

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность – Геофизические методы исследования скважин
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы:
Комплекс промыслово-геофизических исследований с целью оценки технического состояния скважины Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ)

УДК 550.832-047.44:553.982(571.14)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Крюков Андрей Олегович		

Руководитель ВКР

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

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н. В.	доктор исторических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Винокурова Г. Ф.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск 2019

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
Универсальные компетенции	
Р1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
Р2	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
Р3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
Р4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
Профессиональные компетенции	
Р5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
Р6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
Р7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
Р8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
Р9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
Р10	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
Р11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) – Геофизические исследования скважин
Отделение школы (НОЦ) – Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
224А	Крюкову Андрею Олеговичу

Тема работы:

Комплекс промыслово-геофизических исследований с целью оценки технического состояния скважины Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	13.05.2019 №3630/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	5.06.2019
--	-----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	1) Каротажные диаграммы по разным видам исследования разрезов скважин; 2) Данные по испытанию объектов на пробуренных скважинах; 3) Описание керна и петрофизические характеристики основных нефтегазоносных комплексов на месторождении
---	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, проектирования, проектирования; содержание процедуры исследования, проектирования, проектирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1) Географо-экономический очерк; 2) Геолого-геофизическая изученность района; 3) Литолого-стратиграфическая характеристика; 4) Тектоника; 5) Нефтегазоносность; 6) Анализ ранее проведенных ГИС; 7) Задачи геофизических исследований; 8) Обоснование объекта исследования; 9) ГТМ объекта исследования; 10) Методика проектных геофизических работ; 11) Интерпретация геофизических данных; 12) Специальное исследование.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Рис. 1 – Обзорная карта района работ; Рис. 2 – Стратиграфическая колонка Уренгойского НГКМ; Рис. 3 – Тектоническая схема района работ; Рис. 4 – Контуры нефтегазоносности продуктивных комплексов УНГКМ; Рис. 5 – Разрез ачимовской толщи УНГКМ по линии скв. 288-655-670-657-710-722-720-733-181-603-180; Рис. 6 – Разрез ачимовской толщи УНГКМ по линии скв. 693-732-703-675-277-657-274-702-419; Рис. 7 – Сводная диаграмма по скважине №321; Рис. 8 – Местоположение проектируемой скважины; Рис. 9 – ГТМ исследуемого интервала скв. №321; Рис.10–Термограммы для случая двух перфорированных пластов; Рис. 11 – Схема расстановки геофизической спецтехники на скважине при производстве ПГИ (ПВР) при контроле за разработкой месторождений; Рис. 12 – График кажущейся скорости потока; Рис. 13 – Форма отчета о расчете дебита; Рис. 14 – Результат построения профиля притока; Рис. 15 – Полный график интерпретации расходомерии; Рис. 16 – График калибровки вертушки расходомеров; Рис. 17 – Фактические точки на карте Данса и Роса; Рис. 18 – Результат обработки механической расходомерии двухфазного потока
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Трубникова Наталья Валерьевна
Социальная ответственность	Винокурова Галина Федоровна

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Крюков Андрей Олегович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
224А	Крюкову Андрею Олеговичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Виды и стоимость ресурсов: Материально-технический расход составил 38700 руб Расход на человеческие ресурсы составил: Общая сумма затрат на зарплату и отчисления с нее: 182658,94 руб. Общий бюджет затрат НИР – 265593,1 руб
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Оклад руководителя ВКР-приказ №5994 от 25.06.2016 «Должностные оклады ППС и педагогических работников с 01.06.2016 г.» Районный коэффициент – 1,3; Премимальный коэффициент – 0,3 Коэффициент доплат и надбавок – 0,2
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ. Ключевые ставки налогообложения: НДС, налог на прибыль организаций, налог на имущество физ. лиц, земельный налог Отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Оценка коммерческого потенциала, определение конкурентоспособности проекта. SWOT-анализ.
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Расчет временных показателей и составление календарного плана проекта.
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Анализ рисков, обоснование каждого пункта бюджета, учет внеплановых расходов.
4. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет материальных затрат, зарплат исполнителей, отчислений и накладных расходов.
5. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Проведение сравнительного анализа трех исполнителей с помощью расчета интегральных показателей.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Таблица сегментирования рынка услуг	11. Затраты на оборудование
2. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений	12. Баланс рабочего времени
3. Матрица SWOT	13. Расчет основной заработной платы
4. Интерактивная матрица проекта	14. Заработная плата исполнителей НТИ
5. SWOT-анализ	15. Отчисления во внебюджетные фонды
6. Морфологическая таблица альтернатив	16. Расчет бюджета затрат НТИ
7. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей	17. Сравнительная характеристика вариантов исполнения проекта
8. Временные показатели проведения научного исследования	18. Сравнительная эффективность разработки
9. Календарный план-график проведения исследования	
10. Материальные затраты	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н. В.	д. и. н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Крюков Андрей Олегович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
224А	Крюков Андрей Олегович

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

Тема ВКР:

Комплекс промыслово-геофизических исследований с целью оценки технического состояния скважины Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является добывающая скважина, для которой разрабатывается комплекс промыслово-геофизических методов исследования. Комплекс позволяет оценить техническое состояние скважины – выявить интервалы негерметичности в стволе и оценить качество ее цементирования.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» СанПиН 2.2.4.3359-16. Шум. Вибрация. Инфразвук. Ультразвук СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Отклонение показателей микроклимата; Превышение уровня шума; Отсутствие или недостаток естественного света; Недостаточная освещенность рабочей зоны; Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека
3. Экологическая безопасность:	Литосфера: выбросы раствора из скважины; Гидросфера: просачивание загрязняющих агентов через песок; атмосфера: выхлопные газы от работы каротажной станции. Разработаны методы уменьшения вредного воздействия на окружающую среду.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	возможные ЧС: фонтанирование скважины, ГНВП, появление медведей. Самая частая и опасная ЧС пожар. Рассмотрены методы предотвращения и тушения

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Винокурова Галина Федоровна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Крюков Андрей Олегович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94 с., 18 рис., 24 табл., 12 источников, 0 прил.

Ключевые слова: геология, геофизика, газ, газоконденсат, Уренгойское НГКМ, залежь, разработка, ачимовские отложения; промыслово-геофизические исследования; оценка технического состояния скважины.

Объектом исследования является эксплуатационная скважина №321.

Цель работы – запроектировать комплекс промыслово-геофизических методов для оценки технического состояния скважины.

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

В результате исследования были получены: ГТМ объекта исследования, обоснованный комплекс геофизических методов для решения поставленных задач; проведено специальное исследование, заключающееся в сравнении интерпретации расходометрии в двух программах.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: прибор КСА-Т7; самоходный каротажный подъемник ПКС-5.5.

Область применения: проведение оценки состояния скважин при разработке ачимовских отложений Уренгойского НГКМ.

Экономическая значимость работы: в работе рассмотрено геологическое строение ачимовских отложений, которые эксплуатируются менее 10 лет на исследуемом месторождении; было проведено ознакомление с программами Geopoisk и Gintel.

В будущем планируется: предложить более качественную интерпретацию данных расходометрии, а также более эффективные методы оценки состояния цементного кольца.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВПД – аномально высокое пластовое давление;

ГВК – газо-водяной контакт;

ГКС – газокompрессорная станция;

ИИИ – источник ионизирующего излучения;

ММП – многолетнемерзлые породы;

НКТ – насосно-компрессорная труба;

ПВР – прострелочно-взрывные работы;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

УЗПГК – Уренгойский завод по переработке газового конденсата;

ЦПЗ – центральная приподнятая зона.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Запланированные результаты обучения	2
Задание	3
Реферат	7
Список сокращений	8
Оглавление	9
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	12
1.1. Географо-экономический очерк	12
1.2. Геолого-геофизическая изученность района.....	15
2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	17
2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика	17
2.2. Тектоника	24
2.3. Нефтегазоносность.....	26
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	31
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	34
4.1. Задачи геофизических исследований	34
4.2. Обоснование объекта исследования	34
4.3. Геолого-технологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.	36
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	39
5.1. Методика проектных геофизических работ	39
5.2. Интерпретация геофизических данных	44
6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ	47
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	53
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
Список использованных источников	93

ВВЕДЕНИЕ

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, как и большинство уникальных месторождений на севере Западной Сибири, вошло в стадию падающей добычи. Эта проблема решается не только введением в эксплуатацию новых площадей, но и освоением более глубоких, чем традиционные сеноманские и валанжинские, ачимовских пластов, которые становятся своего рода «третьим дыханием» месторождений. Продуктивность данных отложений была подтверждена на обширной территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в них сосредоточены колоссальные запасы газа. Ряд факторов (глубина более 3,5 км, аномально высокие пластовое давление (АВПД) и температура, сложное геологическое строение, многофазное состояние залежей) предопределяют трудности освоения ачимовских залежей. К примеру, большое количество примесей в газе требует уделять особое внимание его очистке. В то же время этот геологический горизонт является ценным источником газового конденсата, содержание которого здесь превышает 300 г/м³.

Цель работы: изучить основные геолого-промысловые характеристики ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения и выяснить, как они влияют на выбор схемы разработки залежей УВ. Поставленные задачи:

- 1) Ознакомиться с геолого-геофизической изученностью и общей геологией месторождения.
- 2) Рассмотреть особенности газоносности ачимовских отложений месторождения.
- 3) Обозначить конкретные проблемы технического состояния скважин на месторождении.
- 4) Запроектировать комплекс геофизических методов для успешного решения присутствующих проблем.

Основной задачей контроля за разработкой является обеспечение

комплексного наблюдения за процессом эксплуатации газовой залежи с целью:

Оценки эффективности принятой системы разработки и проводимых отдельных геолого-технических мероприятий;

Принятия решений по формированию процесса разработки и планированию мероприятий по его совершенствованию, для достижения сбалансированности между максимальной конечной газоотдачей и оптимальными экономическими затратами.

Исследование эксплуатационных характеристик продуктивного пласта – один из важнейших аспектов контроля за разработкой месторождения. Данные исследования позволяют следить за степенью отработки месторождения и судить о рациональности применяемых методов отбора газа.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1. Географо-экономический очерк

Район работ находится в северной части Западно-Сибирской низменности. Административно Уренгойское месторождение располагается в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа.

В пределах рассматриваемой территории открыто 11 месторождений: Уренгойское, Ен-Яхинское, Песцовое, Западно-Песцовое, Северо-Уренгойское, Самбургское, Восточно-Уренгойское, Ево-Яхинское, Есетинское, Пиричейское, Непонятное.

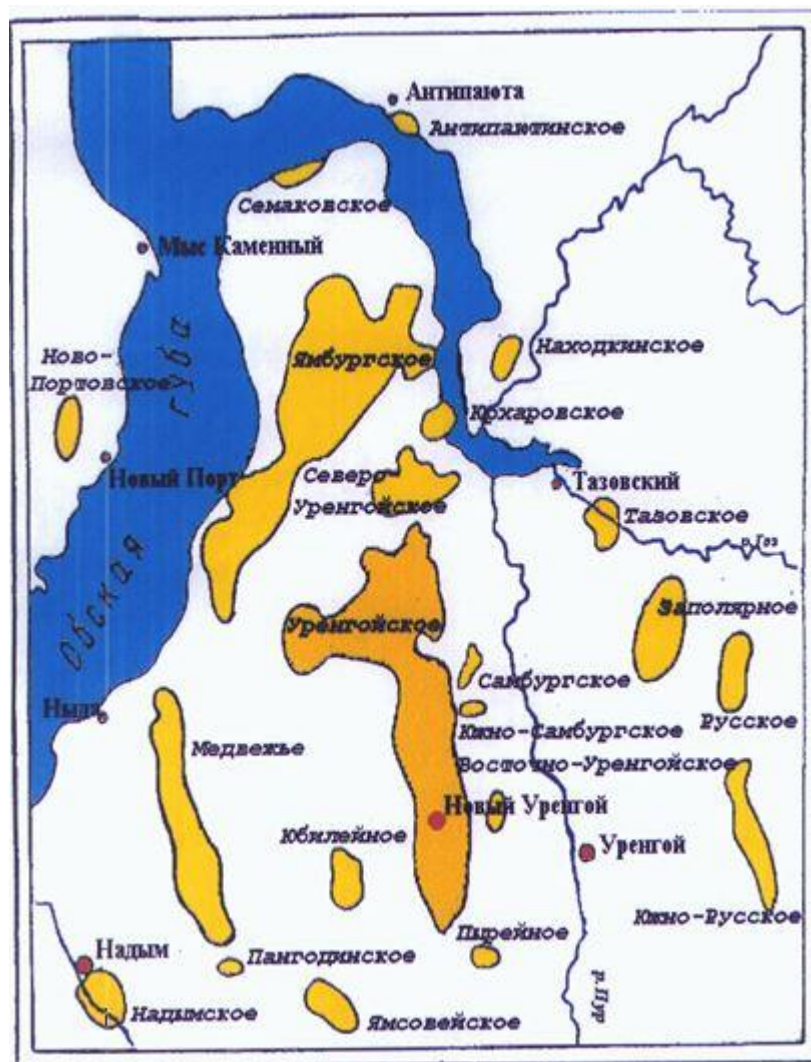


Рис. 1 – Обзорная карта района работ

Промышленные запасы нефти приурочены к восьми месторождениям, а основные запасы сосредоточены в нефтяных оторочках Уренгойского, Ен-

Яхинского и Песцового месторождения.

Территория Уренгойского месторождения представляет собой сильно заболоченную, слабовсхолмленную равнину. Характерной гидрогеологической особенностью является обилие рек, ручьев, озер, при этом судоходство возможно только по реке Пур. Реки и озера покрываются льдом в начале октября, вскрываются ото льда в середине - конце мая и даже в начале июля. Около 50% территории занимают болота, что делает ее труднопроходимой, а местами и вовсе непроходимой.

Район работ находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород (ММП), температура которых понижается с юга на север примерно на 1°C на 100 км. При этом первопричиной в формировании изменения геотермального поля является распределения атмосферных осадков.

На водораздельных участках температуры ММП выше в среднем на 2°C и имеют величину в пределах от $-2^{\circ}\dots+1,5^{\circ}\text{C}$ и до $0^{\circ}\dots+0,5^{\circ}\text{C}$, в то время как на участках с малой мощностью снега могут быть низкие температуры (до -5°C и ниже). На водоразделах образуются и существуют многочисленные надмерзлотные талики, мерзлота несливающего типа, на подошве слоя годовых теплооборотов формируются талые породы с температурой $0^{\circ}\dots+0,5^{\circ}\text{C}$.

Криогенный фактор представляет собой сложность при освоении северных месторождений. Нарушение температурного равновесия приповерхностного слоя четвертичных отложений в результате хозяйственной деятельности сопровождается рядом негативных явлений – термокарста, криогенного пучения и т.д., выводящих из строя несущие фундаменты сооружений, свайные опоры, трубопроводы и т.п.

Возможны осложнения в процессе бурения, например, замерзание промывочной жидкости в скважине, а также протаивание и потеря связности в рыхлых породах с образованием значительных по объему каверн. В процессе эксплуатации скважин отмечается образование гидратных пробок, забивающих скважинное оборудование.

Таким образом, территория Уренгойского месторождения характеризуется неустойчивостью термодинамического равновесия геологической среды, обусловленной существованием многолетнемерзлых пород.

Климат района резко континентальный, средняя температура июня составляет +14°C, в январе характерен минимум до -55°...-57°C. Плотность населения крайне низкая, оно сосредоточено в г. Новый Уренгой, п. Тарко-Сале, п. Уренгой.

Сообщение с участком работ сообщается дорожным, воздушным и водным путем (из Салехарда через Обскую губу суда поднимаются вверх по течению реки Пур). По территории проложена железная дорога (пассажирское и грузовое движение от г. Тюмени до г. Новый Уренгой и п. Ямбург). Автомобильная дорога между п. Коротчаево и п. Пурпе находится на стадии строительства, зимой на этом участке широко используется зимник.

Непосредственно на Уренгойском месторождении ведется добыча газа, конденсата и нефти из сеноманских и валанжинских отложений. Для подготовки газа и конденсата к транспорту построены установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Первичная переработка конденсата проводится на Уренгойском заводе (УЗПК).

Транспорт газа осуществляется по трем системам магистральных газопроводов:

От ГКС-1 по 4-м «ниткам» газопровода СРТО - Урал.

От ГКС-2 по 2-м «ниткам» газопровода Уренгой - Сургут - Челябинск.

От ГКС-3 по газопроводам Уренгой - Ужгород, Уренгой - Центр I и Уренгой - Центр II.

Транспортировка нефти и конденсата производится по продуктопроводу Уренгой – Сургут.

Согласно СУСН-III район работ приравнивается к IV категории трудности.

1.2. Геолого-геофизическая изученность района

Широкое изучение территории севера Западной Сибири геологическими и геофизическими методами началось в 50-х годах. В 1945-1953 гг. трестом "Сибнефтегеофизика" проведена аэромагнитная съемка м 1:1000000, по результатам которой было проведено районирование территории. Более значительными по объему и результатам являются совместные исследования, проведенные в 1952-54 гг. институтами ВСЕГЕИ и НИИГА на значительной территории севера Тюменской области. В этот период выполнена стратификация четвертичных отложений, получены сведения о распространении многолетней мерзлоты.

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

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

В 1961 г. на Тазовской структуре с целью вскрытия всего разреза мезозойской осадочной толщи, изучения стратиграфии, литологии, перспектив нефтегазоносности была заложена опорная скважина с проектной глубиной 4000 м. При глубине забоя 2644 м произошел мощный газовойодяной

выброс, повторившийся и при бурении второго ствола.

В 1966 г. Уренгойской нефтеразведочной экспедицией на соседней Уренгойской площади было начато поисково-разведочное бурение на сеноманские отложения. В этом же году в первой поисковой скважине был получен мощный фонтан природного газа, ознаменовавший открытие супергигантской по своим запасам Уренгойской газовой залежи в сеномане.

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

2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика

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

На месторождении установлена продуктивность в верхнемеловых и нижнемеловых отложениях. Основная по запасам верхнемеловая (сеноманская) залежь связана с верхней частью мощной (порядка 500 м) толщи преимущественно песчаных образований. Длина залежи 180 км, ширина от 23 до 50 км, площадь газоносности 4750 км², пластовая температура изменяется от 27°C в своде до 34°C у контакта «газ – вода».

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

Начальное пластовое давление $P_{пл} = 122,5$ кгс/см².

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

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

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

Палеозойский фундамент

На Уренгойской площади сверхглубокой скважиной СГ-6 отложения палеозойского фундамента вскрыты на глубине 7 км. Породы фундамента представлены метаморфизованными аргиллитами и алевролитами. В скв. 414 породы фундамента вскрыты на глубине 5385 м и представлены серыми миндале каменными базальтами типа андезита.

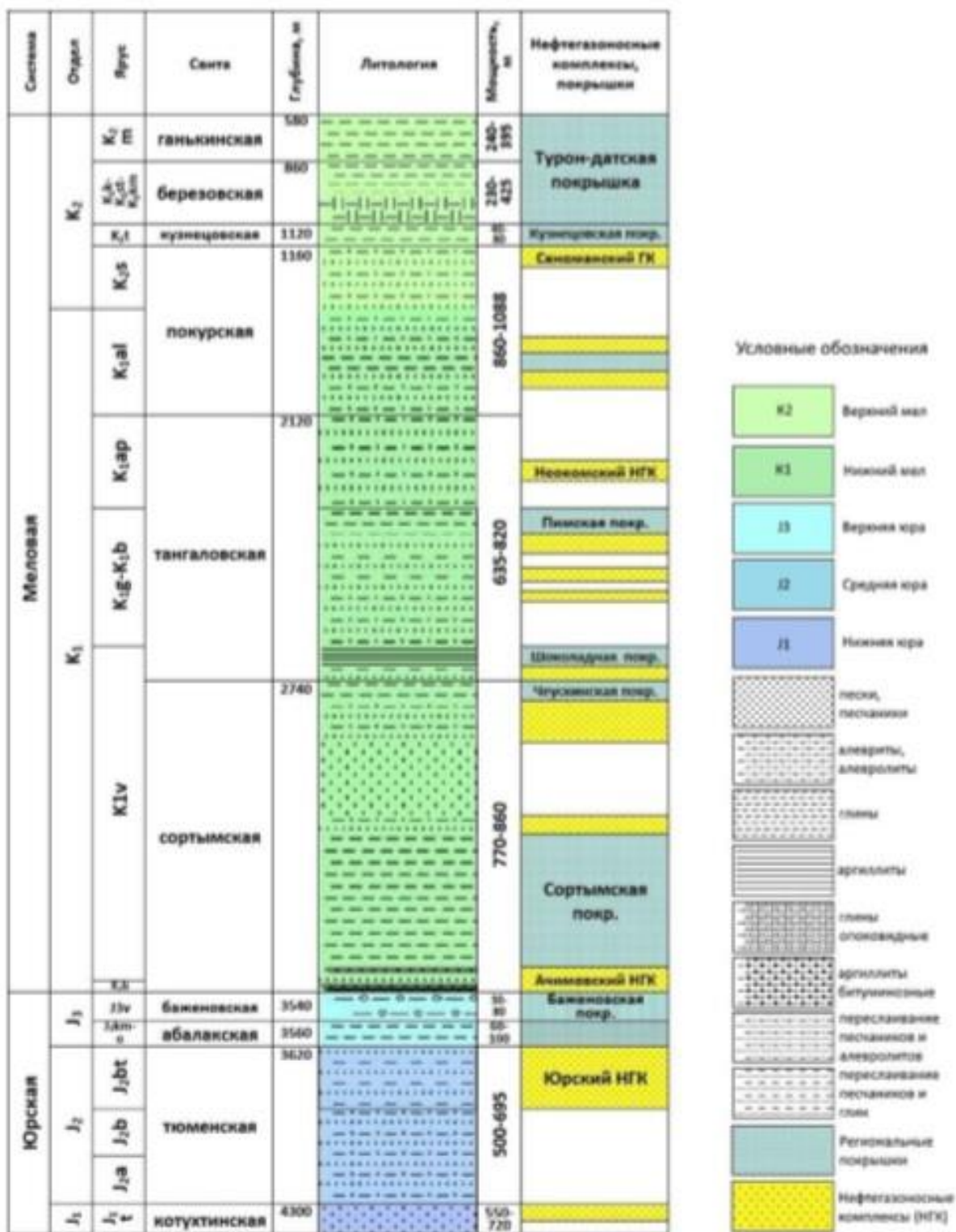


Рис. 2 – Стратиграфическая колонка Уренгойского НГКМ

Триасовая система

Отложения триасового возраста представлены нижним, средним и верхним отделами. Нижний отдел включает отложения красноселькупской серии, в нижней части которой залегают эффузивы и эффузивные песчаники,

в верхней – переслаивание песчано-алеврито-глинистых пород. Среднетриасовый отдел включает нижнюю часть тампейской серии, состоящей из пурской и нижней части варенгояхинской свит. Отложения свит представлены терригенными породами. Верхнетриасовый отдел представлен тампейской серией, включающей варенгояхинскую и витютинскую свиты, которые сложены терригенными породами. Толщина триасовых отложений около 150 м.

Юрская система

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

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

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

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

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

На отложениях котухтинской свиты согласно залегают породы **тюменской свиты** ($J_{2a}+J_{2b}+J_{2bt}$), которая подразделяется на три подсвиты:

нижнюю, среднюю и верхнюю.

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

Для средней подсвиты характерно частое неравномерное переслаивание глин уплотненных, иногда углистых с глинистыми песчаниками, алевролитами, углями. Породы преимущественно серые. Отмечается наличие растительного детрита, обломков углефицированной древесины. Толщина – 90–160 м.

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

На площади месторождения в отложениях тюменской свиты обнаружены залежи нефти и газа, приуроченные к пласту Ю₂ и имеющие локальное распространение.

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

Баженовская свита (J_{3v}) представлена аргиллитами темно-серыми с коричневатым оттенком, битуминозными, плитчатыми, массивными и листовыми с включениями чешуи рыб, раковин пелеципод и аммонитов. Толщина баженовской свиты 10–25 м.

Меловая система

Отложения меловой системы представлены всеми ярусами нижнего и

верхнего отделов. Объединяются в три надгоризонта:

- *зареченский* (берриас, валанжин, готерив, баррем, нижняя часть апта);
- *покурский* (верхняя часть апта, альб, сеноман);
- *дербышинский* (турон, коньяк, сантон, кампан, маастрихт).

В основании меловых отложений залегает сортымская свита (ранее мегионская) (K_1br-v), которая включает в себя в нижней части ачимовскую толщу, выше мощную (до 700 м) преимущественно глинистую толщу, ранее называемую очимкинской и песчано-алевролитово-глинистую (ранее южно-балыкская).

Ачимовская толща содержит в своем составе песчаники серые, мелкозернистые, слюдистые, часто известковистые, с прослоями песчано-алевролитовых и глинистых пород. По текстуре песчаники однородные или горизонтально-слоистые за счет прослоек глинистого материала и углистого детрита. Аргиллиты темно-серые, слюдистые, крепкие, горизонтально-слоистые. Общая толщина ачимовской толщи составляет 43–167 м. К отложениям ачимовской толщи на Восточно- и Ново-Уренгойском месторождениях приурочены продуктивные пласты $Aч_1$ - $Aч_6$, имеющие локальное распространение и содержащие газ, конденсат и нефть.

Для вышележащей толщи характерны глины аргиллитоподобные, серые, темно-серые, тонко отмученные и алевритовые, с разнообразными типами слоистости, с невыдержанными прослоями песчаников.

Из песчаных пластов, залегающих в этой части разреза, на рассматриваемой площади продуктивны $БУ_{16}$ и $БУ_{17}$.

Верхняя часть сортымской свиты сложена песчаниками серыми, с прослоями глин аргиллитоподобных, серых, темно-серых, тонко отмученных и алевритовых, разнообразно слоистых. Характерен обугленный растительный детрит, скопление криноидей. Толщина этой части свиты достигает 100 м.

На собственно Уренгойском месторождении в разрезе верхней части свиты выделяются основные продуктивные пласты – $БУ_{10}$ и $БУ_{11}$.

В кровле сортымской свиты залегает глинистая чеускинская пачка, представленная глинами аргиллитоподобными серыми, темно-серыми, тонкоотмученными и алевроитовыми, с единичными пластами песчаников. Толщина чеускинской пачки составляет 19–47 м.

Тангаловская свита, известная ранее под именем вартовской, ($K_1h+K_1b+K_1a$) делится на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижнетангаловская подсвита состоит из глин серых, иногда аргиллитоподобных, чередующихся с песчаниками и алевролитами. Характерен обугленный растительный детрит, обрывки растений, корневидные растительные остатки. К этой подсвите на собственно Уренгойском месторождении приурочены продуктивные пласты БУ₈ - БУ₉. Толщина подсвиты составляет 131–215 м.

Перекрывается нижнетангаловская подсвита хорошо выдержанной по всей площади месторождения пачкой «шоколадных» глин. Глины с прослоями серых и темно-серых разностей, оскольчатые. Этой пачке соответствует отражающий сейсмогоризонт Б₁. Толщина 8–15 м.

Среднетангаловская подсвита представлена песчаниками серыми, с прослоями серых глин, иногда слабо комковатых. Толщина 181–336 м.

Заканчивается среднетангаловская подсвита пимской пачкой глин серых, аргиллитоподобных, с прослоями песчаников толщиной 27–67 м.

Верхнетангаловская подсвита представлена песчаниками и алевролитами серыми, иногда зеленовато-серыми, изредка комковатыми, с единичными зеркалами скольжения. Отмечаются редкие прослои аргиллитоподобных глин. Характерен обугленный растительный детрит, остатки флоры, единичные фораминиферы. В составе подсвиты выделяются шесть песчаных пластов. Толщина подсвиты 250–400 м.

Покурская свита ($K_1a+K_1al+K_1s$) условно разделяются на 3 части в соответствии с ярусами.

В пределах аптского яруса она представлена песчаниками светло-серыми, реже серыми, в отдельных прослоях с зеленоватым оттенком, часто

каолинизированными, которые чередуются в сочетании с глинами, алевролитами темно-серыми. Толщина до 200 м.

Альбский ярус нижнего мела представлен крупными пачками глин, глинистых алевролитов, иногда углистых, преимущественно темно-серого цвета в единичных прослоях с зеленоватым, буроватым оттенком, чередующимися в сложном сочетании с песчаниками серыми и светло-серыми, иногда каолинизированными, с окатышами глин в основании отдельных пластов. Породы преимущественно горизонтально-слоистые. Характерен растительный детрит, остатки растений, сидерит, единичные пласты бурых углей. Толщина достигает 380 м.

В пределах сеноманского яруса верхнего мела в составе покурской свиты распространены пески уплотненные, песчаники серые, мелко зернистые, слабо сцементированные, глины алевролитистые, темно-серые до серых, нередко углистые. Характерен растительный детрит, обрывки растений. Толщина 300–350 м.

Туронский ярус верхнемелового отдела представлен отложениями **кузнецовской свиты** (K_{2t}), которая сложена глинами темно-серыми до черных, слабо битуминозными, алевролитистыми, мощностью 20–40 м.

Коньякский, сантонский и кампанский ярусы объединяются в **березовскую свиту** ($K_{2k}+K_{2st}+K_{2km}$), в подошве которой залегают песчано-алевролитовые породы, встречаются кремнистые разности. Верхняя часть березовской свиты сложена преимущественно глинистыми породами. Толщина свиты составляет 150–250 м.

В пределах маастрихтского яруса верхнего мела и датского яруса палеогеновой системы выделяется **ганькинская свита** ($K_{2m}+P_{1d}$), сложенная глинами и песчано-алевритовыми породами с преобладанием глин в подошве свиты. Толщина свиты 250–350 м.

Палеогеновая система

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

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

Люлинворская свита (P_2) подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты и сложена глинами опоковидными, алевроитистыми с прослоями диатомитовых глин. Толщина свиты 150–200 м.

Юрковская свита ($P_2 - P_3$) (ранее чеганская) представлена песками светло-серыми разномерными с прослоями и линзами глин и гравия. Встречаются прослои бурого угля. Общая толщина юрковской свиты достигает 100 м.

Корликовская толща (P_3) (ранее атлымская) объединяет песчаные отложения континентального генезиса. Породы представлены песками белыми и светло-серыми, плохо отсортированными с линзами гравелитов. Характерно обилие каолина в виде заполнителя гнезд, линзообразных прослоев и окатышей. Толщина достигает 100 м.

Четвертичные отложения (Q)

Разрез четвертичных отложений представлен песками, глинами, супесями с включениями гравия и галек, а также древесно-растительных остатков. В верхнем деятельном слое установлены отложения торфяных болот. Толщина четвертичных отложений варьируется от 18 до 50 м.

2.2. Тектоника

В соответствии с тектонической картой мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы рассматриваемый район приурочен к Надым-Тазовской синеклизе, осложненной структурами I–IV порядка. Стержневой структурой является Уренгойский мегавал. Он ограничен крупными рифтогенными зонами, наиболее известной из которых является Уренгойско-Колтогорский грабен-рифт.

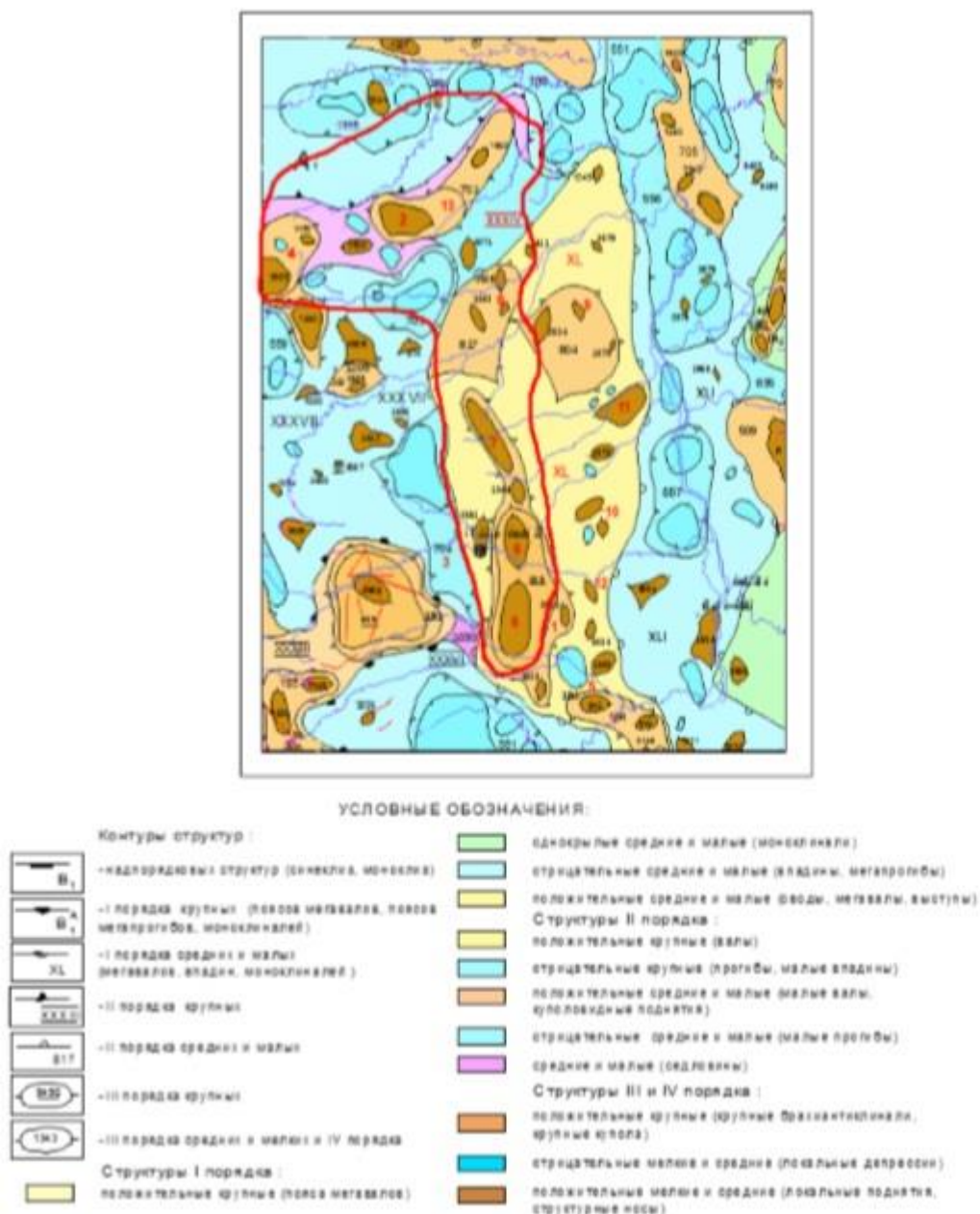


Рис. 3 – Тектоническая схема района работ

Список структур (красные номера): I порядка - Уренгойский мегавал(XL); II порядка - Песцовая мезоседловина(XXXIV); Центрально-Уренгойский вал(1), Еньяхинское поднятие(2), Западно-Уренгойский прогиб(3), Песцовое куполовидное поднятие(4); III-IV порядка: Южно-Уренгойское(5), Центрально-Уренгойское(6), Северо- Уренгойское(7) локальные поднятия, Табьяхинское(8), Самбургское(9), Восточно- Уренгойское(10) поднятия, Северо-Есетинская(11), Евояхинская(12) приподнятые зоны, Еньяхинское куполовидное поднятие(13)

Согласно накопленной статистике по Западно-Сибирскому региону, вокруг крупных рифтовых систем сосредоточена основная доля запасов УВ. Уренгойский мегавал замыкается изогипсой -3680 м. При этом длина вала по изогнутой под тупым углом оси составляет 100 км. Ширина вала изменяется от 15 км до 27 км. Вал сужается в районе северного купола и в пределах центральной приподнятой зоны (ЦПЗ), наиболее широкий участок расположен между ЦПЗ и южным куполом.

Максимальная амплитуда структуры относительно замыкающей изогипсы достигает 220 м (южный купол), в пределах ЦПЗ и на северном куполе амплитуда достигает 160 м. В поперечном сечении вал не симметричен – западный склон круче восточного. Второй по величине структурой на рассматриваемой территории является Енъяхинское куполовидное поднятие. Оно оконтуривается изогипсой -3760 м. По более глубокому гипсометрическому уровню поднятие может быть отнесено к брахиантиклинали с осью широтного простирания. Размеры Енъяхинской структуры составляют 22×17 км, амплитуда достигает 90 м. Восточно-Уренгойское поднятие является третьей по размерам структурой района. В сводовой части структура не изучена глубоким бурением и прогнозируется по данным сейсморазведки. Свод структуры предполагается в 8 км к северу от скважины 351 Евояхинской площади. Поднятие замыкается изогипсой -3680 м, при этом его размеры составляют 13×5 км, ожидаемая амплитуда поднятия – порядка 60 м.

2.3. Нефтегазоносность

Нефтегазоносность в пределах Уренгойского района установлена в широком стратиграфическом диапазоне: от сеноманского яруса верхнего мела до тоарского яруса нижнеюрских отложений включительно. Самая нижняя залежь установлена на Уренгойском месторождении в пласте ЮГ10 в скв. 259 Уренгойской. В пределах Уренгойского месторождения выделяют от 4 до 5 продуктивных комплексов: среднеюрский, неокомский, апт-альбский и

сеноманский или нижне-среднеюрский, верхнеюрский, ачимовский, неокомский, апт-сеноманский (в верхнеюрском комплексе установлены только признаки нефтегазоносности). В данной работе выделено 4 нефтегазоносных комплекса: юрский, ачимовский, неокомский, сеноманский. К кровле покурской свиты верхнего мела приурочена уникальная сеноманская газовая залежь высотой до 250 м, залегающая в интервале глубин 930–1250 м. Неокомская часть разреза нижнего мела обладает также значительным этажом нефтегазоносности в диапазоне глубин 2550–3100 м. Относительно небольшие газоконденсатные залежи, приуроченные к пластам ПК₁₈ - ПК₂₁, АУ₉₋₁₀ и БУ₁₋₅ (глубины 1750–2550 м) локализуются в пределах осложняющих месторождение структурных зон Северного и Южного куполов.

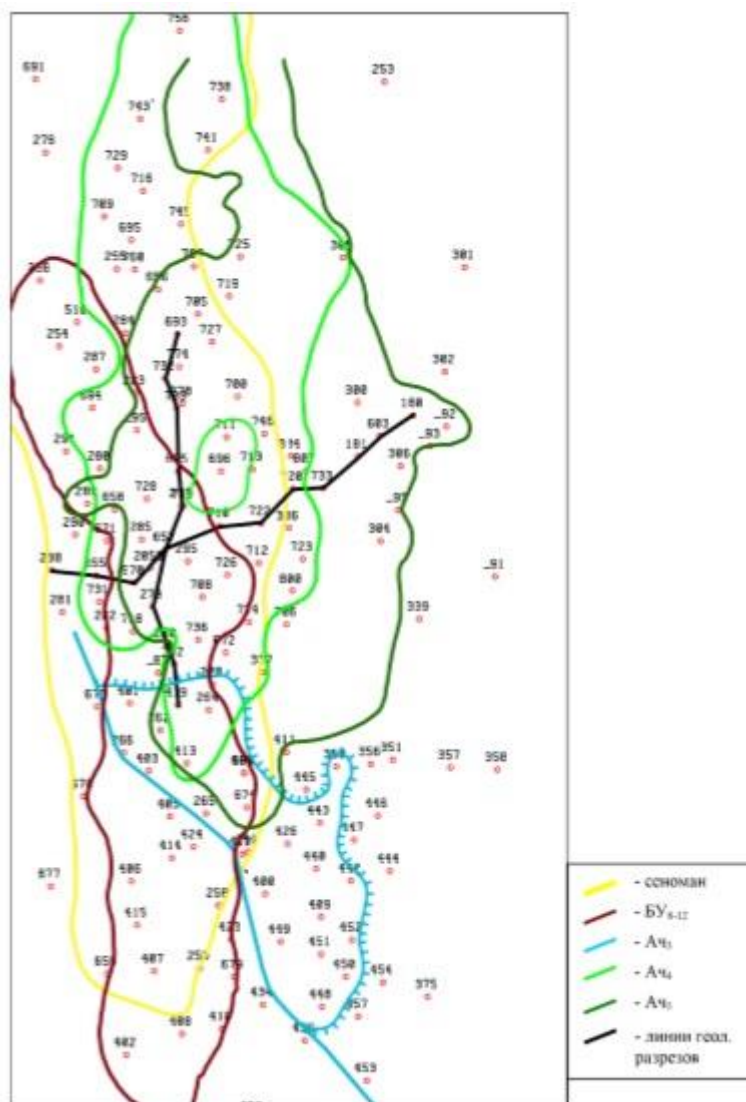


Рис. 4 – Контуры нефтегазоносности продуктивных комплексов УНГКМ

Основные продуктивные пласты неокома (БУ₈ - БУ₁₄) залегают в интервале глубин 2600–3100 м и к ним приурочены газоконденсатные залежи большой высоты, основные из которых имеют нефтяные оторочки кольцевого и полукольцевого типа или смещенные на восточное крыло структуры. Сенюманская газовая залежь и основные продуктивные пласты неокома находятся в разработке. Одним из нефтегазоносных объектов вскрытой части разреза в пределах рассматриваемой территории является ачимовская толща нижнего мела.

Поле газоносности ачимовского пласта Ач₅ по имеющимся данным лишь своей западной частью перекрывается неокимским контуром, в основной же части распространяется восточнее, в пределах восточного склона Уренгойского вала. Поле газоносности пласта Ач₄ совпадает с контуром нефтегазоносности горизонта БУ₁₀₋₁₁ в пределах западной части ЦПЗ, однако основной объем резервуара пласта Ач₄ располагается севернее и северо-восточнее ЦПЗ.

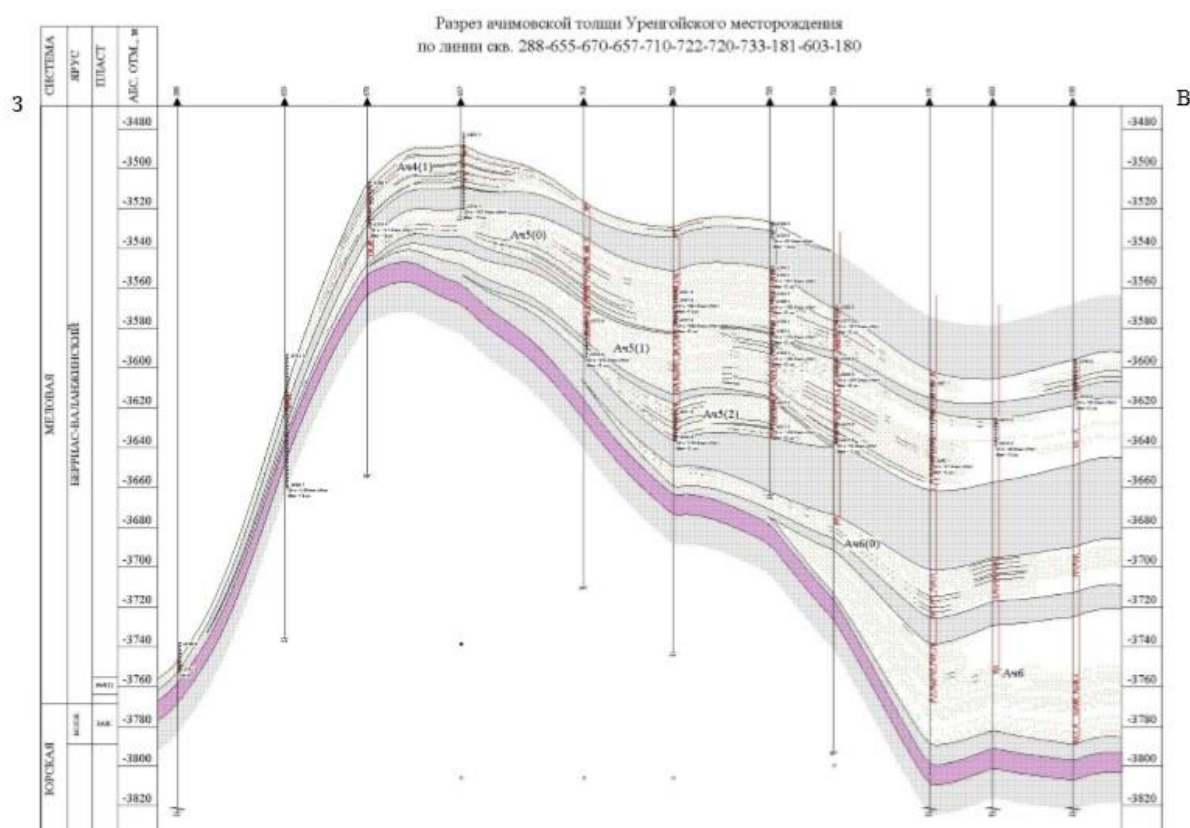


Рис. 5 – Разрез ачимовской толщи УНГКМ по линии скв. 288-655-670-657-710-722-720-733-181-603-180

Нефтегазоносный резервуар Ач₆ развит на Восточно-Уренгойской, Северо-Есетинской, Есетинской и Ево-Яхинской площадях, на восточном склоне Уренгойского вала, Ач₆⁰ – восточном склоне Уренгойского вала, на Есетинской, Северо-Есетинской, Непонятной и Самбургской площадях, Ач₅ – на восточном склоне Уренгойского вала, на Есетинской, Восточно-Уренгойской, Самбургской и Северо-Самбургской площадях, Ач₃₋₄ преимущественно в сводовой части Уренгойского вала, на Самбургской и Северо-Самбургской площадях, Ач₁₋₂ – на западном склоне Уренгойского вала, на Табьяхинской и Хадуттейской площадях. Нефтяные, газоконденсатные, газоконденсатнонефтяные залежи в резервуарах ачимовской толщи контролируются литолого-тектоническими блоками (участками, ограниченными комбинированным развитием литологических и тектонических экранов).

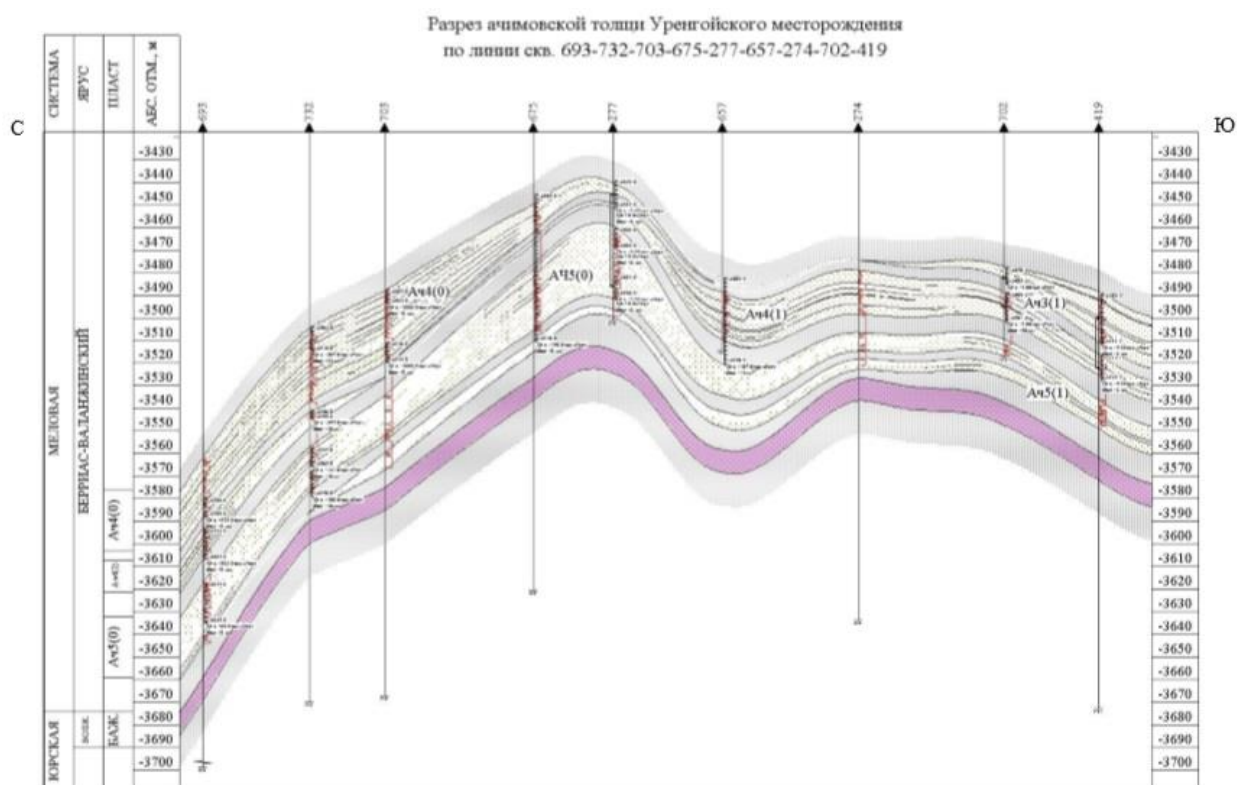


Рис. 6 – Разрез ачимовской толщи УНГКМ по линии скв. 693-732-703-675-277-657-274-702-419

В пределах отдельных блоков распределение флюидов связано, в основном, с гипсометрией. Ачимовский нефтегазоносный комплекс является

одним из наиболее сложнопостроенных объектов разреза. Песчано-алевритовые тела не выдержаны в широтном направлении, но довольно хорошо прослеживаются в меридиональном, образуя узкие зоны повышенных мощностей песчаников (до 40 и более м) при общей мощности от 90 до 100 м, ориентированных с юга на север.

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Получение максимально информативных и достаточно качественных результатов исследований зависит от выбранного, геологически и экономически обоснованного, комплекса геофизических методов. Комплекс ГИС зависит от конкретной геологической обстановки, поставленной задачи и множества других факторов.

На рисунке 7 представлена диаграмма по скважине №321.

В данной скважине проводились следующие исследования:

- КС
- ВИКИЗ
- Плотнометрия
- Боковой каротаж
- Акустический каротаж
- ПС
- ГК
- ННК-т

Масштаб записи 1:500.

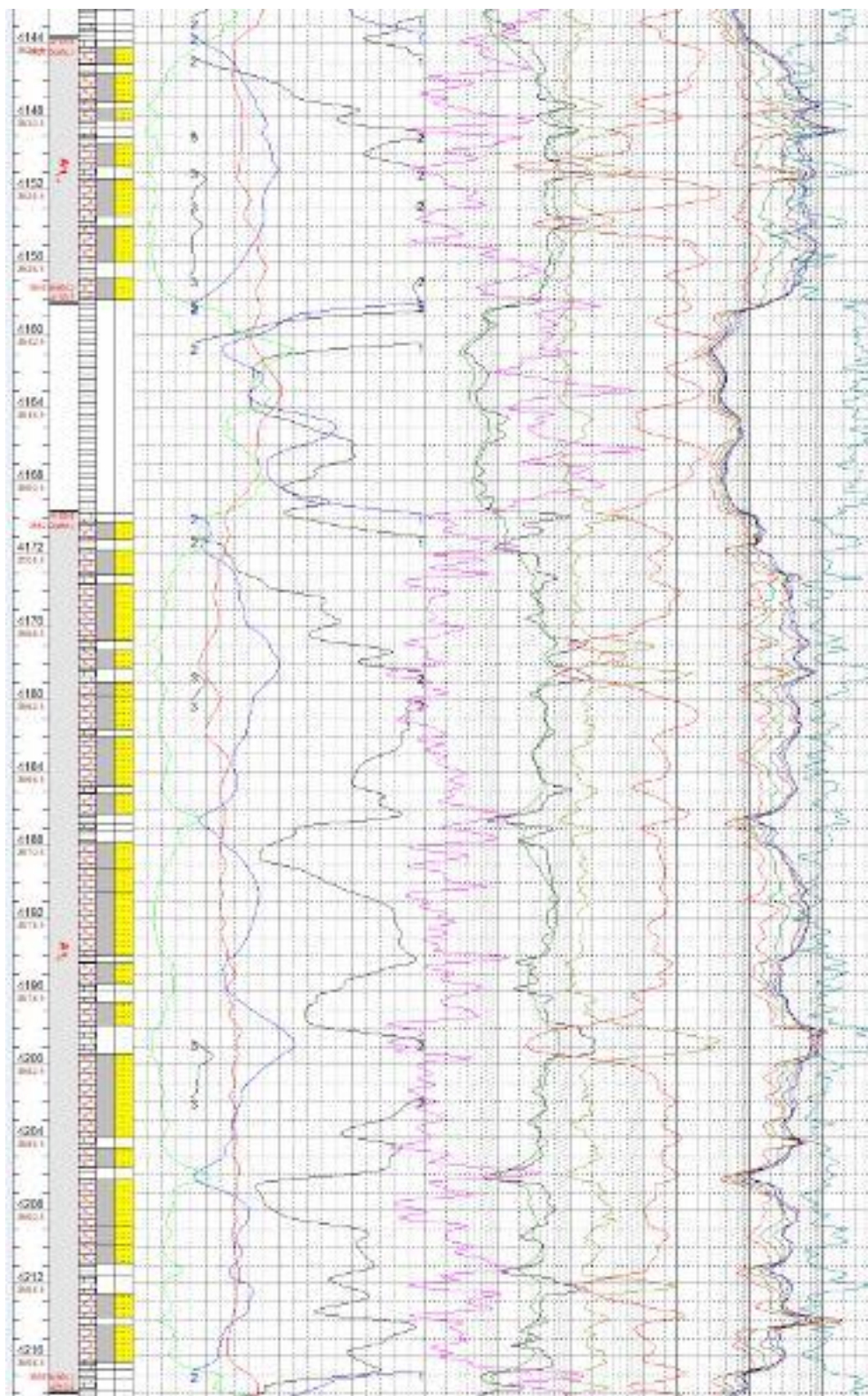


Рис. 7 – Сводная диаграмма по скважине №321

Таблица 1

Конструкция скважины №1

	Кондуктор	1-тех. колонна	Экспл. колонна	Хвостовик
Диаметр долота (мм)	394	295	220,7	152,4
Глубина бурения (м)	450	1565	4070	4261,5
Диаметр колонны (мм)	324	245	178	
Башмак колонны (м)	448,4	1564,5	4101,4	

Таблица 2

Используемая промывочная жидкость

Тип	Полимер-глин.
Плотность (г/см ³)	1,74
Вязкость (с)	55
Водоотдача (см ³ /30 мин)	2,5

Выделенные продуктивные пласты:

Ач₃₋₄: глубина залегания 4144,2; мощность 14,6 м.

Ач₅: глубина залегания 4170,2; мощность 35,1 м.

Насыщение: газоконденсат.

Запись исследований производилась следующими приборами:

БКЗ+БК-3Т;

4СКП-Т-76;

ГК+2ННК-Т;

ВИКИЗ.

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1. Задачи геофизических исследований

После проведения анализа данных прошлых лет по Уренгойскому месторождению можно сказать, что поступление воды в ствол скважины происходит по следующим причинам:

- обводнение пласта в связи с подъёмом ГВК в данной части месторождения;
- из-за низкого качества цементации эксплуатационных колонн и связанных с этим перетоков пластовых вод;
- из-за нарушения герметичности эксплуатационной колонны или муфтовых соединений.

Данные проблемы можно перефразировать в следующие технологические задачи:

- определение профиля притока отдающих и поглощающих интервалов;
- определение состава притока в стволе скважины;
- оценка качества цементирования обсадных колонн.

Исходя из поставленных задач, необходимо выбрать геологически и экономически обоснованный комплекс геофизических методов для получения максимально информативных и достаточно качественных результатов.

4.2. Обоснование объекта исследования

В процессе эксплуатации действующего фонда всех категорий скважин возникает необходимость постоянного контроля технического состояния скважины и ее оборудования (определение целостности эксплуатационной колонны и НКТ, герметичность цементного моста, определение мест поглощения в открытом стволе и в колонне, определение толщины труб и т.д.).

Ачимовские отложения залегают на глубинах около 4000 м и имеют

гораздо более сложное геологическое строение по сравнению с сеноманскими (находятся на глубине 1100–1700 м) и валанжинскими (1700–3200 м) залежами. Кроме того, ачимовские отложения залегают при аномально высоком пластовом давлении (более 600 атмосфер), осложнены тектоническими и литологическими экранами, характеризуются многофазным состоянием залежей, а также отягощены тяжелыми парафинами. [5]

Проблема удаления жидкости с забоев скважин становится все более актуальной, так как постоянно увеличивается число месторождений, вступивших в завершающую стадию разработки. Накопление скважинной жидкости, происходящее при скоростях газового потока ниже определенного критического значения, серьезно осложняет технологический процесс добычи газа, резко сокращает производительность скважин вплоть до их остановки (самозадавливания).

Проектируемая скважина находится на пересечение контуров нефтегазоносности пластов Ач₃, Ач₄ и Ач₅ (рис. 4).

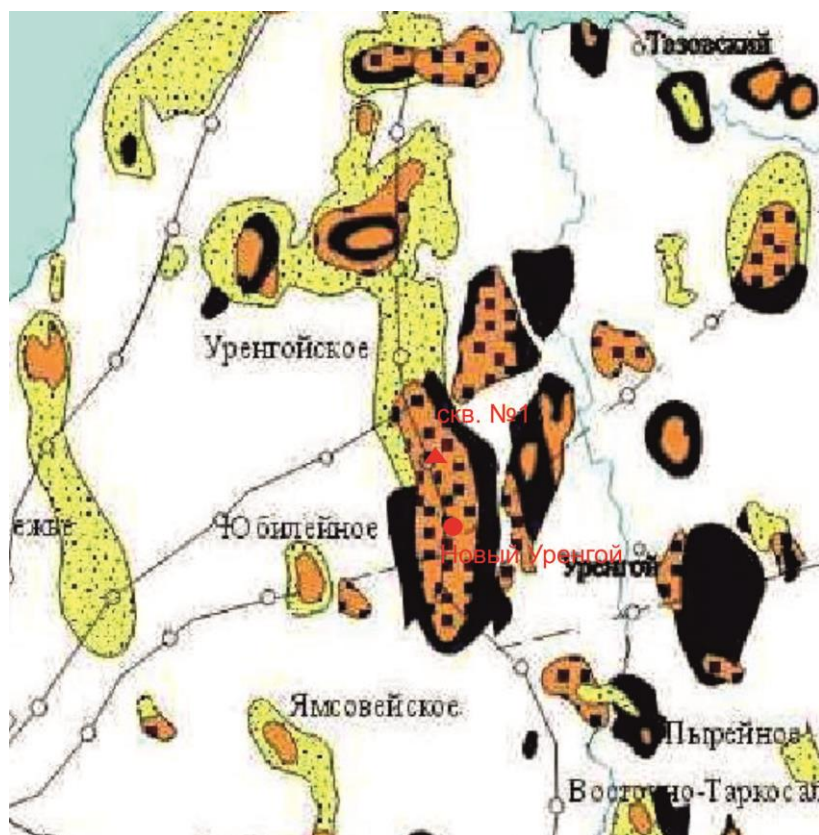


Рис. 8 – Местоположение проектируемой скважины

4.3. Геолого-технологическая модель объекта исследования.

Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.

Для решения поставленных задач была предложена геолого-технологическая модель, представленная на рисунке 9. На ней можно увидеть, как выглядят показания основных методов на исследуемом интервале. Модель была получена в результате работы с программой Geopoisk.

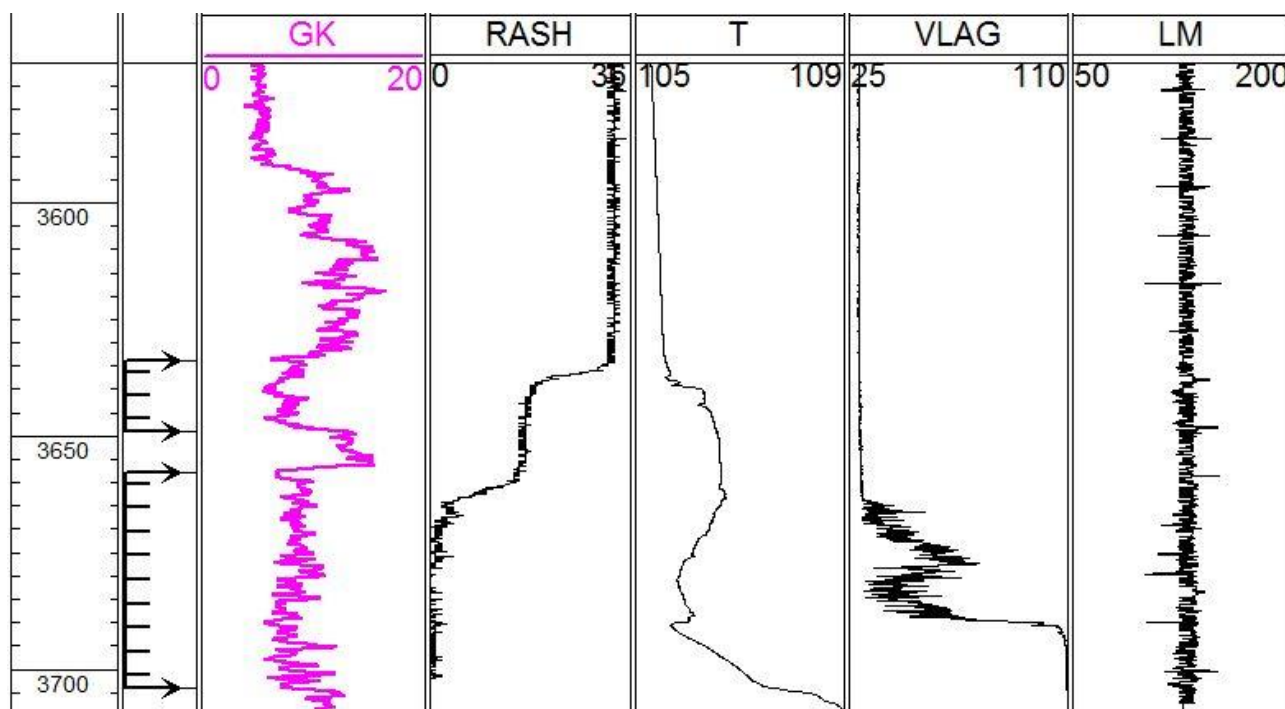


Рис. 9 – Геолого-технологическая модель исследуемого интервала скв. №321

Для выделения отдающих и поглощающих флюиды интервалов пласта, определения профиля притока используем показания термометрии и механической и термокондуктивной расходометрии.

Механическая расходометрия используется для выделения интервалов притока или приемистости, распределения общего дебита или расхода по отдельным пластам, оценки профиля притока или приемистости пластов по отдельным интервалам и выявления мест негерметичности обсадной колонны.

Термокондуктивная расходометрия также применяется для выделения интервалов притока, приемистости пластов, перетоков между перфорированными пластами и мест негерметичности обсадной колонны.

Данный метод имеет высокую чувствительность в диапазоне низких (до 3 м³/сут) и средних (до 250–300 м³/сут) дебитов, а также позволяет определять малые притоки.

Термометрия представляет собой один из основных методов запланированного комплекса промысловых исследований скважины. Метод используется для решения практически всех поставленных в проекте задач и задач контроля за разработкой в общем: для выделения интервалов притока или приемистости, интервалов обводнения, заколонных циркуляций, определения мест негерметичности обсадной колонны, насосно-компрессорных труб (НКТ) и забоя, глубины установления уровня жидкости в скважине. Достоинствами метода являются: возможность исследования объектов, перекрытых НКТ, выявления слабо работающих перфорированных пластов, а также выявления интервалов обводнения независимо от минерализации воды, обводняющей пласт, и возможность более точной отбивки подошвы нижнего отдающего или поглощающего интервала по сравнению с расходометрией.

Для решения следующей задачи – определения состава флюида в стволе скважины, включаем в комплекс такие методы, как резистивиметрия и влагометрия.

Влагометрия используется для выделения интервалов притока флюида в скважину, а также для определения интервалов обводнения. Метод эффективен при содержании воды менее 30 % в потоке жидкости.

Резистивиметрия также применяется для выделения интервалов притока флюида в скважину. Резистивиметрия имеет повышенную чувствительность к слабым притокам нефти при большом содержании воды в колонне и к изменению минерализации воды.

Основная задача оценки качества цементирования скважин, заключающаяся в установлении наличия или отсутствия каналов межпластового сообщения в цементном камне и в зонах его контакта с породой, а также в определении равномерности и плотности цементного

кольца в затрубном пространстве на сегодняшний день успешно решается методами АКЦ и ГГЦ.

Акустическая цементометрия (АКЦ). С помощью данного метода изучают степень сцепления цемента с колонной и с горной породой, то есть решает третью задачу комплекса.

Гамма-гамма-цементометрия (ГГЦ). Метод проводился с целью определения качества цементного кольца в затрубном пространстве, т.е. позволяет определить интервалы, содержащие различные тампонажные смеси (чистый цемент, гель-цемент и др.).

Существенным преимуществом ГГЦ является возможность проведения работ в любое время после окончания цементирования и высокая чувствительность к наличию каналов в цементном камне.

Также для привязки оборудования и определения забоя скважины включаем в комплекс гамма-каротаж и локатор муфт.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1. Методика проектных геофизических работ

Для решения геологических задач был выбран следующий комплекс геофизических методов:

- Термометрия;
- Термокондуктивная расходометрия;
- Механическая расходометрия;
- Влагометрия;
- Резистивиметрия;
- Акустическая цементометрия;
- Гамма-гамма цементометрия;
- Магнитный локатор муфт.
- Гамма-метод;

Термометрия

Термометрия – метод, позволяющий получать результаты в интервалах, перекрытых насосно-компрессорными трубами (НКТ). Она необходима для определения как профиля притока, так и источника обводнения эксплуатационной скважины. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/ч. В стационарном состоянии тепловое поле в стволе скважины характеризуется повышением температуры с увеличением глубины (в среднем 3 К на 100 метров). Измерения температуры в добывающих и нагнетательных скважинах в процессе их эксплуатации производятся в условиях нарушенного разработкой естественного состояния теплового поля и основаны на изменении температуры пластовой жидкости или газа при их поступлении в скважину за счет появления дроссельного эффекта. Интервал записи: 3570–3710 м.

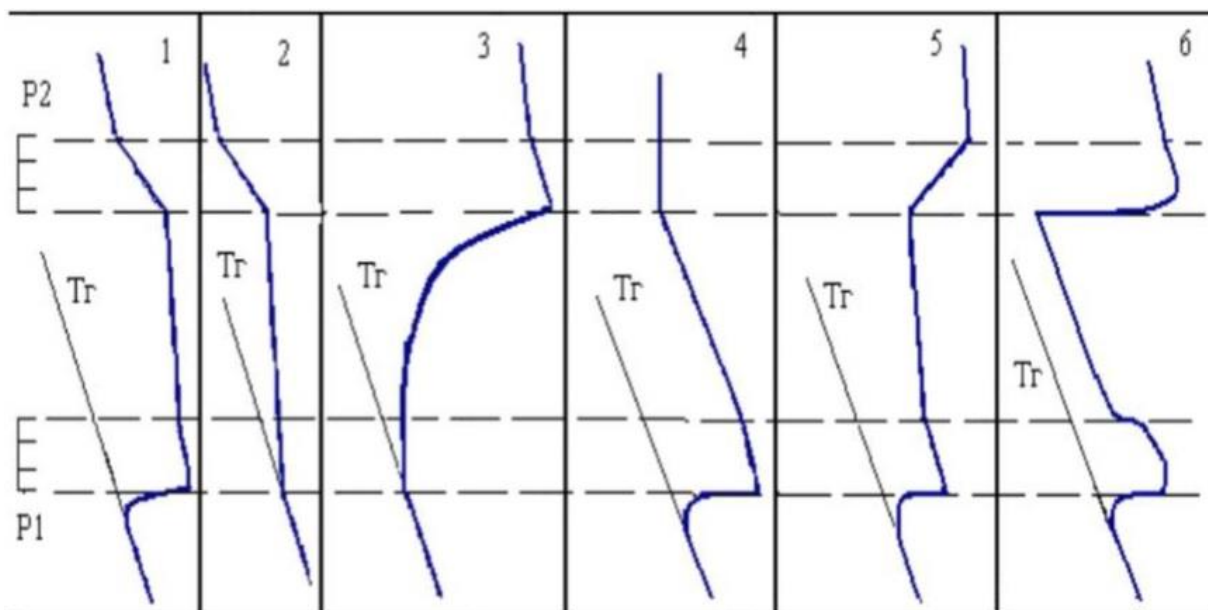


Рис. 10 – Термограммы для случая двух перфорированных пластов:

T_r - геотерма; 1 - работают оба пласта, против нижнего отмечается дроссельная аномалия, против верхнего - калориметрическое смешивание;

2 - работают оба пласта, температура жидкости, поступающей из нижнего, близка к геотермической, против верхнего пласта отмечается калориметрический эффект;

3 - плавная затянутость кривой между пластами, в нижнем пласте температура поступающей жидкости близка к геотермической, против верхнего отмечается калориметрическое смешивание;

4 - аномалия дросселирования против нижнего пласта, изменение наклона температурной кривой против верхнего;

5, 6 - аномалия дросселирования против нижнего пласта, положительная аномалия калориметрического смешивания против верхнего (верхний пласт высоконапорный, давление нижележащего пласта $P1 <$ давления вышележащего пласта $P2$).

Расходомерия

Используются расходомеры типа "Метан-2", с помощью которых проводят замеры в пределах интервала перфорации, не перекрытого НКТ, в действующих скважинах, что позволяет выделить: газоотдающие интервалы, распределение суммарного дебита по отдельным интервалам, выявить

перетоки между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки.

Масштаб записи по глубине 1:200.

Для правильной интерпретации данных расходомерии будет произведено три замера в интервале детальных исследований на разных скоростях: 300, 350 и 400 м/ч.

Интервал записи детальных исследований: 3570–3710 м.

Резистивиметрия

Определяет значение стандарт-сигналов в омметрах, которое используется на скважине для установки масштаба записи. Принятый масштаб записи 1 Ом*м/см, в осолоненных глинистых растворах 0,2–0,5 Ом

Интервал записи: 3570–3710 м.

Акустическая цементометрия

Выполняется аппаратурой АКЦ-4, УЗБА-21. Одновременно регистрируются три параметра A_k , A_n , T_n . Размер зонда И 2,5 П. Скорость регистрации до 1200 м/ч.

Масштаб записи: T_n – 50 мкс/см, A_k , A_n – 12,5 усл. ед./см; 1:500.

Интервал записи: 3570–3710 м.

Влагометрия

Метод используется для исследования состава флюидов в стволе скважины по величине их диэлектрической проницаемости. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/ч. Интервал записи: 3570–3710 м.

Магнитный локатор муфт

Применяется для привязки диаграмм ПГИ по глубинам. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/ч. Интервал записи: по всему стволу скважины.

Запроектированные исследования планируется выполнять аппаратурой комплексного технического контроля скважин и скважинного оборудования КСА-Т7. Предназначена для геофизических исследований с целью контроля технического состояния эксплуатационных скважин и режима работы

скважинного оборудования с одновременной регистрацией восьми параметров и передачей информации в цифровом коде по одножильному кабелю длиной до 5000 м.

Используются методы гамма-гамма-цементометрии, акустической цементометрии, высокочувствительной термометрии, локации муфт, а также измерения мощности дозы гамма-излучения и объемного влагосодержания.

Прибор состоит из модулей:

ТГЛ - обеспечивает телеметрическую связь, включает канал ГК, усилитель АК, локатор муфт;

РМ - модуль радиоактивных методов;

АК-И - модуль акустических излучателей;

АТШ - модуль, осуществляющий прием и усиление сигналов в режиме АК, измерение температуры окружающей среды и псевдоспектральный анализ шумов шумомером.

Таблица 3

Техническая характеристика прибора КСА-Т7

Максимальное рабочее давление, МПа	60
Максимальная рабочая температура, °С	120
Диапазон изменения диаметра скважин, мм	146...194
Угол наклона скважин, град	До 50
Модуль ТГЛ:	
диаметр, мм	110
длина, мм	1800
масса, кг	30
Диапазон измерения мощности экспозиционной дозы гамма-излучения, Л/кг	
	7,15·10 ⁻¹⁴ ... 1787·10 ⁻¹⁴
Модуль РМ:	
диаметр, мм	110
длина, мм	3200
масса, кг	120
Диапазоны измерения:	
плотности вещества в затрубном пространстве, кг/м ³	1000...2000
толщины стенки обсадной колонны, мм	5...12
объемного влагосодержания, отн. ед.	...40
Модуль АК-И:	
диаметр, мм	90
длина, мм	1600
масса, кг	70
Диапазоны измерений:	
интервального времени, мкс/м	140...550
коэффициента затухания, дБ/м	3...30
Модуль АТШ:	
диаметр, мм	73
длина, мм	980
масса, кг	18
Диапазон регистрации шумов, дБ	До 50
Диапазон измерения температуры, °С	5...120

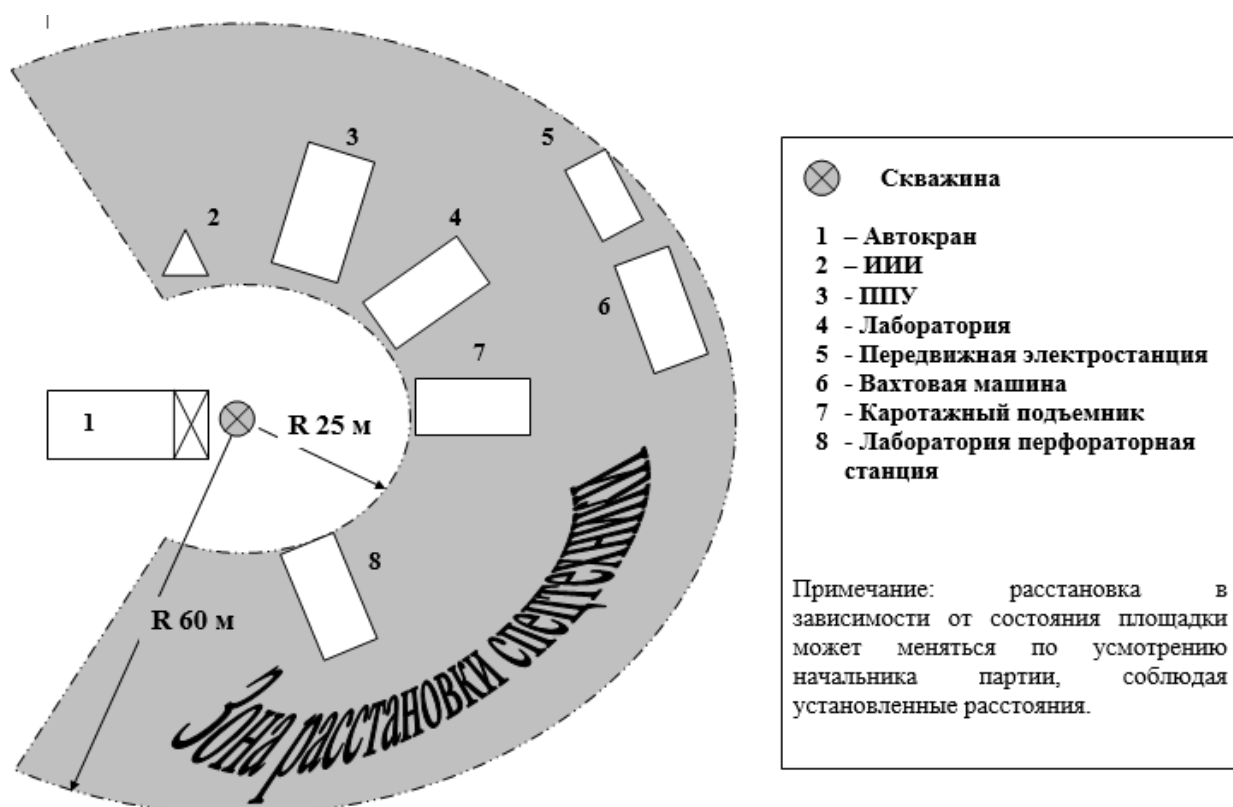


Рис. 11 – Схема расстановки геофизической спецтехники на скважине при производстве ПГИ (ПВР) при контроле за разработкой месторождений Самоходный каротажный подъемник ПКС-5.5.

Предназначен для проведения спуско-подъемных операций при каротажных и перфораторных работах. Применяется для исследования нефтяных и газовых скважин. Монтируется в утепленном кузове на автомобиле на УРАЛ-4320.

Порядок проведения работ

Цикл геофизических исследований в скважинах производится поэтапно в такой последовательности:

1. Подготовительные работы на базе.
2. Переезд с базы на скважину.
3. Подготовительные работы на скважине.
4. Геофизические исследования в скважине.
5. Заключительные работы на скважине.
6. Переезд со скважины на базу.
7. Заключительные работы на базе.

5.2. Интерпретация геофизических данных

Интерпретация полученных данных в ПФ «Севергазгеофизика» производится в программе Geopoisk.

Для ознакомления с программой разберем технологию интерпретации данных механической расходомерии. [12]

Программа работает со многими расширениями файлов, но основными являются файлы формата LAS.

Технология состоит из следующих этапов:

1. Определение приемистости по РГД;
2. Расчет общего дебита по аппаратурному к-ту расходомерии;
3. Построение профиля притока;
4. Расчет разных характеристик дебитов по интервалам притока.

Определение приемистости по РГД

Определение кажущейся скорости потока и аппаратурного к-та расходомерии по нескольким замерам РГД на разных скоростях спуска, подъема расходомера. Для этого строится график линейной регрессии по нескольким (не меньше трех) замерам.

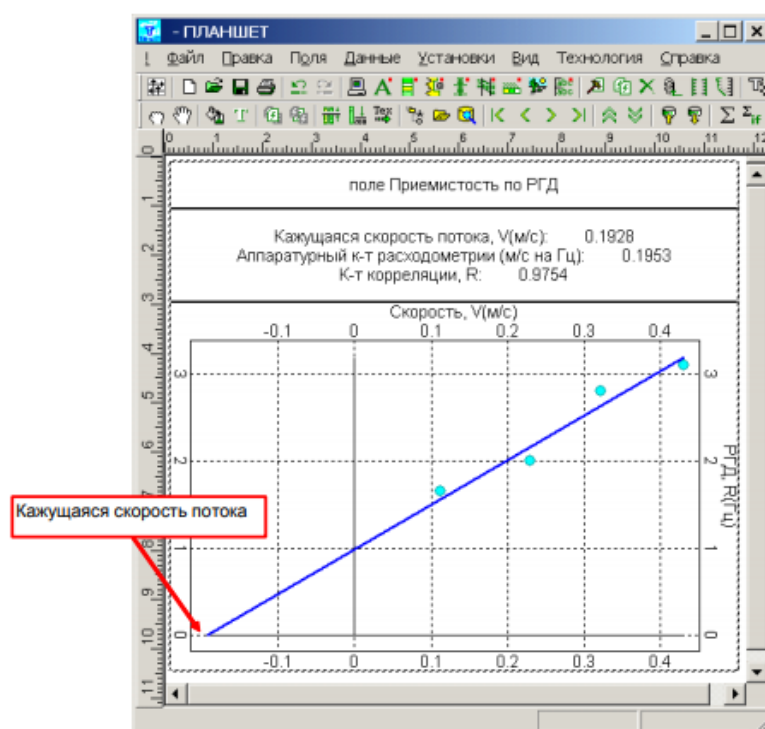


Рис. 12 – График кажущейся скорости потока

Для грамотной интерпретации данных расходомерии требуется несколько замеров на разных скоростях подъема прибора.

Определение дебита по данным расходомерии

Для расчета по газу используются данные средней температуры и давления на выбранном интервале.

Протокол обработки непрерывной расходомерии на скростях		
Номер(дата) испытания	0	
Площадь:	Технологическое	
Скважина:	5002	
Интервал обработки:	3013.0 - 3024.0	
<u>Исходные геофизические кривые</u>		
Запись на спуске		
скорость потока	скорость записи	
-	-	
-	-	
-	-	
-	-	
Запись на подъеме		
скорость потока	скорость записи	
<u>РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ</u>		
Средние значения параметров		
Запись на спуске		
скорость потока	скорость записи	
гц	м/с	м³/час
1.65	0.11222	403.992
2	0.22944	825.984
2.8	0.32167	1158.01
3.1	0.43083	1550.99
Запись на подъеме		
скорость потока	скорость записи	
гц	м/с	м³/час
Аппаратурный коэффициент расходомерии		
	0.1953 м/с на гц	
Кажущаяся скорость потока		
	0.1928 м/с	
Внутренний диаметр		
	0.146 м	
Диаметр прибора		
	0 м	
Фактическая скорость потока		
	0.1928 м/с	
Дебит жидкости	278.87 м³/сут	

Рис. 13 – Одна из форм отчета о расчете дебита

Построение профиля притока

Для удачного построения необходимо сначала рассчитать аппаратурный к-т расходомерии и общий дебит по РГД, а также внести данные перфорации.

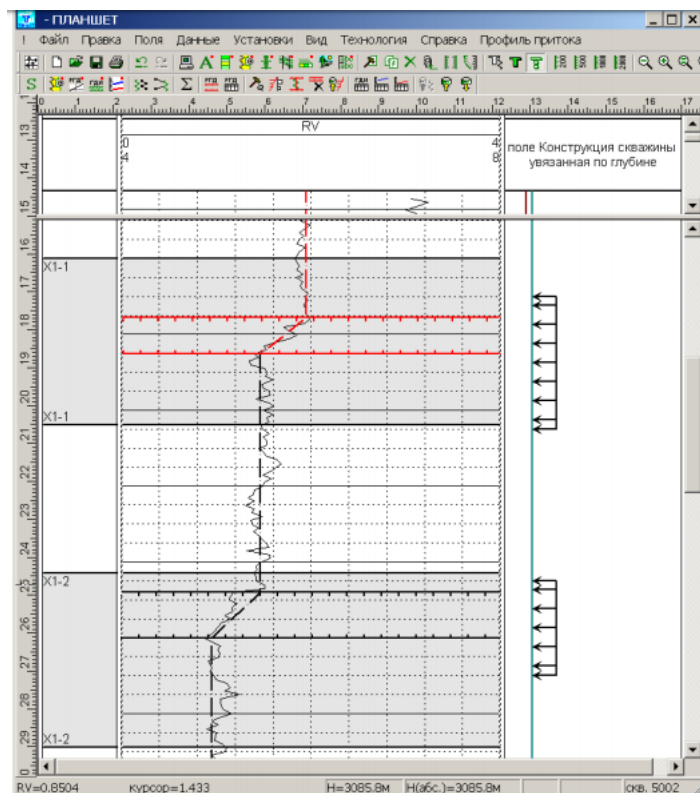


Рис. 14 – Результат построения профиля притока

Расчет разных характеристик дебитов по интервалам притока

Результаты расчетов предыдущих пунктов заносятся в таблицу «Приток».

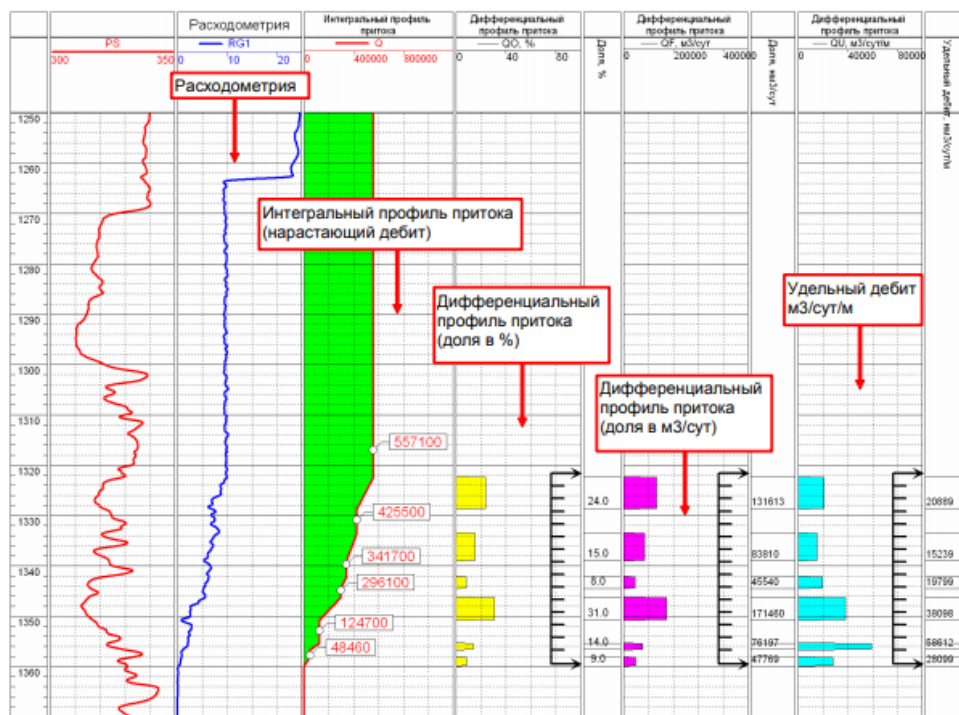


Рис. 15 – Полный график интерпретации расходомерии

6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

Дебит и состав извлекаемых из продуктивных пластов флюидов являются ключевыми показателями эксплуатации добывающей скважины. Данные об интервалах притока флюидов в добывающих скважинах позволяют осуществлять учет и контроль разработки месторождений газа. Получение этой информации основано на выполнении и последующей интерпретации промысловых геофизических исследований в скважинах. Наиболее достоверным количественным способом определения поинтервального дебита или приемистости флюида в скважинных условиях является механическая расходомерия, которая относится к методам изучения «приток–состав» флюидов и предназначена для оценки эксплуатационных параметров работающих скважин.

Определение этих параметров представляет собой сложный процесс, требующий применения математического аппарата для функциональных преобразований исходных данных, включающих в себя не только собственно результаты измерений, но и данные, характеризующие конструктивные особенности самих расходомеров, схему эксплуатационного оборудования в стволе скважины, состояние поверхности стенок обсадных колонн и насосно-компрессорных труб (НКТ), параметры вскрытия пластов-коллекторов и их геологические характеристики, состав и свойства флюидов в скважине, термобарические условия в скважинах и их изменение вдоль ствола от работающих интервалов до устья и прочее. Корректный учет перечисленных факторов делает нетривиальной процедуру обработки данных механической расходомерии. В производственных условиях процессы обработки зарегистрированных показаний часто значительно упрощаются, что приводит к неоднозначности оценки свойств продуктивных пластов. [8]

Далее приводятся возможности программы Gintel Plog по обработке данных механической расходомерии.

Главное отличие интерпретации расходомерии в данном продукте и в программе Geopoisk заключается в том, что Gintel Plog в более широком ключе берет во внимание основные физические свойства самого флюида – давление, объем, температуру (P, V, T).

Плотность флюида

В качестве плотномера для расчета плотности флюида в скважине часто используют данные барометрии или градиоманометры. В условиях статического режима плотность флюида в скважине рассчитывается через градиент гидростатического давления столба жидкости.

При динамическом режиме работы скважины показания градиоманометра представляют собой кажущуюся плотность, при расчете которой не учитываются потери давления на трение. Для оценки плотности флюида в динамике к гравитационной составляющей необходимо добавить потери, обусловленные трением на стенке трубы.

Ввиду того что силы трения действуют не только на трубу, но и на прибор, при расчетах необходимо учитывать и эти потери.

Скорость флюида

Скорость флюида в цилиндрической трубе изменяется от нуля у ее стенок, ввиду влияния внутреннего трения (вязкости), до максимальной в центре.

Для случая ламинарного течения распределение скоростей по сечению трубы соответствует параболическому закону. Переход от ламинарного течения к турбулентному характеризуется перераспределением скоростей в более «плоский» профиль ввиду интенсивного перемешивания флюида в радиальном направлении.

Для удобства в расчетах часто оперируют понятием средней скорости флюида, которая определяется как средневзвешенная по площади сечения величина. [6]

Калибровка

При реализации этой процедуры в интервале работающей скважины (при добыче или при закачке) регистрируются серии кривых расходомера на различных скоростях движения прибора в скважине на спуске и подъеме. На основе этих данных строится диаграмма, которая содержит два набора кривых с показаниями расходомера, зарегистрированными на подъеме и спуске прибора, на различных скоростях. Калибровка вертушки расходомера в программе имеет интерактивный и ручной режим. Для конструкций расходомеров не учитывающих направление вращения вертушки предусмотрена инверсия кривой. [8]

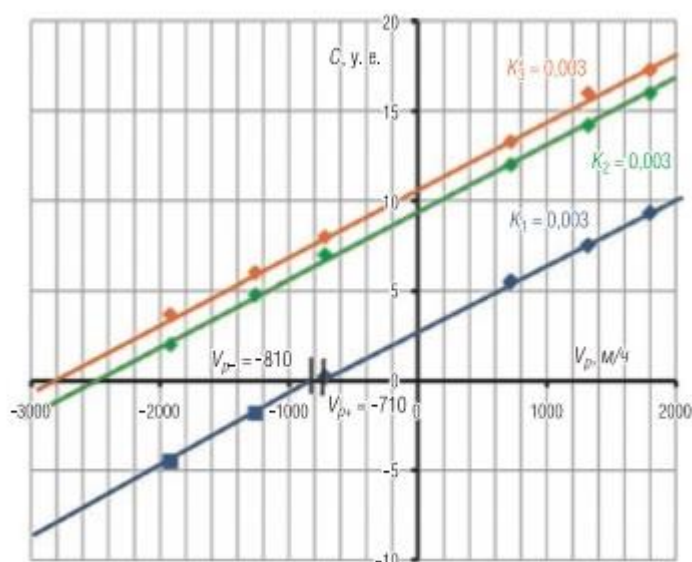


Рис. 16 – График калибровки вертушки расходомеров

Учет многофазного потока

Методика обработки механической расходомерии по РГД позволяет рассчитывать профиль притока отдельной фазы многофазного потока. Для определения структуры потока многофазного флюида используются эмпирические корреляции с помощью которых определяется скорость проскальзывания фаз флюида. [6]

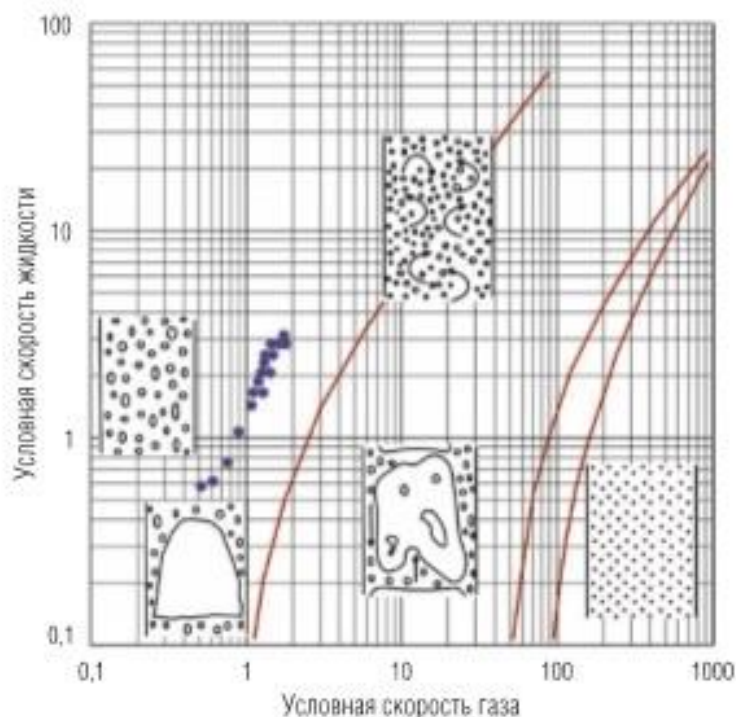


Рис. 17 – Фактические точки на карте Данса и Роса

На практике сталкиваются с необходимостью решения обратной задачи – для определения дебитов нужно рассчитать приведенные фазовые скорости при известных параметрах: скорости смеси и объемном содержании фаз. Чтобы решить эту задачу, требуется определить скорость проскальзывания фаз.

Сегодня большинство исследователей выделяют четыре режима восходящего многофазного потока газа и жидкости: пузырьковый, пробковый, эмульсионный и кольцевой.

Методика математического моделирования потока в общем виде содержит следующие этапы вычислений:

1. Задается начальное приближение дебитов: нефти, воды, газа и области изменения параметров оптимизации. С учетом конструкции скважины, свойств флюида определяются объемное содержание и скорость проскальзывания фаз флюида, градиент давления, пересчитываются свойства флюида. В некоторых случаях, когда профиль притока является неоднородным по типу флюида, бывает целесообразным выделение индивидуальных зон, характеризующих тип флюида в интервале.

2. Вычисляются теоретические кривые кажущейся скорости флюида, объемного содержания фазы, плотности флюида и другие параметры в скважине.

3. Рассчитывается расхождение между фактическими данными и полученными результатами.

4. Процесс вычислений повторяется до тех пор, пока не будет найдено приемлемое решение. На основе решения, полученного итеративным путем, получают результат – фазовые дебиты флюида. [6]

Расчет профиля притока

Основной проблемой задачи математического моделирования двухфазных течений является составление замкнутой системы уравнений для определенного вида течения. В результате, эта задача может быть решена с помощью оптимизации, а именно нахождения минимума целевой функции заданного числа переменных параметров. В качестве переменных параметров используются кривые кажущейся скорости, плотности флюида. В качестве начального приближения задаются ожидаемые дебиты фаз флюидов (нефти, газа, воды) в стандартных условиях. [8]

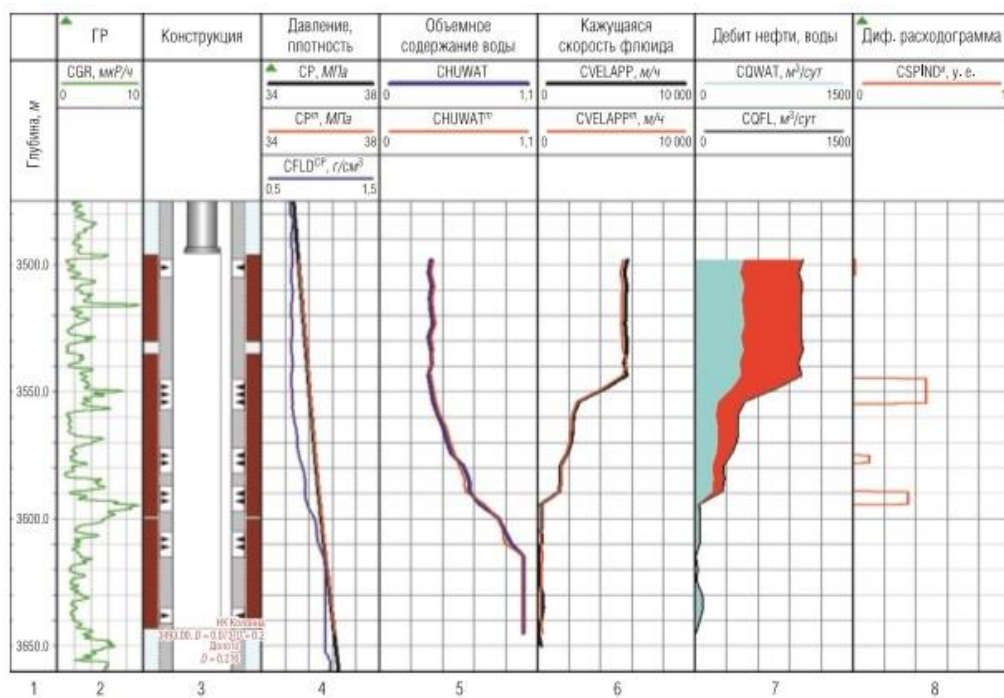


Рис. 18 – Результат обработки механической расходометрии двухфазного потока

Вывод по использованию программы

В программе Gintel, как и в программе Geopoisk, требуется несколько измерений расходомерии, произведенных на разных скоростях, для качественной интерпретации полученных данных.

Но отличия заключаются в том, что в программе Gintel производится учет типа течения жидкости в скважине (ламинарный и турбулентный), что влияет на распределение скоростей в стволе скважины.

Также программа учитывает многофазный поток. Методика обработки механической расходомерии по РГД позволяет рассчитывать профиль притока отдельной фазы многофазного потока. Для определения структуры потока многофазного флюида используются эмпирические корреляции с помощью которых определяется скорость проскальзывания фаз флюида.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

7.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей 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 исследовательским проектом, а только газодобывающая промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые ресурсы.

Сегментирование рынка услуг

		Отрасль	
		Газодобывающие предприятия	Газоперерабатывающие предприятия
Размер компании	Крупные	Газпром	
	Средние	Ачимгаз	Сургутнефтегаз
	Мелкие	Арктикгаз	СибурТюменьГаз

Как видно из таблицы основными сегментами рынка являются средние и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях газодобычи и газопереработки для формирования спроса является группа независимых средних и малых газовых компаний.

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.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

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

Таблица 5

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,60
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	1	4	0,75	0,15	0,60
2. Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
4. Безопасность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Энергоэкономичность	0,15	5	4	3	0,75	0,60	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,2	5	3	4	1,0	0,6	0,8
2. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
3. Финансирование проекта	0,05	2	5	4	0,1	0,25	0,2
4. Срок выхода на рынок	0,05	4	5	4	0,2	0,25	0,2
Итого	1	40	39	30	4,75	3,6	3,8

7.1.3. SWOT-анализ

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

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

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Эти соответствия или несоответствия должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

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

Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Простота применения С2. Адекватность разработки С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта. С4. Относительно невысокая денежная и временная затратность проекта	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление потенциального спроса на новые разработки В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных	Простота применения и адекватность разработки может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, унифицированность и адекватность разработки может уменьшить конкурентоспособность других разработок. Невысокая затратность проекта может привлечь больше сотрудников и исполнителей.	Инновационная инфраструктура ТПУ может оказать помощь в финансировании проекта. При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы переработки нефти.
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Значимая конкуренция У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	В силу того, что в данной разработке используется более новая информация наряду со старой, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки. В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.	Отсутствие прототипа научной разработки говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.

Интерактивная матрица проекта

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

SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Простота применения С2. Адекватность разработки С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта. С4. Относительно невысокая денежная и временная затратность проекта.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки. Сл2. Отсутствие сертификации. Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца. Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление потенциального спроса на новые разработки В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных	Простота применения, адекватность разработки, использование более свежей информации в проекте увеличит спрос и конкурентоспособность НИР (В3,В4,С1,С2,С3). При подключении в работу инновационных структур уменьшается время разработки и появляются дополнительные денежные средства(В1,В2,С4).	Помощь в финансировании проекта и его сертификации могут оказать инновационные инфраструктуры (В1,В2,Сл2,Сл4). Необходимо снизить конкурентоспособность подобных разработок и расширить использование данной НИР во многих компаниях (В3,В4,Сл1,Сл3).
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Значимая конкуренция У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	Использование более новой информации, простота и адекватность математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования (С1,С2,С3,У1,У2,У4). В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (С4,У3).	Отсутствие прототипа, сертификации научной разработки, невозможность использования в компаниях с традиционными методами обработки нефти приведет к отсутствию спроса и отсутствию конкуренции проекта (У1,У2,Сл1,Сл2,Сл3), а отсутствие финансирования приведет к невозможности получения сертификации (У3,Сл4).

7.2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

При любом проектировании всегда есть несколько методов или вариантов достижения цели, т.е. несколько альтернатив. Выше были описаны методы, позволяющие выявить и предложить возможные альтернативы проведения исследования и доработки результатов. Приведенные в предыдущих пунктах методы в основном ориентированы на совершенствование результатов научного проектирования, находящегося на стадии разработки. Обычно, используя морфологический подход, можно предложить не менее трех основных вариантов совершенствования разработки или основных направлений научного исследования. Морфологический подход заключается в исследовании всех выявленных альтернатив, которые вытекают из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования. Такой подход охватывает как известные, так и новые, необычные варианты, которые при простом переборе могли быть упущены. С помощью комбинации вариантов получают большое количество различных решений, многие из которых представляют практический интерес.

Научно-технический прогресс не стоит на месте и развивается очень стремительно. Из этого следует, что разрабатываемые сейчас технические проекты скоро могут стать не актуальными. В связи с этим, разработку новых проектов нужно осуществлять с учетом их дальнейшего развития. Это означает, что системы электроснабжения, разрабатываемые в наше время, должны уметь приспосабливаться к условиям новой среды, т.е. быть динамичными. Поэтому необходимо определить дальнейшие пути развития или модификации разрабатываемой системы электроснабжения данного предприятия. Удобнее всего рассматривать имеющиеся варианты в виде морфологической матрицы.

Морфологическая матрица альтернатив

	1	2	3
А. Автономность приборов	Режим реального времени	Автономный на кабеле	Автономный на бурильных трубах
Б. Глубина исследований	Сеноманские отложения	Валанжинские отложения	Ачимовские отложения
В. Каротажный кабель	Одножильный	Трехжильный	Проволока

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений осуществляется с позиции его функционального содержания и ресурсосбережения. Для созданной морфологической матрицы выделим три наиболее перспективных пути развития разрабатываемой схемы снабжения, а именно:

1. А1Б1В2
2. А3Б1В3
3. А2Б1В2

Морфологическая матрица позволяет наглядно рассмотреть перспективы развития, возможность расширения производственных решений, введение модификаций и усовершенствование разрабатываемой схемы.

Наиболее приемлемым является третий вариант, так как сочетает в себе высокую экономичность и надежность.

7.3. Планирование научно-исследовательских работ

7.3.1. Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ.

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

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

7.3.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для

определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5},$$

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

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

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

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

7.3.3. Разработка графика проведения научного исследования

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

следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

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

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

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48,$$

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

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

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

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу:

Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители, количество			Длительность работ в рабочих днях T_{pi}			Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	$t_{\min}$ чел. -дни			$t_{\max}$ чел. -дни			$t_{\text{ож}}$ чел. -дни											
	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3
Составление и утверждение технического задания	8	7	5	12	11	10	9.6	8.6	7	1	2	1	9.6	4.3	7	14.208	6.364	10.36
Подбор и изучение материалов по теме	6	10	13	8	12	20	6.8	10.8	15.8	1	2	2	6.8	5.4	7.9	10.064	7.992	11.692
Выбор направления исследований	5	11	10	6	10	13	5.4	10.6	11.2	2	1	2	2.7	10.6	5.6	3.996	15.688	8.288
Календарное планирование работ по теме	11	14	14	14	17	16	12.2	15.2	14.8	1	2	2	12.2	7.6	7.4	18.056	11.248	10.952
Изучение района исследования	10	12	14	14	15	16	11.6	13.2	14.8	1	2	1	11.6	6.6	14.8	17.168	9.768	21.904
Анализ ранее проведенных ГИС	9	13	16	13	16	18	10.6	14.2	16.8	1	1	1	10.6	14.2	16.8	15.688	21.016	24.864
Составление геолого- технологической модели	11	7	6	16	12	10	13	9	7.6	1	2	1	13	4.5	7.6	19.24	6.66	11.248
Выбор и обоснование положения проектной скважины	5	10	14	9	11	16	6.6	10.4	14.8	1	2	1	6.6	5.2	14.8	9.768	7.696	21.904
Выбор методики и техники исследования	5	7	8	9	13	15	6.6	9.4	10.8	1	1	2	6.6	9.4	5.4	9.768	13.912	7.992
Оценка эффективности полученных результатов	5	10	14	10	12	16	7	10.8	14.8	2	2	2	3.5	5.4	7.4	5.18	7.992	10.952
Определение целесообразности проведения процесса	16	20	21	20	22	23	17.6	20.8	21.8	2	1	1	8.8	20.8	21.8	13.024	30.784	32.264
Оформление пояснительной записки	4	6	9	5	8	10	4.4	6.8	9.4	1	1	1	4.4	6.8	9.4	6.512	10.064	13.912
Разработка презентации и раздаточного материала	7	9	6	9	11	8	7.8	9.8	6.8	1	2	1	7.8	4.9	6.8	11.544	7.252	10.064
Итого, дн																154.216	156.436	196.396

Календарный план-график проведения исследования

№ раб	Вид работ	Исполнители	T _{кп} , кал. дней	Продолжительность выполнения работ														
				январь			февраль			март			апрель			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	14.208	■	■													
2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	10.064		■	■												
3	Выбор направления исследований	Руководитель, Дипломник	3.996			■												
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	18.056				■	■										
5	Изучение района исследования	Дипломник	17.168					■	■									
6	Анализ ранее проведенных ГИС	Дипломник	15.688							■	■							
7	Составление Физико-геологической модели	Дипломник	19.24								■	■	■					
8	Выбор и обоснование положения проектной скважины	Дипломник	9.768										■	■				
9	Выбор методики и техники исследования	Дипломник	9.768											■	■			
10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Дипломник	5.18												■			
11	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Дипломник	13.024												■			
12	Оформление пояснительной записки	Дипломник	6.512														■	
13	Разработка презентации и раздаточного материала	Дипломник	11.544														■	■

■ – студент-
дипломник

■ – руководитель

7.3.4. Бюджет научно-технического исследования НТИ

7.3.4.1. Расчет материальных затрат НТИ

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3–5 % от цены).

Таблица 13

Материальные затраты

Наименование	Ед. изм-я	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З _м , руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Ручка	шт.	4	6	3	27	9	86	108	54	258
Тетрадь	шт.	1	1	2	30.56	265	30.65	30.56	265	61.3
Картридж для принтера	шт	1	1	1	450	470	500	450	470	500
Карандаш	шт	4	5	4	15	25	20	60	125	80
Миллиметровая бумага	упаковка	1	2	1	59	80	89	59	160	89
Бумага белая, А4	пачка	1	1	2	215	200	220	215	200	440
Транспортно-заготовительные расходы (5%)								133.628	63.7	71.415
Итого:								968.68	1337.7	1499.72

7.3.4.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера для двух участников проекта, ПО MicrosoftOffice 365 для создания документов. Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Так, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 25 месяцев и

его использовании в течение 9 месяцев составит 18 тысяч рублей.

Таблица 14

Затраты на оборудование

Наименование оборудования	Количество ед. оборудования			Цена ед. оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Ноутбук	1	2	2	27	30	15	27	60	30
Принтер	1	1	1	2.7	5	3	2.7	5	3
ПО Microsoft Office	1	2	2	8	9	10.5	8	18	21
Итого:							<u>37,7</u>	83	54
+ материальные затраты							38,7	84	55

7.3.4.3. Основная заработная плата исполнителей темы

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

$$C_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}$$

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

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot М}{F_{\text{д}}},$$

где $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

при отпуске в 24 раб. дня $М = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $М = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 15

Баланс рабочего времени

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

$$З_{\text{дн(рук)}} = (31000 \cdot 10,4) / 237 = 1360,34 \text{ руб.},$$

$$З_{\text{дн(дип)}} = (11906 \cdot 10,4) / 237 = 522,46 \text{ руб.},$$

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{б}} \cdot (k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}},$$

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

Таблица 16

Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	31000	0,3	0,2	1,3	60450	1360,34	55	74818
Дипломник	11906	-	-	1,3	15477	522,46	122	63740,12
Итого:								<u>138558,12</u>

7.3.4.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10–15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}},$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

Таблица 17

Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Дипломник	Итого
Основная зарплата	74818	63740,12	138558,12
Дополнительная зарплата	11222,7	9561,02	<u>20783,72</u>
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	86040,7	73301,14	159341,84

7.3.4.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

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

Заработная плата студента-дипломника состоит из стипендии, которая не

облагается отчислениями.

Таблица 18

Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	74818	11222,7
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	20275,7	3041,4
Итого	<u>23317,1</u>	

7.3.4.6. Накладные расходы

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

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

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

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 20%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НИИ:

$$З_{\text{накл}} = (968,7 + 37700 + 138558,12 + 20783,7 + 23317,1) \cdot 0,2 = 221327,2 \cdot 0,2 = 44265,5 \text{ рублей.}$$

7.3.4.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

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

Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НТИ	968,68	1337.7	1499.72
2. Специальное оборудование для научных работ	37700	105000	154000
3. Основная заработная плата	138558,12	138558,12	138558,12
4. Дополнительная заработная плата	20783,72	20783.72	20783.72
5. Отчисления во внебюджетные фонды	23317,1	43181.64	43181.64
6. Накладные расходы	44265,5	62192.24	71982.64
7. Бюджет затрат	265593,1	371053.42	430005.84

7.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

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

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}},$$

где I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

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

Интегральный финансовый показатель разработки:

$$\text{Исп1: } I_{\phi} = 265593,1/430005,84 = 0,62;$$

$$\text{Исп2: } I_{\phi} = 371053,42/430005,84 = 0,86;$$

$$\text{Исп3: } I_{\phi} = 430005,84/430005,84 = 1.$$

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a,$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a , b_i^p – балльная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 20

Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Адекватность разработки	0,2	5	4	4
2. Простота применения	0,2	4	5	4
3. Энергосбережение	0,4	5	5	3
4. Универсальность	0,1	4	4	3
5. Способствует росту производительности труда	0,1	4	5	4
ИТОГО	1	4,6	4,7	3,5

Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки:

$$\text{Исп1: } I_m = 0,2*5+0,2*4+0,4*5+0,1*4+0,1*4 = 4,6;$$

$$\text{Исп2: } I_m = 0,2*4+0,2*5+0,4*5+0,1*4+0,1*5 = 4,7;$$

$$\text{Исп3: } I_m = 0,2*4+0,2*4+0,4*3+0,1*3+0,1*4 = 3,5.$$

Интегральный показатель эффективности разработки $I_э$ определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_э = I_m/I_ф.$$

Интегральный показатель эффективности:

$$\text{Исп1: } I_э = 4,6/0,62 = 7,42;$$

$$\text{Исп2: } I_э = 4,7/0,86 = 5,47;$$

$$\text{Исп3: } I_э = 3,5/1 = 3,5.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{cp}$):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{Исн1}}{I_{Исн2}}$$

Таблица 21

Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,62	0,86	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	4,7	3,5
3	Интегральный показатель эффективности	7,42	5,47	3,5
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	1	0,845	0,607

Вывод: в ходе выполнения данного раздела были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант исполнения 1.

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данная дипломная работа направлена на проектирование комплекса промыслово-геофизических методов для оценки технического состояния скважины на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении, а именно оценки качества цементирования, определения интервалов заколонных перетоков и степени обводненности продуктивных пластов.

Предложенное решение может быть интересно таким пользователям как геологи, геофизики, буровики компаний-разработчиков Уренгойского месторождения: АО «Ачимгаз», ПАО «Газпром», ОАО «Арктикгаз».

Место выполнения работ находится в Тюменской области, Ямало-Ненецком автономном округе, в 70 км от г. Новый Уренгой.

Описанная методика актуальна тем, что позволяет решать стандартный набор проблем технического состояния газовых скважин при нестандартных пластовых условиях (ачимовские отложения). Эти отложения находятся в разработке на рассматриваемом месторождении с 2008 г. Ачимовские толщи характеризуются аномально высоким пластовым давлением (АВПД), большой глубиной залегания (3500–4000 м) и низкой проницаемостью.

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Защита персональных данных

Политика обработки персональных данных в ООО «Газпром георесурс» определяется в соответствии со следующими нормативными правовыми актами:

- Трудовой кодекс Российской Федерации;
- Федеральный закон от 27 июля 2006 г. № 152-ФЗ «О персональных данных»;
- Указ Президента Российской Федерации от 06 марта 1997 г. № 188 «Об утверждении Перечня сведений конфиденциального характера»;
- постановление Правительства Российской Федерации от 15 сентября

2008 г. № 687 «Об утверждении Положения об особенностях обработки персональных данных, осуществляемой без использования средств автоматизации»;

- постановление Правительства Российской Федерации от 6 июля 2008 г. №512 «Об утверждении требований к материальным носителям биометрических персональных данных и технологиям хранения таких данных вне информационных систем персональных данных»;

- постановление Правительства Российской Федерации от 1 ноября 2012 г. № 1119 «Об утверждении требований к защите персональных данных при их обработке в информационных системах персональных данных»;

- приказ ФСТЭК России от 18 февраля 2013 г. № 21 «Об утверждении состава и содержания организационных и технических мер по обеспечению безопасности персональных данных при их обработке в информационных системах персональных данных»;

- приказ Роскомнадзора от 05 сентября 2013 г. № 996 «Об утверждении требований и методов по обезличиванию персональных данных».

Условия труда

На объектах компании применяется вахтовый метод работы: месяц через месяц; дневная смена – с 8:00 до 20:00, ночная смена – с 20:00 до 8:00. Время для отдыха и приёма пищи – с 12:30 до 14:00.

Оплата труда

Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ).

Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает:

- расходы по проезду;
- расходы по найму жилого помещения;
- дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д.

Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором. На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ).

Страхование

Для сотрудников компании, предусмотрено добровольное медицинское страхование. Сотрудник, имея полис ДМС на определенную сумму, получает возможность обратиться в медицинское учреждение за оказанием платных медицинских услуг. Также сотрудникам, работающим на объектах компании в условиях Крайнего севера, предоставляется отпуск длительностью в 40 дней.

2. Производственная безопасность

Таблица 22

Анализ вредных и опасных производственных факторов

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевые работы	Камера- льные	
1. Отклонение показателей микроклимата	+		МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» СанПиН 2.2.4.3359-16. Шум. Вибрация. Инфразвук. Ультразвук СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
2. Превышение уровня шума	+	+	
3. Отсутствие или недостаток естественного света	+		
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	

2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов

1) Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе

Источник возникновения фактора – в местности проведения работ среднегодовая температура составляет $-4,7^{\circ}\text{C}$ (максимум 40°C , минимум -54°C); также местность характеризуется сильным ветром (средняя $3,4$ м/с) и большим количеством осадков (514 мм в год).

Влияние на человека – повышенный шанс заболеваемости ОРВИ и ГРИППом; переохлаждение организма; обморожение конечностей.

Допустимые нормы – предельную температуру, ниже которой не могут производиться никакие работы на открытом воздухе, установить -40°C при ветре до 2 метров в секунду. При скорости ветра от 2 до 5 метров в секунду предельную температуру установить -35°C , при скорости ветра от 6 до 10 метров в секунду -30°C , при скорости ветра от 11 до 15 метров в секунду -20°C , при скорости ветра от 16 метров в секунду и более -15°C .

Рабочий день при температуре от -30 до -40°C сокращается на 1 час, включая время перерывов для обогрева в счет рабочего времени.

При температуре от -25° до -40°C работающим на холоде предоставлять возможность обогрева с перерывом на 10 минут через каждый час работы, включая перерыв в счет рабочего времени.

Способы защиты – для защиты от суровых условий Крайнего севера работникам выдается комплект верхней одежды, нижнего белья, теплой зимней обуви и других средств индивидуальной защиты. Рекомендуется ознакомиться с инструкциями по эксплуатации и использовать СИЗ в соответствии с условиями окружающей среды, а также своевременно и целесообразно использовать перерывы на обогрев.

2) Превышение уровня шума

Допустимые значения уровня шума регулируются СанПиН 2.2.4.3359-16. Шум. Вибрация. Инфразвук. Ультразвук.

Источники возникновения фактора – автокран, удерживающий лубрикаторное оборудование, каротажный подъемник, передвижная паровая

установка (ППУ), дизельная электростанция.

Влияние на человека – снижение чувствительности органов слуха, гипертоническая болезнь сердца, коронакардиосклероз, стенокардия, инфаркт миокарда, изменение сосудов головного мозга, функциональные нарушения нервной системы, снижение чувствительности органов зрения, увеличение времени реакции на световой раздражитель.

Допустимые нормы – в РФ предельный уровень шума достигает 80 дБА.

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

3) Отсутствие или недостаток естественного света

Источники возникновения фактора – короткий световой день большую часть года, т.к. большинство работ проводится за северным полярным кругом.

Влияние на человека – заболевания органов зрения, ухудшение психического здоровья, усталость, сонливость, головные боли, повышение артериального давления,

Допустимые нормы – для оценки использования естественного света введено понятие **коэффициента естественной освещенности (КЕО)** и установлены **минимальные допустимые значения КЕО** — это отношение освещенности E_v внутри помещения за счет естественного света к наружной освещенности E_n от всей полусферы небосклона, выраженное в процентах:

$$KEO = (E_v / E_n) 100\%.$$

Способы защиты – защита временем (в случае пребывания работника в помещении без естественного освещения менее 25% рабочей смены, условия труда по естественному освещению оцениваются как допустимые, а от 25% до 75% – как вредные; улучшение условий, создаваемых искусственным освещением; профилактическое ультрафиолетовое (УФ) облучение работающих

позволяет снизить степень вредности естественного освещения.

4) Недостаточная освещенность рабочей зоны

Источники возникновения фактора – при работе на компьютере, как правило, применяется одностороннее естественное боковое освещение, поэтому в темное время суток освещение будет заведомо недостаточным. Также может возникать при неправильном выборе осветительных приборов при искусственном освещении и при неправильном направлении света на рабочее место при естественном освещении.

Влияние на человека – затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости, апатия, сонливость.

Допустимые нормы – при работе с экраном компьютера и в сочетании с работой над документами рекомендуется освещенность 300–500 лк рабочей поверхности (СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение)

Способы защиты – рабочие места операторов, работающих с компьютерами, располагают подальше от окон таким образом, чтобы оконные проемы находились с левой стороны. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранизирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

На случай внезапного (при аварии) отключения электричества, а, следовательно, рабочего освещения существует аварийный генератор, который расположен в самой каротажной станции.

5) Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Источники возникновения фактора – в полевых условиях электричеством снабжаются: машины, жилой передвижной вагончик, геофизическое оборудование, сварочные работы при различном ремонте оборудования, электричество поступает с дизельной электростанции, мощностью 12 кВт, напряжение которой не превышает 380 В; невыключение ремонтируемого

элемента системы; работа без проверки правильности отключения, отсутствия заземления, работа на оборудовании с нарушенной изоляцией.

Влияние на человека – существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм:

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

При токе 5 А и более происходит асфиксия – удушье, вызванное рефлекторным спазмом голосовой щели.

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

Электролитическое воздействие в разложении различных жидкостей организма (воды, крови, лимфы) на ионы, в результате чего происходит нарушение их физико-химического состава и свойств.

Биологическое действие тока проявляется в виде раздражения и возбуждения тканей организма, судорожного сокращения мышц, а также нарушения внутренних биологических процессов.

Предельно допустимые уровни напряжения и тока

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые уровни, не более, при продолжительности воздействия тока I_a , с											
		0,01...0,008	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Св. 1,0
Переменный, 50 Гц	U_a , В I_a , мА	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	36 6
Переменный, 400 Гц	U_a , В I_a , мА	650	500	500	330	250	200	170	140	100	110	100	36 8
Постоянный	U_a , В I_a , мА	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40 15

Способы защиты:

- защитное заземление;
- систему защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети;
- контроль изоляции;
- компенсация токов замыкания на землю;
- средства индивидуальной защиты.

2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

В каротажной лаборатории инженер геофизик работает с двумя электрическими приборами: компьютер и лабораторией комплексной геофизической (для определенности рассмотрим «Кедр-05»).

Лаборатория комплексная геофизическая "Кедр-05" – базовая конфигурация из пяти блоков, размещенных в стойке, имеет габариты 466x304x727. Общая масса не более 52 кг. Лаборатория монтируется в

подъемнике.

Блок геофизический (БГФ-05). Обеспечивает непрерывное декодирование информации от скважинного прибора, работу системы измерения глубины и скорости прибора. БГФ при помощи интерфейса стандарта Ethernet соединяется с внешним компьютером, а через последовательный канал обмена с другими блоками. Кроме того, в БГФ находится источник управляющих напряжений (ИУН) с выходной мощностью 150 Вт. диапазоном выходного напряжения до 300 В и тока до 1 А. Этот источник обеспечивает формирование стабилизированного постоянного и переменного напряжения или тока, или смеси (переменный ток со сдвигом на постоянную составляющую). Для переменного тока форма сигнала может быть синусоидальной или программируемой формы.

Блок коммутации (БК-05). Осуществляет необходимые коммутации между тремя жилами кабеля, двумя источниками питания и входами АЦП блока геофизического, а также формирует цифровые последовательности, необходимые для управления скважинными приборами.

Плоттер (ПЛ-05). Обеспечивает представление результатов измерений в виде каротажных диаграмм на термобумаге.

Универсальный источник питания (УИП-05). Обеспечивает формирование стабилизированного постоянного и переменного напряжения или тока, или смеси (переменный ток со сдвигом на постоянную составляющую). Для переменного тока форма сигнала может быть синусоидальной или программируемой формы.

Выходные параметры УИП-05

Параметры	Значения
Выходная мощность, Вт	400
Постоянное напряжение, В	-350...+350
Постоянный ток, мА	-2000...2000
Переменное напряжение, В	0...250
Переменный ток, мА	0...1000
Частота, Гц	12...511

Блок зарядно-питающий (БЗП-05). Обеспечивает питание аппаратуры при сбоях в сети 220 В 50 Гц. В качестве резервного источника используется внешний кислотный автомобильный аккумулятор напряжением 24 В (может использоваться штатный аккумулятор автомобиля, на которой размещена лаборатория). При наличии сети 220 В 50 Гц блок зарядно-питающий осуществляет подзарядку внешнего аккумулятора. Для облегчения контроля за сетью 220 В 50 Гц блок измеряет и отображает текущие значения напряжения и частоты сети.

Согласно Профессиональному стандарту для работников в области каротажа скважин специалист должен пройти обучение и проверку знаний норм и правил работы в электроустановках в объеме III группы по электробезопасности.

Для обеспечения устойчивой работы всех электротехнических приборов соответствующие выводы необходимо заземлить.

3 Экологическая безопасность

Проведение промыслово-геофизических работ в скважине может привести к загрязнению почв. Вредное воздействие на литосферу заключается в загрязнении горюче-смазочными материалами (дизельное топливо, моторное масло), и жидкостью, которой заполнена скважина (нефть, газоконденсат, состоящий из бензиновых и керосиновых компонентов, буровой раствор).

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

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

Влияние на гидросферу

Скважина, в которой будут проводиться проектируемые исследования находится на отсыпанном песком месте в заболоченном участке (тундра), что влечет за собой вероятность загрязнения гидросферы, путем просачивания загрязняющих агентов (нефть, газоконденсат, дизельное топливо) через песок вглубь почвы.

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

Влияние на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота (NO_2), оксид углерода (CO – угарный газ), диоксид серы (SO_2), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.),

в наибольшей концентрации это метан (до 96%).

По ГН 2.2.5.1313-03 предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять:

- Оксиды азота: 0,04-0,06 мг/м³;
- Оксид углерода: 3 мг/м³;
- Диоксид серы: 0,05 мг/м³;
- Метан: 7000 мг/м³.

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, а также проверка и ремонт сальников лубрикатора, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов (согласно типовым инструкциям по безопасности геофизических работ).

Экологическая стратегия предприятия направлена на минимизацию воздействия на окружающую среду и рациональное использование природных ресурсов.

Рациональное использование природных ресурсов позволяет не только минимизировать воздействие на окружающую среду, но и повышать экономическую эффективность деятельности Общества.

В производственных филиалах Общества ведется постоянная работа, направленная на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Приоритетными направлениями в области охраны окружающей среды, с учетом специфики производства являются:

- организация сбора и утилизации твердых бытовых и промышленных отходов;
- экологический мониторинг производственных объектов на наличие вредных излучений;
- повышение уровня экологической грамотности и экологического образования персонала;
- разработка и внедрение мероприятий по охране окружающей среды.

В ООО «Газпром георесурс» утверждена Политика в области экологической безопасности и энергоэффективности.

Политика направлена на повышение уровня экологической безопасности, рост капитализации Общества за счет обеспечения надежного и экологически безопасного производства, транспорта и распределения энергии, достижение целевых показателей энергосбережения и энергетической эффективности, совершенствование системы управления Обществом в области охраны окружающей среды путем разработки и внедрения экологического менеджмента с учетом требований международного стандарта ISO 14001.

Как отмечается в приказе генерального директора ООО «Газпром георесурс» Александра Чернова, основным принципом деятельности Общества является устойчивое развитие, подразумевающее динамичный экономический рост при максимально рациональном использовании природных ресурсов и сохранении благоприятной окружающей среды для будущих поколений.

В этой связи руководство «Газпром георесурс» рассматривает систему управления экологической безопасностью и энергоэффективностью в качестве необходимого элемента эффективного управления производством.

Для реализации основного принципа своей деятельности и достижения целей Политики ООО «Газпром георесурс» принимает на себя ряд обязательств в рамках экологической политики ПАО «Газпром», в том числе: обеспечивать снижение негативного воздействия на окружающую среду, проводить мероприятия по компенсации ущерба, наносимого окружающей природной среде, повышать энергоэффективность процессов производства на всех его стадиях, учитывать интересы и права коренных малочисленных народов на ведение традиционного образа жизни и сохранение исконной среды обитания.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Основное и самое опасное чрезвычайное происшествие, которое может случиться на кусте, это пожар.

Причинам возникновения пожаров очень много. Перечислим основные:

- неосторожное обращение с огнем;

- неисправность или эксплуатация электрооборудования без соблюдения правил техники безопасности;
- неисправность и перегрев отопительных электрообогревателей;
- разряды статического электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений;
- неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник промыслово-геофизической партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей, проверки знаний и навыков.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны:

- не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности;
- разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара;
- обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара принять меры по его ликвидации.

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

1. Огнетушитель (ОУ-2) – 1 шт. (на каждую машину);
2. Ведро пожарное – 1 шт;
3. Топоры – 1 шт;
4. Ломы – 2 шт;
5. Кошма – 2×2м (на каждую машину).

Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать

в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания.

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

Также возможно возникновение пожара в каротажной станции.

Общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения регламентируются Федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).

По пожарной и взрывной опасности, (согласно НПБ 105-03), помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории В1-В4 (пожароопасные): твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б (в помещениях преобладает деревянная мебель и пол).

В каротажной станции, в которой расположена лаборатория и ЭВМ, предъявляются следующие общие требования:

- наличие инструкций о мерах пожарной безопасности;
- наличие схем эвакуации людей в случае пожара;
- средства пожаротушения (огнетушитель типа ОУ-2).

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа.

Заключение

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

Промыслово-геофизические исследования являются частью работ по эксплуатации скважин и добычи нефти и газа. Поэтому здесь так важны вопросы безопасности и социальной ответственности. Проектируемые работы имеют отношение практически ко всем группам по безопасности: работы с

электрическими установками, с горюче-смазочными материалами, взрывчатыми веществами, источниками ионизирующего излучения, высокотехнологичными приборами, требующими подтвержденной квалификации и точности в обращении.

Во главу угла ставится выполнение работы профессионалами своего дела, опытными специалистами, а до тех пор, пока работник не набрался опыта, он должен работать под чутким руководством мастера.

Но самым главным требованием всегда остается жизнь и здоровье человека, сохранение его рабочих и профессиональных качеств. Ведь требования безопасности написаны «кровью» и принуждаются к исполнению не просто так. В любом случае, при выполнении работ любого характера человек в первую очередь должен руководствоваться инструкцией и соображениями здравого смысла.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка ачимовских отложений Уренгойского месторождения имеет технологические сложности, связанные с такими причинами как низкая проницаемость коллекторов, невыдержанность свойств по площади и разрезу, глубина залегания, аномально высокое пластовое давление. Однако запасы УВ залежей уникальны, поэтому их извлечение является актуальной задачей.

Промыслово-геофизические исследования являются неотъемлемой частью эксплуатации скважин, а также комплексного наблюдения и контроля за их техническим состоянием, так как некачественное цементирование и ошибки в определении его качества ведут не только к материальным затратам, связанным с незапланированным ремонтом скважины, но и к повышению риска аварийных ситуаций и чрезвычайных происшествий.

Механическая расходометрия была и будет самым главным источником информации о притоке флюида в ствол скважины и о ее дебите в целом. Данный метод очень прост и надежен при производстве ПГИ, но чем точнее интерпретация, тем точнее прогноз ресурсов скважины. Поэтому ее совершенствование будет актуальной задачей в ближайшем будущем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи / Епрынцева А.С., Кротов П.С., Нурмакин А.В., Киселев А.Н. / ВЕСТНИК ОГУ №16 (135) / декабрь 2011, с. 41–45.
2. Выпускная квалификационная работа: методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов, обучающихся по специальности 21.05.06 Технология геологической разведки специализации «Геофизические методы исследования скважин». Составители Г.Г. Номоконова, А.А. Лукин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 49 с.
3. Ачимовские пласты Уренгойского месторождения. Массивные ГРП с применением линейных подушек / Денис Зольников, Андрей Шнитко, Илья Ельцов, Николай Завьялов / Oil&Gas Journal Russia / ноябрь 2017, с. 56–62.
4. Особенности геолого-промысловых характеристик ачимовских отложений Уренгойского НГК месторождения и их влияние на выбор схемы разработки – Выпускная бакалаврская работа по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», Тихонова А.А.; Санкт-петербургский государственный университет. – Санкт-Петербург, 2017. – 71 с.
5. Анализ разработки ачимовского нгк комплекса Уренгойского месторождения / Русмиленко В.Э., Конева И.А. / Студенческий: научный журнал. – № 16(36). Часть 1. Новосибирск: Изд. АНС «СибАК», 2018. – 84 с. – Электрон. версия. печ. публ. – <https://sibac.info/journal/student/36>, с. 19–27.
6. Методика комплексной обработки данных механической расходомерии / Афанасьев В.С., Ланцов А.Ю. / Каротажник: научно-технический вестник. – №238. Тверь, 2014, с. 61–83.
7. Опыт газоконденсатных исследований скважин Ачимовской толщи Уренгойского месторождения / Ли Г.С., Шигидин О.А., Голованов А.С. / Экспозиция нефть газ №5(58) / сентябрь 2017, с. 60–62.

8. Интерпретация данных ГИС в закрытом стволе скважины. Расходомерия / Афанасьев С. В. – [Электронный ресурс] – схема доступа по ссылке: <http://gintel.ru/products/plog/>, Gintel Plog, 2019.
9. Уренгойское месторождение – [Электронный ресурс] – схема доступа по ссылке: <http://www.achimgaz.ru/place>, 2019.
10. Проблемы большого Уренгоя / Рим Сулейманов, Григорий Ланчаков, Валерий Маринин, Владимир Москвичев – [Электронный ресурс] – схема доступа по ссылке: <https://oilcapital.ru/news/markets/12-02-2009/problemu-bolshogo-urengoia>, Нефтесервис, январь 2009.
11. Уренгойское месторождение – [Электронный ресурс] – схема доступа по ссылке: <http://www.gazprom.ru/projects/urengoyskoye/>, Газпром, 2019.
12. Инструкция пользователя ГеоПоиск 9, 2018, 1099 с.