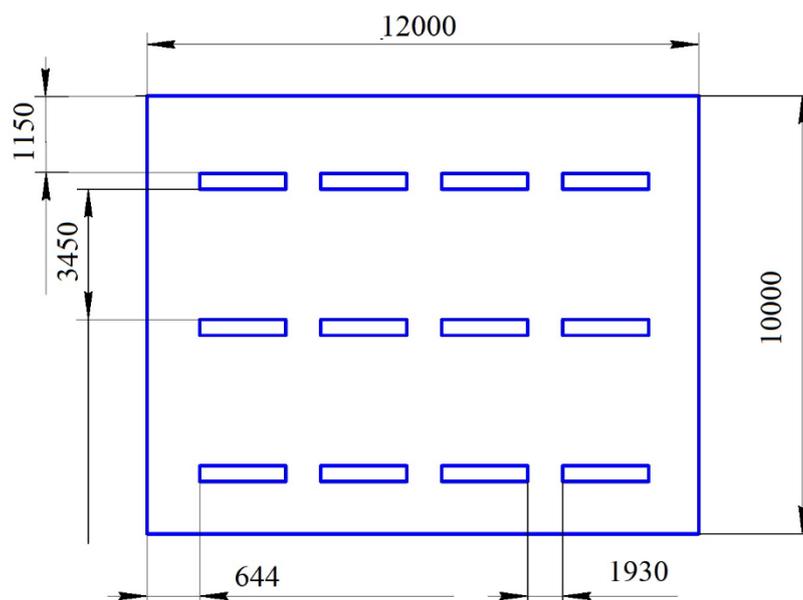


Рисунок 8.1. План размещения светильников на потолке

8.1.1.2 Нарушение 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 8.3 и 8.4.

Таблица 8.3 - 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 8.4 - 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 помещения составляет 42м², объем составляет 147м³. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м² и 20 м³ объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, 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 40м³. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м³, 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°С, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям.

8.1.1.3 Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ

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 80 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.

8.1.1.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений, ПДУ, СКЗ, СИЗ

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. 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. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer VN7-791 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.).

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 ППМ 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 (SnO₂).

8.1.2 Опасные факторы.

8.1.2.1 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, Rзаземления, СКЗ, СИЗ

Поражение электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток

напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного сприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования.

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: $I < 0,1$ А; $U < (2-36)$ В; $R_{\text{зазем}} < 4$ 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.

8.1.2.2 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 лаборатория 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:

- 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;

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

- 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);

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

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 8.2, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.



Рисунок 8.2 План эвакуации

8.2 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 упаковать в отдельную упаковку, точно также, как и все проклассифицированные и измельченные компоненты оргтехники, и после накопления на складе транспортных количеств отправить предприятиям и фирмам, специализирующимся по переработке отдельных видов материалов.

Люминесцентные лампы утилизируют следующим образом. Не работающие лампы немедленно после удаления из светильника должны быть упакованы в картонную коробку, бумагу или тонкий мягкий картон, предохраняющий лампы от взаимного соприкосновения и случайного механического повреждения. После накопления ламп объемом в 1 транспортную единицу их сдают на переработку на соответствующее предприятие. Недопустимо выбрасывать отработанные энергосберегающие лампы вместе с обычным мусором, превращая его в ртутьсодержащие отходы, которые загрязняют ртутными парами

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившейся в результате возникновения источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлек за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Производство находится в городе Томской области с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном городе отсутствуют.

Возможными ЧС на объекте в данном случае, могут быть сильные морозы и диверсия.

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Достижение критически низких температур приводит к авариям систем тепло - и водоснабжения, сантехнических коммуникаций и электроснабжения, приостановке 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. Их количества и мощности должно хватать для того, чтобы работа на производстве не прекратилась.

В лаборатории наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций (ЧС) техногенного характера.

Для предупреждения вероятности осуществления диверсии предприятие необходимо оборудовать системой видеонаблюдения, круглосуточной охраной, пропускной системой, надежной системой связи, а также исключения распространения информации о системе охраны объекта, расположении помещений и оборудования в помещениях, системах охраны, сигнализаторах, их местах установки и количестве. Должностные лица раз в полгода проводят тренировки по отработке действий на случай экстренной эвакуации.

Заключение

В данном дипломном проекте была дана характеристика геологического строения Урманского нефтяного месторождения в целом. При этом рассмотрели:

- геологическую изученность района;
- нефтегазоносность;
- особенности геолого-физических характеристик продуктивных пластов;
- геофизические методы исследования месторождения.

По данным изученности керна и методам ГИС были выделены 3 продуктивных залежи: Пласт М, М_{1а}, М_{1б}.

Также описана аппаратура, которую использовали при проведении геофизических исследований.

Список литературы

1. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований, и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.
2. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. - М.: 1999. 67с.
3. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. Новосибирск: Гео, 2001. 163 с
4. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск:Изд-во СО РАН. Филиал «Гео», 2002. 253 с.
5. Материал, предоставленный предприятием ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика».
6. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: Уч.пособие/Л.Н.Долгих; Перм.гос.техн.ун-т. Пермь, 2007. 189 с.
7. Сапожников В.М. Интерпретация данных геофизических исследований скважин: Уч.пособие –Екатеринбург: Изд-во УГГУ,2014.153 с.
8. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин. - Екатеринбург: Изд-во УГГУ,2014.456 с.
9. Телегин Л.Г., Ким Б.И., Зоненко В.И. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов: Учеб.пособие для ВУЗов – М.: Недра, 1988.
10. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: Томский политехнический университет. -3 изд.- Томск: Изд-во Томского политехнического университета,2012.-216 с.
11. Руководство по эксплуатации: Инклинометр гироскопический непрерывный ИГН 73-100/80, ИФДЖ.611137.001 РЭ-ЛУ

12. Харев А.А. Несмотряев В.И. Охрана труда на геологических работах: Учебник для ВУЗов. – М.: Недра,1987.

Перечень НТД

1. СНиП 11–4–79 Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение.

2. ОСТ 41-08-212-04 Стандарт отрасли. Управление качеством аналитических работ. Нормы погрешности при определении химического состава минерального сырья и классификация методик лабораторного анализа по точности результатов.

3. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

4. СанПин 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

5. СП 60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

6. СанПиН 2.2.2. /2.4.1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы “Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы”. М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.

7. ГОСТ 12.1.003-2004 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

8. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.

9. ГОСТ 12.1.003-83 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

10. СН 2.2.4. /2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.

11. ОСПОРБ-99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.

12. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
13. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
14. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
15. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
16. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
17. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
18. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.