

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Отделение Геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс промыслово-геофизических исследований в эксплуатационных скважинах с целью контроля разработки продуктивных горизонтов на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 622.32:550.832-047.74 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Конев Семен Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Исаев В.И	Д-г.м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По геологической части

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

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В	К.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Т.А.	К.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович-Данченко М.М.	Д-ф.м.н.		

Томск – 2018 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Отделение Геологии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____
(Дата) Немирович-Данченко М.М.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
223А	Коневу Семену Владимировичу

Тема работы:

Комплекс промыслово-геофизических исследований в эксплуатационных скважинах с целью контроля разработки продуктивных горизонтов на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе Текстовый и графический материалы по Мыльджинскому нефтегазоконденсатному месторождению, обзорная карта района работ, каротажные диаграммы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов Введение 1. Общие сведения о месторождении. Географо-экономический очерк. Геолого-геофизическая изученность района.

2. Геолого-геофизическая характеристика месторождения. Стратиграфия. Тектоника. Нефтегазоносность. Физические свойства горных пород и руд.
 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.
 4. Основные вопросы проектирования. Задачи геофизических исследований. Обоснование объекта исследований. Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.
 5. Методические вопросы. Методика проектных геофизических работ. Интерпретация геофизических данных.
 6. Специальное исследование. Технология распределенной термометрии при помощи оптоволокна.
 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
 8. Социальная ответственность
- Заключение
Список использованных источников

Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По геологической части	Доцент Тимкин Т.В.
По менеджменту	Доцент Пожарницкая О.В.
По социальной ответственности	Ассистент Задорожная Т.А.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Исаев В.И.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Конев Семен Владимирович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
223А	Коневу Семену Владимировичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение Геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет стоимости ресурсов на проведение промыслово-геофизических исследований скважины Мыльджинского месторождения для изучения эксплуатационных характеристик продуктивных пластов
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм и внутренним правилам организации
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Согласно действующему законодательству РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Оценки капитальных вложений, показатели экономической и эксплуатационных затрат
2. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	Федеральный, субъектов РФ и местные бюджеты, взносы на страхование во вне бюджетные фонды
3. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	Расчет полной стоимости работ с учетом амортизационных отчислений на оборудование, за используемый период

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	К.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Конев Семен Владимирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
223А	Коневу Семену Владимировичу

Институт		Кафедра	
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является добывающая скважина, для которой разрабатывается комплекс промыслово-геофизических методов исследования. Комплекс позволяет определить профиль притока работающих интервалов, дебит скважины, а также интервалы заколонных перетоков.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	Среди вредных факторов выявлены следующие: отклонение показаний микроклимата в помещении и на открытом воздухе; недостаточная освещенность рабочей зоны; превышение уровня ионизирующих излучений превышение уровней шума. Среди опасных факторов выявлены следующие: – электрический ток; – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Для всех выявленных опасных и вредных факторов рассмотреть мероприятия по защите.
2. Экологическая безопасность	Провести анализ негативного воздействия на литосферу, возникающего при выбросах раствора из скважины, гидросферу, путем просачивания загрязняющих агентов через песок, а также атмосферу, воздействие на которую сводится к выхлопным газам от работы каротажной станции. Разработать решения по обеспечению безопасности окружающей среды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Выбрать наиболее типичную ЧС, в данной работе – пожары. Разработать меры по предупреждению ЧС и повышению устойчивости объекта к

	данной ЧС.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Условия труда работников должны соответствовать пунктам перечня мероприятий [32], а все геофизические работы должны проводиться в соответствии с ПУЭ [26] и РД 153-39.0-072-01 [27].

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Т.А.	К.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Конев С.В.		

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВНК – водонефтяной контакт

ГИС – геофизические исследования скважин

ГНВП – газо-нефте-водопроявление

ГНК – газонефтяной контакт

ГК – гамма-каротаж

ЛМ – локатор муфт

ПГИ – промыслово-геофизические исследования

Скв – скважина

УВ – углеводород

ЭЦН – электро-центробежный насос

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ОВ – оптико-волокно

ГГП – гамма-гамма-плотнометрия

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на тему «Комплекс промыслово-геофизических исследований в эксплуатационных скважинах с целью контроля разработки продуктивных горизонтов на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)» содержит 96 с., 21 рис., 19 табл., 42 источников, 0 прил.

Ключевые слова: скважина, контроль, геофизика, каротаж, исследования, термометрия, приток.

Объектом исследования является добывающая скважина Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы: разработка проекта на проведение комплекса геофизических исследований, направленного на выделение, оценку и контроль продуктивных интервалов скважины. В процессе исследования были рассмотрены возможности такого нового метода исследования скважин, как метод распределенной термометрии при помощи оптоволокна. В результате исследования выявлены актуальность и перспектива развития использования данного метода в комплексе работ мониторинга эксплуатации скважин. Для планируемого в работе комплекса промыслово-геофизических работ произведены сметные расчеты, необходимые для выполнения проекта.

Оглавление

Введение	11
1.ОБЩАЯ ЧАСТЬ	12
1.1 Географо-экономический очерк района работ	12
1.2 Геолого-геофизическая изученность	15
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА	18
2.1 Литолого-стратиграфический разрез	18
2.2 Тектоника.....	27
2.3 Нефтегазоносность	32
2.4. Петрофизические характеристики.	35
3.АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	37
4.ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	43
4.1 Задачи геофизических исследований	43
4.2 Обоснование объекта исследования.	43
4.3 Физико-технологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	44
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	49
5.1 Методика проектных геофизических работ	49
5.2 Интерпретация геофизических данных	51
6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ	53
6.1Технология распределенной термометрии при помощи оптоволокна	53
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	62
7.1 Виды и объемы проектируемых работ	62
7.2 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ	64
7.3 Нормативная база для расчета сметы на выполнение работ	64
7.4. Расчет сметной стоимости работ	65
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	68
8.1 Производственная безопасность	68
8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	70
8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	75
8.2 Экологическая безопасность.....	79
8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
8.4.1 Специальные нормы трудового законодательства	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
Список источников.....	92

ВВЕДЕНИЕ

Одной из ключевых отраслей топливно-энергетического комплекса страны является нефтяная промышленность. В последние годы динамика добычи нефти в Томской области характеризуется как падающая. Однако потребность в нефти и нефтепродуктах, несмотря на снижение добычи, является значительной. Мыльджинское месторождение, со своими запасами, занимает одно из лидирующих мест в обеспечении области газом.

Компания ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика» решает для заказчика следующие задачи:

Геолого-геофизические: оптимизация методик получения геолого-геофизической информации, литолого-стратиграфическое расчленение разреза, выявление реперных горизонтов, выделение коллекторов в разрезе скважин, определение характера их насыщения, контроль траектории ствола и технического состояния скважин.

Технологические: раннее обнаружение нефтегазопроявлений и полощений при бурении, управление траекторией скважины, оптимизация процесса углубления скважины, выбор и поддержание рационального режима бурения, диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени, контроль за подготовкой скважины и спуском обсадных колонн, контроль процесса цементирования скважин.

Информационные: сбор, обработка и накопление геолого-технологической информации в виде базы данных для ее дальнейшего использования; передача в офис заказчика получаемой информации по каналам связи в режиме реального времени.

Важнейшую роль в определении оптимальных эксплуатационных режимов при выработке играет ГИС-контроль, который позволит оценить энергетическое состояние залежи, предотвратит ее обводнение и решит множество проблем, возникающих в ходе эксплуатации.

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.

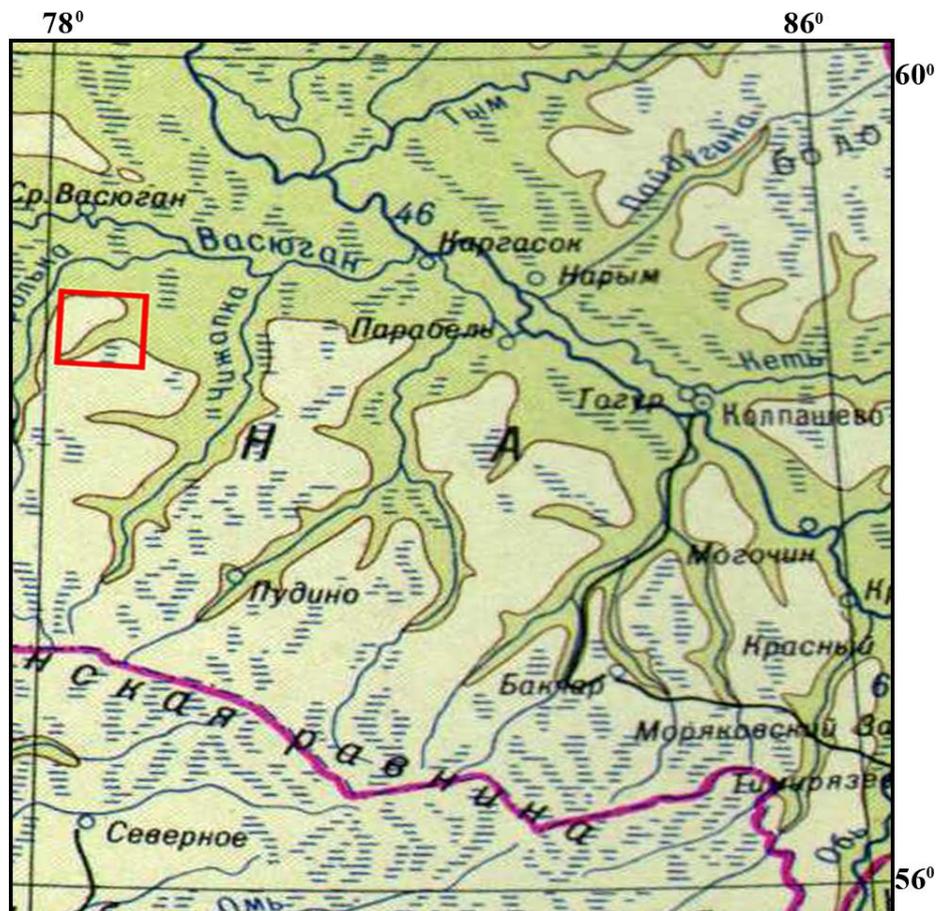


Рисунок 1.1 Обзорная схема расположения участка исследования на географической карте

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 150-170 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).

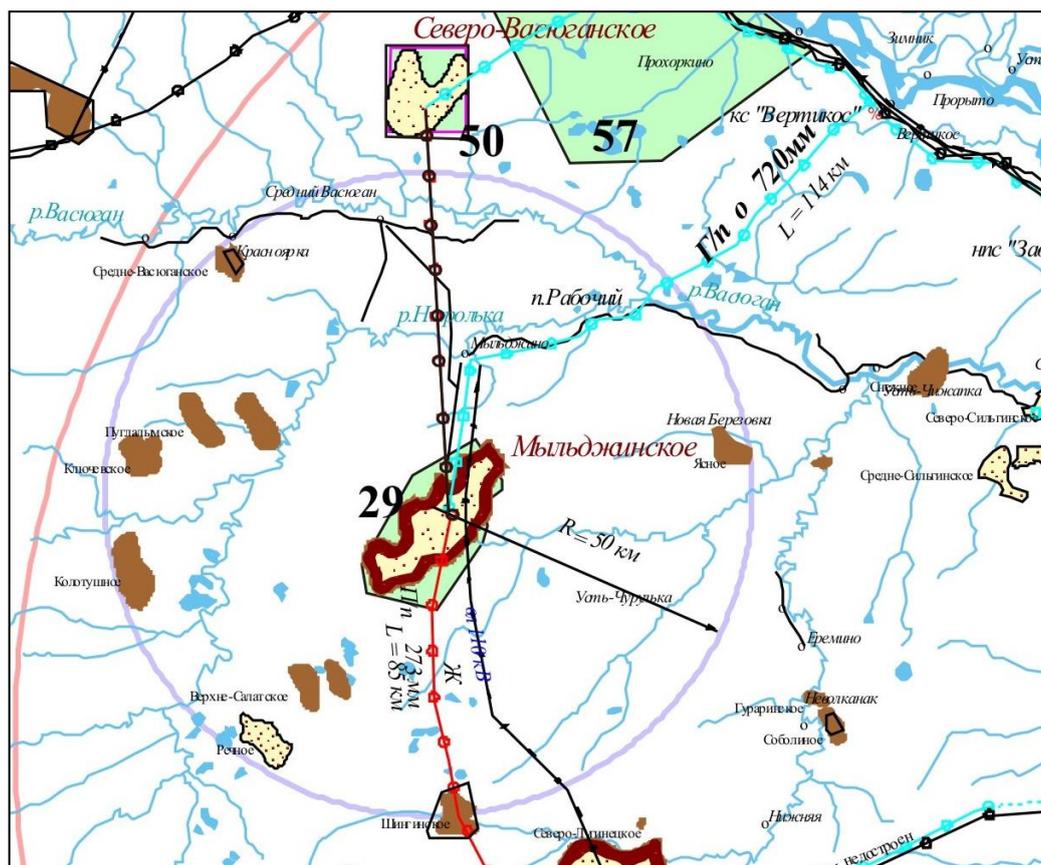


Рисунок 1.2 Обзорная карта

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 Средне-Васюганского 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 Π_a ,. 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

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)

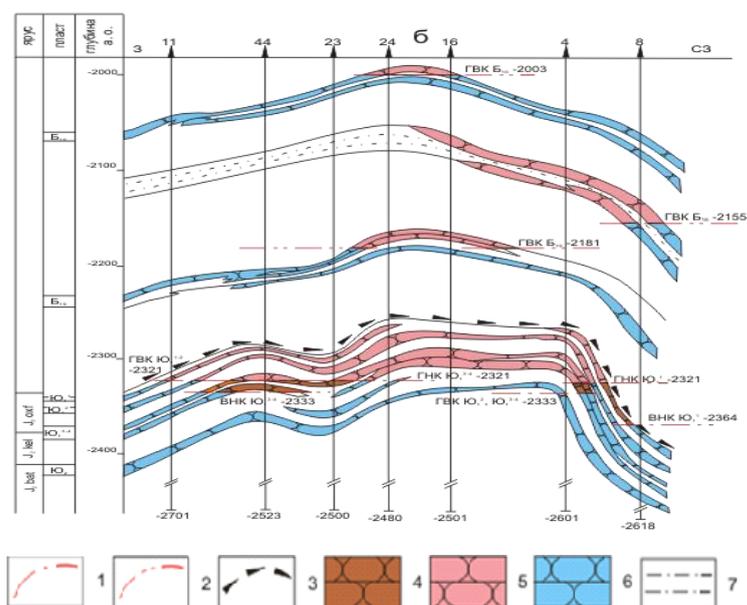


Рисунок 2.1. Геологический разрез Мыльджинского газонефтяного месторождения:

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

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 баженовскую 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 песчанистых, 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 баженовской 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 алевролитисто-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 песчано-алевритовых пачек.

Песчано-глинистый горизонт Ю₁ формировался в период регрессивно-трансгрессивного 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 алевролитоглинистый прослой, либо прослой карбонатизированных песчаников. В литологическом отношении коллектора, сложены светлосерыми, полимиктовыми, косослоистыми, средне-мелкозернистыми 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 У₁³ (в ее подошве) и У₁² в кровле. Выделяемые здесь песчаные разности индексируются пластом Ю₁². 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 Ю₁¹) 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 темно-серые, 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*, *Kecuevoides disputabilis*. Общая мощность васюганской свиты 46-79 метров.

Кимеридж-волжский ярус включает отложения георгиевской, баженовской свит.

Георгиевская свита (J_{3gr}) киммеридж-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, алевритистые, плитчатые.

Пласт Б₈, залегающий стратиграфически выше резервуара Б₁₀, 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, кварц-полевошпатовыми, 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*, *Darvinula 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 ($K_{1-2}pr$) 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 опоквидных, 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 (K₂gn) маастрихт-датского возраста залегает согласно на отложениях славгородской свиты и характеризуется сравнительно однообразной толщиной 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 fibrilis*, *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, озерно-ледниковыми, 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.

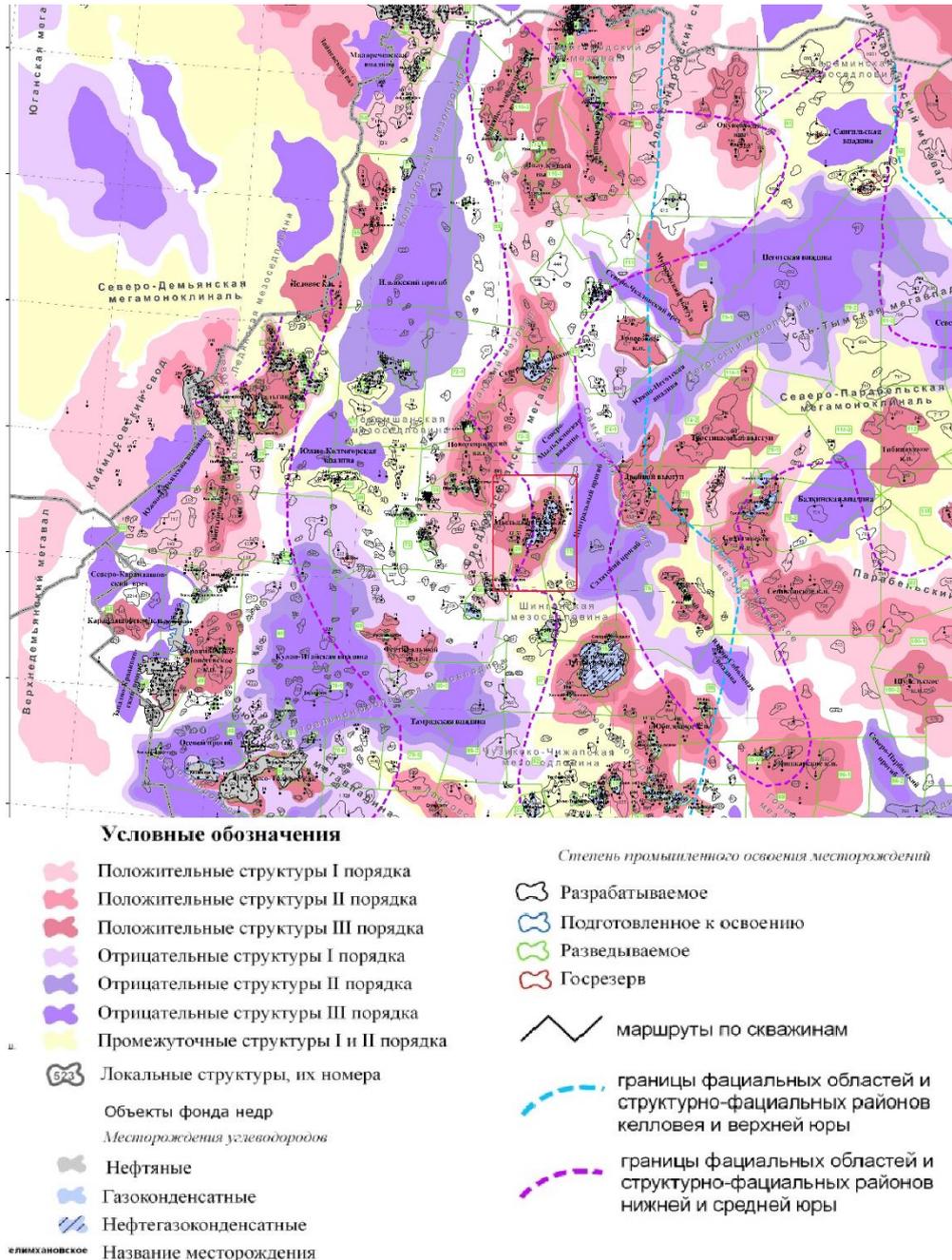


Рисунок 2.3. Тектоническая схема чехла района работ (Конторович В.А., 2005 г.)

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 консидементационные 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 мезозойско-кайнозойскими 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 Среднеvasюганского мегавала, на границе с Усть-Тымской впадиной.

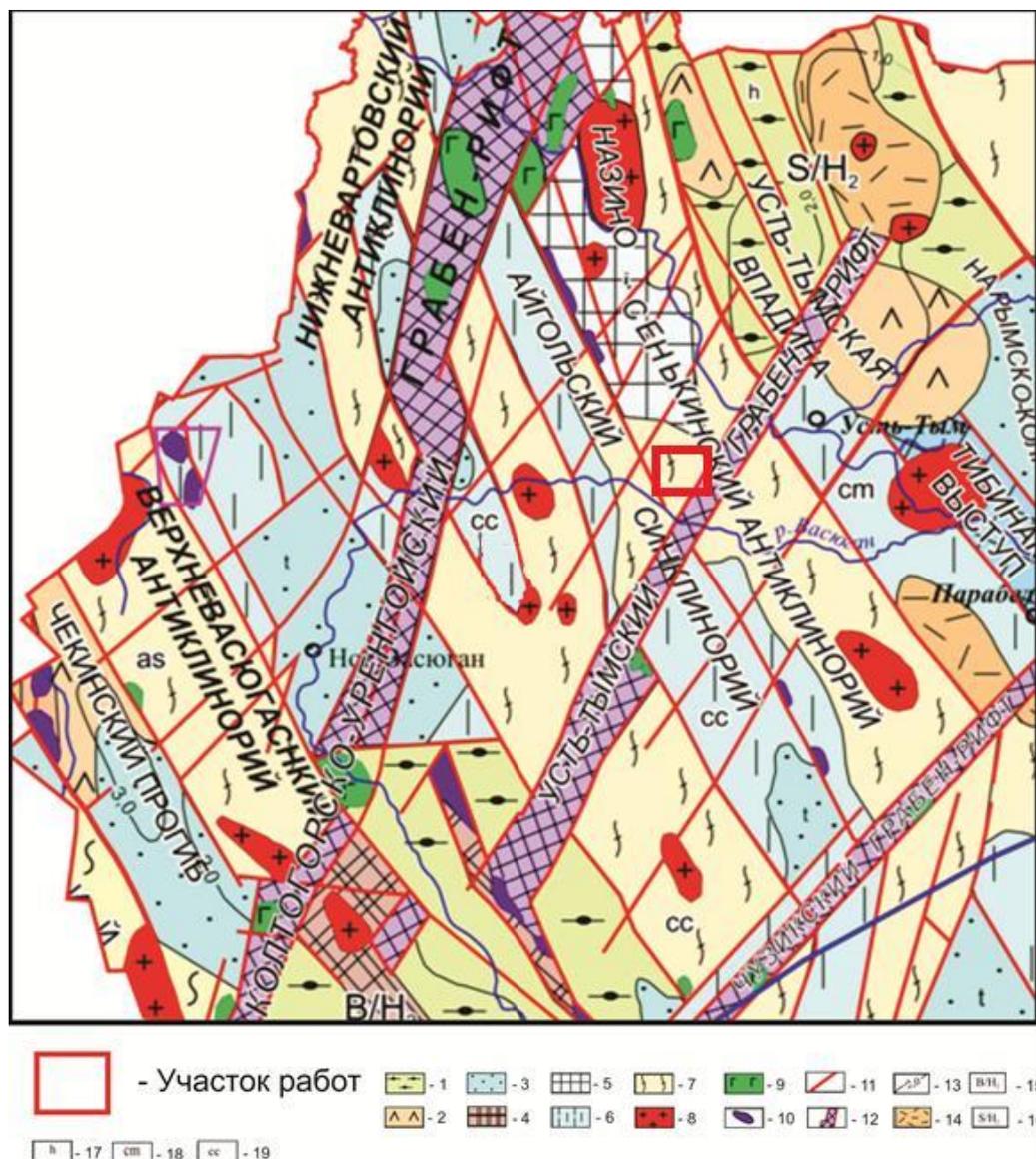


Рисунок 2.4 Фрагмент тектонической карты фундамента Западно–Сибирской плиты под ред. Суркова В.С., 1981 год). 1 – наложенные впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов, 2 – раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатости, 3 – межгорные прогибы и внутренние 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 –

изопахиты 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 северо-западного 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.

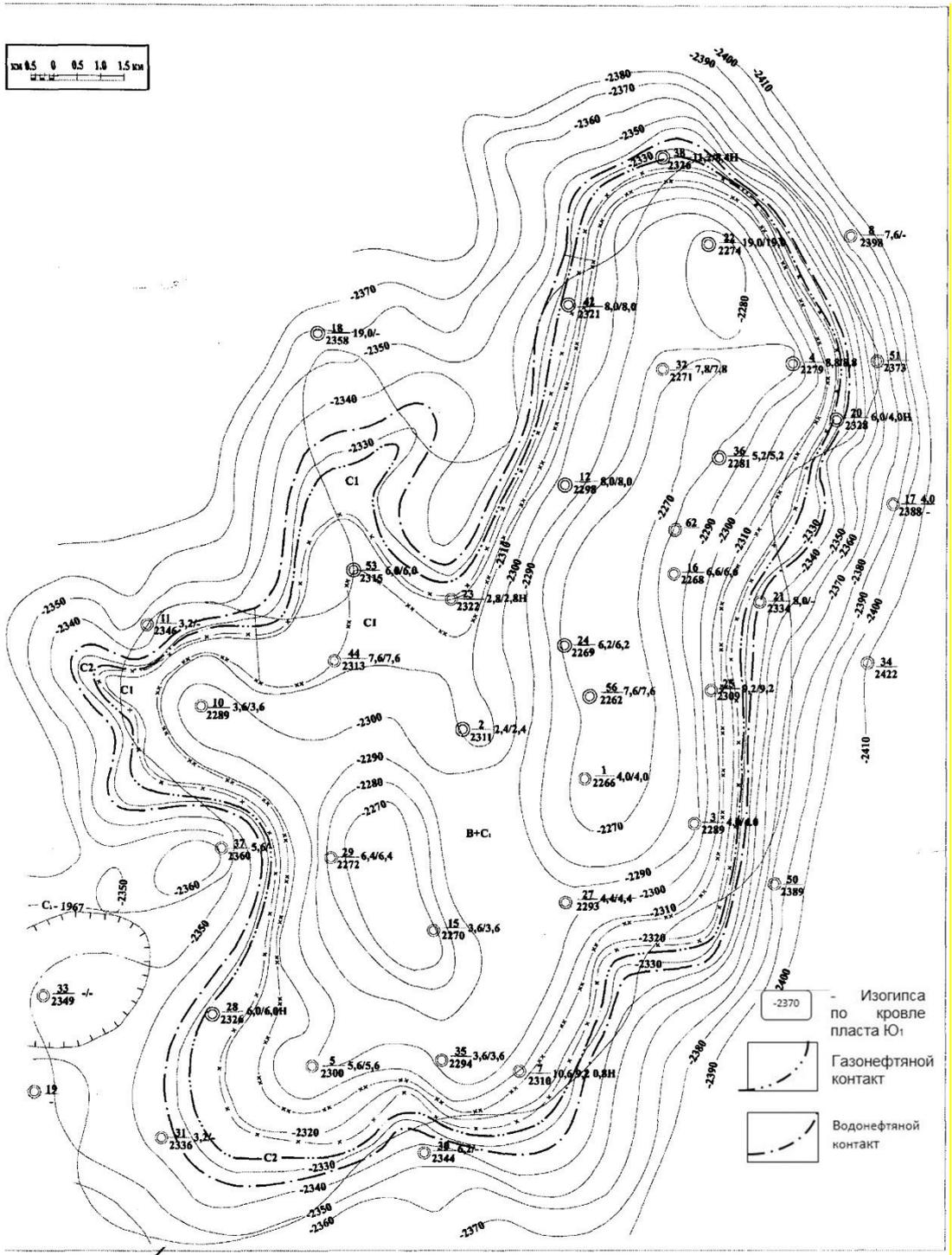


Рисунок 2.5 Структурная карта и положение водоуглеводородных контактов пласта Ю₁₃ Мыльджинского месторождения

2.3 Нефтегазоносность

Промышленная газоносность данного месторождения связана с отложениями средней и верхней юры, а также с отложением нижнего мела. Главные запасы газа находятся в пласте Ю₁, которая находится на глубине 2340 – 2434 метров. Пласт представляет из себя светло-серые и серые песчаники, с прослойками глин, алевролитов. Покрышка залежи – глинистые породы баженовской, георгиевской и куломзинской свит, которые имеют мощность от 70 до 100 метров. Кроме того, залежь пласта Ю₁ имеет еще и нефтяную оторочку. Высота залежи газоконденсата составляет 85 метров, а общая высоты с нефтяной оторочкой составляет 94 метра. Незначительные газо- и нефтепроявления были отмечены при испытании нижней части отложений тюменской свиты (пласт Ю₇ в скв. 56) и на ее контакте с корой выветривания.

В скв. 1 и 4 из коры выветривания получены незначительные притоки газа. Основными промышленно продуктивными являются пласты: Б₈, Б₁₀, Б₁₆₋₂₀ (куломзинская свита), Ю₁₁₋₂, Ю₁₃₋₄, Ю₂ (васюганская свита).

Схема размещения разведочных и газодобывающих скважин, а также запроектируемых скважин на Мыльджинском месторождении приведены на рис. 9.

Согласно ранее существовавшим представлениям, нерасчлененный песчаный горизонт Ю₁ (рис. 5), включающий пласты Ю₁₁₋₂, Ю₁₃₋₄ и песчаный пласт Ю₃ образуют газоконденсатную залежь с нефтяной оторочкой, выделяемой в северозападной части месторождения. Положение плоскости ГВК условно принято на абсолютной отметке 2321 м. Положение ВНК условно проводится на отметке 2333 м. Продуктивность пласта Ю₁₋₂ подтверждается результатами испытаний 16 скважин, из

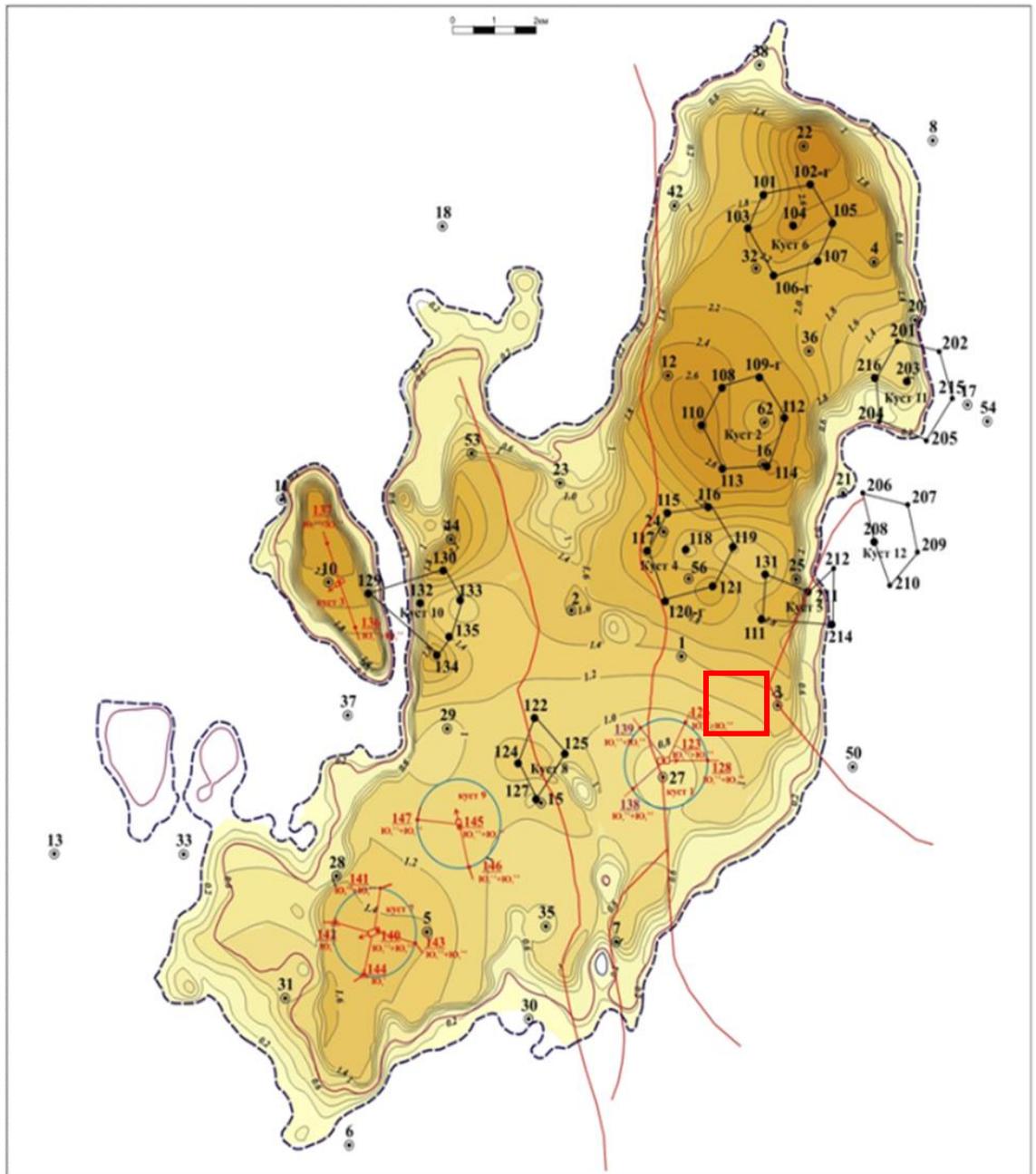


Рисунок 2.6 Проектная схема размещения дополнительного фонда эксплуатационных и газодобывающих скважин на карте суммарных линейных запасов по горизонту Ю₁ Мыльджинского месторождения.

которых получены фонтаны газа с абсолютно свободными дебитами от 23,3 до 1353 тыс.м³сут. Одновременно с газом из скважин поступало значительное количество конденсата. Приток нефти дебитом 20 т/сут получен из скв. 53 на западе месторождения, а так же из скв. 17, 21, 32, 42, 44, где дебит равен 3,4-15,8 т/сут. Общая мощность пласта Ю₁₊₂ - 46,4-108 м. Открытая пористость пород коллекторов 11-24% при проницаемости параллельно напластованию до 1092 мД.

Газонасыщенность в песчано-алевролитовых пластах имеет значение в среднем 71,5 %. Залежь газа пласта Ю₁₊₂ является массивной. Этаж газоносности 74 м.

По результатам испытания пласта Ю₁₁ скв. 8, 17, 51 на северо-восточном склоне Мыльджинского поднятия выделяется литологически экранированная залежь нефти, за счет глинизации песчаников Ю₁₁ в сводовой части структуры. Уровень ВНК установлен в скв.8 на абсолютной отметке 2364 м. Дебиты нефти получены из скв. 17, 21, 51 составили 0,004-3,4 т/сут.

Пласт Б₁₆₋₂₀ прослеживается в подошве отложений куломзинской свиты валанжина, выделяется не всегда точно и не имеет повсеместного распространения в пределах месторождения. В южной части площади замещается глинистыми разностями и как пласт коллектор не выделяется. Продуктивность пласта установлена на основании испытания скв. 4, 12, 32, в которых получены фонтаны газа дебитом 27,3-139,5 тыс.м³сут. В газе отмечается конденсат.

Общая мощность пласта изменяется от 6,8 до 50,4 м. Эффективная равна 1,2-33,2 м. Количество прослоев песчаника, составляющих эффективную мощность, равно 8-10м. Газонасыщенная мощность равна 1,2-20 м.

Пласт Б₁₆₋₂₀ имеет сложное геологическое строение, в связи с чем положение газоводяного контакта по БКЗ и РК не выделяется. За положение условного ГВК принимается отметка нижней дыры перфорации в скв. 4, из которой получен фонтан сухого газа, т.е. отметка - 2181 м.

Пласт Б₁₆₋₂₀ имеет низкие коллекторские свойства. Большинство образцов оказалось непроницаемыми, что связано с высокой карбонатностью пород. Залежь газа в пласте является литологической. Этаж газоносности - 40 м.

Пласт Б₁₀ приурочен к средней части разреза куломзинской свиты валанжина. Залегаем на 108 м гипсометрически выше пласта Б₁₆₋₂₀. Фациально неустойчив и прослеживается лишь в северной и северо-восточной частях Мыльджинской площади.

Продуктивность пласта подтверждается результатами испытания 6 скважин, из которых фонтан газа с дебитами от 110,8 до 366,5 тыс.м³сут. Газ содержит конденсат. Общая мощность пласта изменяется от 6 до 34,8 м, эффективная - 1,2 -

22 м, которую слагает прослой песчаников в количестве 3-13. Газонасыщенность - 1,2-22 м. Плоскость ГВК проводится условно по подошве пласта Б10 в скв. 17 по отметке-2154,5 м.

По составу породы пласта Б₁₀ неоднородны. Наиболее опесчанены они на восточном крыле. В западном направлении происходит постепенная глинизация пород, а на западном крыле и южной переклинали песчано-алевролитовые разности пласта полностью замещаются глинами.

Открытая пористость пластов-коллекторов колеблется от 11,1 до 25,6%, проницаемость от 1,4 до 964 мД. Карбонатность достигает 29-34%. В целом, коллекторские свойства сравнительно хорошие. Залежь газа по типу является литологической. Этаж газонасыщенности составляет 104,6 м.

Пласт Б8 приурочен к верхней части отложений куломзинской свиты валанжина. Залегаёт гипсометрически выше пласта Б10 и отделяется от него 70-метровой толщей аргиллитов. Прослеживается на площади повсеместно, однако имеет тенденцию к глинизации в наиболее погруженных частях структуры на восточном крыле (скв. 3,25).

Продуктивность пласта установлена по результатам испытания скв. 1, 25, 24. В скв.1 получен фонтан газа с конденсатом; дебит газа 182 тыс.м³сут.

Общая мощность пласта равна 13,2-47,6 м., эффективная 2,4-21,6 м., газонасыщенная - 2-6,8м.

Ориентируясь на результаты испытания скв. 1, 24, 2, а также на БКЗ скв. 1, 16, 24, 32 граница ГВК проводится на отметке 2003м. Открытая пористость пород-коллекторов составляет 11,6-29,3% при проницаемости 0,8-1548 мД. Залежь пласта Б₈ является пластовой. Этаж газонасыщенности 23 м.

2.4. Петрофизические характеристики.

В разрезе Мыльджинского месторождения промышленная нефтегазоносность занимает большую часть отложений юрского возраста. Эти отложения разделяются на нижне- и среднеюрские песчано-глинистые образования

местами угленосные, и верхнеюрские образования морского генезиса (глинистые и алевролитовые породы). Меловые отложения представлены морскими и озёрно-аллювиальными фациями, со следующими физическими параметрами - $V_{ср.пл.} = 2590 - 3500$ м/с, $\sigma = 2,03 - 2,52$ г/см³.

Отложения куломзинской свиты представлены толщей аргиллитов с линзами и прослоями алевролитов и песчаников. В нижней части отложения характеризуются низкими значениями $\rho_n = 10 \text{ Ом} \times \text{м}$ и $\Delta U_{пс} = 10$ мВ. Лишь в верхней части наблюдается незначительная дифференциация по ρ_n и $\Delta U_{пс}$.

Образования баженовской свиты представлены тёмно-бурыми (до чёрных) битуминизированными плотными глинистыми аргиллитами. Эти отложения уверенно выделяются методами КС, ПС и ГК, в связи с высокими значениями $\rho_n = 90 - 100 \text{ Ом} \times \text{м}$, $\gamma = 50$ и более мкР/ч и $\Delta U_{ин} = 10 - 25$ мВ.

Тарская свита представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов характеризующихся резкой дифференциацией по кривым ρ_n и $\Delta U_{пс}$; $\rho_n = 15 - 20 \text{ Ом} \times \text{м}$, $\Delta U_{пс} = 55 - 75$ мВ.

Тюменская свита представляет подстилающий комплекс для верхнеюрских коллекторов.

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

Таблица 1.1 Физические свойства основных разновидностей горных пород, слагающие геологический разрез

Породы	Плотность σ (г/см ³)	Сопротивление, ρ_n (Ом*м)	Радиоактивность, γ (мкР/ч)	Скорость, v_p (м/с)
Глины	2,1-2,4	2-40	6-14	1200-2500
Песчаники	2,2-2,5	2-30	3-8	1500-5500
Плотный карбонатизир. песчаник	2,3-2,7	15-240	4-7	3000-6000
Аргиллиты	2,3-2,6	2,5-7	5-12	5000-7500
Алевролиты	2,4-2,7	1,8-18	8-11	1500-4500
Угли	1,2-1,9	100 и более	0,5-3	1000-2500
Известняки	2,6	50-2400	2-8	3000-7100

3.АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Анализ проводился в обсаженном стволе 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 №1 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 PLT-9, ИСП-42, ПЛ2-38 и регистрирующей станцией КЕДР-02. Качество материала хорошее. Скорость запаси 200-400 м/час.

Вид исследований:

- ГК;
- Локатор муфт;
- Термометрия;
- Механическая расходометрия;

- Шумометрия;
- Барометрия;
- Плотнометрия.

Диаграммы исследований представлены на рисунках

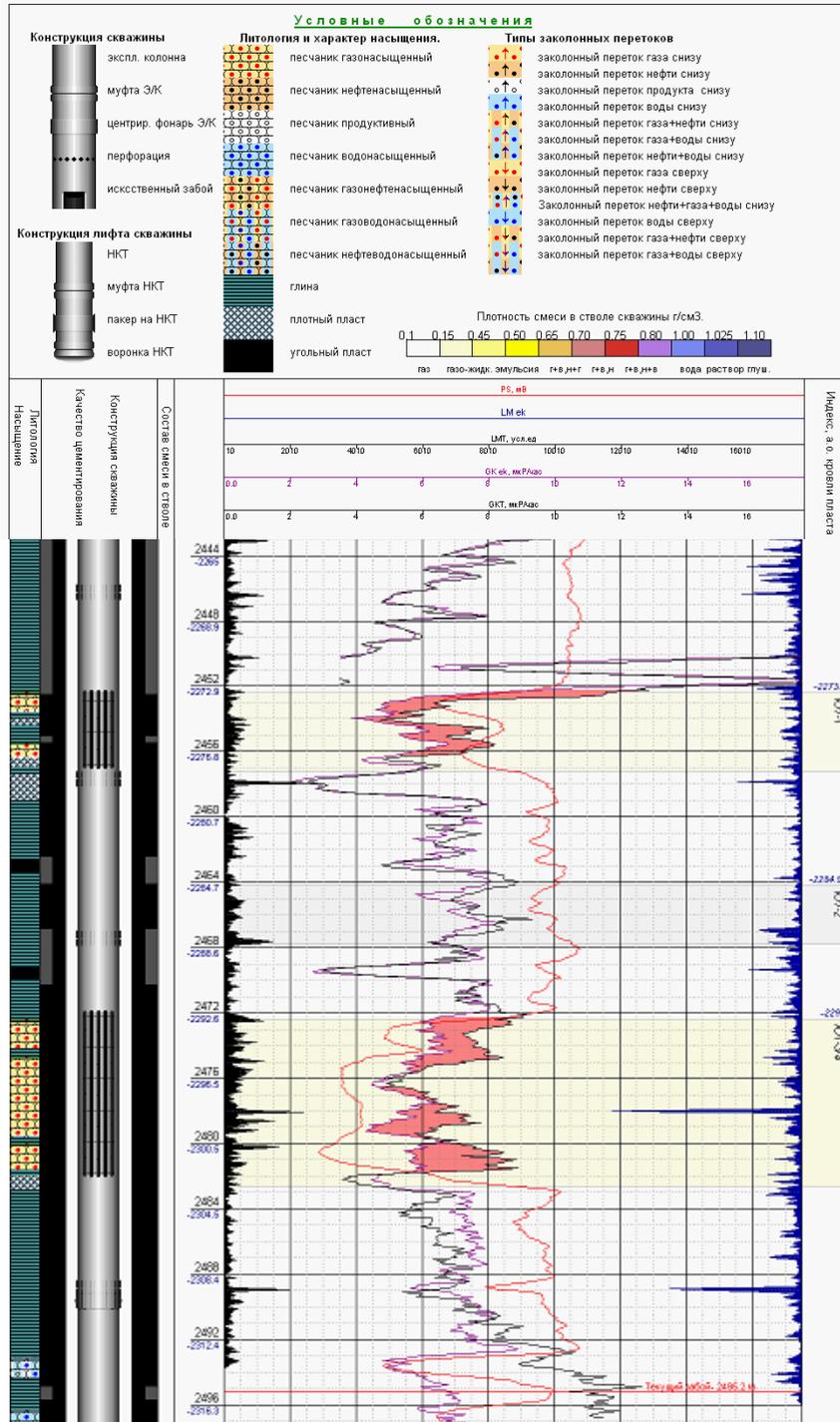


Рисунок 3.1 Диаграмма ГК в скважине 1.

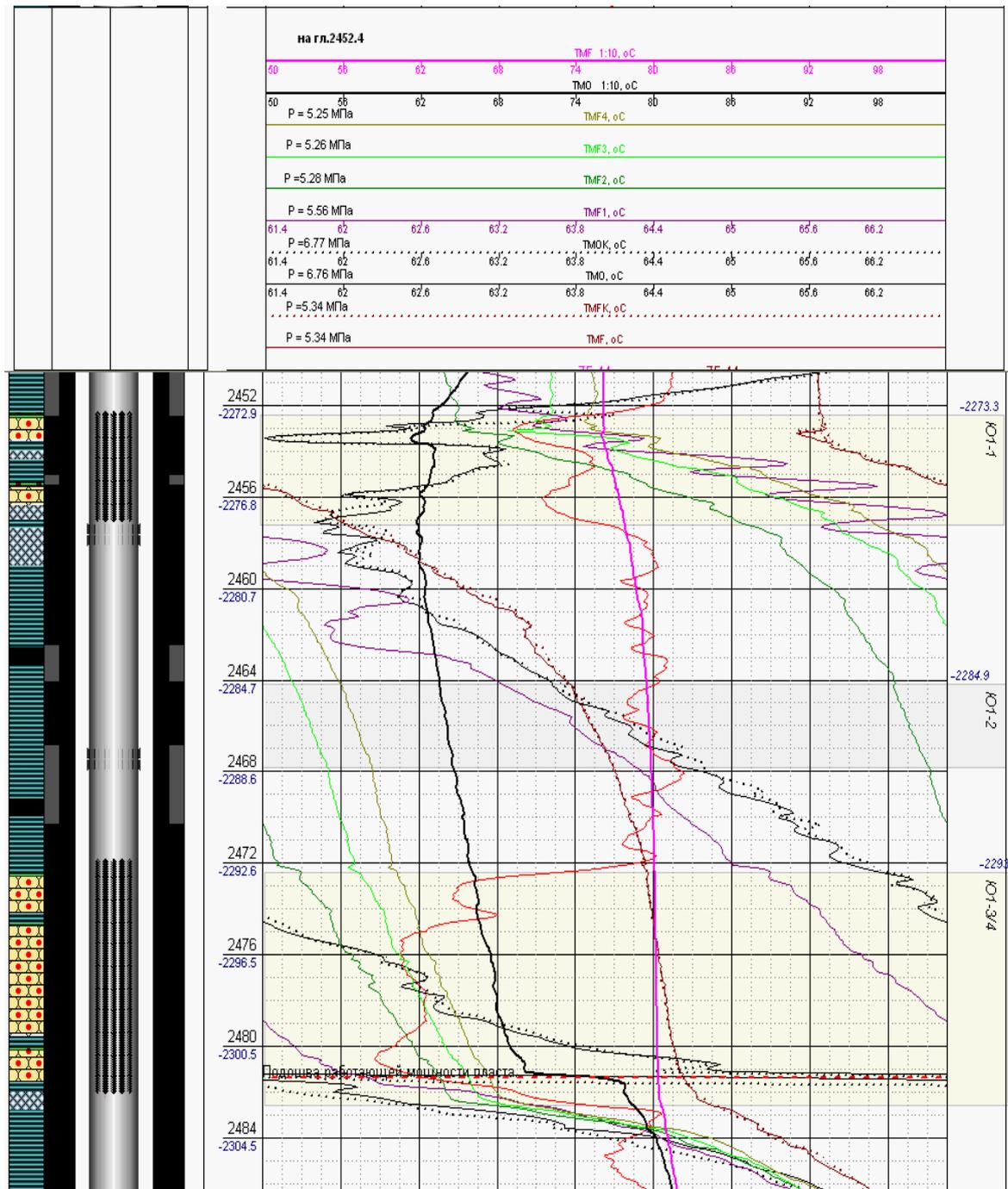


Рисунок 3.2 Диаграмма термометрии в скважине 1.

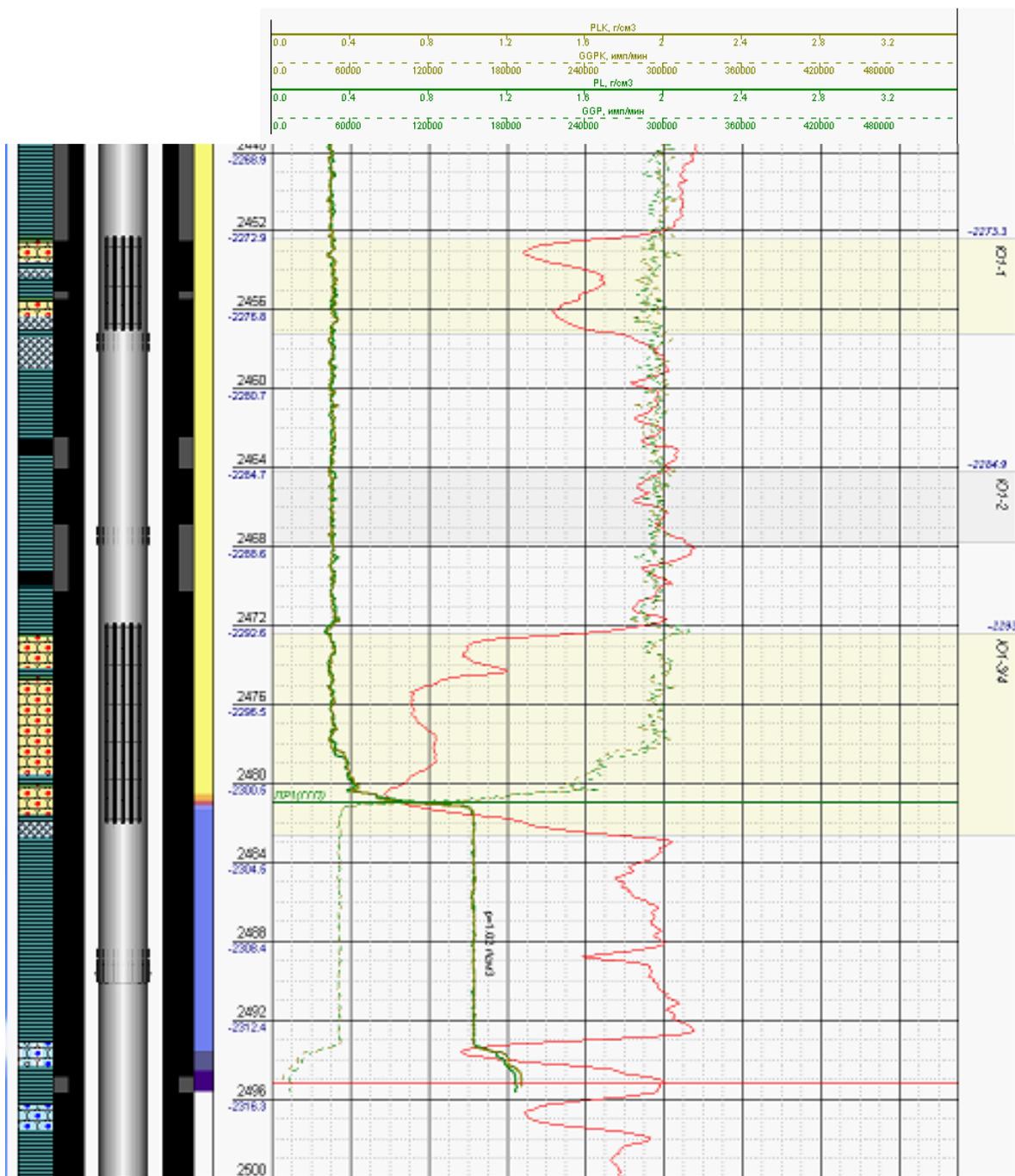


Рисунок 3.3 Диаграмма плотнометрии в скважине 1.

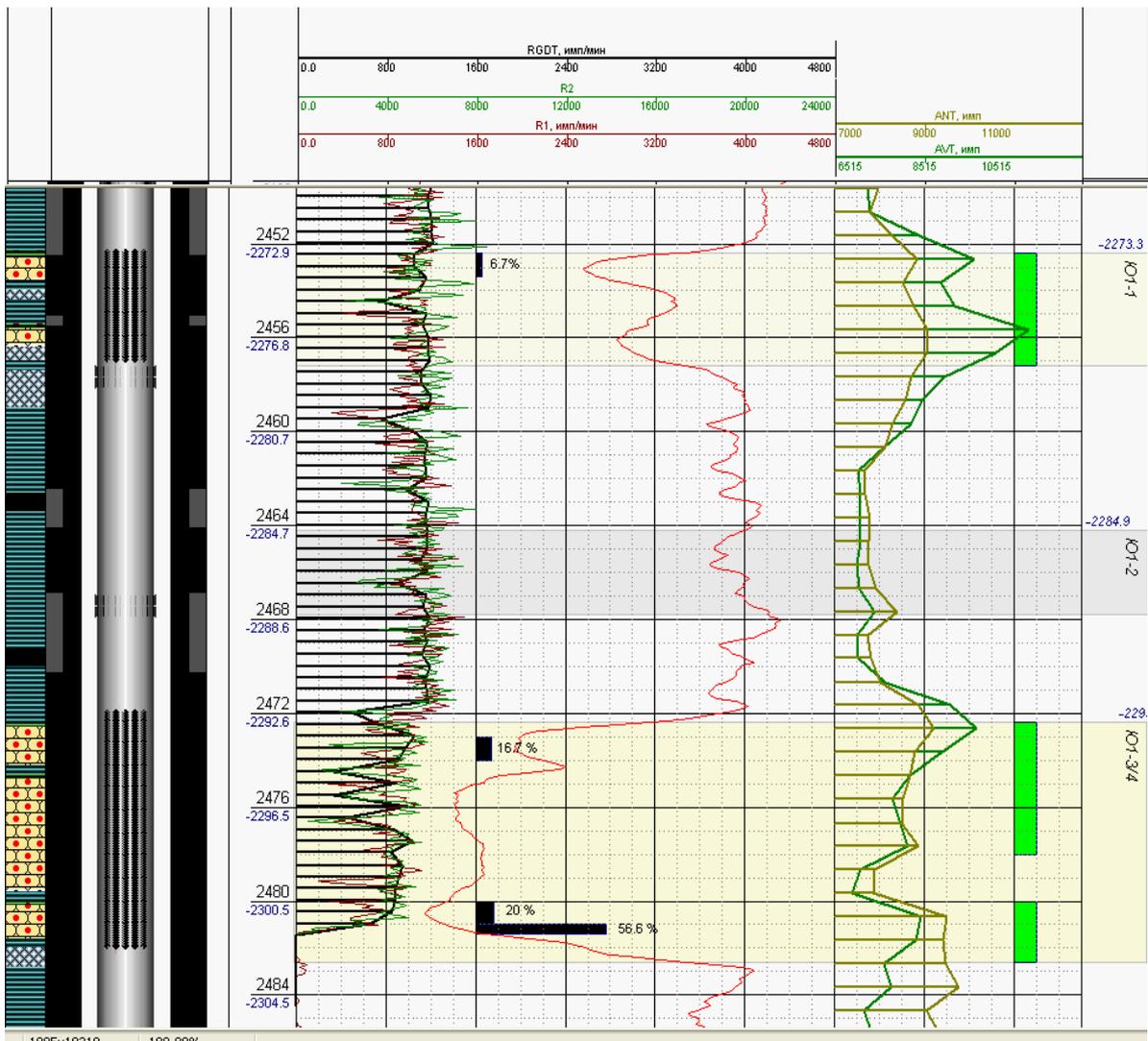


Рисунок 3.4 Диаграммы механической расходомерии и шумомерии в скважине 1.

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 _д = 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 $\rho=0.3-0.44\text{г/см}^3$, 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 1 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.

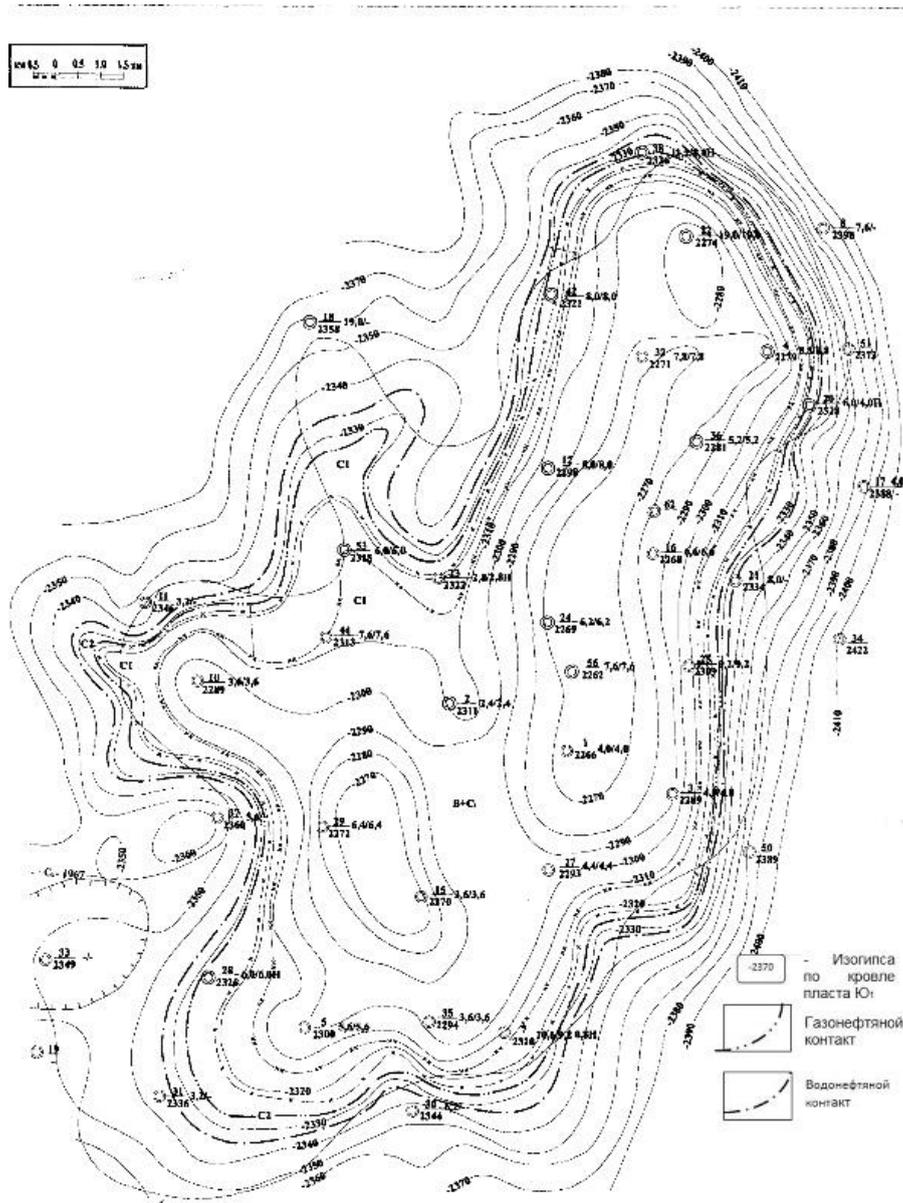


Рисунок 4.1 Структурная карта участка работ.

4.3 Физико-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 1 Юрских отложений Мыльдзинского 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 скважин 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.

Плотномерия

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 РЛТ-9

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

Прибор РЛТ9 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	ТМ	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 гамма-гамма 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, R3991А - 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, проходящего 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. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

6.1 Технология распределенной термометрии при помощи оптоволоконна

Термометрия — метод ГИС, заключающийся в изучении пространственно-временного распределения температуры по стволу скважины в установившемся и неустановившемся режимах, с целью решения геологических и технологических задач [4, 7]. Опыт показывает, что при контроле за разработкой, наиболее информативным методом при решении задач диагностики является термометрия. Однако, стандартный способ измерения температуры в стволе скважины имеет ряд недостатков, таких как возмущение поля и его изменение в процессе движения прибора, что приводит к неточности измерения небольших аномалий и их последующей, неправильной интерпретации. Кроме того, для проведения измерений необходимо наличие каротажного подъемника и партии ГИС. Эти проблемы позволяет решить оптоволоконная технология. На мировом рынке услуг данная технология известна как Distributed Temperature Sensors (DTS), т.е. оптоволоконная система термометрии скважин с распределенными датчиками температуры (ОВ система) [38].

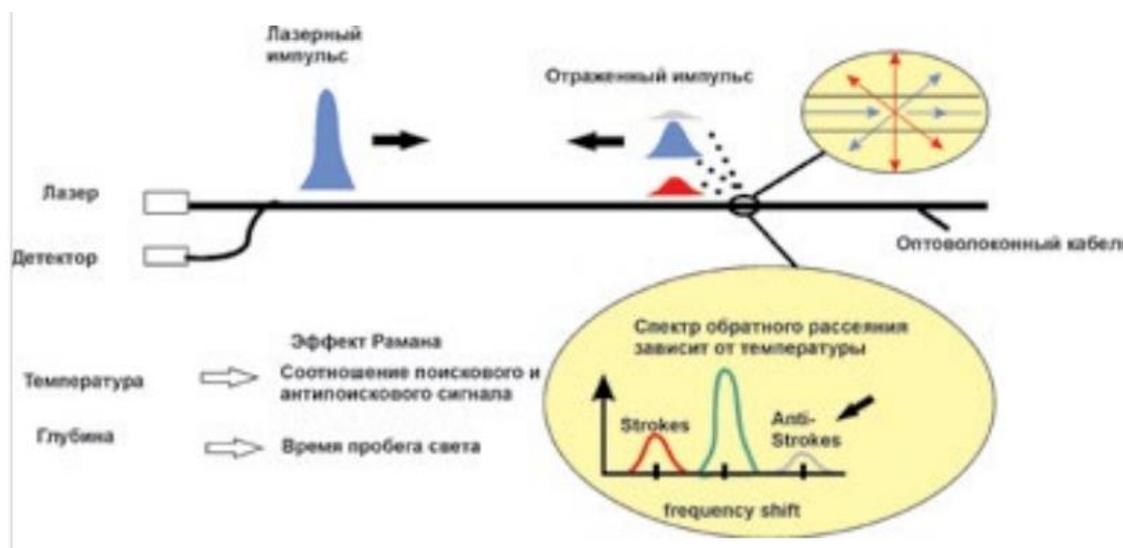
Принцип действия

Под волоконно-оптическим измерением температуры понимают применение оптоэлектронных приборов, при которой стеклянные волокна используются в качестве локальных распределенных измерительных датчиков. Для измерения температуры, используется рамановское или комбинационное рассеяние, которое возникает при неупругом рассеянии фотонов входного светового импульса на атомах вибрирующих молекул. В результате, возникают фотоны, как с меньшей энергией (и большей длиной волны), чем у входного импульса, так называемые стоксы, так и с большей энергией (с меньшей длиной волны) — антистоксы. Последние, наиболее чувствительны к изменению температуры [9]. Мерой температуры является отношение интенсивности антистоксов к интенсивности стоксов. Интенсивность сигналов рамановского рассеяния мала, и их выделение требует применения чувствительных спектрометров. Однако, смещение линий спектра этого рассеяния, относительно длины волны входного импульса,

достаточно велико и составляет доли терагерца, что облегчает решение этой задачи [9].

Рисунок 6.1– Принцип действия оптоволоконной термометрии.

Схематически, структура волоконно-оптической системы состоит из блока



формирования сигнала, малогабаритного лазера, приемного блока и блока микропроцессора, а также световодного кабеля в качестве линейного температурного датчика. Свет лазера направляется в световод. В любой точке вдоль волокна возникает комбинационный рассеянный свет, излучаемый во всех направлениях. Часть света движется в обратном направлении к блоку формирования сигнала. Затем выполняется спектральная фильтрация света, его преобразование в измерительных каналах в электрические сигналы, усиление и электронная обработка.

Из отношения кривых обратного рассеивания света получают температуру волокна вдоль световодного кабеля [10]. Для устранения влияния агрессивной скважинной среды оптоволоконно помещается в бронированный геофизический кабель или металлическую трубку. Высокую надежность и длительный срок работы системы дает отсутствие в скважине сложных электронных и механических устройств, герметичных разъемов. Распределенный датчик характеризуется высокой стабильностью и помехозащищенностью.

Основными техническими параметрами ОВ-систем для определения работы пластов являются:

- Шаг по глубине 0,12 м;
- Чувствительность замеров температуры $\pm 0,05$ °С;
- Максимально возможная длина подключенного распределенного датчика температуры. Зависит от глубины скважин. Как правило, достаточно 3–5 км.
- Контролируемый температурный диапазон. Зависит от региона работ. Как правило, достаточно -20 до +250°С.
- Инерционность измерительной системы (учитывающей время накопления сигнала и инерционность геофизического кабеля) — не более 20 минут.

Далее будут рассмотрены области применения оптоволоконных измерений на конкретных примерах.

Поиск интервалов негерметичности эксплуатационной колонны

Очень часто при поиске интервалов негерметичности эксплуатационной колонны в верхней части ствола скважины стандартные исследования с использованием комплексного прибора не позволяют решить задачу однозначно. Например, при создании депрессии интервалы негерметичности будут выше уровня жидкости. Во время исследования под закачкой при нагнетании жидкости создается повышенное давление и комплексный прибор «выкидывается» из скважины. Задачу поиска интервалов негерметичности можно решить с помощью оптоволоконной термометрии (рис. 6.2). Для проведения ГИС комплексный прибор спускается в эксплуатационную колонну на оптоволоконном кабеле до забоя. Во время исследования были проведены фоновые замеры термометрии, замеры при закачке холодной жидкости (закачано ~ 7 м³ жидкости при $P_{зак} = 40\text{--}50$ атм), замеры в

остановленной скважине и при закачке теплой жидкости (закачано $\sim 10 \text{ м}^3$ жидкости при $P_{\text{зак}} = 40\text{--}50 \text{ атм}$).

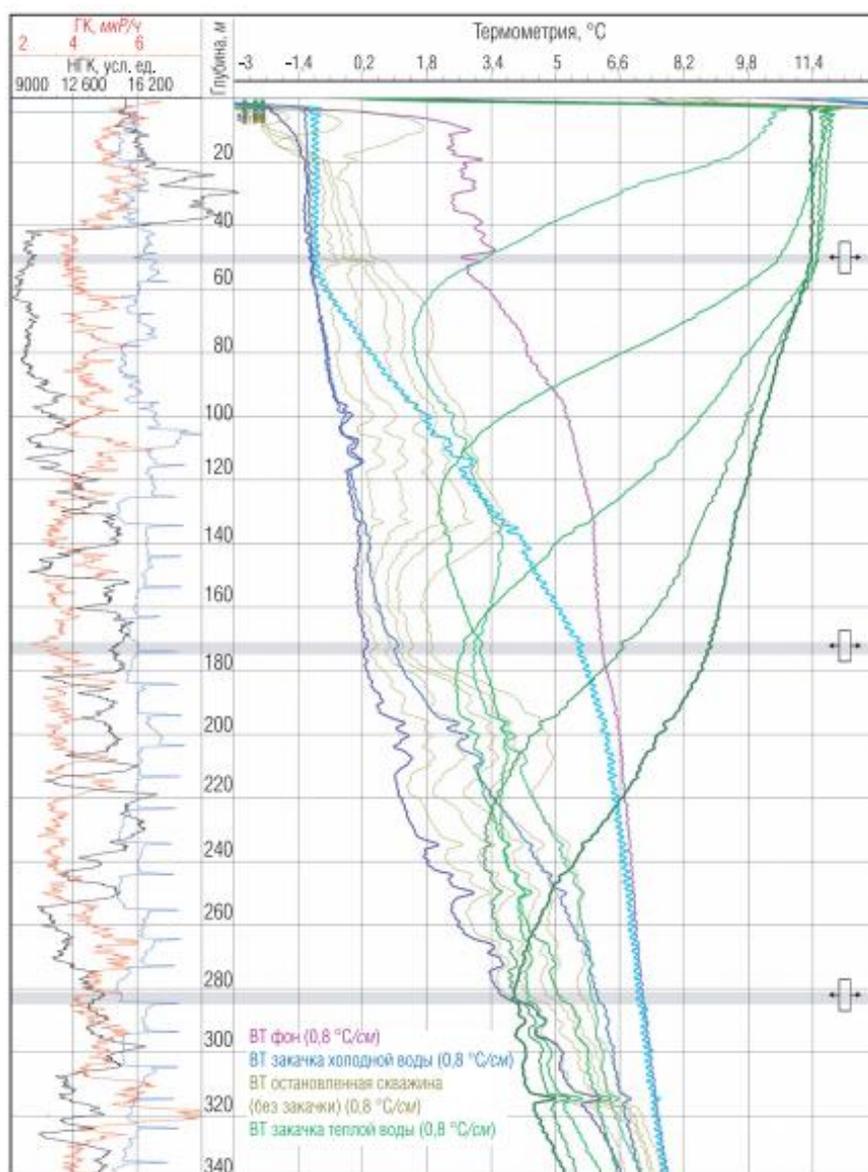


Рисунок 6.2– Определение интервалов негерметичности в эксплуатационной колонне.

Как видно из рисунка 6.2, при закачке отмечается постепенное перемещение фронта нагнетаемой жидкости, в остановленной скважине наблюдается восстановление температурной кривой к фоновому замеру. При этом по перегибам кривых термометрии однозначно определяются интервалы негерметичности эксплуатационной колонны (50; 172; 282 м).

Перфорация на депрессии

Перфорационная система спускается под электрический центробежный насос (ЭЦН) или штанговый глубинный насос (ШГН) на оптоволоконном геофизическом кабеле совместно с глубинным насосом (рис. 6.3).

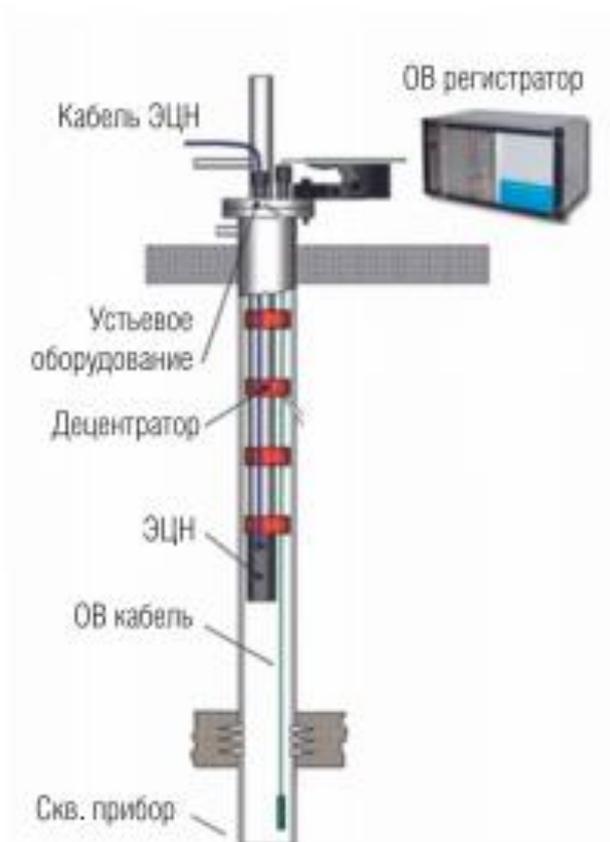


Рисунок 6.3 – Компоновка под глубинный насос.

Крепление к насосно-компрессорным трубам (НКТ) обеспечивает передвижение кабеля. Далее перфорационная система позиционируется напротив пласта, насосом создается депрессия. Производится подрыв перфоратора, после чего перфоратор опускается на забой скважины, запускается насос и производится контроль работы пластов с помощью оптоволоконной термометрии весь период освоения.

На рис. 6.4 показаны кривые термометрии, зарегистрированные при проведении перфорации на депрессии под ЭЦН.

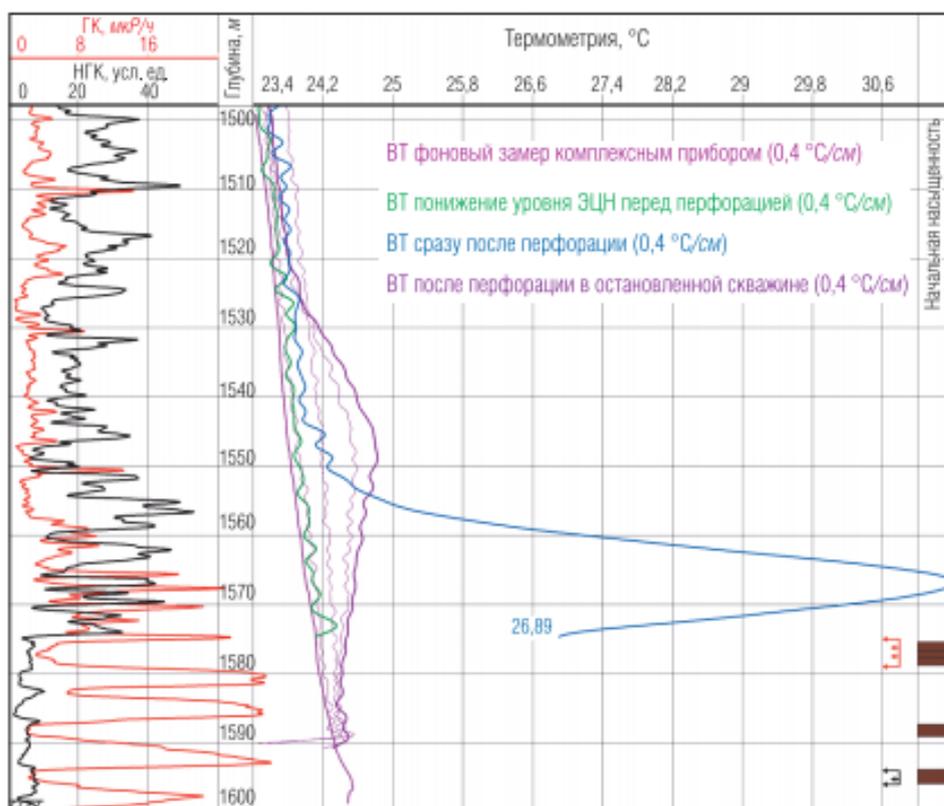


Рисунок 6.4– Контроль проведения перфорации на депрессии.

Перфорация проведена после понижения уровня ЭЦН до 615 м. Сразу после перфорации наблюдается температурная аномалия в интервале 1550–1574 м (синяя кривая).

Перемещение аномалии вверх от интервала перфорации 1575,0–1579,0 м связано с притоком жидкости из интервалов перфорации. На последующих замерах (темно-красные кривые) отмечается перемещение указанной аномалии выше в интервал 1530–1560 м и постепенное ее расформирование. По перемещению температурной аномалии рассчитанный дебит через 2 ч после работы ЭЦН составляет $\sim 2 \text{ м}^3 / \text{сут}$.

Определение работающих интервалов и характера поступающего флюида

По данным замеров термометрии с помощью ОВ (рис. 4) наблюдается работа интервалов перфорации 2107,0–2112,0; 2180,0–2188,0 м. Работа интервалов перфорации 2153,0–2154,0; 2163,0–2167,0 м не отмечается. В интервале 2112–2117 м наблюдается температурная аномалия, характерная для работы единого пласта.

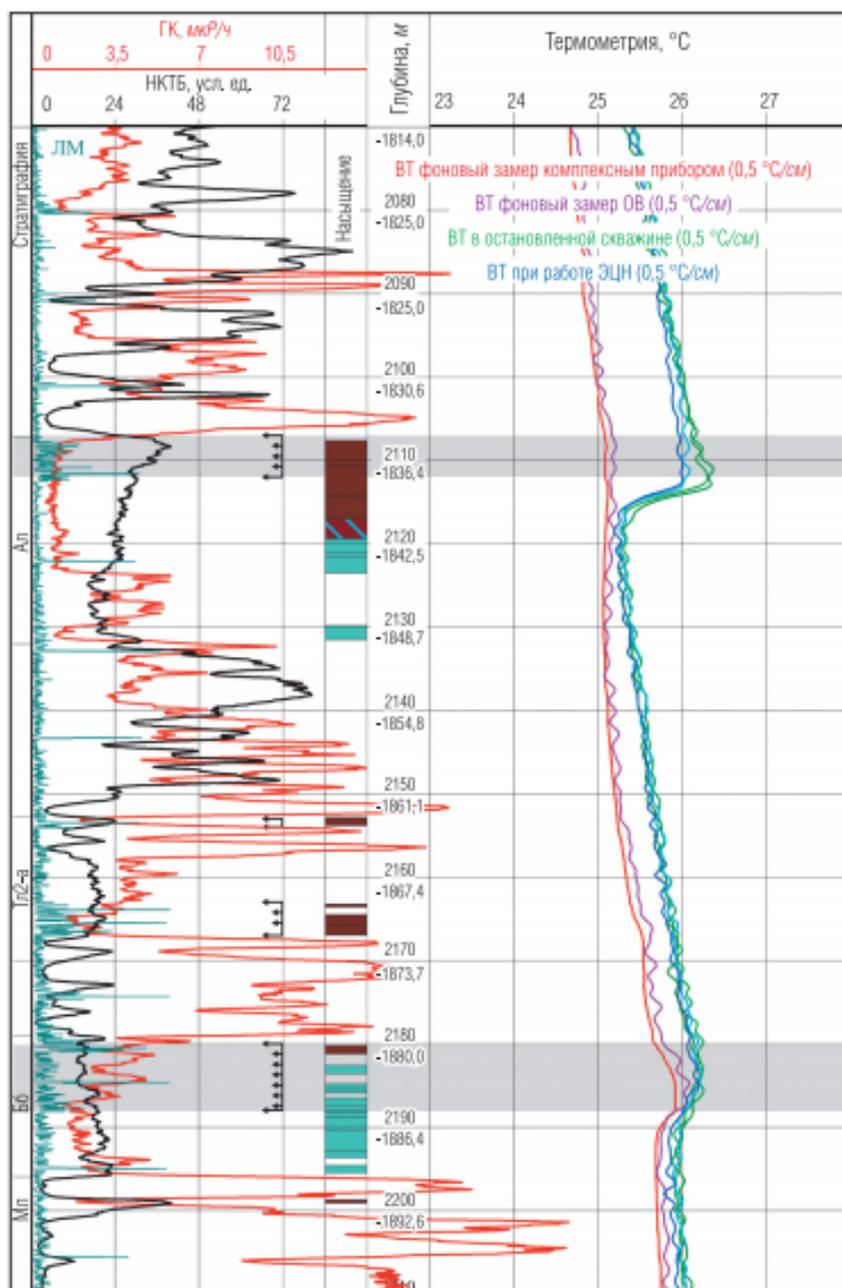


Рисунок 6.5– Определение работающих интервалов.

Заколонных перетоков в интервале 2188,0–2215,0 м не наблюдается. На момент исследования скважина работала с дебитом жидкости 7 м³ /сут при обводненности 15%. По величине дроссельного разогрева предполагается, что интервал перфорации 2107,0–2112,0 м работает нефтью, а интервал перфорации 2180,0–2188,0 м – нефтью с водой.

Определение уровня жидкости в стволе скважины

Оптоволоконная термометрия однозначно решает задачи определения уровня жидкости в стволе скважины при механизированном способе добычи (рис. 6.6, 6.7). При этом уровень определяется при работе насоса и кратковременных остановках. Кроме того, имеется возможность контроля температуры насоса. При понижении уровня и перегреве насоса (рис. 6.6) насос должен быть автоматически переведен на меньшую производительность

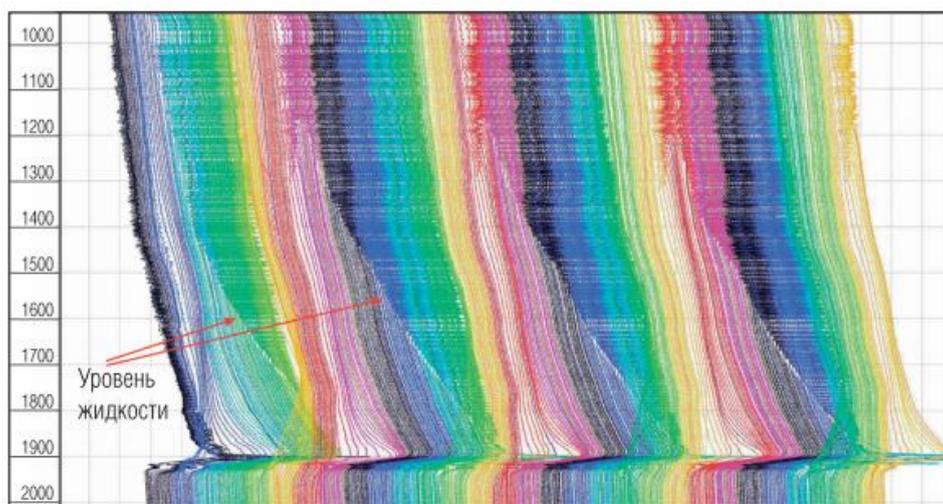


Рисунок 6.6 – Определение уровня жидкости при работе ЭЦН.

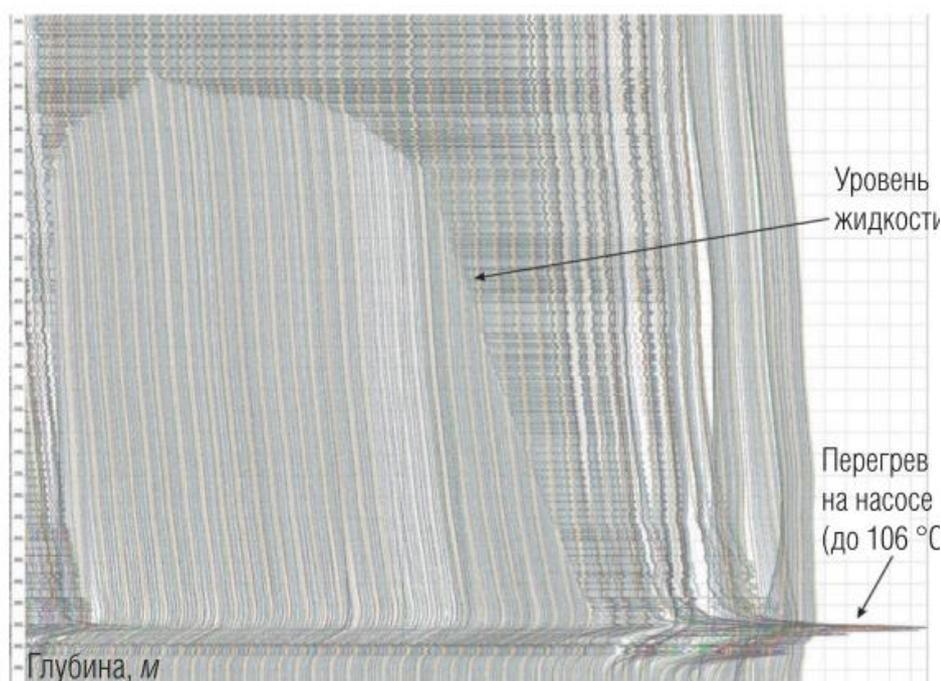


Рисунок 6.7 – Определение уровня жидкости в скважине при периодической работе ЭЦН.

Работы проводились ООО «ПИТЦ «Геофизика» совместно с ООО «Универсал-сервис». Аппаратуру для замера температуры по стволу предоставило ООО «Техногеника». Использовался геофизический ОВ-кабель ООО «Пермь геокабель».

Подводя итог, можно сказать, что получаемая информация позволяет проводить:

- подбор оптимального режима работы скважинного оборудования;
- фиксацию и предотвращение работы ЭЦН в «экстремальных» режимах;
- определение изменений в работе пластов в режиме реального времени;
- определение проблем в скважине (негерметичность, заколонные перетоки);
- мониторинг работы скважины в течение всего межремонтного периода.

Оптоволоконные геофизические технологии перспективны на газовых месторождениях, ввиду большого различия термодинамических свойств жидкости и газа, отсутствия необходимости движения кабеля во время замера и длительному времени эксплуатации без необходимости глушения скважины. Разработка и внедрение этих систем, позволит более достоверно и оперативно принимать управляющие решения, а с появлением систем управления работой скважинного оборудования автоматизировать весь процесс работы скважины.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Виды и объемы проектируемых работ

Целью данного раздела является расчет сметной стоимости комплекса промыслово-геофизических исследований (ПГИ) эксплуатационной скважины.

Запланированные ПГИ в скважине выполняются в комплексе. Комплекс работ формируется, базируясь на поставленных целях (оценка технического состояния колонны) и выполняется геофизической партией. Основной задачей планирования деятельности геофизических партий является своевременное и качественное выполнение взятых на себя обязательств по проведению геофизических работ. Геофизическая партия является основной производственной единицей, непосредственно выполняющей исследования в скважинах. Объемы запланированных работ определяются в соответствии с действующим обязательным комплексом ГИС в скважинах и технологией их производства.

Затраты на проектный комплекс определяются прежде всего материально-технической базой предприятия. Для выполнения геофизических исследований на Мыльджинском месторождении компания ООО «Томскгазпромгеофизика» предоставляет технологии, соответствующие современным стандартам. Также на затраты оказывают влияние такие факторы, как вид, объемы выполняемых работ, геолого-географические условия, в которых они будут выполняться, квалификация работников и уровень организации работ.

Таблица 7.1 - Виды работ и необходимое оборудование

№	Вид работы	Оборудование	Кол-во, ед.
ПГИ в обсаженном стволе			
1	Промыслово-геофизические исследования в эксплуатационной скважине	Подъемник каротажный ПКС-3,5М на базе Урал-4320	1
		Каротажная станция «Кедр-02»	1
		Скважинный прибор ПЛ2-38	1
		Скважинный прибор PLT-9	1
		Скважинный прибор ИСП-42	1
Обработка данных ПГИ			
2	Контрольно-интерпретационные работы	Программное обеспечение «Соната»	1

Проектируемые работы помимо комплекса ПГИ определяются также преодолеваемым расстоянием от базы до места исследований грузовым автомобильным транспортом, техническим дежурством, суммарным метражом спуско-подъемных операций (СПО) с производением записи и контрольными спуском, подъемом прибора без записи, и объемом интерпретации, как правило, оплачиваемым 50% от стоимости полевых работ. Получаем:

- расстояние от базы до места проведения работ – 10 км;
- Средняя скорость автомобиля – 40 км/ч;
- СПО – 9390 м.

Таблица 7.2 - Виды и объемы проектируемых работ

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Интервал записи, м	
			Кровля	Подошва
ПГИ в обсаженном стволе				
1	Термометрия	1:200	2395	2495
2	Плотнометрия	1:200	2395	2495
3	Механическая расходомерия	1:200	2395	2495
4	Гамма каротаж (ГК)	1:200	2395	2495
5	Локатор муфт (ЛМ)	1:200	2395	2495
6	Барометрия	1:200	2395	2495
Обработка данных ПГИ				
	Контрольно-интерпретационные работы			

По действующим нормам определяется время, необходимое для выполнения планируемого объема работ, рассчитывается трудоемкость работ. Исходя из

договорного объема, по установленным нормам времени и расценкам составляется смета.

7.2 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

Нормативную продолжительность цикла работ определяем по отдельным составляющим его производственным процессам. В качестве нормативного документа был использован справочник по сметным нормам времени (СНВ) на ПГИ в скважинах [37].

В таблице ниже представлены результаты расчетов времени на выполнение работ на скважине.

Таблица 7.3 - Нормы времени выполнения технологических операций

№	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, ч	Состав бригады, чел
		Ед. изм.	Кол-во		
1	Контрольный спуск, подъем прибора без замера	м	4700	2	2
2	Термометрия	м	100	5	2
3	Плотнометрия	м	100		2
4	Механическая расходомерия	м	100		2
5	Гамма каротаж (ГК)	м	100		2
6	Локатор муфт (ЛМ)	м	100		2
7	Барометрия	м	100		2
10	Вспомогательные работы для PLT	опер.	1	1	2
11	Проезд до скважины и обратно	км	20	0,5	1
Итого, времени на 1 скважину				8,5	

Принимая во внимание то, что геофизические методы выполняются одновременно приборы находятся в связке и занимают 5 часов, получаем, что все работы на скважине выполняются в 1 день и занимают 8,5 часов.

7.3 Нормативная база для расчета сметы на выполнение работ

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

В качестве нормативного документа были использованы производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ [38].

Таблица 7.4 - Стоимость необходимого оборудования по элементам затрат на 1 скважину

№	Наименование	Кол-во, ед.	Балансовая стоимость, руб.
1	Подъемник каротажный ПКС-3,5М на базе УРАЛ-4320	1	23200000
2	Каротажная станция «КЕДР-02»	1	2410000
3	Скважинный прибор РЛТ-9	1	670580
4	Скважинный прибор ПЛ2-38	1	780500
5	Скважинный прибор ИСП-42	1	567012
6	Программное обеспечение «Соната»	1	114538
		Итого:	27742630

7.4. Расчет сметной стоимости работ

Денежные средства, необходимые для выполнения проектных работ, обеспечивает заказчик, поэтому необходимо заблаговременно рассчитать смету. Сметные затраты определяются узаконенными справочниками, сборниками норм, инструкциями и другими, имеющими законную силу, материалами для выполнения работ.

Для расчета сметной стоимости работ используется ресурсный метод, то есть калькулирование в текущих ценах и тарифах элементов затрат, необходимых для реализации проектного решения.

Расчет заработной платы исполнителей, комплекса методов ПГИ, расхода горюче-смазочных материалов и сумма расходов материалов при проведении геофизических исследований в скважине указаны в таблицах ниже (таб. 7.5 – 7.8).

Таблица 7.5.1 - Результаты расчетов заработной платы за проведение ПГИ 1 скважины

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб	Норма времени на проведение работ, ч	Ксев	Кр	З/п с учетом надбавок*, руб
Нач. партии	1		186,5	8,5	0,5	1,70	3487,55
Машинист	1	6	113,7	8,5	0,5	1,70	2126,19
Итого за 1 скважину							5613,74

- в данном случае надбавку представляет районный коэффициент равный 1,7 и северная надбавка 50% - от оклада.

Таблица 7.5.2- Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды

Должность	З/п с учетом надбавок*, руб	Страховые взносы %	Сумма, руб
Нач. партии	3487,55	30	1046,265
Машинист	2126,19	30	637,857
От несчастных случаев и проф. Забол		0,2	11,22748

Таблица 7.6 - Результаты расчетов стоимости материалов на проведение ПГИ 1 скважины

№	Наименование	Кол-во	Ед. изм.	Цена за кг/м/л, руб.	Стоимость, руб.
1	Бумага диаграммная	1	рулон	100	100
2	Тонер	0,2	кг	1000	200
3	Изолента	0,5	кг	40	20
4	Припой	0,2	кг	35	7
5	Провод ПВР	500	м	7	3500
6	Спирт	0,5	л	50	25
Итого на 1 скважину, руб.					3752

Таблица 7.7 - Результаты расчетов расхода ГСМ на проезд до места проведения работ и обратно

Наименование	Норма расхода, л/ч	Время работы автомобиля, ч	Расход ГСМ, л	Цена, руб/л	Стоимость, руб
Расход ГСМ автомобиля	22,4	8,5	190,4	42	7996,8

Далее рассчитываем амортизацию используемого оборудования при проведении ПГИ 1 скважины (за 1 день работы):

Таблица 7.8 - Результаты расчетов амортизации при проведении ПГИ 1 скважины

Наименование	Кол-во, ед.	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации в год, %	Сумма амортизации за 1 день, руб.
Подъемник каротажный ПКС-3,5М	1	23200000	20	12712,3
Каротажная станция «Кедр-02»	1	2410000	10	660,3
Скважинный прибор PLT-9	1	670580	22,2	407,85
Скважинный прибор ПЛ2-38	1	780500	22,2	474,7
Скважинный прибор ИСП-42	1	567012	22,2	338,1
Итого				14593,25

Таблица 7.10 - Результаты расчетов затрат на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1	Материальные затраты	8388,8
2	Затраты на оплату труда	5613,7
3	Страховые взносы	1695,3
4	Амортизационные отчисления	14593,25
Итого основные расходы		17190,7

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяем общую сумму затрат на проведение промыслово-геофизических исследований в 1 скважине, учитывая, кроме полевых работ (проведения комплекса ПГИ в скважине), стоимость контрольно-интерпретационных работ, составляющую 50% от стоимости комплекса ПГИ

Таблица 7.11 - Результаты расчетов стоимости комплекса геофизических работ

№	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, ч	Стоимость работ, руб
		Ед. изм.	Кол-во		
1	Контрольные спуско-подъемные операции с прибором без записи	м	4700	2	244400
2	Спуско-подъемные операции с прибором с производением записи	м	9396	5	488592
3	Термометрия	м	100		2842,56
4	Плотнометрия	м	100		3409,7
5	Механическая расходомерия	м	100		2340,68
6	Гамма каротаж (ГК)	м	100		1425,2
7	Локатор муфт (ЛМ)	м	100		1269,38
8	Барометрия	м	100		2034,9
9	Вспомогательные работы для PLT	опер.	1		1
10	Контрольно-интерпретационные работы				377517,21
Итого					1132551,63

В ходе разработки проекта на проведение промыслово-геофизических исследований скважин, мной было посчитана стоимость комплекса ГИС, равная **1132551,63** рублей за 8,5 часов работы. Этот комплекс следует провести в обязательном порядке, так как по полученным данным мы сможем судить по профилю притока скважины. Если данный комплекс не провести, то заказчик не сможет определить оптимальный режим работы скважины, что обойдется в разы дороже

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными ими обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Проектируемые геофизические работы для оценки технического состояния скважины методами ПГИ будут проводиться осенью на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении. Административно месторождение располагается в Каргасокском районе Томской области. Берега рек обычно заболочены, но местами крутые и сильно залесены. Большая часть территории водоразделов также залесена. Породы деревьев различные, в основном хвойные (кедр, сосна, ель, пихта), осина и береза. Климат района континентальный с длинной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха в среднем зимой составляет -20 – -25, летом +15 – +20

8.1 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы представлены в таблице 8.1.1.

Опасные и вредные факторы при оценке технического и гидродинамического состояния эксплуатационной скважины

Этапы работ	Наименование запроецированных работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
1	2	3	4	5
Полевой	<p>Промыслово-геофизические исследования: шумометрия, термометрия, барометрия, расходомерия, локатор муфт, влагометрия, резистивиметрия, гамма-каротаж, термоанемометрия.</p>	<p>1.Электрический ток. 2.Движущиеся машины и механизмы (в т.ч. грузоподъемные).</p>	<p>1.Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе 2.Превышение уровней шума 3. Воздействие радиации</p>	<p>1. ГОСТ 12.1.003–2014 [27] 2. ГОСТ 12.1.005-88. [10] 3. ГОСТ 12.1.029-80 [11] 4. ГОСТ 12.1.030–81 [12] 5. ГОСТ 12.1.038–82 [13] 6. ГОСТ 12.3.009–76 [30] 7.ГОСТ Р 12.1.019-2009 [14] 8. ОСПОРБ-99 [?]</p>
Камеральный	<p>Предварительная обработка материалов геофизических исследований с использованием компьютеров</p>	<p>1.Электрический ток.</p>	<p>1.Отклонение показаний микроклимата в помещении. 2.Недостаточная освещенность рабочей зоны</p>	<p>1.СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 [15]. 2.СП 60.13330.2012 [16]. 3.СанПиН 2.2.4.548–96 [17]. 4. СП 52.13330.2016 [19]. 5.ГОСТ 12.1.005-88[10]. 6. ГОСТ 12.1.038–82[13].</p>

8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Полевой этап

Вредные производственные факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности и отрицательному влиянию на потомстве.

1. Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе

На территории месторождения планируется вести работы в осенний период, соответственно, необходимо рассмотреть воздействие факторов микроклимата на организм человека в прохладное время года.

Климат представляет собой комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения, величину атмосферного давления. Влияние климатических условий 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, особенно в северных районах страны, а также в ночное время суток.

Исследования в скважине будут проводится в конце сентября 2017 года, температура воздуха составляет от +15 до -15 °С в данной климатической зоне, возможны осадки в виде дождя и снега, а также установление постоянного снежного покрова.

При отрицательных температурах и осадках следует ограничивать время нахождения работников на открытом воздухе, а также применять средства

защиты от дождя и холода в виде дождевиков и термобелья. Данный период характеризуется повышенной заболеваемостью ОРВИ и ГРИППом, следует поддерживать постоянную температуру тела путем организации оптимального режима труда и отдыха.

ГИС запрещается проводить во время грозы, сильных туманов, сильного дождя, так как при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями.

2. Превышение уровня шума

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

Шум – это сочетание звуков различной частоты и интенсивности. Основными физическими характеристиками шума являются следующие: частота звука, интенсивность звука, звуковое давление. 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. Следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека, до значений, не превышающих допустимые 80 дБА для рабочих мест водителей и обслуживающего персонала тракторов самоходных шасси, прицепных и навесных сельскохозяйственных машин, строительно-дорожных и других аналогичных машин (ГОСТ 12.1.003-2014).

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов (установка дизельного генератора на полимерные проставки и пружины, чтобы уменьшить вибрацию на жилой вагончик, т.к. они совмещены в один прицеп);

- звукоизоляция моторных отсеков кожухами из

звукопоглощающих материалов;

– использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши, специальные костюмы).

3. Воздействие радиации.

При исследовании скважин применяются радиоактивные вещества (РВ) применяемые в радиоактивных методах. Источниками ионизирующего излучения служат плутоний-бериллиевые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивный изотоп цезия.

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от рентгеновского и гамма-излучения, согласно ОСПОРБ-99 [37]

Для уменьшения воздействия источников ионизирующего излучения на персонал каротажной партии необходимо придерживаться следующих правил:

- 1.Использовать источники излучения минимальной активности, необходимые для данного вида исследований;
- 2.Выполнять все операции с источниками излучений в течение максимально короткого времени (т.н. защита времени);
- 3.Производить работы (спускоподъемные, погрузочно-разгрузочные работы) на максимально возможном расстоянии от источника (т.н. защита расстоянием);
- 4.Применять защитные средства в виде контейнеров, экранов, спецодежды;
- 5.Осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

Расчет защиты от ионизирующих излучений производят в соответствии с требованиями действующих «Санитарных правил работы с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений» [24].

Для защиты от гамма излучения применяют свинец. Дозу гамма излучений за рабочий день определяют с помощью карманных дозиметров путём пересчета показаний радиометров, отградуированных в единицах мощности дозы (мкР/ч). В любом случае мощность поглощенной дозы для

каждого работника не должна превышать 5 бэр/г (0.02 Зв).

Для защиты от нейтронного излучения используют материалы, содержащие водород (вода, парафин) с добавками бора. Дозу нейтронного излучения определяют пересчетом мощности доз, отсчитанных по показаниям радиометра, снабжённого датчиком тепловых или быстрых нейтронов, путём пересчёта. Суммарная доза за рабочий день определяется как сумма доз, полученных при каждой операции - получении источника излучения, его переноски, установки в скважинный прибор и т.д.

Не в коем случае нельзя касаться и брать капсулу с источником ионизирующего излучения руками, для этого необходимо использовать специальный дистанционный манипулятор.

Радиоактивные вещества хранят в специальных хранилищах, в переносных контейнерах, которые находятся, в зависимости от активности радиоактивного вещества, в специальных колодцах. Внутри хранилища, а также снаружи излучение не должно превышать предельно допустимых величин.

Транспортирование источников ионизирующих излучений производится только в специальных контейнерах в зависимости от вида излучения. Контейнеры жёстко крепятся в задней части подъёмника.

Если в пути следования произойдёт потеря источника излучения, работник, ответственный за транспортирование немедленно должен сообщить об этом в милицию, органам санитарного надзора и руководству своего предприятия.

Для обозначения объектов, помещений, оборудования, устройств и материалов, внутри или на поверхности которых возможна радиационная опасность, ставится специальный знак с надписью «Осторожно радиоактивность!».

Камеральные работы

1. Отклонение показаний микроклимата в помещении

Микроклимат определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температуры окружающих поверхностей.

Особенно большое влияние на микроклимат оказывают источники теплоты, находящиеся в помещении передвижной каротажной лаборатории. Источниками теплоты здесь являются ЭВМ и вспомогательное оборудование, приборы освещения, обслуживающий персонал. В каротажной станции установлен 1 компьютер.

В помещениях, должны соблюдаться следующие параметры микроклимата по СанПиН 2.2.4.548-96 (Табл. 8.1.1.1).

Таблица 8.1.1.1

Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Іб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый	Іб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

Предварительная обработка и интерпретация относится к «Іб» категории работ.

Объем помещения каротажной станции составляет 12 м³. Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м³, составляет не менее 30 м³/чел.*час. [18]

Для того чтобы обеспечить вышеуказанные параметры необходимо предусматривать систему отопления и кондиционирования или эффективную приточно-вытяжную вентиляцию. Приточно-вытяжная система вентиляции состоит из двух отдельных систем приточной и вытяжной, которые одновременно подают в помещение чистый воздух и удаляют из него загрязненный. Приточные системы вентиляции также возмещают воздух, удаляемый местными отсосами и расходующийся на технологические нужды. В

помещении с ЭВМ должна каждый день выполняться влажная уборка.

2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

При работе на компьютере, как правило, 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. Источниками света в передвижной каротажной станции при искусственном освещении являются лампы накаливания.

Недостаточная освещенность может возникать при неправильном выборе осветительных приборов при искусственном освещении и при неправильном направлении света на рабочее место при естественном освещении.

По нормам освещенности при работе с экраном дисплея и в сочетании с работой над документами рекомендуется освещенность 300-500 лк рабочей поверхности при общем освещении. [19]

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.

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

8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы – воздействия, которые в определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

Полевые работы

1. Электрический ток

В полевых условиях электричеством снабжаются: машины, жилой передвижной вагончик, геофизическое оборудование, сварочные работы при различном ремонте оборудования, электричество поступает с дизельной электростанции, мощностью 12кВт, напряжение которой не превышает 380В.

Основными причинами электротравматизма являются: ошибочное неотключение ремонтируемого элемента системы; работа без проверки правильности отключения, отсутствия заземления, работа на оборудовании с неисправной изоляцией и защитой (ГОСТ 12.1.019-2009 [20]).

Согласно ГОСТ 12.1.019-2009 защита от поражения электрическим током, используются следующие технические мероприятия:

1. Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);
- изоляцию рабочего места;
- малое напряжение(220В);
- защитное отключение;
- предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки

безопасности.

2. Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;

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

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

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. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При работе с подъемно-крановой станцией, автокраном, ППУ происходят различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами в случае аварии, стихийного бедствия, климатических факторов.

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальником 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 неисправное оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты. 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. [26]

Камеральные работы

1. Электрический ток

Инженер-геофизик работает с такими электроприборами, как системный блок и монитор. В данном случае существует опасность электропоражения в следующих случаях: при прикосновении к нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением; при соприкосновении с полом, стенами, оказавшимися под напряжением.

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-2009 [21]. Проходя через тело человека электрический ток вызывает одно из следующих воздействий: термическое, электролитическое (разложение органических жидкостей и изменение их состава), биологическое (раздражение и возбуждение живых тканей организма).

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения токов напряжением до 1000В с частотой тока 50 Гц не должны превышать значений: при продолжительности воздействия до 1 сек. предельно допустимый уровень напряжения должен быть не более 100-200В.

Согласно ПУЭ [25] помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории без повышенной опасности. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (высокая влажность и температура, токопроводящая пыль и полы, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токопроводящие части

электрооборудования).

К работе с электроустановками должны допускаться лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью и выполняемой работой. Перед началом работы на электроприборе рабочий персонал должен убедиться в исправности оборудования, проверить наличие заземления, при работе с электроустановками используют устройства защитного отключения

Основные меры защиты:

- защита от прикосновения к токоведущим частям электроустановок (изоляция проводов, блокировка, сигнализация, знаки безопасности и плакаты);
- защиты от поражения электрическим током при контакте человека с металлическими корпусами, оказавшимися под электричеством (защитное заземление, защитное отключение).

При работе с компьютером соблюдаются требования безопасности согласно нормативных документов (ГОСТ 12.1.030-81 [12], ГОСТ12.1.019-79 [20], ГОСТ 12.1.038-82 [13]).

8.2 Экологическая безопасность

При производстве любых геофизических работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.). Охрана окружающей среды при проектировании промыслово– геофизических исследований или эксплуатации месторождений предусмотрена действующим природоохранным законодательством (ГОСТ 17.1.3.05-82 [35], ГОСТ 17.4.3.04-85 [36]).

В процессе работ на Мыльджинском месторождении происходило воздействие на следующие виды экосистемы:

Поверхностные воды. Поверхностные воды могут загрязняться

отходами и стоками технологического и хозяйственно-бытового происхождения. Возможно их загрязнение стоками дождевых и талых вод со взвесями: минеральных частиц бурового шлама; ГСМ от пролива нефтепродуктов; продуктов распада взрывчатых веществ; хозяйственных стоков; продуктов поверхностного смыва нарушенного почвенно-растительного слоя. Для предотвращения попадания возможных проливов ГСМ в поверхностные водоемы, площадки временного хранения ГСМ, обваловывались грунтом на высоту 0,2 м, под каждой емкостью оборудовались канавы и специальные поддоны. Для сбора и захоронения хозяйственно-бытовых отходов и стоков оборудовались туалеты и выгребные ямы - накопители.

Почвенно-растительный слой. Лесное хозяйство и растительное сообщество. Происходило его нарушение при расчистке площадок для расположения бурового оборудования, временного хранения ГСМ, стоянок отрядов, выгребных ям, кернохранилищ и временных проездов, а также при проездах транспортных средств, особенно в летнее время года. На всех нарушенных землях производилась рекультивация. При перевозках геофизического оборудования и передвижении техники на участке работ, в максимальной степени использовались просеки и проезды, проложенные в процессе работы предыдущих лет, что позволило снизить ущерб, наносимый почвенно-растительному покрову.

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. Автомобили должны поддерживаться в исправном состоянии.

Влияние на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота (NO_2), оксид углерода (CO - угарный газ), диоксид серы (SO_2), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан (до 96%).

По ГН 2.2.5.1313-18 [29] предельная допустимая концентрация в воздухе рабочей зоны данных веществ будет составлять:

- Оксиды азота: 5 мг/м³
- Оксид углерода: 20 мг/м³
- Диоксид серы: 10 мг/м³
- Метан: 7000 мг/м³

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

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

Аварии с выбросом (угрозой выброса) радиоактивных веществ (РВ)

Радиационными авариями при проведении ГИС и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах являются события, обусловленные неисправностями технических средств, неправильными действиями работников, стихийными природными воздействиями или иными причинами,

вызывающие потерю источника ионизирующего излучения, которая может привести или приводит к облучению людей выше установленных норм или радиоактивному загрязнению окружающей среды.

К наиболее радиационно опасным авариям относят:

- обрыв прибора и оставление источника ионизирующего излучения в скважине;
- повреждение источника, аварийно оставленного в скважине;
- потерю источника в пути следования к месту проведения работ или при временном хранении на скважине;
- разрушение (разгерметизация) содержащих радиоактивные изотопы транспортируемой активационной установки, емкости с меченой жидкостью или линий обвязки устья скважины, с использованием которых производится их закачка в скважину.

Перечень возможных радиационных аварий для конкретных условий работы с ионизирующими источниками и радиоактивными веществами заблаговременно согласовывается с органами государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

Ликвидация радиационных аварий осуществляется силами нефтяной, газовой и геофизической организаций по индивидуальному плану, согласованному с региональными органами государственного санитарно-эпидемиологического надзора, Госатомнадзора России, МПР России при участии в случае необходимости сил и средств МЧС России.

Обеспечение радиационной безопасности при ликвидации аварии должно регламентироваться отраслевой инструкцией, разработанной на основе требований СП 2.6.1.799-99. [37]

При ликвидации аварии обязательны:

- постоянный радиационный контроль промывочной жидкости и бурильного инструмента, извлекаемых из скважины;
- подтверждение факта нахождения скважинного прибора с источником на забое и отсутствие разгерметизации источника;

- как крайнее средство применяют тампонаж скважинного прибора цементным раствором с дальнейшим контролем головы цементного камня.

При аварии с разгерметизацией источника работы по ликвидации ведут с обязательным дозиметрическим и радиометрическим контролем, комплексом мер по дезактивации и защите персонала.

О каждой радиационной аварии составляют акт с указанием причин и мер по их предупреждению. В случае разногласий при определении причин аварии должна быть проведена техническая экспертиза третьей стороной.

Также а данном участке в осенний период времени года, где предполагается провести геофизические работы может возникнуть такая чрезвычайная ситуация как пожар.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных электрообогревателей; разряды статического электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

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

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

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь

средства пожаротушения:

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

Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания.

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

Также возможно возникновение пожара в каротажной станции.

Общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения регламентируются Федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013). [22]

По пожарной и взрывной опасности, (согласно НПБ 105-03 [23]), помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории В1-В4 (пожароопасные): твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б (в помещениях преобладает деревянная мебель и пол).

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

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

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения

противопожарного инструктажа.

Условие проведения работ по проекту исключает ГНВП (газонефтеводопроявление).

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.4.1 Специальные нормы трудового законодательства

Согласно перечню мероприятий [31] на объектах (месторождениях) компании применяется вахтовый метод работы: 30/30, дневная смена – с 8:00 до 20:00, ночная смена с 20:00 до 8:00. Время для отдыха и приёма пищи – с 12:30 до 14:00. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ) [32]. Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму 80 жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором [33]. На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [34]. Для сотрудников компании, предусмотрено добровольное медицинское страхование. Сотрудник, имея полис ДМС на определенную сумму, получает возможность обратиться в медицинское учреждение за оказанием платных медицинских услуг. Также сотрудникам, работающим на объектах компании, в местностях, приравненных к условиям Крайнего севера, предоставляется отпуск длительностью в 40 дней [31].

8.4.2 Организационные мероприятия

Геофизические работы в скважинах должны производиться после

принятия скважины у представителя «заказчика», как правило это мастер участка или главный геолог, под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия «подрядчика», как правило это начальника партии.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. 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 куста эксплуатационных скважин.

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

Автокран, ППУ, каротажный подъемник должны быть исправны для бесперебойного обеспечения выполнения 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. [28]

Мостки на устье скважины должны быть исправны и очищены от нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. 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.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не более $2/3$ разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске скважинного снаряда на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Скорость подъема кабеля при подходе скважинного прибора к башмаку обсадной колонны и после появления последней предупредительной метки должна быть снижена до 250 м/ч. Каротажный подъемник должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками (подколками, якорями) так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон. [26]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Промыслово-геофизические исследования являются неотъемлемой частью эксплуатации скважин, а также комплексного наблюдения и контроля за их техническим состоянием. Все исследования должны проводиться вовремя, чтобы выбирать оптимальные режимы работы скважины, если этого не делать заказчик может понести материальным затратам, связанным с незапланированным ремонтом скважины, вследствие цементных обвалов и заколонных перетоков, снижающих продуктивность скважины. Постоянное совершенствование технологий промышленной геофизики способствует стремительному росту эффективности осуществления мониторинга за состоянием скважин всех типов, решению как технических, так и технологических проблем скважин.

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: Изд-во 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;

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.;

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

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