

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 /специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки» /
 «Геофизические методы исследования скважин»
 Отделение Геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Геофизические исследования эксплуатационных скважин на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 550.832:552.578.2.061.4(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Денисюк Владимир Альгимантасович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

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 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

В результате обучения выпускник, обучающийся по специальности «Технология геологической разведки», специализации. «Геофизические методы исследования скважин» обязан получить универсальные компетенции и должен быть готовым применить математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности (P1), должен уметь 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 (P2), учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности (P3). Специалист обязан владеть общепрофессиональными навыками и уметь идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи (P4), получить навык разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, (P5), умело и ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте (P6). Во время проектно-исследовательской деятельности должен применить знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации (P7). Выпускнику во время научно-исследовательской деятельности необходимо определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике (P8), планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов (P9).

В организационно-управленческой деятельности необходимо научиться 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 (P10), 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 (P11).

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 /специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки» /
«Геофизические методы исследования скважин»
Отделение Геологии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Ростовцев В.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
224А	Денисюку Владимиру Альгимантасовичу

Тема работы:

Геофизические исследования эксплуатационных скважин на Мыльдзинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

1331/С от 20.02.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

25.05.2019 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы производственной и преддипломной геофизической практики, пройденной в ООО «ТомскГазпромГеофизика», а также опубликованная литература по теме работы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Общие сведения об объекте исследования.2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования.3. Анализ основных результатов ранее проведенных работ.4. Основные вопросы проектирования5. Методические вопросы.6. Определение газонасыщенности коллекторов газовых

	скважин. 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 8. Социальная ответственность.
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Схема расположения участка исследования на географической карте. 2. Обзорная карта. 3. Изученность сейсморазведочными работами. 4. Геологический разрез Мыльджинского газонефтяного месторождения. 5. Сводный литолого-стратиграфический разрез Мыльджинского газонефтяного месторождения. 6. Тектоническая схема чехла района работ. 7. Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты. 8. Структурная карта и положение водоуглеводородных контактов пласта Ю1 3 Мыльджинского месторождения. 9. Проектная схема размещения дополнительного фонда эксплуатационных и газодобывающих скважин на карте суммарных линейных запасов по горизонту Ю1 Мыльджинского месторождения. 10. Диаграмма ГК в скважине. 11. Диаграмма термометрии в скважине. 12. Диаграмма плотнометрии в скважине. 13. Диаграммы механической расходомерии и шумомерии в скважине. 14. Структурная карта участка работ. 15. Карта сегментирования рынка услуг

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
По менеджменту	Профессор Трубникова Н.В.
По социальной ответственности	Доцент Винокурова Г.Ф.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	25.02.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Денисюк Владимир Альгимантасович		

Информация о документе:

Author: Денисюк Владимир Альгимантасович
Имя документа: TPU_VKR_38360.pdf
URL: <http://portal.tpu.ru/cs/TPU192325.pdf>
Дата проверки: 09.06.2016 10:25
Модули поиска: Томский политехнический университет, Интернет (Антиплагиат), Диссертации и авторефераты РГБ

Текстовые статистики:

Индекс читаемости: сложный
Неизвестные слова: в пределах нормы
Макс. длина слова: в пределах нормы
Большие слова: в пределах нормы

Оригинальные блоки: 75.72%

Заимствованные блоки: 24.28%

Заимствование из "белых" источников: 0%

Итоговая оценка оригинальности: **75.72%**

Руководитель

<u>Должность</u>	<u>ФИО</u>	<u>Ученая степень, звание</u>	<u>Подпись</u>	<u>Дата</u>
Доцент	Колмаков Ю.В.	К. Г.-М. Н		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 116 с., 15 рис., 28 табл., 42 источника. Ключевые слова: комплекс геофизических исследований, фильтрационно-емкостные свойства, коллектор.

Объектом исследования являются продуктивные пласты на Мыльджинском месторождении.

Цель работы состоит в проектировании комплекса геофизических исследований для проектной скважины на Мыльджинском месторождении.

В процессе исследования проводилось обоснование комплекса ГИС в проектной скважине, литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, определение характера насыщения пластов-коллекторов. Для обоснования положения проектной скважины изучена геолого-геофизическая информация о геологическом строении и степень изученности месторождения.

Анализ ранее выполненных геофизических исследований позволил определить положение скважины на площади, выбрать методы и обосновать геофизический комплекс для решения поставленных задач в проектной скважине. Комплекс включает: электрические, радиоактивные, акустические методы и локацию муфт.

Результаты специальных исследований могут быть использованы при определении газонасыщенности на месторождениях Западной Сибири.

Стоимость ресурсов данного научного исследования по проектированию скважины и установлению границ ВНК на территории Мыльджинского месторождения составляет 157490 рублей.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты. Рассмотрены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды.

ESSAY

The final qualifying work contains 116 pages, 15 drawings, 28 tables, 42 sources. Key words: complex of geophysical studies, filtration-capacitive properties, collector.

The aim of the work is to design a complex of geophysical studies for the project well at the Myldzhinskoye field.

The objective of this project is to justify the GIS complex in the project well, lithologic dismemberment of the section, separation of reservoir layers, determination of reservoir filtration and reservoir properties, determination of the saturation nature of the reservoirs.

To substantiate the position of the project well, geological and geophysical information on the geological structure and the degree of exploration of the deposit were studied.

Analysis of previously performed geophysical studies allowed to determine the position of the well on the area, to select methods and to substantiate the geophysical complex for solving the tasks in the project well. The complex includes: electrical, radioactive, acoustic methods. The equipment for carrying out the projected geophysical studies was chosen, methods of measurements, interpretation of the results obtained and metrological assurance of measurements were considered.

As an independent research, an additional method is presented for solving the problems posed.

The cost of the resources of this scientific study on the design of the well and the establishment of the boundaries of the oil-water complex in the Myldzhinskoye field is 157490 rubles.

Based on the analysis of harmful and dangerous factors identified for the projected work, the effect of these factors on the human body was determined and protection measures were proposed. The security measures in emergency situations and environmental protection are considered.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АК – акустический каротаж;
- БК – метод бокового каротажа;
- БКЗ – боковое каротажное зондирование;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ВИКИЗ – метод высокочастотного индукционного каротажа
изопараметрического зондирования;
- ГГК-П – метод плотностного гамма-гамма каротажа;
- ГИС – геофизическое исследование скважин;
- ГК – метод гамма каротажа;
- ГМ-С — гамма-метод спектрометрический;
- ДС – диаметр скважины;
- ИК – метод индукционного каротажа;
- КС – каротаж сопротивления;
- ЛМ – локация муфт колонн;
- МКЗ – метод микрокаротажного зондирования;
- ННК-Т – метод нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам;
- ПС – метод собственной поляризации;
- РК – радиоактивный каротаж;
- УЭС – удельное электрическое сопротивление;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
- ЭВМ – электронная вычислительная машина.

Оглавление

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ	11
1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	11
1.2 Геолого-геофизическая изученность	14
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА.....	18
2.1 Литолого-стратиграфический разрез	18
2.2 Тектоника.....	27
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	33
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	39
4.1 Задачи геофизических исследований	39
4.2 Обоснование объекта исследования.	39
4.3 Геолого-технологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	40
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	45
5.1 Методика проектных геофизических работ.....	45
5.2 Интерпретация геофизических данных.....	48
6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ...	50
6.1 Ядерно-физические основы применения нейтронных методов в газовых скважинах ...	50
6.2 Стационарные нейтронные методы по определению газонасыщенности коллекторов газовых скважин	53
6.3 Геолого-технические факторы, осложняющие связь между аналитическими параметрами нейтронных методов и газонасыщенностью	56
6.4 Применение математического и натурального моделирования с целью определения газонасыщенности.....	57
6.5 Методика интерпретации комплекса разноглубинных методов СНГК и ННК в газовых скважинах с целью определения коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности коллекторов.....	58
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	63
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	63
7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	63
7.2 Анализ конкурентных технических решений	64
7.3 SWOT-анализ.....	66
7.4 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований.....	69
7.5 Планирование научно-исследовательских работ	71
7.5.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	71
7.6 Определение трудоемкости выполнения работ	72
7.7 Разработка графика проведения научного исследования	72
7.8 Бюджет научно-технического исследования НТИ	77
Расчет материальных затрат НТИ.....	77
Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	77
Основная заработная плата исполнителей темы	78
Дополнительная заработная плата исполнителей темы	80
Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	80

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	80
7.9 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	81
- Рассмотреть производственную, экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.	86
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	93
8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
8.1.1. Специальные нормы трудового законодательства	87
8.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	87
8.2. Производственная безопасность	89
8.2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования... ..	89
8.2.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	90
2. Поражение электрическим током	92
3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	95
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	96
5. Превышение уровней шума	98
8.3.1. Анализ влияния геофизических работ на окружающую среду и обоснование мероприятий по их устранению.....	103
8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	104

1.ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Географо-экономический очерк района работ

В географическом отношении Мыльджинское месторождение расположено на Васюганской равнине (59° Северной широты и 79° восточной долготы), в Каргасокском районе Томской области в 470 километрах к северо-западу от Томска.

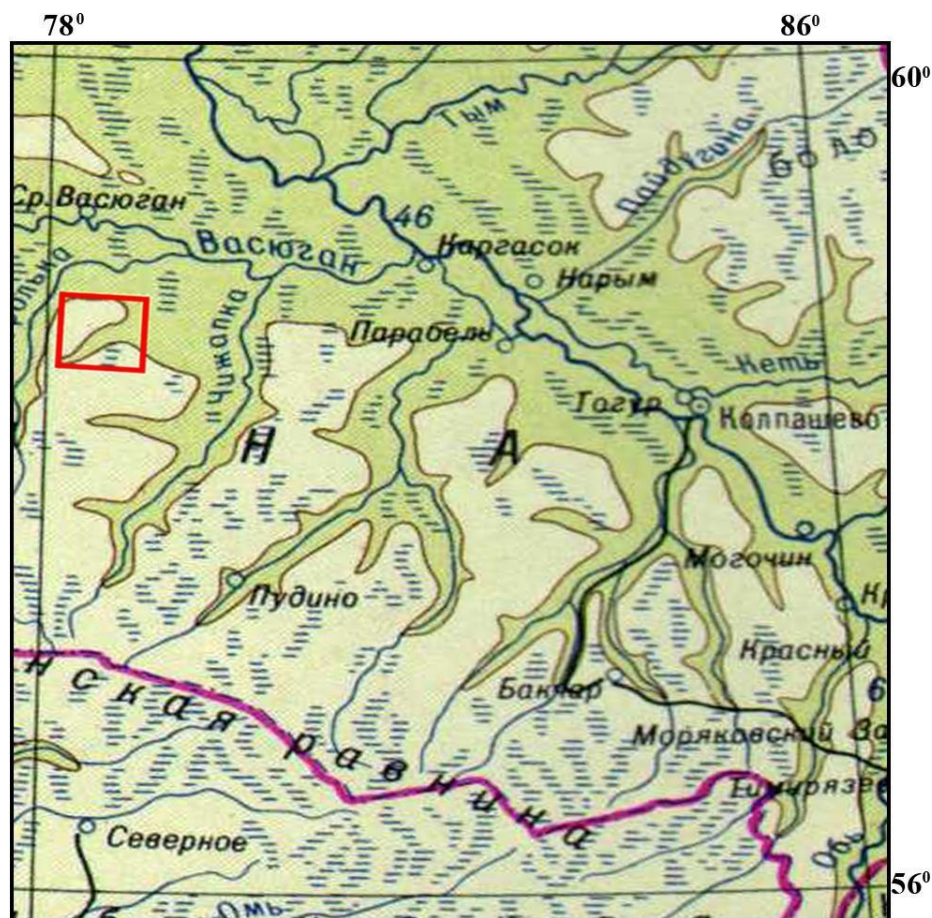


Рисунок 1.1 Обзорная схема расположения участка исследования на географической карте

В геоморфологическом отношении территория района представляет собой слабо расчлененную заболоченную равнину с развитой речной сетью. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +74 м в пойменных частях рек до +115 м на водоразделах. Большая часть территории водоразделов залесена. Породы деревьев различны, однако большинство хвойных (ель, сосна, пихта, кедр), изредка встречаются осина и берёза.

Наиболее значительной на территории месторождения является р. Салат с многочисленными притоками: Малый, Средний и Большой Карьят, Погон-Еган, Кыльман (левые притоки), Салин-Игай, Чанга, Мыга (правые притоки).

Река Салат пересекает месторождение с юго-запада на северо-восток до впадения Среднего Карьята, затем меняет направление течения на субширотное. На своем пути река образует многочисленные русловые болота. Ее ширина 5-15 м, скорость течения 0,4-0,6 м/сек, глубина 0,5-1,5 м.

Берега рек обычно заболочены, но местами крутые и сильно залесены. В нижнем течении рек формируются широкие поймы, покрытые густым кустарником.

В поймах рек образуются незамерзающие в зимнее время мелкие озера и болота.

Воды протекающих рек используются как для питьевых, так и для технических целей. Кроме того, для обеспечения буровых технической водой предусматривается бурение водяных скважин глубиной до 50-150 м.

Ледоход начинается в мае, ледостав - в конце октября - начале ноября.

Климат континентальный, с холодной, продолжительной и снежной зимой. Зимний период продолжается до полугода (180-185 дней) с ноября по апрель. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль. Температура воздуха в зимний период составляет в среднем минус 20-25⁰ С. опускаясь иногда до минус 50⁰С. Промерзание болот обеспечивающее передвижение тяжелой техники по зимникам и профилям, начинается со второй половины декабря. Толщина снежного покрова составляет 0,50-0,60 м, грунт промерзает на 1,0-1,2м.

Лето короткое, теплое. Самый жаркой месяц июль, когда температура поднимается до плюс 30 - 32 °С. Продолжительность навигационного периода 150170 дней.

Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 400 до 500 мм. Наибольшее их количество выпадает летом и осенью.

Административно Мыльджинское месторождение находится в пределах Каргасокского района. Ближайшим к месторождению является п. Мыльджино, расположенный в 30-35 км к северу от месторождения (рис.2).

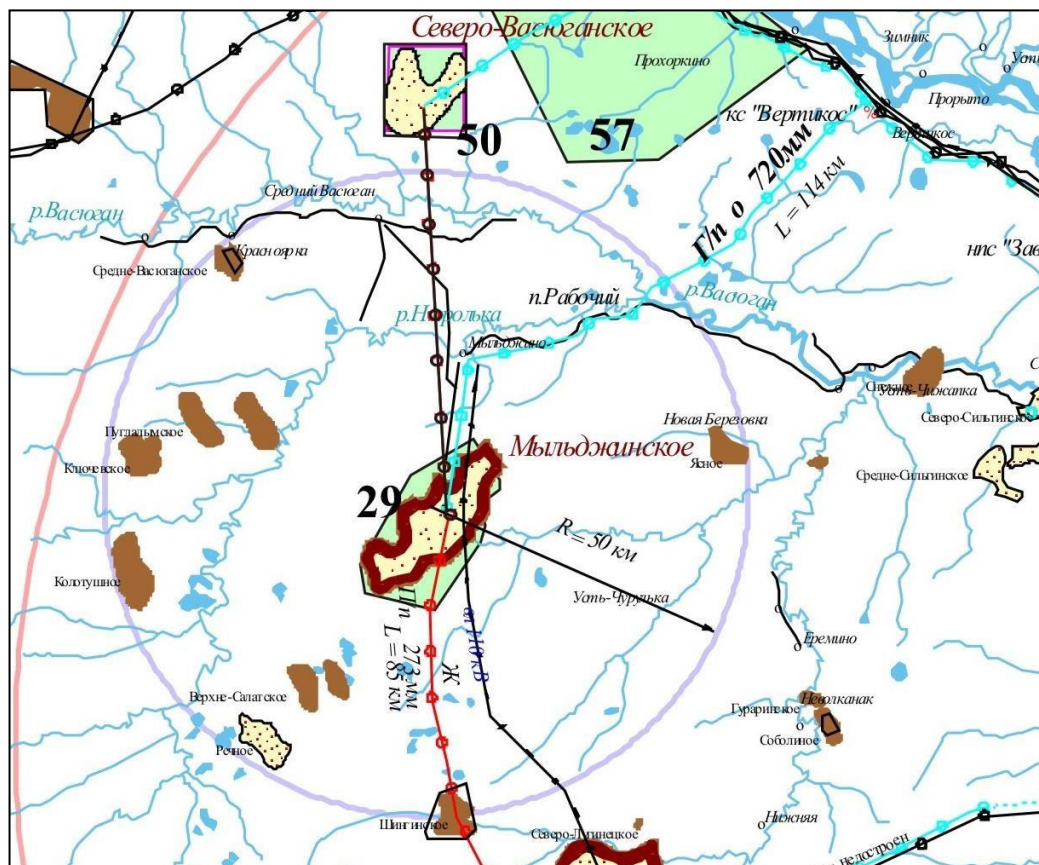


Рисунок 1.2 Обзорная карта

Район работ населен слабо. Непосредственно на территории месторождения стационарных населенных пунктов нет. Построенный вахтовый поселок служит для временного размещения и проживания буровых бригад.. База НГДУ "Лугинецкнефть" находится в г. Кедровом, который расположен в 110 км южнее месторождения.

Доставка грузов на месторождение в летнее время осуществляется водным транспортом, в зимнее - автотранспортом по зимнику, вертолетами круглый год.

Строительный лес для обустройства буровых имеется на месте. Глин хорошего качества в районе работ нет, поэтому для приготовления бурового

раствора из местных глин делаются добавки бентонитовой глины и химреагентов.

По категории трудности район работ относится к *IV категории*.

1.2 Геолого-геофизическая изученность

Впервые геологические исследования регионального характера на территории района начали проводиться с 1947г. В период 1947 - 64гг. были выполнены геологическая, аэромагнитная (М 1:1000000) и гравиметрическая (М 1:200 000) съемки. Этими работами была выявлена положительная структура первого порядка - Средне-Васюганский мегавал.

Площадные сейсморазведочные работы МОВ начали с 1958-59гг. В результате проведенных исследований были получены первые сведения о строении центральной части Средне-Васюганского мегавала и выявлен ряд локальных поднятий II порядка: Рагозинское, Красноярское, Северо-Васюганское.

Мыльджинская структура, приуроченная к юго-восточной части СреднеВасюганского мегавала, была выявлена и подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОВ, выполненными в 1960-62гг С/П 12, 15/61-61 (Агаджанов Э.С.) и 6, 7/61-62 (Берлин Г.И.). По их результатам построена структурная карта по отражающему горизонту "Па" (подошва марьяновской, ныне - баженовской свиты).

В 1964-65гг. с целью уточнения геологического строения южной части Средне-Васюганского мегавала силами С/П 13/64-65 были выполнены дополнительные работы (Берлин Г.И.). Весь материал (в т.ч. и в предшествующие годы) был интерпретирован и составлен новый вариант структурной карты Мыльджинского поднятия по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты). Построенная структурная карта явилась сейсмической основой для проектирования размещения поисково-разведочных скважин. Из первой же скважины, заложенной в сводовой части структуры и

законченной строительством в 1964г, был получен фонтан газа. С этого момента начались детальные исследования геологического строения Мыльджинского месторождения.

В 1966-67гг. силами С/П 6/66-67 была осуществлена детализация Мыгинской площади, в т. ч. и южной периклинали Мыльджинского поднятия (Другова А.Ф.). Весь сейсмический материал был вновь переобработан и отстроен уточненный вариант структурной карты по тому же отражающему горизонту Па. Эти построения легли в основу подсчета запасов углеводородов по Мыльджинскому месторождению, которые были утверждены ГКЗ в 1968г. (протокол ГКЗ № 5362 от 23.02.68г.).

В 1983-86гг. с целью уточнения структурных планов в выявлении нефтеперспективных участков в различных частях Мыльджинской структуры были проведены поисковые в детальные исследования МОГТ силами С/П 8, 17/85-86 (руководитель Жевлаков Л.П.). Этими работами был детализирован восточный борт Мыльджинского поднятия. Дополнительно к структурным построениям по основному отражающему горизонту Па, была подготовлена структурная карта по низам покурской свиты.

Детальные сейсморазведочные работы МОГТ были продолжены в 1992-94гг. Целью работ являлось уточнение структурных построений и контуров нефтегазоносности по продуктивным горизонтам. Использовалась более плотная сеть профилей наблюдений. Работы выполнялись сейсмопартиями АО "Сибнефтегеофизика" (С/П 14,16/92-94). В результате выполненных исследований была построена сейсмическая основа масштаба 1:50000. Однако структурная модель, предложенная на основе этих работ, содержала ряд серьезных недостатков, повлекших за собой не совсем верное представление о строении залежи и, прежде всего, модели нефтяной оторочки. Это в конечном итоге привело к неоптимальному размещению отдельных кустов

эксплуатационных скважин при составлении проекта разработки Мыльджинского месторождения. Например, кустов 8 и 10 (см. рис. 6), где в последующем было признано нецелесообразным бурение ряда проектных скважин.

В 1999-2000гг. в юго-западной части Мыльджинского месторождения силами Томского Геофизического Треста ОАО "Томскнефтегазгеология" (СП № 6) были проведены 3D сейсморазведочные работы в объеме 105км². Применялась американская сейсмостанция INPUT/OUTPUT и крестовая система наблюдений. Обработка 3D-сейсморазведочных материалов выполнялась компанией "Парадайм Геофизикал Сервисиз Лимитед". Комплексная интерпретация данных сейсморазведки и ГИС с использованием всех имеющихся на момент окончания работ данных разведочного и эксплуатационного бурения, а также материалов сейсморазведочных работ 2D-МОГТ (С/П 14/92-94 ОАО "Сибнефтегеофизика" и С/П 8,17/83-85 ТГТ ПГО "Томскнефтегазгеология") выполнены институтом "ТомскНИПИнефть ВНК".

В результате этих работ были построены структурные карты по основным отражающим горизонтам: Va, III, Па, Ib, Ia, Ф2, а также по продуктивным пластам B₁, B₁₀, B₂₀, Ю₁³⁻⁴, Ю₂, выполнен палеоструктурный анализ юрско-меловых горизонтов, выделены тектонические нарушения достигшие уровня отражающих горизонтов Па, Ib, Ia, Ф2 и уточнены карты залежей для нижнемеловых и юрских объектов.

По данным 3D сейсморазведки построены карты эффективных толщин и улучшенных коллекторских свойств основного юрского продуктивного пласта Ю₁³⁴ и произведена оценка перспектив НГГЗК. По данным 2D сейсморазведки выполнен прогноз газонасыщенных толщин основного нижнемелового продуктивного пласта B₁₀. Эти данные послужили сейсмической основой для составления геологической модели Мыльджинского

месторождения, которая использовалась при структурных построениях при подсчете запасов.



Рисунок 1.3. Изученность сейсморазведочными работами

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом разрезе Мыльджинского месторождения принимают участие палеозойские и мезозой - кайнозойские отложения. Первые представляют фундамент, последние - осадочный чехол. Мощность чехла достигает 2700 м.

В составе комплекса осадочных образований принимают участие юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые и четвертичные отложения, залегающие несогласно на размытой поверхности фундамента, сложенного дислоцированными докембрийскими, палеозойскими и частично мезозойскими образованиями. Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями васюганской свиты верхней юры и куломзинской свиты нижнего мела. Основными продуктивными пластами является пласт Ю₁ и Б₁₀ кроме того газоконденсатные залежи наблюдаются в пласте Б₁₉(Рис.4)

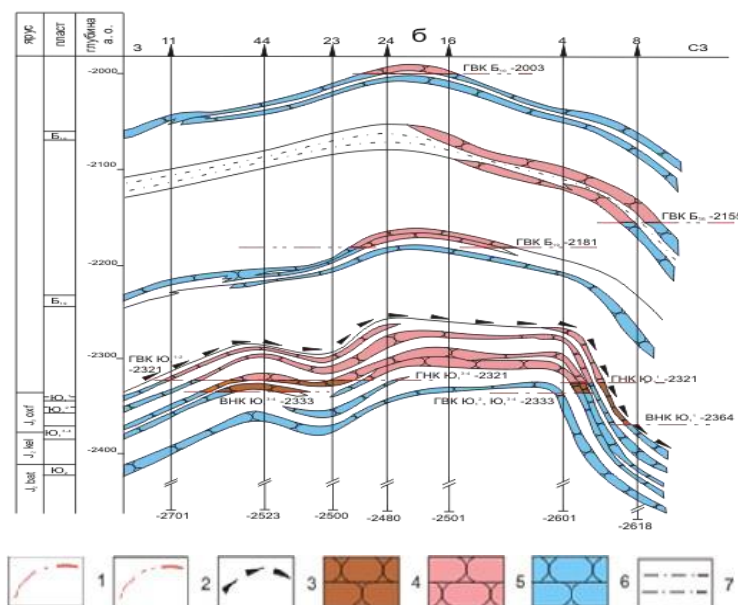


Рисунок 2.1.Геологический разрез Мыльджинского газонефтяного месторождения:

1-газонефтяной и водонефтяной контакты пластов Ю₁-1, Ю₁-3/4, 2-

газоводяной контакт пласта Ю1-1, 3-подошва баженовской свиты, 4-песчаник нефтенасыщенный, 5-песчаник газонасыщенный, 6-песчаник водонасыщенный,
7-алевролитоглинистые породы

СВОДНЫЙ ЛИТОЛОГО - СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ
ЦЕНТРАЛЬНЫХ И ЗАПАДНЫХ РАЙОНОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

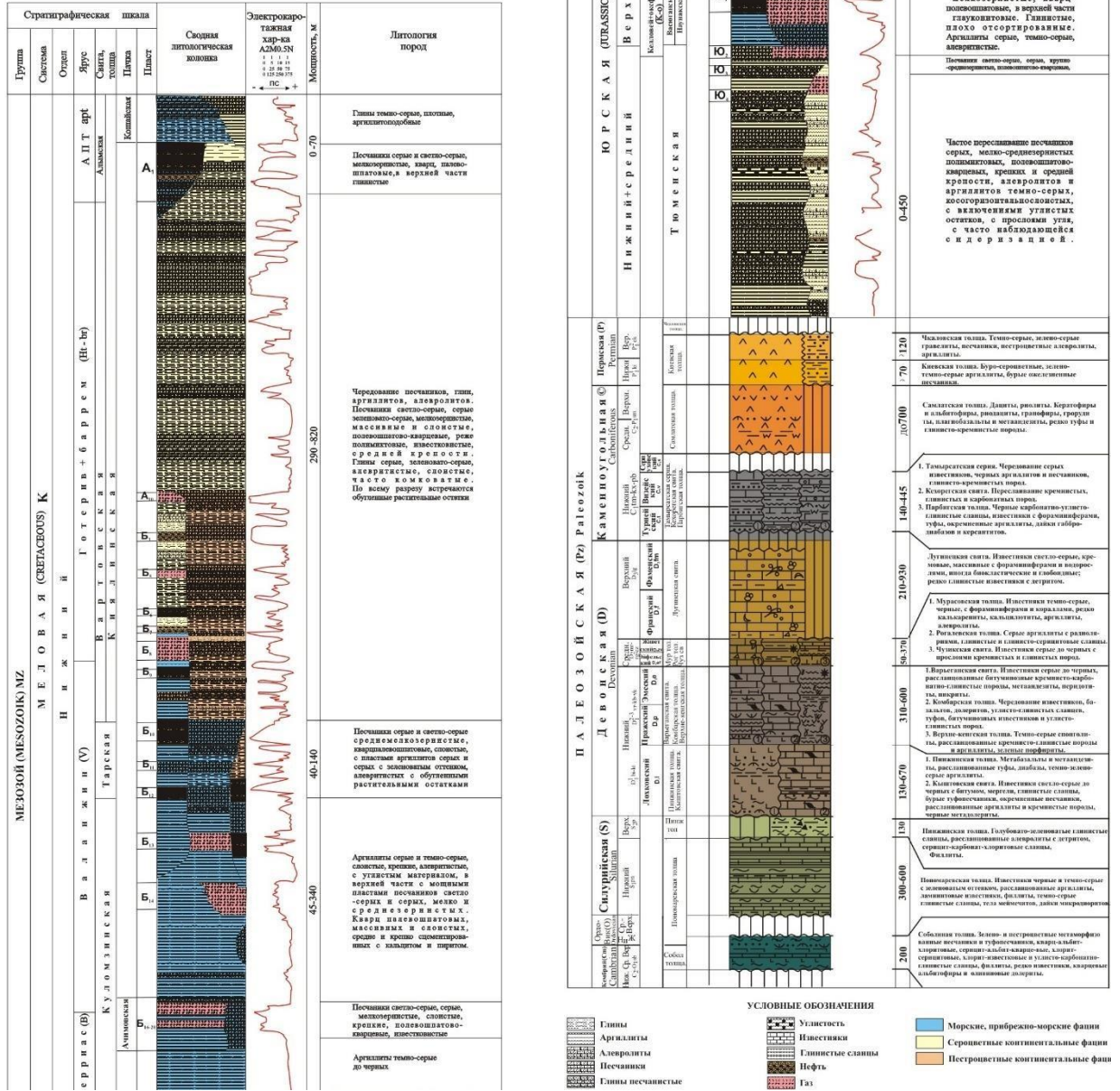


Рисунок 2.2 Сводный литолого-стратиграфический разрез Мыльджинского газонефтяного месторождения

Палеозойские отложения вскрыты скв. 1,4,11,54,55,56. В центральной части поднятия представлены известняками светло- и темно-серыми, однородными, с структурами от криптокристаллической до мелко- и среднезернистой (скв. 1,4,56).

Характерны трещины, выполненные белым кальцитом. В разрезе восточной части встречены эффузивные диабазы светло-зеленые хлоритизированные, черные мелкозернистые и долериты среднезернистые (скв.55). Встречается также брекчированная кремнисто-карбонатная слоистая порода. Вскрытая мощность палеозойских отложений - до 63 метров.

На размытой поверхности доюрских образований со стратиграфическим и угловым несогласием залегают отложения более позднего возраста, к которым приурочены основные нефтяные залежи.

Юрская система в соответствии с региональной стратиграфической шкалой представлена средним и верхним отделами, объединяющими тюменскую, васюганскую (наунакскую), георгиевскую и бажендовскую свиты.

Средний отдел юрской системы представлен тюменской свитой.

Тюменская свита (J2tm) сложена континентальными отложениями сформировавшихся в условиях поименно-аллювиальной равнины, а в верхней части в прибрежно-морских. Свита сложена чередующимися серыми и темно-серыми аргиллитами с прослойками и линзами угля, алевролитов серых, глинистых и песчаных, песчанников серых, мелкозернистых, часто алевролитистых, полимиктовых с остатками органических остатков: *Trochammina praesquamata* T., *Jacutica*, *Marginulin*.

Песчаные пласты, залегающие, в низах тюменской свиты (Ю₁₁ - Ю₁₅, ааленский ярус) значительно преобразованы эпигенетическими процессами, уплотнены, содержат включения грубозернистого и гравелитового материала. Мощность тюменской свиты составляет 127-196 метров.

Верхний отдел юрской системы залегает согласно на нижележащих породах и представлен васюганской, георгиевской и бажендовской свитами.

Васюганская свита (J3vs) объединяет мелководно-морские и прибрежно-морские осадки келовой-оксфордского возраста. Она подразделяется на горизонт Ю₂, нижневасюганскую подсвиту и горизонт Ю₁.

Горизонт Ю₂ характеризуют трансгрессивный этап расширения морского бассейна в келловее. В его основании залегает угленосная пачка У₂, являющаяся хорошим репером горизонта в пределах месторождения. По составу пласт неоднороден. Он может быть представлен двумя обособленными песчаными пропластками (Ю₂¹ и Ю₂²) или одним из них. В ряде случаев отмечается его замещение на алевритисто-глинистые разности.

Нижневасюганская подсвета, характеризующая кульминационный этап келловой трансгрессии, является межрезервуарной покрывкой, разделяющей пласты Ю₂¹⁻² и горизонт Ю₁. В литологическом отношении, представлены косослоистыми и плотными аргиллитами, песчаниками серыми с включениями углистого детрита. Мощность алеврито-глинистой составляющей подсветы от 3 до 29м и зависит от литологической неоднородности выше и ниже лежащих песчаноалевритовых пачек.

Песчано-глинистый горизонт Ю₁ формировался в период регрессивнотрансгрессивного развития бассейна седиментации, вследствие чего в его строении можно выделить три осадочных толщи (подугольную, межугольную и надугольную). Регрессивная (подугольная толща) залегает на образованиях нижневасюганской подсветы и в кровле ограничивается подошвой угольного пласта У₁³, отражающего смену прибрежно-морского режима осадконакопления на континентальный.

По своей композиции подугольная толща неоднородна и в ее составе можно выделить продуктивные пласты Ю₁³ и Ю₁⁴. В большинстве скважин границей раздела для этих резервуаров служит либо алевритисто-глинистый прослой, либо прослой карбонатизированных песчаников. В литологическом отношении коллектора, сложены светлосерыми, полимиктовыми, косослоистыми, среднемелкозернистыми песчаниками, с включениями гнезд пирита и растительного детрита.

Формирование межугольной толщи характеризует максимальное сокращение морского бассейна и распространение в пределах изучаемой территории континентального режима осадконакопления. Объемы межугольной толщи выделяются по присутствию в разрезе угольных пластов $У_1^3$ (в ее подошве) и $У_1^2$ в кровле. Выделяемые здесь песчаные разности индексируются пластом $Ю_1^2$. Мощность песчаного пласта характеризует либо отложения русел (повышенная мощность коллекторов), либо осадки пойменной равнины (частые переслаивания литологических разностей). По данным описаний керна проницаемые пласты представлены среднезернистыми, слоистыми, полимиктовыми, глинистыми песчаниками с включениями пирита и углистого детрита. Алевролиты пойменных фаций имеют косослоистую текстуру, повышенную глинистость. Аргиллиты характеризуются окраской от темно-серой до черной.

Надугольная толща (пласт $Ю_1^1$) выделяется между угольным пластом и подошвой георгиевской или баженовской свит. В литологическом отношении она сопоставима с осадками межугольной толщи. Здесь также выделяют разрезы монолитного резервуара повышенной мощности и толщи частого переслаивания песчаника, алевролита, аргиллита с редкими прослоями углей. Песчаники темносерые, мелкозернистые, слюдистые, косослоистые с глинистым цементом. Алевролиты серые, крепкоцементированные, косослоистые, глинистые, слюдистые. Аргиллиты темно - серые до черных, плотные. В кровельной части толщи грубозернистые разности имеют зеленоватый оттенок и включения фауны белемнитов. Повсеместно в разрезе отмечается присутствие пирита и углистых прослоев. Общий литологический облик толщи (черный цвет аргиллита, наличие фаунистических остатков) свидетельствует о формировании этих отложений в условиях приливно-отливной равнины, где повышенные мощности коллектора можно связывать с рукавообразными песчаниками русловых промоин. Свиту характеризуют

органические остатки: *Meleagrinnella ovalis*, *Recurvoides disputabilis*, *Hoeglundina tjumensis*, *Kecuzvoides disputabilis*. Общая мощность васюганской свиты 46-79 метров.

Кимеридж-волжский ярус включает отложения георгиевской, баженовской свит.

Георгиевская свита (J_3gr) кимеридж-волжского возраста, представленная осадками морского водоема, среди которых преобладают темно-серые аргиллиты, нередко содержащие прослой известняка и глауконита. Свиту характеризуют органические остатки: *Tolupasmmina ex gr.*

Баженовская свита (J_3bg) венчает волжский комплекс. В литологическом отношении это черные, иногда с буроватым оттенком, битуминозные аргиллиты морского глубоководья, сильно окремненные, содержащие включения пирита и прослой известковых пород. По ряду площадей в нижней части свиты, отмечены прослой непроницаемых зеленых, глауконитовых песчаников, выделяемых в барабинскую пачку. Свиту характеризуют органические остатки: *Kachpurites sp. Indet.*, *Dorsorlanitinae*, *Spiroplectammina vicinalie*, *Dorothia tortuosa*. Мощность свиты составляет 8-40 м.

Меловая система в разрезах скважин представлена нижним и верхним отделами.

Нижний отдел, залегающий согласно на отложениях баженовской свиты, в объеме бариас-валанжина (куломзинская и тарская свиты) и готерив-баррема (киялинская свита).

Куломзинская свита (K_1klm) представлена осадками глубоководно- и мелководно-морского генезиса и распространены повсеместно и вскрыты почти всеми пробуренными скважинами. В литологическом отношении свита сложена серыми аргиллитами, опесчаненными в кровле. В объеме свиты выделяются три продуктивных пласта B_{16-20} , B_{10} , B_8 . Резервуары B_{16-20}

(ачимовская пачка), выделяемые в подошвенной части аргиллитовой толщи, формировались в условиях крутопадающего шельфового склона, образуя выдержанный клиноформный песчаный комплекс.

Вследствие генетических особенностей формирования, пласты B_1^{6-20} на Мыльджинской площади обладают значительной литологической изменчивостью, вплоть до полного замещения глинами в восточной, западной и южной частях структуры.

В литологическом отношении резервуар представляет чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники светлосерые, в основном мелкозернистые, косослоистые и тонко-горизонтальнослоистые. Алевролиты серые, темносерые, глинистые. Песчаники и алевролиты по составу кварц - полевошпатовые, песчаники сцементированы хлоритовым, гидрослюдистым, реже каолинитовым цементом.

Пласт B_{10} приурочен к верхней части куломзинской свиты. Литологически представлен светлосерыми с зеленоватым оттенком песчаниками и алевролитами мелко-среднезернистыми, преимущественно полевошпатовыми. Аргиллиты зеленовато-серые, алевролитистые, плитчатые.

Пласт B_8 , залегающий стратиграфически выше резервуара B_{10} , представлен двумя проницаемыми прослоями, разделенными глинистой пачкой небольшой мощности.

Свита характеризуется органическими остатками: *Temnoptychites sp.*, *Inted*, *Tollia sp.*, *Inted*, *Pseudolamfrckina tararica*. Общая мощность куломзинской свиты составляет 269 - 322 метра.

Тарская свита (K_{1tr}) залегает согласно на отложениях куломзинской свиты. Песчано-глинистые отложения свиты, сформированные в прибрежно-морских условиях, представлены светло-серыми и серыми, средне-мелкозернистыми, кварцполевошпатовыми, слоистыми песчаниками, а также серыми и светло-серыми с зеленоватым оттенком, плотными, часто с большим

включением растительных остатков аргиллитами. Свита характеризуется органическими остатками:

Temnoptychites sp. Indet, Globulina praelacrima.

Общая мощность тарской свиты 70 -104 метра.

Общая мощность берриас-валанжира 359 - 426 метров.

Киялинская свита (K_1kls) готерив-барремского возраста залегает согласно на отложениях тарской свиты. Осадки сложены прибрежно-континентальными серыми, темно-серыми, иногда зеленоватыми песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, местами имеющими слабую пестроцветную окраску, буровато- и зеленовато-серого тонов. Свита характеризуется органическими осадками: *Gleichenites sp., Sphenopteris, Darwinula Barabinskensis.*

Общая мощность киялинской свиты 497 - 553 метра.

Верхний отдел меловой системы залегает согласно на нижнем отделе, и представлен апт-альб-сеноманом (алымская, покурская свиты), туроном (кузнецовская свита), коньяк-сантоном (ипатовская свита), сантон-кампаном (славгородская свита) и маастрихт-датским ярусами (ганькинская свита).

Алымская свита (K_1al) раннеаптского возраста залегает согласно на отложениях киялинской свиты, и четко подразделяется на две подсвиты.

Нижняя часть свиты, сложена осадками прибрежно-морского и морского происхождения, представлена переслаиванием песчаников, глинистых песчаников и глин.

Верхняя часть свиты, представлена глинами кошайской пачки, сформированными в морских условиях. Органические остатки:

Cleicheniaceae/Cleicheniidites triplex, Sphagnum spp.

Общая мощность алымской свиты составляет 25 метров.

Покурская свита ($K_{1-2}pg$) апт-альб-сеноманского возраста залегает согласно на отложениях алымской свиты и представлена переслаивающимися

сероцветными песчаниками сформированными в континентальных условиях, с пачками пластов, сформированными в морских и прибрежно-морских условиях, представленными темно-серыми глинами, серыми и светло-серыми алевролитами и песчаниками с прослоями глин. Встречаются включения зерен янтаря. Свиту характеризуют органические остатки: *Ammobaculites Fragmentarius*, *Lega sp. Indet.* Общая мощность покурской свиты составляет 777 - 824 метров.

Кузнецовская свита (K_2kz) туронского возраста залегает согласно на покурской свите. Отложения были сформированы в условиях крупной морской трансгрессии. Представлены серыми и темно - серыми глинистыми породами, которые местами в кровле замещаются глинисто - кремнистыми отложениями. Свита характеризуется органическими остатками: *Cilicides westsibiricus*, *Gaudryinopsis finliformis*. Общая мощность кузнецовской свиты 9-26 метров.

Ипатовская свита (K_2ip) коньяк-сантонского возраста залегает согласно на отложениях кузнецовской свиты и представлена морскими песчаниками с глауконитом, часто с опоковым цементом, с прослоями глин. Общая мощность ипатовской свиты 107-145 метров.

Славгородская свита (K_2sl) сантон-кампановского возраста залегает согласно на отложениях ипатовской свиты и представлена толщей серых и зеленовато-серых глин, участками опоковидных, с прослоями серых, глинистых алевролитов сформированными в прибрежно-морских и континентальных условиях. Свиту характеризуют органические остатки: *Spiroplectamina optata*, *Brotzenella*. Общая мощность славгородской свиты 36 - 60 метров.

Ганькинская свита (K_2gn) маастрихт-датского возраста залегает согласно на отложениях славгородской свиты и характеризуется сравнительно однообразной толщей серых, известковистых глин и мергелей серого и зеленовато-серого цвета, содержащей обильные органические остатки:

Brotzenella praeacuta, *Spiropctamina Kazanzevi*, *S.Variabilis*, *Candryna rugosa spiinulosa*. Общая мощность ганькинской свиты 74-104 метра.

Палеогеновая система залегает согласно на меловой системе. Отложения палеогеновой системы сложены морскими глинами талицкой свитой палеоценового возраста и люлинворской, чеганской, некрасовской свитами эоцен-олигоценного возраста, сформированными в озерных, озерно-болотных и озерно-аллювиальных условиях. Система представлена чередованием сероцветных песков, алевролитов и глин с прослоями бурых углей. Органические остатки палеогеновой системы: талицкая свита - *Cibidoides insbgnitus*, *Ammoscalaria fribilis*, *Cibicidoides favorabilis*; люлинворская свита - *Spongerus biconstrictus*, *Heliodiscus lentis*, *Textularia carinatiformis*; чеганская свита - *Liosphaeridae*, *Brotzonella munda*.

Общая мощность палеогена 308 - 420 метров

Четвертичная система залегает несогласно на отложениях палеогеновой системы. Отложения сформированы морскими, ледниковыми, озерноледниковыми, аллювиальными и другими континентальными осадками. Представлены песками мелко- и среднезернистыми, местами глинистыми с мелкими растительными остатками, глинами серого цвета, растительными остатками в виде торфяника. Моренные отложения состоят из плотных супесей и суглинков с включением галек и валунов. Общая мощность четвертичной системы около 50 метров.

2.2 Тектоника

В тектоническом плане район работ располагается в пределах южной части центральной Западно-Сибирской складчатой системы герцинского возраста. Система занимает всю центральную часть Западно-Сибирской плиты, пересекая ее с юга на север.

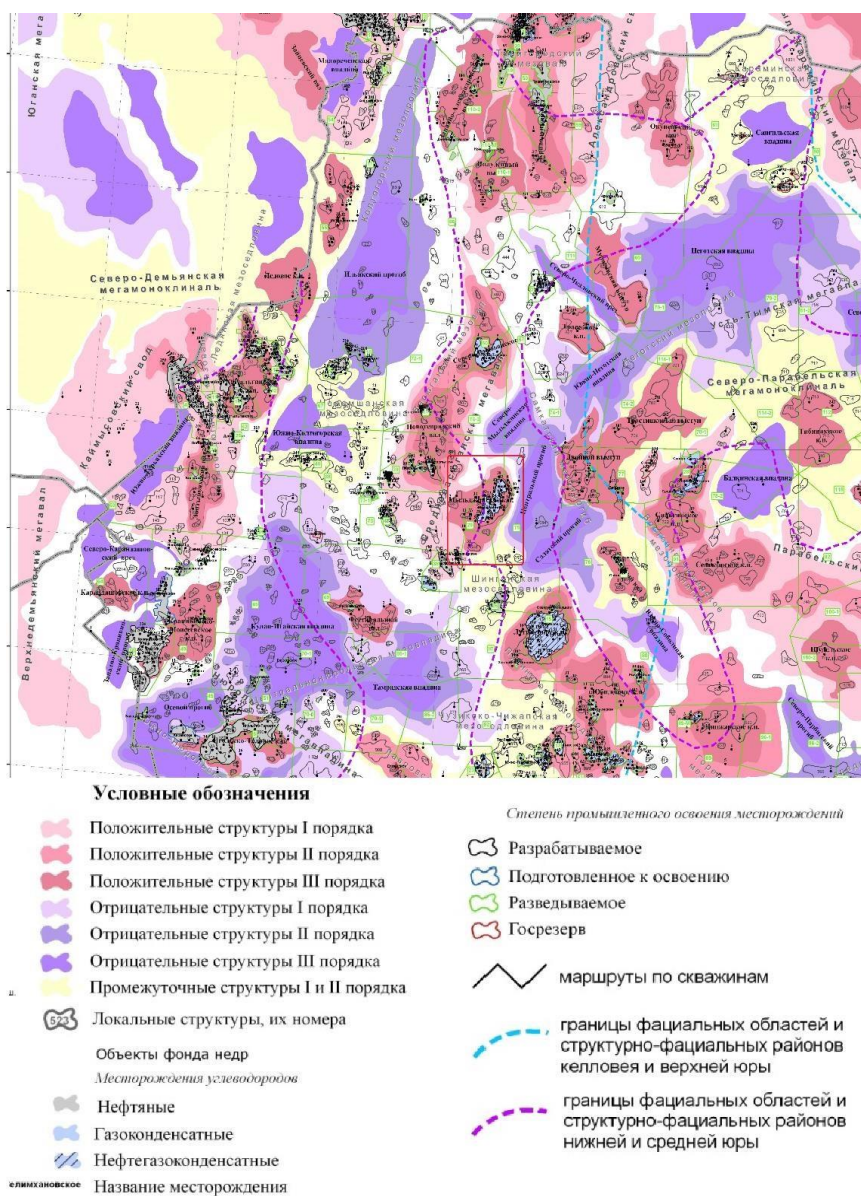


Рисунок 2.3. Тектоническая схема чехла района работ (Конторович В.А., 2005 г.)

Заложена она была в силуре или начале девона на байкальском и салаирском складчатом основании. Герцинский возраст центральной части плиты подтверждается не только типом структурных зон, развитых в фундаменте, но и составом пород, вскрытых скважинами. Доюрский комплекс отложений служит фундаментом для мезозойско-кайнозойского чехла. В результате унаследованных движений структурно-формационных зон фундамента в мезозое-кайнозое были сформированы консолидационные структуры платформенного чехла.

Согласно тектонической карте фундамента участок работ находится в пределах крупной положительной структуры доюрского фундамента - Васюган-Пудинского инверсионного антиклинория. Васюган-Пудинский антиклинорий сложен интенсивно дислоцированными и глубоко метаморфизованными комплексами предположительно позднего докембрия, а осложняющие его синклинали представлены средне-верхнедевонскими карбонатно-терригенными толщами. С запада и востока Васюган-Пудинский антиклинорий ограничен Колтогорско-Уренгойским и Усть-Тымским грабен-рифтами, в результате развития которых, антиклинорий в начале мезозоя испытывал воздымание и денудацию. Вся площадь работ покрыта сетью разломов, оперяющих грабен-рифты и протягивающихся с юго-запада на северо-восток. В строении грабен-рифтов принимают участие два структурно-формационных комплекса: собственно рифтовый, представленный интрузивными базитовыми образованиями и грабеновый, представленный преимущественно вулканогенно-осадочными образованиями.

На современном этапе изучения палеозойских образований установлена высокая степень дислоцированности доплатформенного комплекса и унаследованности структур поверхности фундамента платформенными мезозойскокайнозойскими структурами первого, второго и иногда третьего порядка. Наиболее полно унаследованность структурами чехла геосинклинальных структурных форм фундамента наблюдается в зонах развития позднегерцинской складчатости, что характерно и для района работ.

Согласно "Тектонической карте юго-востока Западно-Сибирской плиты" (ред. К.Н. Микуленко. 1979г.) Мыльджинский вал по отложениям осадочного чехла находится на востоке Средневасюганского мегавала, на границе с Усть-Тымской впадиной.

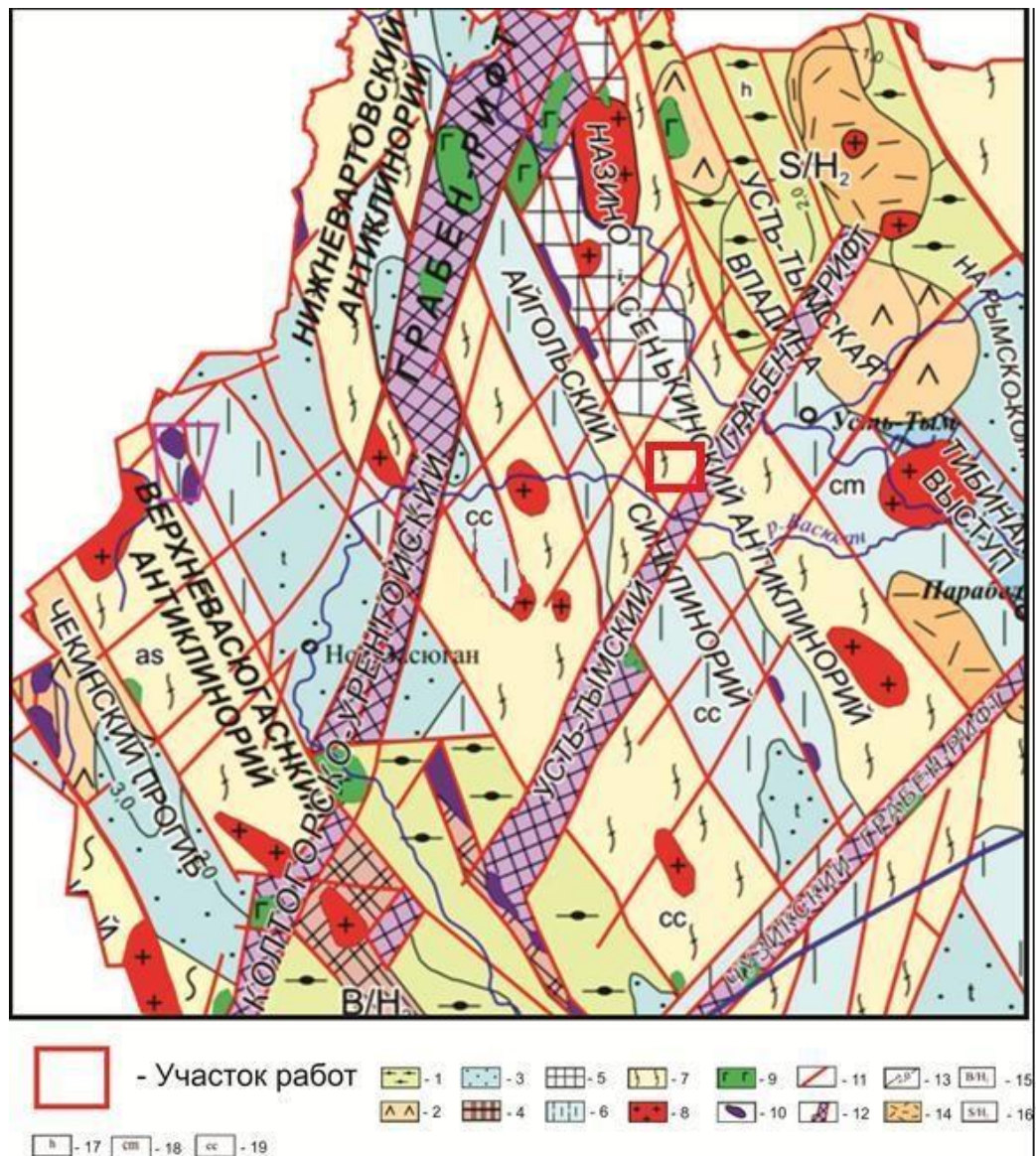


Рисунок 2.4 Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты под ред. Суркова В.С., 1981 год). 1 – наложенные впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов, 2 – раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатости, 3 – межгорные прогибы и внутренние впадины, 4 – ядра антиклинориев, сложенные байкальскими складчатыми комплексами, 5 – ядра антиклинориев, сложенные салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами, 6 – основания межгорных прогибов, 7 – антиклинорные зоны инверсионного типа развития. Интрузивные комплексы : 8 – гранитоиды, 9 – базиты, 10 – ультрабазиты. Разломы: 11 – глубинные разломы, 12 – раннемезозойские грабен-рифты. 13 – изопакиты отложений осадочных бассейнов в км, 14 – покровы эффузивов разного состава. Возраст стабилизации: 15 – области байкальской

Значительную роль в формировании тектонического облика участка работ играют дизъюнктивные нарушения. Как и на всей территории Западно-Сибирской плиты, в районе работ в региональном плане можно выделить две основные системы разломов северо-западного и северо-восточного простирания. Разломы северозападного простирания представляют собой нарушения секущие только отложения фундамента. Северо-восточные, связанные с Усть-Тымским грабен-рифтом, представляют собой разломы, секущие фундамент и доплитный комплекс. Мыльджинский вал осложнен структурами III порядка: Мыльджинской, Мыгинской и Южно-Мыльджинской.

По отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) Мыльджинская структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания с размерами по оконтуривающей изогипсе (структурная карта Г.К.Фирсовой 1994 г.) - 2325 м, 28x15 км и амплитудой 125 м. Восточный склон структуры довольно крутой, углы падения на уровне отражающего горизонта Па достигают на отдельных участках 3-6 градусов), западный же наоборот относительно пологий. Поднятие осложнено рядом более мелких структур четвертого порядка. Вверх по разрезу структура постепенно выполаживается, происходит уменьшение амплитуды поднятия и сокращение углов наклона крыльев.

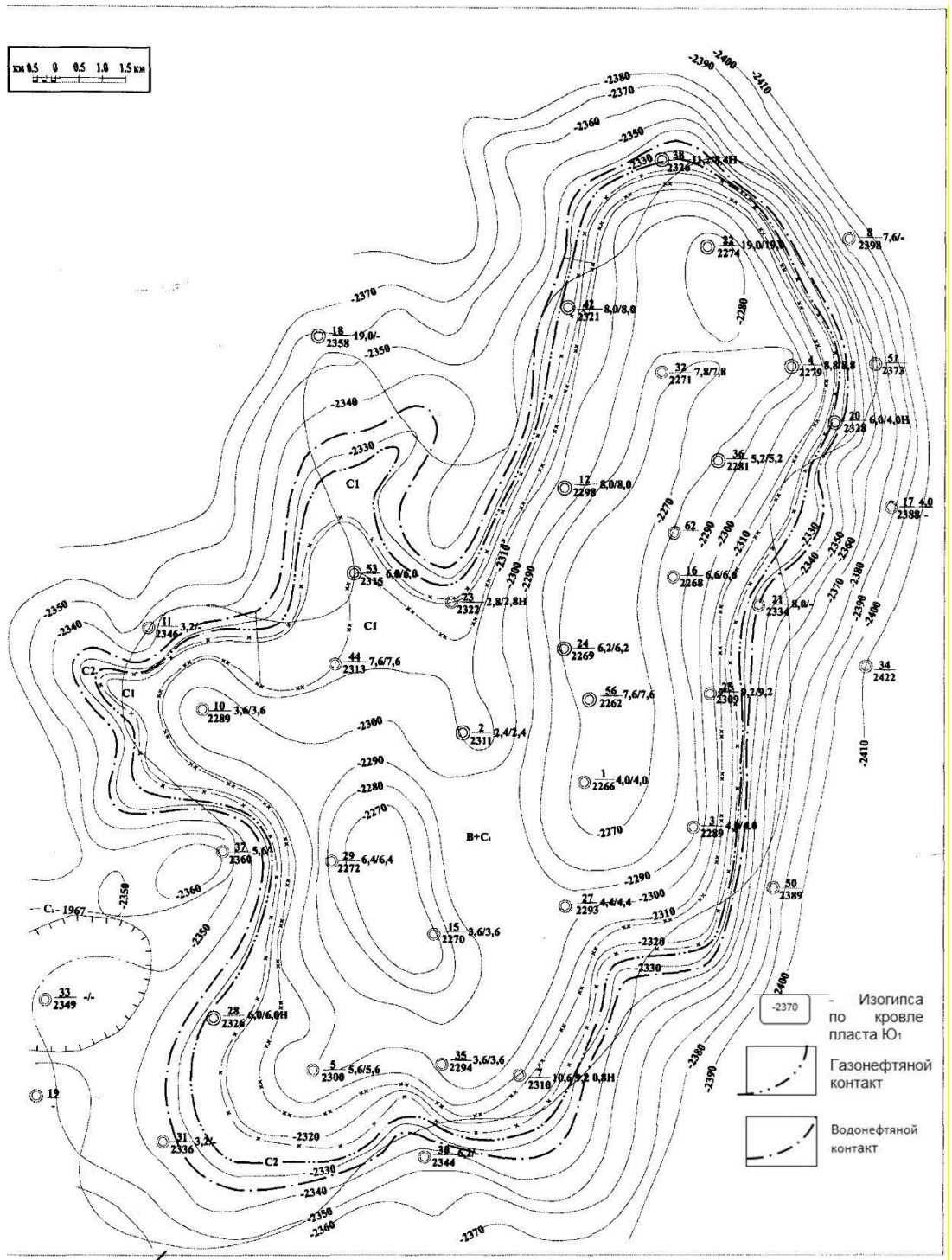


Рисунок 2.5 Структурная карта и положение водоуглеводородных контактов пласта Ю₁₃ Мыльджинского месторождения

3.АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Анализ проводился по данным каротажных диаграмм обсаженного ствола эксплуатационной скважины Мыльджинского месторождения. Информация по открытому стволу отсутствует.

Продуктивными пластами являются Ю1-1,Ю1-3/4. Для эффективного проектирования исследований в эксплуатационной газовой скважине следует провести анализ результатов работ прошлых исследований и интерпретаций за 2016 год. Проектируемые работы будут проводиться в скважине №2 Мыльджинского месторождения. Нужно определить профиль притока, дебит скважины, пластовое давление и наличие заколонных перетоков.

Данные на скважину следующие:

- искусственный забой - 2497м;
- текущий забой – 2495,2м;
- диаметр эксплуатационной колонны – 168мм; воронка НКТ/диаметр НКТ – 2483,5м/ 88,5мм;
- крепежный узел пакера – 2372,2-2374,4м;
- 13.07.2012 в скважине было проведено ГРП.

Интервалы перфорации:

1. 2452,4-2457м;
2. 2472-2482м;
3. 2472-2480м;

Данные исследования выполнены аппаратурой РЛТ-9, ИСП-42, ПЛ2-38 и регистрирующей станцией КЕДР-02. Качество материала хорошее. Скорость запарки 200-400 м/час.

Вид исследований:

- ГК;
- Локатор муфт;
- Термометрия;

- Механическая расходометрия;
- Шумометрия;
- Барометрия;
- Плотнометрия.

Диаграммы исследований представлены на рисунках

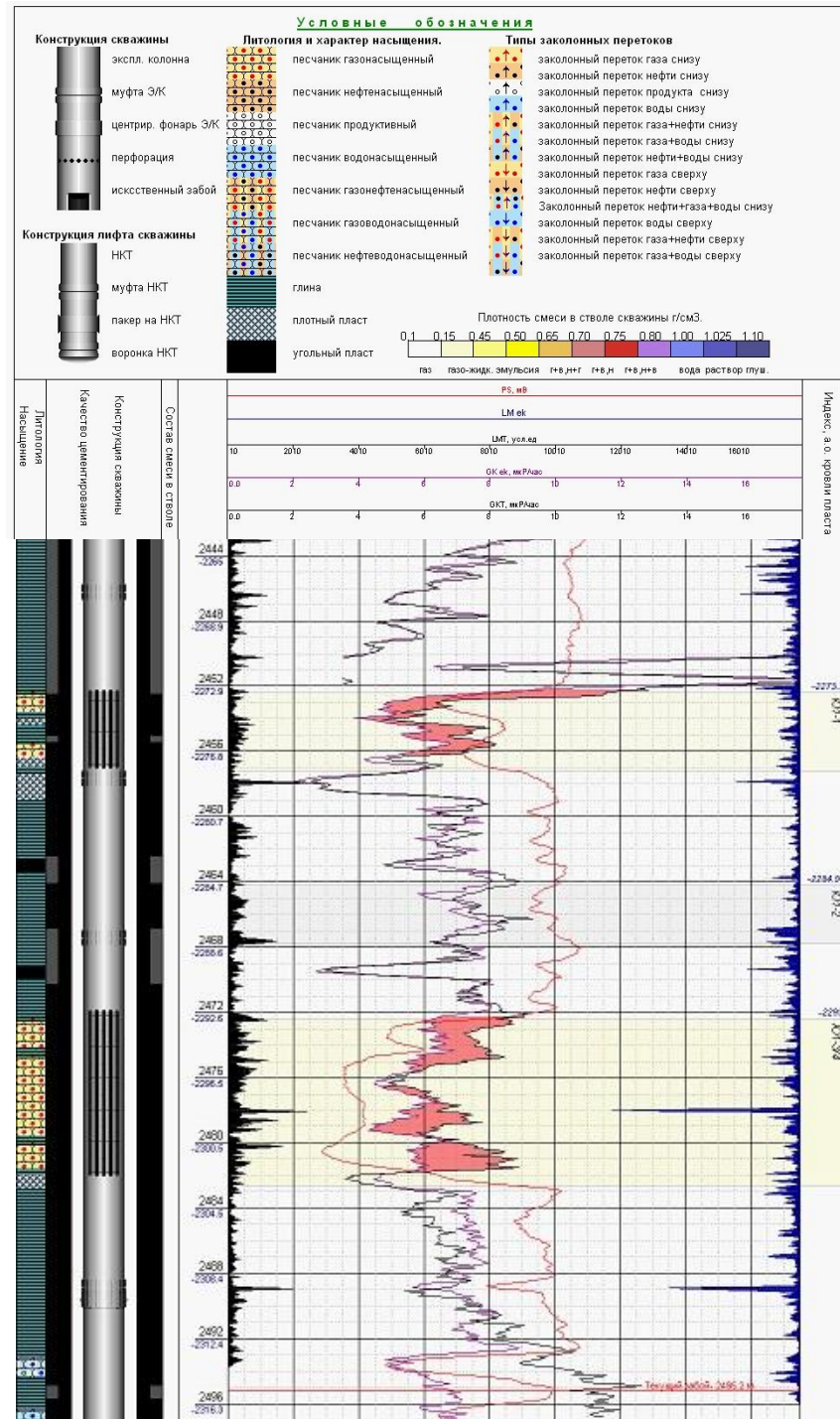


Рисунок 3.1 Диаграмма ГК в скважине 2.

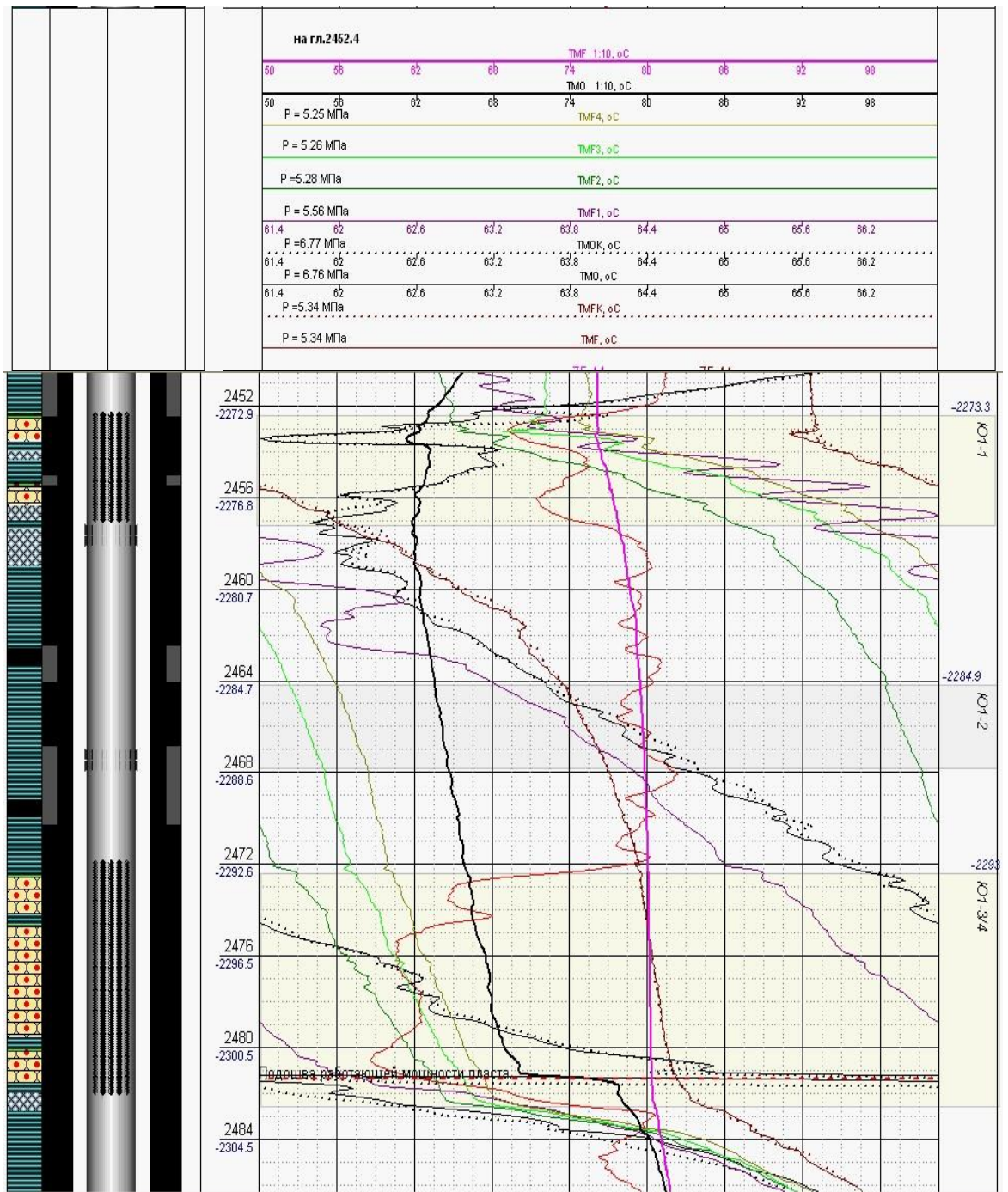


Рисунок 3.2 Диаграмма термометрии в скважине 2.

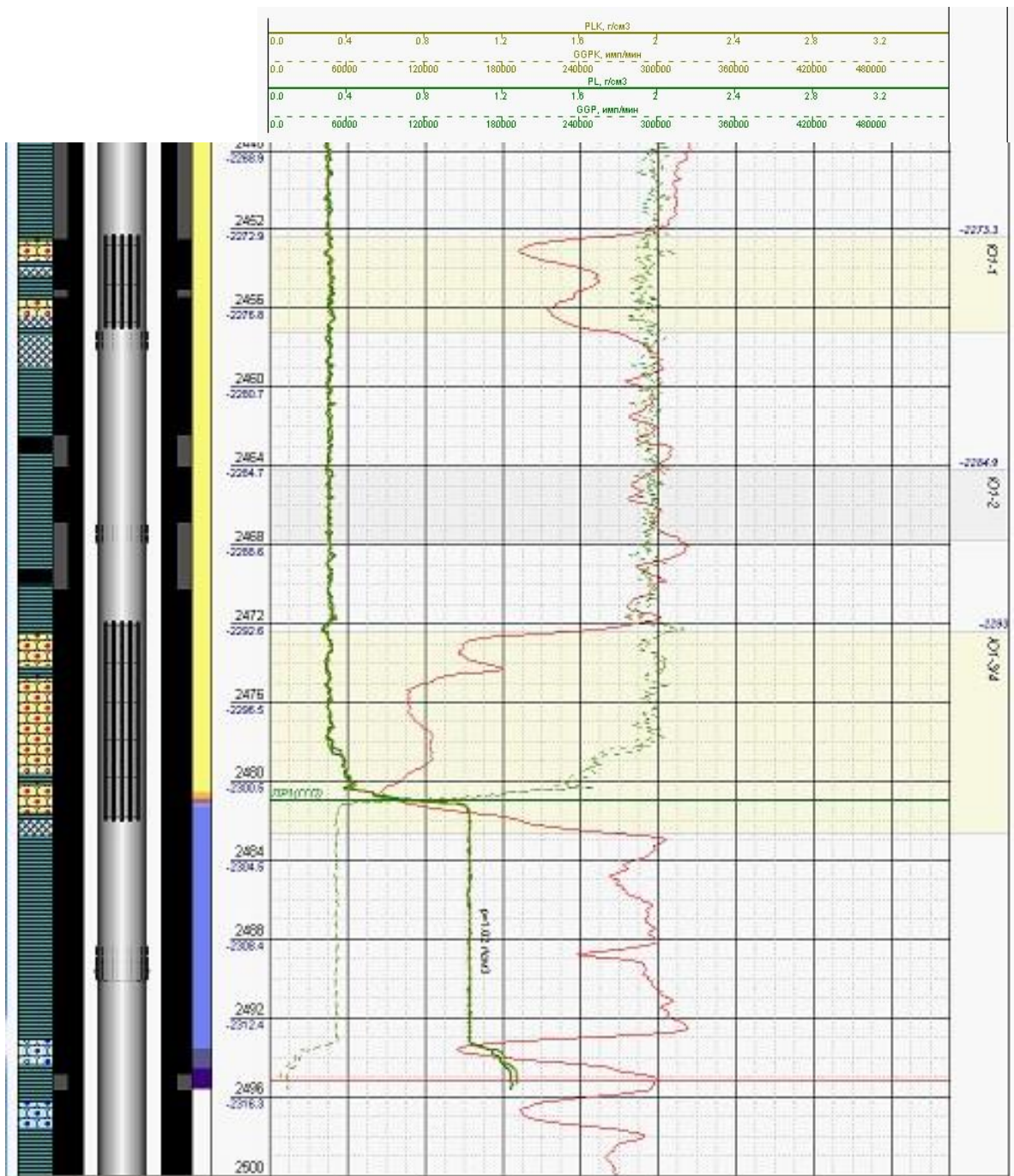


Рисунок 3.3 Диаграмма плотнометрии в скважине 2.

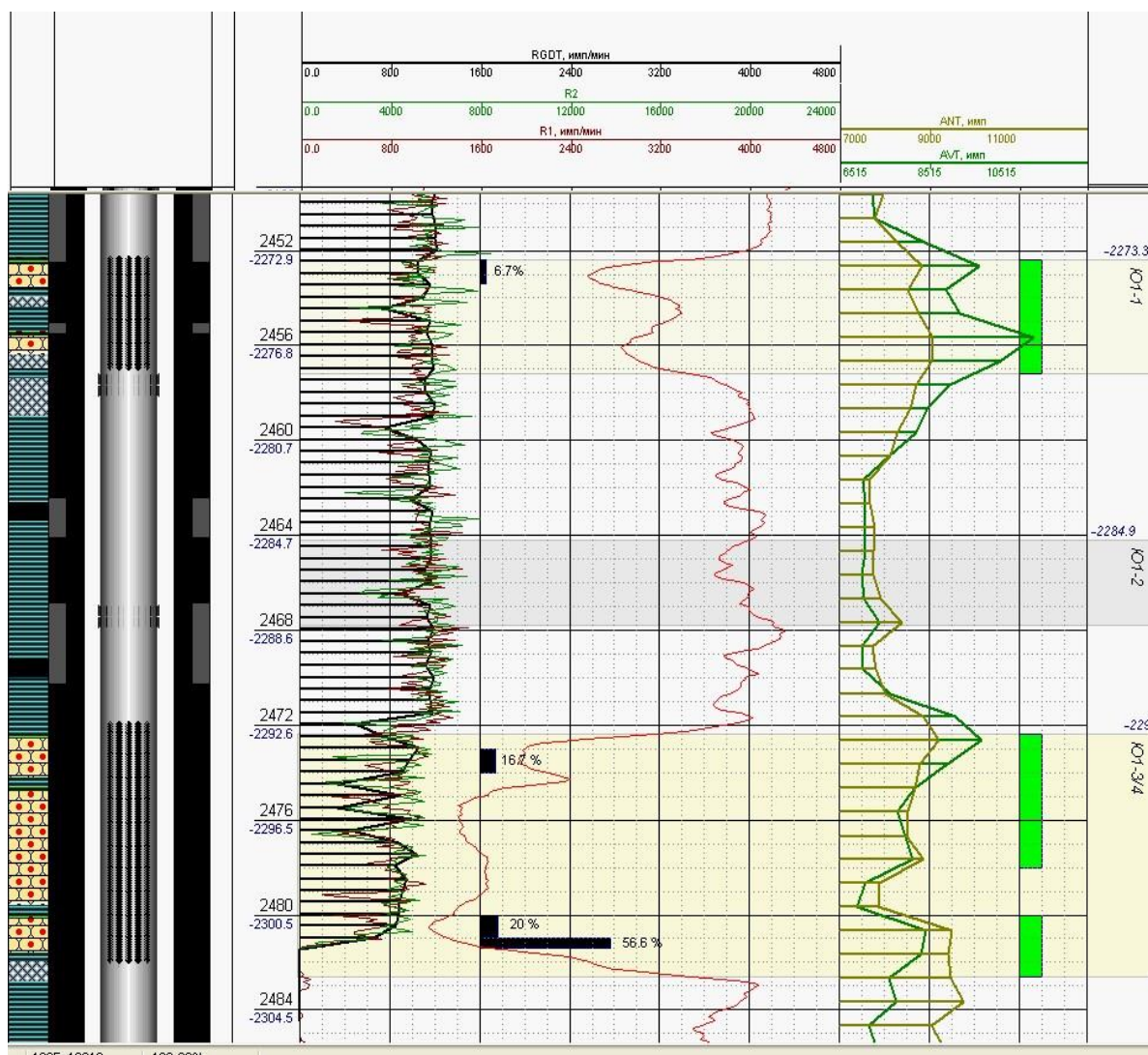


Рисунок 3.4 Диаграммы механической расходомерии и шумомерии в скважине 2.

Результаты исследований:

По данным ПГИ в скважине при $R_{аб} = 5.25 - 5.56$ МПа из перфорированных интервалов пластов Ю1-1 и Ю1-3/4 зарегистрирован приток газа. Работающие мощности пластов скважины выделены методами расходомерии, шумомерии и термометрии. Основной приток газа приходится на подошвенную часть пласта Ю1-3/4, 56,6% от $Q_{общ}$ (Таблица 3.1).

Таблица 3.1 Результаты исследования по данным расходомерии.

Индекс пласта	Интервал, м				h _{раб} ,м	K _d = h/Нэфф	Q _{отн} ,%= q/Q _{сумм}	Q _{прив} = Q ₁ /h _{раб}
	перфорации		отдающий					
	кровля	подошва	кровля	подошва				
Ю1-1	2452.4	2457	2452	2453	1	0.0685	6.7	7
Ю1-3/4	2472	2482	2473	2474	1	0.0685	16.7	17.5
			2480	2481	1	0.0685	20	21
			2481	2481.4	0.4	0,027	56.6	148.6

Таблица 3.2 Результаты исследований по данным шумомерии

Индекс пласта	Интервал, м				h _{раб} ,м
	перфорации		отдающий		
	кровля	подошва	кровля	подошва	
Ю1-1	2452.4	2457	2452.4	2457.2	4.8
Ю1-3/4	2472	2482	2472.4	2478	5.6
			2480	2482.6	2.6

По данным ГК наблюдается радиогеохимические аномалии интенсивностью 0,5-6 мкр/час. Превышение текущих значений ГК над фоновыми ниже глубины 2493м связано с грязевым осадком в призабойной части скважины.

По данным ГПП, выполненного в режиме стабильного фонтанирования, на глубине 2481м наблюдается плотностной раздел, выше которого флюид с $\rho=0.30.44\text{г/см}^3$, а выше вода с $\rho=1.02\text{ г/см}^3$. На глубине выше 2440.4м газ с $\rho=0.23-0.25\text{г/см}^3$.

Межпластовых перетоков не выявлено.

4.ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

Проведя анализ эффективности промыслово-геофизических исследований прошлых лет Мыльджинского месторождения, ставятся следующие задачи проектируемых работ:

- Определение профиля притока работающих интервалов;
- Определение дебита скважины и пластового давления;
- Определение интервалов заколонных перетоков газа.

Для решения необходимы следующие методы:

- ГК;
- Локатор муфт;
- Термометрия;
- Механическая расходомерия;
- Шумомерия;
- Баромерия;
- Плотнометрия.

4.2 Обоснование объекта исследования.

Основанием выбора повторных работ в скважине 2 для проектирования служит плановая периодичность исследований (один раз в два года). На момент ранее проведенных исследований дебит составлял 105 н.тыс.м³/сут. Заколонных перетоков и негерметичностей не было обнаружено. В связи с необходимо провести повторные исследования тем же геофизическим комплексом.

Если регулярно проводить такие работы на месторождении, будет осуществляться мониторинг внутреннего состояния залежи, решаться технические и технологические проблемы скважин и будут планироваться дальнейшие оптимальные режимы выработки залежи.

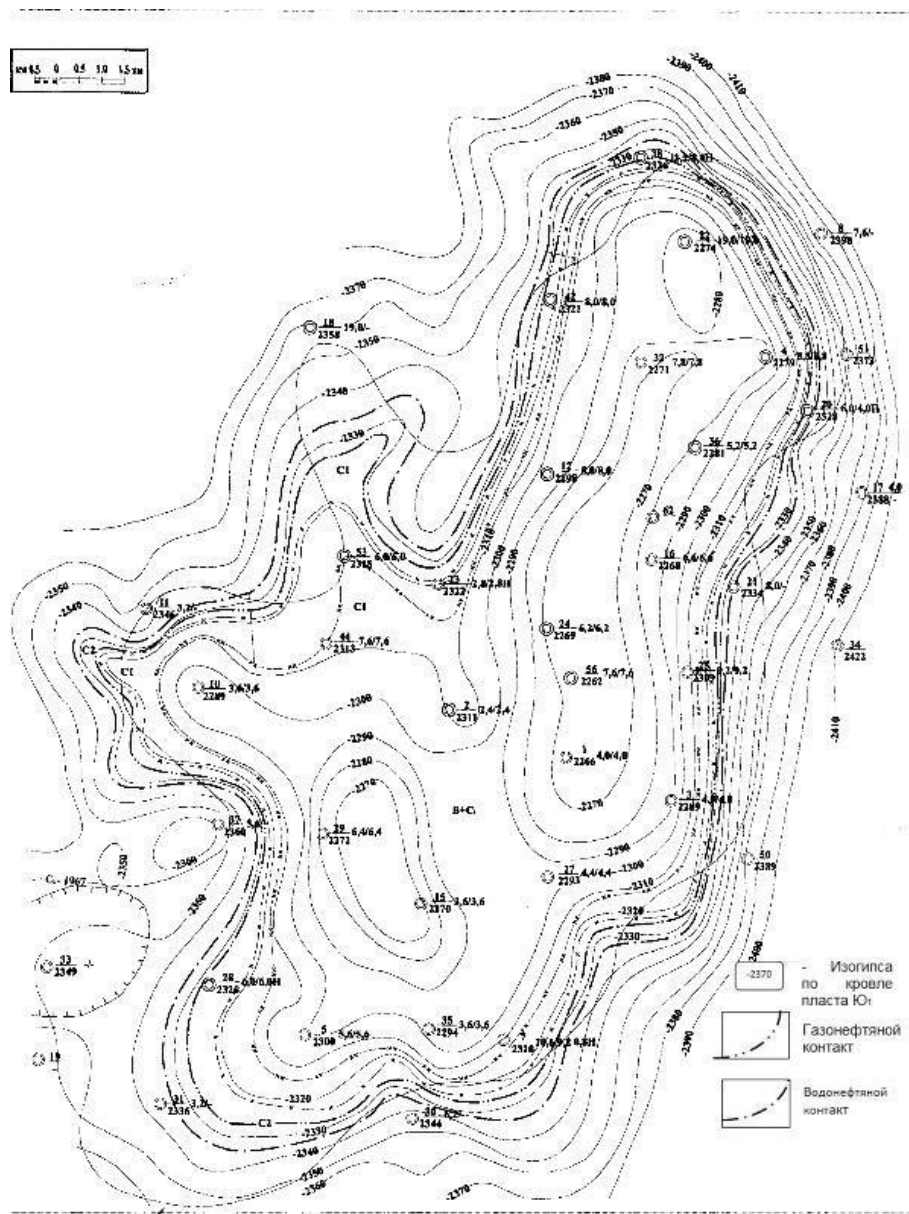


Рисунок 4.1 Структурная карта участка работ.

4.3 Геолого-технологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

В качестве физико-технологической модели исследования можно принять геофизические данные и диаграммы с предыдущих исследований в скважине 2.

Юрских отложений Мыльджинского месторождения, т.к. данные материалы представляет собой наглядные примеры поведения различных кривых при

определенных условиях. На основании результатов исследований прошлых лет в данной скважине будет использоваться следующий комплекс методов ГИС:

Термометрия

Термометрия – метод, позволяющий получать результаты в интервалах, перекрытых насосно-компрессорными трубами (НКТ). Она необходима для определения, как профиля притока, так и межпластовых перетоков эксплуатационной скважины. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час. В стационарном состоянии тепловое поле в стволе скважины характеризуется повышением температуры с увеличением глубины (в среднем 3°С на 100 метров). Измерения температуры в добывающих 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.

Барометрия

Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час. Изучает градиенты давления, которыми определяется скорость движения жидкости в пласте, а значит, и темпы выработки запасов углеводородов. Чем больше эти градиенты, тем выше энергетические показатели залежи углеводородов. По результатам измерения давления в местах пересечения пластов стволами скважин определяют: абсолютное значение давления на забое скважины; разность между двумя значениями давлений на забое (депрессию); приращение давления (разность между начальным и текущим значениями давления на забое).

Механическая расходомерия

Определяется выделение интервалов притока. Признаком притока из перфорированного пласта по механическому расходомеру является изменение счёта против перфорированного пласта относительно показаний в зумпфе и

относительно показаний ниже подошвенной части исследуемого пласта. Из-за наличия порога срабатывания вертушки слабо отдающие пласты не отмечаются на диаграммах расходомерии. В таких случаях необходим более чувствительный метод – термокондуктивный индикатор притока (СТИ). Интервалы притока жидкости на диаграмме термодобитомера выделяются снижением показаний от подошвы к кровле работающего интервала и от кровли к подошве работающего интервала.

Также по данным механической расходомерии можно определить места нарушения обсадной колонны. Нарушение колонны отмечается притоком жидкости из неперфорированных пластов.

Шумомерия

Движение газа в стволе скважины, а также его заколонное проявление на качественном уровне оцениваются исследованиями методом шумомерии.

Применяется низкочастотная и высокочастотная шумомерия. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час.

Плотнометрия

Метод используется для исследования состава флюидов в стволе скважины по величине их плотности. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час.

Магнитный локатор муфт

Применяется для привязки диаграмм ПГИ по глубинам. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час. Датчик локатора муфт представляет собой дифференциальную магнитную систему, состоящую из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, которые создают в катушке и вокруг неё постоянное магнитное поле.

При перемещении локатора в трубах в местах муфтовых и замковых соединений происходит изменение магнитного сопротивления окружающей среды и в катушке возникает ЭДС индукции, которая регистрируется

электроизмерительным прибором или записывается регистратором наземной панели.

При перемещении локатора вдоль колонны в местах нарушения сплошности труб (муфты, перфорационные отверстия, разрывы, трещины) происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование в измерительной катушке ЭДС. Вид кривой локатора муфт зависит от характера нарушения сплошности колонны, диаметра обсадных труб, их магнитной характеристики, скорости перемещения локатора муфт и его конструкции.

Гамма-каротаж

Используется также для привязки диаграмм и определения забоя. Забой определяется при сопоставлении кривой ГК в открытом стволе, которая была записана во время бурения и текущей кривой. Масштаб записи 1:400, скорость записи 600м/час.

Перед началом исследований в скважине проводится уточнение конструкции скважины (глубина воронки НКТ, пакерные устройства и др.) и отбивка забоя для определения текущей глубины скважины, т.к. со временем она может загрязняться. Данные процедуры проводят с помощью гамма-каротажа, термометрии, расходомерии и магнитного локатора муфт. При помощи ГК и локатора муфт отбивают забой, а при помощи термометра и расходомера определяют воронку НКТ, где скорость потока жидкости увеличивается, т.к. диаметр НКТ меньше, чем в эксплуатационной колонне.

Профиль притока и состав флюидов можно определить при помощи термометрии, плотнометрии и расходомерии. В зависимости от состава флюидов будет либо положительный (в случае с нефтью и водой), либо отрицательный термоградиент на диаграммах напротив работающих интервалов. Расходомер покажет сколько условных единиц объема жидкости поступает в скважину в каждом работающем интервале, а плотномер поможет определить состав поступающего флюида. Дебит и пластовое давление

интервалов определяется с помощью механического расходомера и барометрии (запись кривой КВД). Точный дебит невозможно определить только по механическому расходомеру, необходимо дополнительно проводить исследования с помощью термокондуктивного расходомера. Запись КВД покажет текущее давление пласта в данной скважине, что позволит построить карты изобар для данного пласта по всему месторождению и определить дальнейший план разработки.

Межпластовые перетоки относятся к техническому состоянию скважины, а именно цементному кольцу, либо самой колонны и определяются при помощи термометрии, шумометрии. Благодаря низкочастотному шумомеру можно определить движение флюидов в заколонном пространстве, а по термометрии наблюдать небольшие искажения термоградиента в остановленной скважине. Данный комплекс методов необходим и достаточен для решения поставленных в проекте задач, а именно определение текущих профилей притока, дебита работающих интервалов и межпластовых перетоков.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проектных геофизических 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.

Приборы и методика проектных работ была следующая:

Прибор PLT-9

Аппаратурный комплекс PLT-9 предназначен для проведения исследований в действующих скважинах в процессе контроля над разработкой нефтегазовых месторождений.

Прибор PLT9 предназначен для привязки интервалов и включает в себя следующий набор датчиков:

- датчик термометра;
- локатор муфт;
- датчик уровня акустических шумов;
- датчик уровня естественного гамма-излучения.

Таблица 5.1 Технические характеристики прибора.

ЗОНДЫ (ед. измерения)	Диапазон (Осн. погрешность)	мнем. LAS	правильные точки записи (см)
Приток (коды)	0,1 – 10 м ³ /ч (± 1%) инерция 6с	STD	130
Влагомер (коды)	Воздух 0 – 3000 Вода 13000 - 17000	VGD	131
ЛМ (коды)	5 : 1	LM	33
Шум НЧ (коды)	0,2 – 2 кГц	NOS1	100
Шум СЧ (коды)	2 – 6 кГц	NOS2	100
Шум ВЧ (коды)	6 – 20 кГц	NOS3	100
Температура (° С)	0 – 150 (± 1) инерция 1с	TM	129
Давление (атм)	0 – 600 (± 1 ± 0,3 /10 ° С)	MN	118
Проводимость (См/м)	0 – 50 (± 5%)	RIS	140
ГК (мкР/ч)	0 – 250 (± 12%)	GK	90
Влагомер (%)	0 – 100 (разрешение 1%)	VGD2	131

Данный прибор позволил нам получить данные термометрии, отбить муфты по локатору муфт, провести, а также привязать кривые по гамма каротажу.

Прибор ИСП-42

Скважинный индикатор скорости потока ИСП – 42 предназначен для определения скорости потока газа или жидкости в эксплуатационных скважинах газовых и нефтяных месторождений и подземных хранилищ газа в процессе отбора или закачки.

Таблица 5.2 Технические характеристики прибора ИСП-42.

МАССА	5 кг
ДЛИНА	50 см
ДИАМЕТР (минимальный с центраторами)	42 (50) мм
ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА	ГАЗ , НЕФТЬ , ВОДА
РАБОЧАЯ ТЕМПЕРАТУРА	до 120 °С
ДАВЛЕНИЕ	до 40 МПа
ДИАПАЗОН ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ	0.5 – 120 Гц

ДИАПАЗОН : ПО ВОДЕ (6 – лопастная турбина)	0.1 – 1.5 м / с
ПО ГАЗУ (6 – лопастная турбина)	0.3 – 3 м / с
ПО ГАЗУ (12 – лопастная турбина)	0.7 – 10 м / с
ТОЧКА ЗАПИСИ	40 см
СКОРОСТЬ РЕГИСТРАЦИИ	Не более 200 м/час

Самый низкий диапазон имеет турбина по жидкости (характерна изогнутым профилем крыльчатки из алюминия) : 0.1 – 1.5 м / с , что для колонны 6” соответствует расходу несжимаемой жидкости 153 – 2290 м. куб / сутки.

Прибор ПЛ2-38

Прибор предназначен для исследования нефтяных скважин методом гаммагамма каротажа, с целью контроля, за разработкой и техническим состоянием эксплуатационных скважин, оборудованных насосно-компрессорными трубами с внутренним диаметром не менее 50 мм.

Область применения:

- Определение плотности флюида;
- Определение интервалов нарушения герметичности НКТ и обсадных труб.
- Отбивка интервалов разгазирования.

Таблица 5.3 Технические характеристики прибора ПЛ-38.

МАССА	6 кг
ДЛИНА	1030 мм
ДИАМЕТР	38 мм
РАБОЧАЯ ТЕМПЕРАТУРА	до 120 °С
ДАВЛЕНИЕ	до 60 МПа
ИСТОЧНИК ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ	Am 241 (ИГИ-А-1М-5)

ДЕТЕКТОР	NaI(Tl) 10×40, R3991A - 04
ТОЧКА ЗАПИСИ	83 см
СКОРОСТЬ РЕГИСТРАЦИИ	от 300 до 1000 м/ч

Регистратор и приемник:

Данные работы на скважине производились со следующим оборудованием:

- самоходным каротажным подъемником ПКС-3,5М на базе автомобиля УРАЛ 4320-1912-30;
- каротажный регистратор «Кедр-02»;
- устьевое герметизирующее оборудование.

5.2 Интерпретация геофизических данных

Перед началом интерпретации следует привязать кривую по глубинам, используя локатор муфт и ГК.

Определение профиля притока и дебита скважины осуществляется следующими методами: термометрия, механический и термокондуктивный расходомеры, влагометрия.

Сначала определяется сам профиль притока, оценивается дебит каждого интервала перфорации, насыщение флюида поступающего в скважину. Для этих целей применяется все вышеперечисленные методы. Затем определяется суммарный дебит скважины, он измеряется выше воронки НКТ, чтобы увеличить мощность потока, проходимого через турбинку механического расходомера, т.к. диаметр НКТ намного меньше диаметра эксплуатационной колонны.

Определение межпластовых перетоков осуществляется шумометрией, термометрией. Они выявляются при сравнении кривых термометрии в работающей и остановленной скважине. Во время работы скважины перетоки

сложно заметить, потому что температурный градиент уравнивается при движении флюидов. Когда останавливают скважину, можно проследить интервальные перетоки жидкости за колонной, т.к. во время остановки идеальной, с технической точки зрения, скважины мы будем наблюдать только геотермический градиент, увеличивающийся с глубиной на одинаковую величину, и аномалии связанные с перфорированными участками колонны. При наличии межпластовых перетоков в этот момент, будут появляться аномальные отклонения от геотермического градиента в зависимости от типа флюида и его направления течения.

Газовые и газоконденсатные притоки дают отрицательные аномалии на кривой термометрии, соответственно и при перетоках они будут давать отрицательные отклонения.

Для определения пластового давления используется кривая восстановления давления.

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

6.1 Ядерно-физические основы применения нейтронных методов в газовых скважинах

Основными составляющими природного газа являются углеводороды типа: C_nH_{2n+2} . При стандартных условиях углеводороды до компонентного состава C_4 находятся в газообразном состоянии. В природных газах основным компонентом является метан (CH_4), содержание которого достигает 98% общего объема. Кроме этого, к природным газам относятся более тяжелые углеводороды: этан, пропан, изобутан, пентан. В состав природных газов часто входят азот, углекислый газ, сероводород и др. Природные нефть и газ представляют собой сложную смесь углеводородов, которые в зависимости от термобарических условий могут находиться в газообразном, жидком или двухфазном состояниях. В соответствии с этим, залежи нефти и газа подразделяются на однофазные и двухфазные. Однофазные залежи могут быть чисто газовыми, чисто нефтяными и газоконденсатными. Подземные хранилища газа (ПХГ) являются однофазными (газовыми). Природные залежи углеводородов в условиях большинства месторождений имеют ВНК, ГВК, ГНК. Физические свойства углеводородных флюидов, насыщающих коллектора, сильно меняются в зависимости от их фазового состояния и термобарических условий, следовательно, меняются их ядерно-физические свойства. В природном газе, особенно на поздней стадии эксплуатации месторождений, появляется влажность. Количество влаги в газе зависит от термодинамических условий газовой залежи.

С поступлением подошвенной пластовой воды связывают наличие ионов хлора. При выносе рыхло связанной остаточной воды минерализация может достигать 18 г/л.

Существуют несколько диагностических признаков, которые позволяют разделять газонасыщенные, водонасыщенные и нефтенасыщенные коллекторы. Первым является дефицит плотности и водородосодержания

газонасыщенных коллекторов относительно водонасыщенных при прочих равных условиях. Дефицит плотности и водородосодержания газонасыщенных коллекторов приводит к увеличению интенсивностей показаний нейтронных методов относительно нефтенасыщенных и водонасыщенных коллекторов.

$$\frac{\delta_{cx}(1 - K'n)}{K'n} = \frac{\delta_{cx}(1 - Kn)}{Kn(1 - Kz) + KnKz\omega_e}$$

где:

K_p - пористость исследуемого газонасыщенного пласта;

δ_{cx} - плотность скелета породы;

K_p' - пористость водонасыщенного пласта;

K_g - коэффициент газонасыщенности пласта;

ω - водородный индекс (ВИ).

Водородный индекс представляет собой отношение концентрации водорода в газонасыщенном пласте к концентрации в воде.

Связь показаний методов НГК с коэффициентом газонасыщенности (K_g) связано уравнением:

$$\frac{J_{mne}}{J_v} = 1 - A * \lg(1 - Kz),$$

где:

J_{mne} и J_v - показания нейтронного каротажа против газонасыщенного и водонасыщенного пластов одинаковой пористости соответственно;

A - коэффициент, зависящий от условий измерений и применяемой аппаратуры.

Изменение давления в залежи приводит к изменению водородосодержания в поровом пространстве. Связь между изменением водородосодержания и изменением пластового давления в газонасыщенном пласте носит следующий характер:

$$\Delta\omega = \frac{Kn * Kz(P_1 - P_2)}{61.5},$$

где:

Кп - пористость газонасыщенного пласта;

Кг - коэффициент газонасыщенности;

P1 и P2 - начальное и конечное давление в газовом пласте.

Выше рассмотренные закономерности справедливы для идеального газа, когда давление газа в пласте не превышает 250-300 атм. и температура не выше 100° С.

Вторым диагностическим признаком является различие в содержании хлора в водонасыщенных, нефтенасыщенных и газонасыщенных коллекторах.

В скелете осадочных горных пород хлор встречается в основном в отложениях эвапоритовой формации. Хлор является радиационно- активным элементом и находится только в пластовых водах. В этом случае содержание хлора в коллекторе прямо пропорционально водонасыщенной пористости. Пластовые воды нефтегазовых месторождений представлены в основном шестью разновидностями ионов солей, растворенных в воде: хлор-ион, гидрокарбонат-ион сульфат-ион, ионы кальция, натрия, магния. В меньших количествах содержатся карбонат-ионы, ионы калия, железа и еще в меньших количествах содержатся ионы брома, стронция, лития, йода, бора и др. микроэлементов. Существует высокая степень корреляции (около 99%) между содержанием хлора и общей минерализацией, а также плотностью пластовой воды. С увеличением содержания хлора увеличивается общая минерализация и плотность пластовой воды. Из этого следует, что хлор - доминирующий химический элемент в пластовых водах с высокой атомной массой (35,45 ед.).

Связь плотности δ_v (в г/см³) минерализованной воды с содержанием С NaCl в (г/см³) аппроксимируется формулой:

$$\delta_v = 1 + 0.64C$$

Отсюда, ВИ соленой воды по содержанию пресной воды равен:

$$\omega_{\text{в}} = 1 - 0.36C$$

Наличие в минерализованных пластовых водах хлора, в первом приближении, приводит к повышению интенсивностей показаний метода НГК и к снижению показаний метода ННК. В случае наличия в пластах - коллекторах высокоминерализованных пластовых вод влияние хлора на метод НГК эквивалентно влиянию дефицита плотности и водородосодержания. Применение метода ННК позволяет однозначно разрешить эту ситуацию. Наличие большого содержания хлора в минерализованной пластовой воде ведет к уменьшению интенсивностей показаний метода ННК, в то время как наличие газа в коллекторе ведет к увеличению показаний метода. Радиус зоны (глубинность) исследований модификациями нейтронного каротажа следует различать по водородосодержанию и по поглощающей активности (хлорсодержанию пласта). Радиус исследований изменяется от 15-60 см для метода ННК и 20-70 см для метода НГК, причем первые цифры приведены для сред с высоким водородным индексом, вторые - с низким водородным индексом. Радиус зоны исследований по хлорсодержанию составляет 5-20 см для метода ННК и 20- 30 см для метода НГК.

6.2 Стационарные нейтронные методы по определению газонасыщенности коллекторов газовых скважин

В настоящее время существуют несколько основных методик определения текущей и остаточной газонасыщенности по методу НГК:

1. Методика двух опорных пластов предполагает использование в качестве опорных газонасыщенные с известным газонасыщением и водонасыщенные пласты одинаковой пористости с исследуемым пластом. Недостатком методики является сложность нахождения опорных пластов с пористостью равной исследуемым газонасыщенным коллекторам.

2. Усовершенствованная методика двух опорных пластов предполагает использование в качестве опорных пластов неразмывые глины,

газонасыщенный пласт с высокими значениями K_p и K_g или плотный пласт. Методика является более универсальной в выборе опорных пластов, поскольку учитывает пористость коллекторов. Недостатком методики является отсутствие учета содержания глинистого материала в составе проницаемых пород.

3. Методика Р.А. Резванова более универсальна, она предполагает для оценки K_g использование палеток пористости водонасыщенных пластов, дополненных номограммами, учитывающими аномально низкую плотность газонасыщенного пласта. Рассчитанные номограммы плотностного эффекта для метода НГК позволяют определять K_g пластов без зоны проникновения. Влияние глинистости считается незначительным. Недостатком методики является использование для учета пористости палетки, полученной по результатам приближенных решений. Учет пористости и глинистости через корреляционные связи приводит к ухудшению зависимости показаний нейтронных методов от K_g за счет внесения в эту зависимость как случайных, так и систематических погрешностей.

4. Методика «главной огибающей» предложена специалистами «Союзгазгеофизики» (Ю.Г. Тер-Саакян и др.). Основана на статистическом сопоставлении значений газонасыщенности, определенной в наблюдательной скважине в открытом стволе по данным электрического каротажа, с относительным разностным параметром НГК в обсаженной скважине. В качестве одного из опорных горизонтов используется высокопористый газонасыщенный пласт с известным значением K_g , за второй опорный пласт принимается пласт неразмытых глин с минимальными показаниями метода НГК. В соответствии с указанными опорными пластами и корреляционными связями $K_p=f(K_g)$ и $K_{gl}=f(K_g)$ устанавливается зависимость газонасыщенности K_g от водородосодержания W с использованием палетки Р.А. Резванова. С помощью этой зависимости значение двойного разностного параметра ставится в соответствии с газонасыщенностью. Недостатком методики «главной огибающей» является недоучет нелинейного влияния

глинистого материала на определяемую величину газонасыщенности, недоучет влияния пористости глинистых пород.

5. Методика, разработанная ведущим отраслевым институтом ВНИИГАЗ, основана на имитационном моделировании закономерностей изменения водородосодержания газонасыщенных коллекторов для различных вариаций их глинистости с пористостью 20-40% от газонасыщенности.

Для определения фильтрационно-емкостных свойств и флюидодинамики наиболее информативными являются результаты интерпретации временных замеров нейтронными методами после обсадки и цементирования скважины. Недостатком этой методики является длительность процесса. Временные замеры позволили изучить неоднородные отложения и классифицировать их по фильтрационно-емкостным свойствам. На основе разделения неоднородных отложений по фильтрационно-емкостным свойствам на разных этапах разведки и разработки газовых месторождений и ПХГ решаются следующие важные геолого-промысловые задачи:

1. Выделение в разрезе коллекторов и расчленение их на группы, характеризующиеся различными ФЕС;
2. Определение пористости, продуктивности, проницаемости, газонасыщенности свойственные каждой выделенной группе пластов;
3. Определение эффективной мощности для каждой из выделенных групп по ФЕС;
4. Определение в эксплуатационных горизонтах и в их частях динамических запасов газа в зависимости от режима эксплуатации залежи с учетом падения начального пластового давления;
5. Прогнозирование потенциальных дебитов скважин;
6. Расчет коэффициентов использования эффективных мощностей эксплуатационных горизонтов и обоснование работ по повышению продуктивности эксплуатационных скважин;
7. Определение интервалов вскрытия пластов, обеспечивающих максимальные коэффициенты извлечения;

8. Рациональная организация капитального ремонта скважин и его контроля.

Нейтронные методы оказались весьма эффективными при контроле эксплуатации газовых месторождений и подземных газохранилищ. Данные повторного нейтронного каротажа позволяют изучать механизм вытеснения газа водой и воды газом и на этой основе проводить диагностику продуктивных отложений по следующим направлениям:

1. Разделять пласты по характеру их насыщения и подвижности флюидов в процессе вытеснения;
2. Оценивать степень вытеснения воды газом и газа водой;
3. Прогнозировать интервалы обводнения продуктивного горизонта;
4. Определять объем воды, внедрившейся в залежь, и его распределение по площади и мощности эксплуатационного объекта;
5. Исследовать влияние геологических особенностей объекта на характер процессов вытеснения.

Разработанные технологии исследования газовых скважин на основе нейтронных методов НГК и ННК широко внедрены и с положительным эффектом применяются для исследования заглушенных газовых скважин газовых месторождений и ПХГ. В незаглушенных газовых скважинах широко применяется метод НГК для качественного выделения высокопористых газонасыщенных коллекторов.

6.3 Геолого-технические факторы, осложняющие связь между аналитическими параметрами нейтронных методов и газонасыщенностью

Решением задач, возникающих в процессе планирования, доразведки, разработки, геолого-технических мероприятий в газовых скважинах газовых месторождений и ПХГ является диагностика прискважинной зоны по газонасыщенности.

Связь между газонасыщенностью и аналитическими параметрами нейтронных методов является доминирующей и осложняется мешающими геолого-техническими факторами, из которых основными являются:

- литология, глинистость, пористость;
- изменчивость минерализации пластовых вод по стратиграфическим разделам;
- изменчивость минерализации и высокая обогащенность атмосферным воздухом вод, применяемых для поддержания пластового давления;
- изменение фазового состава углеводородов при изменении термобарических условий в эксплуатируемых газовых коллекторах;
- конструктивные особенности металлической крепи скважины;
- состояние цементного камня в заколонном и межколонном пространстве;
- отложения разного рода веществ в газонасыщенных перфорированных интервалах прискважинной зоны коллектора, вызванные нарушениями геомеханического, термобарического, геохимического, и других равновесий, которые возникают в коллекторах в ходе эксплуатации газовых скважин.

6.4 Применение математического и натурального моделирования с целью определения газонасыщенности

Первым этапом исследования аналитических возможностей разноглубинных модификаций нейтронных методов для зондирования прискважинной зоны обсаженных газовых скважин с целью определения газонасыщенности на разном удалении от стенки скважины является математическое и натурное моделирование.

Результаты математического и натурального моделирования позволяют, установить характер зависимости между вычисляемыми аналитическими параметрами, тесно связанными с газонасыщенностью, и геолого-техническими параметрами исследуемых скважин.

Определение газонасыщенности в условиях газовых скважин является доминирующим при мультипликативном воздействии других геолого-технических факторов, не связанных с газонасыщенностью. Эти факторы рассматриваются как мешающие, так как они осложняют связь между газонасыщенностью и аналитическими параметрами нейтронных методов. При геолого-геофизической интерпретации методов влияние их необходимо учитывать в виде поправок, вносимых в вычисляемые значения газонасыщенности через эквивалентные значения газонасыщенности.

6.5 Методика интерпретации комплекса разноглубинных методов СНГК и ННК в газовых скважинах с целью определения коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности коллекторов

Целью интерпретации геофизических данных является получение геологической информации. Необходимо отметить, что переход от геофизической информации к геологической носит эквивалентный характер, это означает, что на одну геофизическую информацию можно подобрать множество геологических эквивалентов. Для корректной геологической интерпретации необходимо привлекать как можно больше дополнительной информации: по геологическим особенностям нефтегазонасыщенных и газонасыщенных объектов, по свойствам флюидов, насыщающих коллектора, о флюидодинамике перфорированного интервала, о режимах эксплуатации скважин и т.д. Без привлечения вышеперечисленной информации интерпретация геофизических данных носит формальный характер.

Методика интерпретации результатов измерений многозондовыми приборами нейтронных методов в условиях меняющихся геолого-технических факторов должна быть адаптивной. Это позволяет настраиваться на реальные геологотехнические условия измерений с учетом состава и свойств компонентов твердой фазы коллекторов, свойств промывочной жидкости в скважине, минерализации пластового флюида и метрологических

характеристик аппаратуры при существующих в скважине термобарических условиях. Методика оперирует не с палетками, а с аналитической интерпретационной моделью, позволяющей генерировать интерпретационные зависимости и решать прямые и обратные задачи для текущих геолого-технических условий измерений.

Геологическая интерпретация результатов измерений комплексом разноглубинных методов СНГК и ННК для геолого-технических условий газовых скважин предполагает несколько этапов обработки:

- кросс-плотный анализ и построение основных зависимостей аналитических параметров, которые соответствуют газонасыщенным и водонасыщенным коллекторам;
- нормализация аналитических параметров (оперативная интерпретация) с целью выделения газонасыщенных объектов;
- определение коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности.

1. Кросс-плотный анализ позволяет произвести относительную оценку характера насыщения отдельных пластов-коллекторов по группированию совокупности точек анализируемого коллектора среди всего массива точек исследуемого интервала, характеризующегося близкими геолого-техническими условиями измерений, но различным характером насыщения.

2. Нормализации аналитических параметров $F(Kп)$ (функция пористости, вычисляемая по методу 2ННКт) и $P(dd)$ (интерпретационный параметр, тесно связанный с характером насыщения порового пространства коллектора) заключается в том, что аналитические параметры $P(dd)$, $F(Kп)$, в первом приближении, линейно зависят от $Kп$ в водонасыщенных коллекторах. В газонасыщенных коллекторах аналитический параметр $P(dd)$ имеет высокие значения, а $F(Kп)$ низкие. При нормализации кривых $F(Kп)$ и $P(dd)$ в водонасыщенных пластах газонасыщенные пласты будут выделяться приращением $P(dd)$ над $F(Kп)$.

Методика позволяет на качественном уровне оценить характер насыщения коллекторов в условиях двухкомпонентного состава флюида в коллекторе. По величине приращения аналитических параметров можно судить о величине газонасыщенной пористости ($K_p \cdot K_g$).

3. Определение коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности производится в условиях двухкомпонентного состава флюида при условии наличия в разрезе опорных водо- и газонасыщенных пластов. При этом в опорных газонасыщенных пластах должен быть известен коэффициент K_g . Исследуемые пласты должны быть литологически выдержанными, иметь одинаковую минерализацию пластовых вод, а также должен быть выдержан диаметр скважины. Для определения наиболее реальных значений коэффициента газонасыщенности и объемной газонасыщенности используется информация, получаемая с большого зонда СНГК.

Объемная газонасыщенность, вычисляется следующим образом:

$$W_{z_тек} = (F(dd_тек) - F(dd_вп)) * \frac{W_{max}}{P(dd)_{max}},$$

где:

W_{max} - максимальная объемная газонасыщенная пористость, определенная по геолого-геофизическим данным;

$P(dd)_{max}$ - максимальное приращение $P(dd)$ над $F(K_p)$.

В высокопористом газонасыщенном коллекторе с пористостью более 20% вычисление K_g производится по следующей формуле:

$$K_{z_тек} = \frac{F(dd_тек) - F(dd_вп)}{F(dd_зп) - F(dd_тек)} \times K_{z_зп},$$

где:

$F(dd_тек)$ - текущее значение функции дефицита плотности и водородосодержания;

$F(dd_вп)$ - функция насыщения водонасыщенного пласта при $K_p = 0\%$;

$F(dd_зп)$ - функция насыщения газонасыщенного пласта при $K_p = 0\%$;

$K_{г_гп}$ - коэффициент газонасыщенности полностью газонасыщенного пласта.

При вариациях пористости в широком диапазоне вычисление $K_{г}$ производится по следующей формуле:

$$K_{г} = \arctan\left(\frac{F(dd_тек) - F(dd_вп)}{F(Kп_вп) - F(Kп_тек)} \times \frac{F(Kп_вп)}{F(dd_вп)}\right),$$

где:

$F(dd_тек)$ - текущее значение функции насыщения;

$F(dd_вп)$ - функция насыщения водонасыщенного пласта при $Kп = 0\%$;

$F(Kп_вп)$ - функции пористости водонасыщенного пласта при $Kп = 0\%$;

При насыщении водонасыщенной части коллектора пресными пластовыми водами по результатам анализа кросс-плота $P(dd)$ от $F(Kп)$ имеется возможность определения состава углеводородов в коллекторе.

ЗДЕСЬ ЛИСТ_ЗАДАНИЕ ПОЛОЖИТЬ ПО ЭКОНОМИКЕ
ПОДПИСАННЫЙ

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ 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 нефтяная промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

		Отрасль	
		Нефтедобывающие предприятия	Нефтеперерабатывающие предприятия
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		



Рисунок 1 – Карта сегментирования рынка услуг

Как видно из таблицы основными сегментами рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи и нефтепереработки для формирования спроса является группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

7.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим 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.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 1:

Таблица 1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

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. Удобство в эксплуатации	0,15	5	2	4	0,75	0,3	0,60
2. Надежность	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
3. Безопасность	0,1	4	3	4	0,4	0,3	0,4
4. 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	0,1	4	3	3	0,4	0,3	0,3
3. Финансирование научной разработки	0,05	2	5	4	0,1	0,25	0,2
4. Наличие сертификации разработки	0,1	4	4	4	0,2	0,2	0,2
Итого	1	34	28	29	4,1	2,95	3,25

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,1, в то время как двух других аналогов 2,95 и 3,25 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

7.3 SWOT-анализ

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

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

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

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица (табл. 2) SWOT-анализа.

Таблица 2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны:	Слабые стороны:
	<p>С1. Экологичность технологии.</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими комплексами ГИС.</p> <p>С3. Квалифицированные сотрудники.</p> <p>С4. Наличие спонсорского финансирования.</p>	<p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки.</p> <p>Сл2. Отсутствие необходимого оборудования для построения лабораторной установки.</p> <p>Сл3. Удаленность потенциальных потребителей.</p> <p>Сл4. Большой срок поставок приборов и комплектующих, необходимых для замеров.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ.</p> <p>В2. Использование инфраструктуры ООО «ТомскГазпромГеофизика» г.Томск.</p> <p>В3. Появление дополнительного спроса на разработку.</p> <p>В4. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>		
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии.</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства.</p> <p>У3. Ограничения на экспорт технологии.</p> <p>У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования.</p>		

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

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями

взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице 3:

Таблица 3 – Интерактивная матрица проекта

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

Таблица 4 – SWOT-анализ.

	Сильные стороны:	Слабые стороны:
	<p>С1. Экологичность технологии.</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С3. Квалифицированный персонал.</p> <p>С4. Наличие бюджетного финансирования.</p>	<p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки.</p> <p>Сл2. Отсутствие необходимого оборудования для построения лабораторной установки.</p> <p>Сл3. Удаленность потенциальных потребителей.</p> <p>Сл4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, необходимых для построения установки.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ.</p> <p>В2. Использование инфраструктуры ОЭЗ ТВТ г.Томска.</p> <p>В3. Появление дополнительного спроса на продукты.</p> <p>В4. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>Разработка более дешевой технологии проектирования поисково-оценочной скважины, экологичность этой технологии, а также использование высококвалифицированного персонала позволит повысить спрос и эффективно использовать инфраструктуру ПАО СНГ.</p>	<p>По причине большого срока поставок необходимых для исследований приборов, возможно отставание от конкурентов с последующим падением спроса на продукцию.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии.</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства.</p> <p>У3. Ограничения на экспорт технологии.</p> <p>У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования.</p>	<p>Экологичность выбранной разработки, а также низкая по стоимости технология производства, способны ослабить влияние этих угроз.</p>	<p>При задержках в сроках поставок используемых приборов и одновременном развитии конкуренции технологии проектирования скважины есть риски потери занятой ниши рынка.</p>

7.4 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, приведенной в табл. 5.

Таблица 5 – Альтернативы проведения исследования

	1	2	3
А:Тип промывочной жидкости	Глинистый раствор	Полимерный раствор	Раствор на водной основе
Б:Направление скважины	Горизонтальная	Вертикальная	Наклонно-направленная
В:Тип технического оборудования в скважине	Репер	Пакер	Воронка НКТ

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. А3Б2В3
3. А2Б1В1

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.

7.5 Планирование научно-исследовательских работ

7.5.1 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 (табл. 6).

Таблица 6 – 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 литологического и тектонического строения района исследования	Дипломник
	6	Анализ ранее проведенных ГИС	Дипломник
	7	Составление Физико-геологической модели	Дипломник
	8	Выбор и обоснование положения проектной скважины	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Дипломник
	10	Определение целесообразности	Руководитель,

		проведения процесса	Дипломник
	11	Оформление пояснительной записки	Дипломник
	12	Разработка презентации и раздаточного материала	Дипломник

7.6 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости тоже 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%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{C_i},$$

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

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

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

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка ТЗ:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел.-дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{C_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

7.7 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:

Таблица 7 – 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	9	8	6	14	12	10	11	9,6	7,6	1	2	2	11	4,8	3,8	16,28	7,1	5,62
Подбор и изучение материалов по теме	7	11	16	8	12	20	7,4	11,4	17,6	1	2	2	7,4	5,7	8,8	10,95	8,44	13,02
Выбор направления исследований	4	8	10	6	10	13	4,8	8,8	11,2	2	1	2	2,4	8,8	5,6	3,55	13,02	8,29
Календарное планирование работ по теме	11	14	14	14	17	16	12,2	15,2	14,8	2	1	1	6,1	15,2	14,8	9,03	22,50	21,90
Изучение литологического и тектонического строения района исследования	10	12	14	14	15	16	11,6	13,2	14,8	1	2	1	11,6	6,6	14,8	17,17	9,77	21,90
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	15,69	21,02	24,86
Составление Физико-геологической модели	11	7	6	16	12	10	13	9	7,6	1	2	1	13	4,5	7,6	19,24	6,66	11,25
Выбор и обоснование положения проектной	5	10	14	9	11	16	6,6	10,4	12	1	2	1	6,6	5,2	12	9,77	7,7	17,76

скважины																			
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	7,99	10,95	
Определение целесообразности проведения процесса	16	20	21	20	22	23	17,6	20,8	21,8	1	1	1	17,6	20,8	21,8	26,05	30,78	32,26	
Оформление пояснительной записки	4	6	9	5	8	10	5,4	6,8	9,4	1	1	1	5,4	6,8	9,4	7,99	10,06	13,91	
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	11,54	7,25	10,06	
Итого, дн																152,44	152,29	191,81	

7.8 Бюджет научно-технического исследования НТИ

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). Результаты по данной статье занесём в таблицу 9.

Таблица 9 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	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	5	3	65	65	90	260	365	270
Тетрадь	шт.	1	2	2	240	235	150	240	470	300
Интернет	мес.	5	4	5	600	750	600	3000	3000	3000
Электроэнергия	кВт/ч	978	992	1024	2,39	2,39	2,39	2337,42	2370,88	2447,36
Картридж для принтера	шт	1	1	1	450	470	500	450	470	500
Карандаш	шт	3	5	4	15	25	20	45	125	80
Миллиметровая бумага	упаковка	1	2	1	100	80	90	100	160	90
Бумага белая, А4	пачка	2	1	2	215	200	220	430	200	440
Транспортно-заготовительные расходы (5%)								343,12	358,04	356,37
Итого:								7205,54	7518,93	7483,73

Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера для двух участников проекта, ПО MicrosoftOffice для создания документов, лицензионного программного пакета CorelDraw17 для компьютерной оцифровки структурных карт и диаграмм. Необходимо иметь каротажные диаграммы геофизических методов исследований в скважинах, которые могут быть получены тремя способами: 1) получить лично

в геологическом отделе обработки и интерпретации во время прохождения производственной практики; 2) запросить данные по электронной почте, 3) использовать каротажные диаграммы прошлых лет, которые уже имеются в наличие на кафедре геофизики.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Например, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 15 месяцев и его использовании в течение 9 месяцев составит 25 тысяч рублей.

Таблица 10 – 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
Персональный компьютер	2	2	2	25	20	22	50	40	44
Принтер	1	1	1	4	5	3	3	5	3
ПО Microsoft Office	2	2	2	9	11	10	18	22	20
CorelDraw17	1	2	2	5	4	5	5	8	10
Итого:							76	75	77

Основная заработная плата исполнителей темы

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

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \tag{14}$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 19);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (15)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

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

Таблица 11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Дипломник
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	76	80
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	48
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	247	223

$$Z_{дн(рук)} = (26300 \cdot 11,2) / 247 = 1192,5 \text{ руб}$$

$$Z_{дн(дип)} = (5320 \cdot 10,4) / 223 = 248,1 \text{ руб}$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_б \cdot (k_{пр} + k_d) \cdot k_p$$

где $Z_б$ – базовый оклад, руб.;

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 12 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_б$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	26300	1,3	1,2	1,3	51285	1192,5	34	40545
Дипломник	5320	-	-	1,3	6916	248,1	69	17118,9
Итого:								57663,9

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

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

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

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

В табл. 13 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 13 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Дипломник
Основная зарплата	40545	17118,9
Дополнительная зарплата	6081,75	2567,835
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	46626,75	19686,735

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

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

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

Таблица 14– Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	40545	6081,75
Дипломник	17118,9	2567,835
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	15626,92	2344
Итого	17970,96	

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

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

Таблица 15 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НИИ	7205,54	7518,93	7483,73
2. Специальное оборудование для научных работ	76000	75000	77000
3. Основная заработная плата	57663,9	57663,9	57663,9
4. Дополнительная заработная плата	8649,59	8649,59	8649,59
5. Отчисления во внебюджетные фонды	17970,96	17970,96	17970,96
6. Бюджет затрат	157490	164803,375	168768,175

7.9 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;

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

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 – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	4	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	3	3
3. Помехоустойчивость	0,15	5	4	3
4. Энергосбережение	0,20	5	4	4
5. Надежность	0,25	4	3	3
6. Материалоемкость	0,15	4	3	3
ИТОГО	1	4,7	3,45	2,85

$$I_{p-исп1} = 5*0,1 + 4*0,15 + 5*0,15 + 5*0,2 + 5*0,25 + 4*0,15 = 4,70;$$

$$I_{p-исп2} = 4*0,1 + 3*0,15 + 4*0,15 + 4*0,2 + 3*0,25 + 3*0,15 = 3,45;$$

$$I_{p-исп3} = 4*0,1 + 3*0,15 + 3*0,15 + 4*0,2 + 3*0,25 + 3*0,15 = 2,85.$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}} \text{ и т.д.}$$

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 17 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,93	0,98	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	3,45	2,85
3	Интегральный показатель эффективности	5,05	3,5	2,85
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	1,44	1,23	0,56

Вывод: таким образом, сравнительный анализ интегральных показателей эффективности показывает, что более эффективным вариантом бурения проектируемой скважины с целью уточнения водонефтяного контакта и перевода запасов из категории С2 в категорию С1, является вариант №1, который заявлен в данном проекте. Этот вариант выгоден как с позиции финансовой, так и ресурсной эффективности.

Эффективность данной работы состоит в ее экономичности, так как основана на изучении геолого-геофизических характеристик и данных в программной среде. Применяемая на настоящий момент технология проектирования поисково-оценочных скважин с определенными условиями использования территории привлекает большое количество специалистов и соответственно требует большого количества финансов для оплаты труда.

Кроме того, требуется финансирование не только для оплаты труда работников, но и на выполнение буровых и контрольно-интерпретационных работ.

И ещё одним показателем эффективности разработанного алгоритма является безопасность, поскольку вся работа по проектированию скважины проходила за персональным компьютером без выезда на изучаемую территорию.

Данный научно-исследовательский проект обеспечивает безопасное проектирование и установление новых границ ВНК на территории Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область) с позиции социальной и экономической эффективности.

ЛИСТ_ЗАДАНИЕ НА БЖД

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Социальная ответственность - диалектическая взаимосвязь между работодателем и работником. Вопросы, связанные с социальной ответственностью, регулируются государством через законы. Российский специалист обязан знать и соблюдать законодательство в данной области, что позволит минимизировать негативное действие производства и проектируемых разработок.

Подготовка специалистов невозможна без глубоких знаний безопасности жизнедеятельности, поскольку создаваемая и эксплуатируемая техника и технология являются основными источниками травмирующих и вредных факторов, действующих в среде обитания человека.

К основным задачам данного раздела относятся:

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

Район работ расположен на территории Каргасокского района Томской области в 470 км к северо-западу от города Томска, на Мыльджинском месторождение в камеральных и полевых условиях с целью оценки фильтрационно-емкостных свойств меловых коллекторов и определения характера их насыщения. Скважины Мыльджинского месторождения расположены в Каргасокском районе Томской области, рядом с рекой Обь. Район месторождения представляет собой слабо пересеченную, неравномерно залесенную, сильно заболоченную местность.

В связи с уменьшением в последние годы объёма поисково-разведочных работ, повышение эффективности добычи становится одной из актуальных проблем освоения этого района.

Практическая значимость работы заключается в том, что применение знаний о безопасности жизнедеятельности и действиях в чрезвычайных ситуациях, может существенно повысить эффективность общественного производства на разных уровнях управления предприятием.

8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1. Специальные нормы трудового законодательства

В компании ООО «ТомскГазпромГеофизика» предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками из-за условий работ (Статья 147 ТК РФ) [31].

Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, которые трудятся в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по найму жилого помещения; расходы по проезду; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д.[13].

На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие персональные средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [14].

В компании для работников, работающих вахтовым методом предусмотрен отпуск в 40 календарных дней.

8.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Геофизические работы в скважинах необходимо производить в присутствии представителя "Заказчика" под руководством ответственного

специалиста геофизического предприятия. При ликвидации аварий с помощью взрывных методов, выполнении любых геофизических работ в скважинах, поглощающих (при полном и катастрофическом поглощениях), ликвидации аварий, связанных с оставлением в скважинах взрывчатых материалов и источников ионизирующих излучений, работы должны вестись по разовому плану работ, утвержденному главными инженерами этих организаций [15].

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

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

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

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и

проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля.

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

8.2. Производственная безопасность

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

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении полевых и камеральных работ описаны в таблице 1 в соответствии с ГОСТ 12.0.003-15 [17].

Таблица 1 – Основные элементы производственного процесса полевых и камеральных работ, формирующие опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полево	Камера	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 [8] СНиП 2.04.05-91 [14] СанПиН 2.2.4.548-96 [16]
2. Поражение электрическим	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 [2]

ТОКОМ			ГОСТ 12.1.030-81 [3] ГОСТ 12.1.038-82 [5] ПУЭ [13] СанПиН 2.2.2/2.4. 1340-03 [19]
3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	-	ГОСТ 12.2.003-91 [9] ГОСТ 12.2.062-81 [4]
4. Пожароопасность	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 [10] ПШБ 01-03 [12] СНиП 21-01-97 [18]
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	СНиП 23-05-95 [15]
6. Превышение уровней шума	+	-	ГОСТ 12.1.003-83 [6] ГОСТ 12.4.125-83 [7] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [17]
7. Превышение уровня ионизирующих излучений	+	-	ОСПОРБ – 99 [11]

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

1. Отклонение показателей микроклимата

Метеоусловия - это состояние воздушной среды, определяемое совокупностью ее параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха, а также атмосферного давления, теплового излучения.

Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем случае в Нижневартовском районе Тюменской области, где климат района континентальный. Зима продолжительная, снежная, суровая. Средняя температура в зимний период составляет -20 -25 $^{\circ}\text{C}$, иногда до -40 -50 $^{\circ}\text{C}$. Зимний период продолжается в среднем 180-185 дней (с ноября по апрель). Толщина снежного покрова достигает 0,48 – 0,6 м, промерзаемость грунта 1,0-1,2 м. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль.

Указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. В Постановлении №370 от 16.12.2002г. о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, сказано, что: при работе на открытом воздухе при температуре -27°C , -29°C с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре -30°C , -35°C без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре -35°C , -39°C с ветром силою не более 3 баллов без ветра -40°C работы на открытом воздухе прекращаются. ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности

могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями.

В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка – ушанка.

2. Поражение электрическим током

Полевой этап

Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов) из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, по техническим причинам таким, как ухудшение электроизоляции, дефектов монтажа; поэтому требования безопасности сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Воздействие тока на человека:

- термическое
- электролитическое
- биологическое

Исход поражения электрическим током:

- электрическая травма (ожог, металлизация кожи, разрыв кожных тканей);
- электрический удар (протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича, внешних повреждений практически нет).

Факторы, от которых зависит исход поражения электрическим током:

- электрическое сопротивление человека;
- характер тока, протекающего через человека;

- путь протекания тока;
- условия внешней среды;
- подготовленность персонала.

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-81 [3], ГОСТ 12.1.019-79 [2], ГОСТ 12.1.038-82 [5]).

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Сборку и разборку электрических схем, ремонт проводов, а также проверку исправности цепей следует выполнять при выключенном источнике тока. Подобные работы должны производить не менее двух исполнителей, имеющих соответственный допуск по электробезопасности. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий [2]:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к нетоковедущим частям, оказавшихся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
- организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки [2].

Камеральный этап

Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть. Оборудование, которое включено в сеть: электрический чайник, компьютеры, плоттер, принтер, микроволновая печь.

Инженер - интерпретатор работая с персональной ЭВМ может подвергнуться поражению электрическим током при непосредственном прикосновении к нетоковедущим частям находящимся под напряжением. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [5].

Причины электротравматизма: нарушение правил и инструкций; ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа; переутомление.

При работе с компьютером существует опасность поражения электрическим током. Условия безопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением.

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [3], ГОСТ 12.1.019-79 [2], ГОСТ 12.1.038-82 [5]).

Помещение, где расположены компьютеры, относится по категории помещений по опасности поражения электрическим током к помещениям без повышенной опасности согласно ПУЭ [13], в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (к опасным относятся следующие условия: сырость (>75% влажность) или токопроводящая пыль; токопроводящие полы; высокая температура (>300С); возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования, - с другой; химически активная или органическая среда) и соответствует ГОСТу 12.1.019-79 [2] и ГОСТу 12.1.038-82 [5].

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов.

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

3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возможность получить различного вида травму, возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому

воздействию, а вследствие, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных, монтажно-демонтажных работах на скважине и др.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [4], ГОСТ 12.4.125-83 [7], ГОСТ 12.2.003-91 [9]).

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

4. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Полевой этап

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

нижеследующей таблице 8.2.1 Осветительным прибором является лампа накаливания.

Таблица 8.2.1 - Нормы искусственного освещения (СНиП 23-05-95)

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

Рабочее освещение нормируется СНиП 23-05-95 [15] в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

Камеральный этап

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СНиП 23-05-95 [15]. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна. СНиП рекомендует левое расположение рабочих мест по отношению к окнам. Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой

общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В качестве источников искусственного освещения используются люминесцентные лампы, которые попарно объединяются в светильники. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении. Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, а вследствие этого к последующему снижению работоспособности и внимательности. Недостаточное внимание может стать причиной какого-либо несчастного случая. Постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

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

5. Превышение уровней шума

Основными источниками шума при работе являются: дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки и двигатель каротажной станции, обеспечивающий работу лебедки.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.1.003-83 [6] и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [17]. В указанных нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю - эквивалентному уровню шума в дБА.

Выбор метода нормирования в первую очередь зависит от временных характеристик шума. По этим характеристикам все шумы подразделяются на постоянные, уровень звука которых за 8-часовой рабочий день изменяется не более чем на 5 дБА, и непостоянные, аналогичная характеристика которых изменяется за рабочий день более чем на 5 дБА. Нормирование по предельному спектру шума является основным для постоянных шумов.

Предельный спектр шума - это совокупность нормативных значений звукового давления на следующих стандартных среднегеометрических частотах: 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц. В таблице 8.2.2 представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

Второй метод нормирования - по эквивалентному уровню шума - основан на измерении шума по шкале А шумомера. Эта шкала имитирует чувствительность человеческого уха. Уровень шума, измеренный по шкале А шумомера, обозначается в дБА. Постоянные шумы характеризуются по

предельному спектру шума, а непостоянные – по эквивалентному уровню шума.

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;
- экранирование шума преградами;
- звукоизоляция кожухами;
- использование звукопоглощающих материалов;
- использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлем и т. п.).

Таблица 8.2.2 - Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-83)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	95	87	82	78	75	73	71	69	80

6. Превышение уровня ионизирующих излучений

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

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от ионизирующих излучений согласно ОСПОРБ – 99 [23].

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

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия РВ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест (таблица 8.2.3).

Таблица 8.2.3 - Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения (ОСПОРБ-99)

Категория облучаемых лиц		Назначение помещений и территорий	Продолжительность облучения, ч/год	Проектная мощность эквивалентной дозы, мкЗв/ч
Персонал	Группа А	Помещения постоянного пребывания персонала	1700	6,0

		Помещения временного пребывания персонала	850	12
	Группа Б	Помещения организации и территория санитарно-защитной зоны, где находится персонал группы Б	2000	1,2
Население		Любые другие помещения и территории	8800	0,06

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила:

- использовать источники излучения минимальной активности, необходимой для данного вида работ;
- выполнять операции с источниками излучений в течение очень короткого времени;
- проводить работы на максимально возможном расстоянии от источника излучений, используя дистанционный инструмент;
- применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды;
- осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

При радиометрических исследованиях скважин используют закрытые источники излучений. На предприятиях радиоактивные вещества хранятся в специальных помещениях (хранилищах). Хранилище имеет отделения для источников нейтронов, источников гамма-излучений, а также для радиоактивных источников, непригодных для дальнейшего использования.

К основным параметрам радиоактивного заражения относятся:

1. Уровень радиации (доза), который показывает какую дозу может получить в единицу времени, обозначается буквой Р (р/час), (рад/час), а доза – рентген (Р), (рад).

2. Степень зараженности поверхности объекта (мр/час). Уровень радиации на местности, степень зараженности поверхности различных объектов радиоактивными веществами определяют по показаниям дозиметрических приборов (ДП – 5В, ИД – 1 и т.д.).

8.3. Экологическая безопасность

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

Экологическая безопасность – состояние природной среды, обеспечивающее экологический баланс в природе и защиту окружающей среды и человека от вредного воздействия неблагоприятных факторов, вызванных естественными процессами и антропогенным воздействием, включая техногенное и сельскохозяйственное. Закон Российской Федерации «О недрах» 1992 г. (в ред. от 30.09.2017 г.) [23] и Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Об охране окружающей среды" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016) [40] являются основными нормативными документами по охране окружающей среды. Данные законы были приняты для обеспечения экологической безопасности.

8.3.1. Анализ влияния геофизических работ на окружающую среду и обоснование мероприятий по их устранению

Влияние на литосферу

Загрязнение почвы может произойти в результате воздействия с ГСМ (топливо, машинное масло, случайного пролития при заправке автомобилей).

Так же вредное воздействие на почву может быть оказано со стороны скважинной жидкости (нефти, нефтесодержащих смесей) при исследованиях в эксплуатационных скважинах.

Влияние на гидросферу

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

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

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 [25] 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.

8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления,

катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью, материальные потери или нарушение условий жизнедеятельности людей.

Классификация ЧС по основным признакам:

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

Пожарная и взрывная безопасность

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность электрических зондов; нарушение целостности геофизического кабеля; неправильная эксплуатация электрооборудования (электрических приборов, геофизической измерительной аппаратуры); разряды статического и атмосферного электричества; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004–91 [16].

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности несет начальник партии. Все инженерно–технические работники и рабочие, принимаемые на работу, проходят специальный противопожарный инструктаж. Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара принять меры по его ликвидации. Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

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

5. Кошма – 2мх2м (на каждую машину).

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

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

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

- немедленно организовать первую медицинскую помощь пострадавшему и при необходимости доставку его в учреждение здравоохранения;

- сообщить начальнику партии о происшедшем несчастном случае;

- принять неотложные меры по предотвращению развития аварийной ситуации и воздействия травмирующего фактора на других лиц;

- сохранять до начала расследования несчастного случая обстановку, какой она была на момент происшествия (если это не угрожает жизни и здоровью других людей и не приведет к аварии), в случае невозможности её сохранения – зафиксировать сложившуюся обстановку (схемы, фотографии).

Заключение

В данном разделе были рассмотрены вопросы, связанные с обеспечением безопасности труда работников интерпретационных и геофизических партий на нефтегазодобывающем производстве. Были проанализированы вредные факторы, влияющие на геофизиков в процессе работы, такие как: ненормированный график, переработки, работа с радиоактивными источниками, тяжёлые погодные условия, работа в ночное время суток, а так же рассмотрены вредные влияния геофизических работ на экологию и приведены методы борьбы с ними. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией на предприятии был признан пожар. В такой ситуации работники должны придерживаться правил противопожарного инструктажа.

Список использованных источников:

1. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 880 с.: ил.;
2. Косков В.Н. Комплексная оценка состояния и работы нефтяных скважин промыслово-геофизическими методами: учеб. пособие. – Пермь: Издво Перм. гос. техн. ун-та, 2010. – 226 с.;
3. Практикум по промысловой геофизике: учебное пособие/сост.: И Г.Ф.Ильина. –Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010.- 87с.;
4. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике / Под ред. В. Г. Мартынова, Н. Е. Лазуткиной, М. С. Хохловой. - М.: Инфра-инженерия, 2009. - стр. 960.;
5. Западная Сибирь / Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2 / Гл. ред. В. П. Орлов. Ред 2-го тома: А. Э. Конторович, В. С. Сурков – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.;
6. Руководство по эксплуатации аппаратуры комплексного технического контроля скважин и скважинного оборудования РЛТ-9.8;
7. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие. – М.:МАКС Пресс, 2010. – 476с.;
8. ПОСН 81-2-89 Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ;
9. ГОСТ 12.1.003–15 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
10. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
11. ГОСТ 12.1.029-80 Средства и методы защиты от шума. Классификация;
12. ГОСТ 12.1.030–81 Защитное заземление, зануление; 90
13. ГОСТ 12.1.038–82 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;
14. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
15. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»;
16. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха;

17. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
18. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;;
19. ГОСТ 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
20. ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;
21. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).
22. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
23. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования;
24. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание, дополненное с исправлениями. Новосибирск – 2006;
25. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 2001 г.;
26. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности;
27. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга III, Москва, 1996 г.; 91
28. ГН 2.2.5.1313-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
29. ГОСТ 12.3.009–76 Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности (с Изменением № 1);
30. Перечень мероприятий по улучшению условий и охраны труда работников ООО «Томскгазпромгеофизика»;
31. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 147;
32. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 168.1;
33. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 221;
34. ГОСТ 17.1.3.05-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами;

35. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения;
36. ОСПОРБ – 99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.
37. Яковлев Б.А. Решение задач нефтяной геологии методами термометрии. Москва: Недра, 1979г. —143с.
38. Рыбка В. Ф. Результат применения оптоволоконных технологий распределенной термометрии при освоении скважины с помощью ЭЦН // Экспозиция нефть газ. 2013. № 7 (32). С. 13–16. ;
39. Аксельрод С.М. Оптико-волоконная технология при геофизических исследованиях в скважинах // Каротажник. 2006. №1 (142). С. 184–204 92
40. Яруллин Р. К., Валиуллин Р. А. и др. Оптоволоконные технологии контроля технического состояния добывающих скважин // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2014. Вып. 9 (243). С. 55–63
41. Сурков В.С. Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла ЗападноСибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
42. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 2002. – 271 с.