

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА ПУГЛАЛЫМСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ) УДК 622.276-021.383(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Ипатьев Станислав Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Крамшонков Евгений Николаевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА**21.03.01 «Нефтегазовое дело»**

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
Р10	Планировать, проводить, анализировать, Обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3б)
в области проектной деятельности		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-е)

Школа ИШПР
 Направление подготовки Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Ипатьев Станислав Александрович

Тема работы:

Анализ осложнений фонда добывающих скважин на Пуглалымском нефтяном месторождении (Томская область)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Пакет геологической и геофизической информации по Пуглалымскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, научно-техническая литература.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Геологическое строение месторождения; Общие сведения о месторождении; Геолого-физическая характеристика месторождения; Литолого-стратиграфическая характеристика разреза; Нефтегазоносность разреза; Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; Отбор и исследование керна; Геофизические исследования скважин в процессе бурения;</p>

	<p> Промыслово-геофизические исследования скважин; Гидродинамические исследования скважин; Свойства и состав нефти, газа и воды; Свойства и состав нефти; Свойства и состав пластовых вод; Сведения о запасах углеводородов; Мероприятия по предупреждению осложнений; Виды осложнений; Мероприятия по предупреждению и борьбе с аспо Применение покрытий; Мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями; Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией; Данные отказов УЭЦН за 2017 год; Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; Расчёт экономии за счёт снижения количества ПРС; Расчёт среднего количества ремонтов скважин в год в базовом периоде; Расчёт среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты; Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин; Общая экономия; Расчёт затрат на реализацию технологии защиты от коррозии; Расчёт затрат на химические реагенты (ингибиторы); Расчет экономического эффекта; Социальная ответственность; Производственная безопасность; Анализ вредных факторов при борьбе с осложнениями; Расчёт системы общего освещения кустовой площадки; Повышенный шум; Отклонение параметров климата; Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися; Анализ опасных факторов при борьбе с осложнениями; Движущиеся машины и механизмы; Опасность механических повреждений; Опасность химических ожогов; Экологическая безопасность; Защита атмосферы; Защита Гидросферы ; Охрана Литосферы; Безопасность в чрезвычайных ситуациях; Пожаровзрывоопасность; </p>
--	---

	Организационные вопросы обеспечения безопасности; Социальная защита.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Рисунок 1.1 Обзорная карта района работ 2. Рисунок 2.1 Сводный информационно-стратиграфический разрез центральной части Томской области 3. Рисунок 2.2 Объект Ю ₁ ¹⁻² . Карта охвата ПГИС 4. Рисунок 2.3 Индикаторная диаграмма скважины № 88 5. Рисунок 3.1 Причины отказов УЭЦН за 2017 год 6. Рисунок 5.1 Приведённая освещённость от пучка прожекторов ПЗС – 45, 1000 Вт, 220 В 7. Рисунок 5.2 Схематическое изображение размещения мачт на площадке и пучка прожекторов 8. Рисунок 5.3 План эвакуации при пожаре
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Киселёва Елена Станиславовна
Социальная ответственность	Дашковский Анатолий Григорьевич

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Крамшонков Евгений Николаевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Ипатьев Станислав Александрович		

Томск 2019 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Ипатьеву С. А.

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	23.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Анализ эффективности использования дозаторов ингибирования на месторождении.
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Определение комплекса работ по проведению мероприятия; Расчет бюджета затрат на мероприятие.
3. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Определение экономической эффективности от мероприятия и использования нового оборудования.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН, ШБИП	Киселёва Елена Станиславовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Ипатьев Станислав Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Ипатьеву Станиславу Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)	5. Социальная ответственность
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	5.2 Анализ вредных факторов при борьбе с осложнениями 5.2.1 Расчёт системы общего освещения кустовой площадки 5.2.2 Повышенный шум 5.2.3 Отклонение параметров климата 5.2.4 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды	5.3 Анализ опасных факторов при борьбе с осложнениями 5.3.1 Движущиеся машины и механизмы 5.3.2 Опасность механических повреждений 5.3.3 Опасность химических ожогов
3. Охрана окружающей среды	5.4 Экологическая безопасность 5.4.1 Защита атмосферы 5.4.2 Защита гидросферы 5.4.3 Охрана литосферы
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 5.5.1 Пожаровзрывоопасность
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии	5.6 Организационные вопросы обеспечения безопасности 5.6.1 Социальная защита

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД, ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Ипатьев Станислав Александрович		

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ- ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общие сведения о месторождении	15
	Геологическое строение месторождения	20
	Текущее состояние разработки месторождения	20
	Техническая часть	25
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
	Социальная ответственность	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Крамшонков Евгений Николаевич			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 95 с., 8 рис., 14 табл., 14 источников, 0 прил.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, залежь, фонд скважин, установка электроцентробежного насоса, механизированная добыча, межремонтный период, наработка на отказ, ингибитор, коррозия.

Объектом исследования является (ются): Пуглалымское нефтяное месторождение Томской области.

Цель работы – анализ осложненного фонда добывающих скважин на Пуглалымском нефтяном месторождении

В результате исследования – проведена работа по сбору информации добывающих скважин и выявлены факторы, оказывающие отрицательное влияние на работу УЭЦН и промышленного оборудования

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: Предложены мероприятия по увеличению МРП и снижению количества причин преждевременных отказов, а также предотвращение отрицательных факторов отложения на промышленном оборудовании.

Степень внедрения: Добывающий фонд Пуглалымского месторождения

Область применения: Нефтяные скважины Пуглалымского месторождения.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей работе применены следующие сокращения:

ППД – поддержание пластового давления;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ПЭД – погружной электрический двигатель;

МРП – межремонтный период;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

СПО – спускоподъемные операции;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

УДНГ – управление добычи нефти и газа;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

СУ – станция управления;

ЧС – чрезвычайные ситуации;

ТКРС – текущий капитальный ремонт скважин;

УД – установка дозирующая

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ПЛА – план ликвидации аварий

Оглавление

Введение	14
1 Геологическое строение месторождения	15
1 Общие сведения о месторождении	15
2 Геолого-физическая характеристика месторождения	19
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	19
2.2 Нефтегазоносность разреза	22
2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	27
2.3.1 Отбор и исследование керна	27
2.3.2 Геофизические исследования скважин в процессе бурения	29
2.3.3 Промыслово-геофизические исследования скважин	31
2.3.4 Гидродинамические исследования скважин	32
2.4 Свойства и состав нефти, газа и воды	37
2.4.1 Свойства и состав нефти	37
2.4.2 Свойства и состав пластовых вод	41
2.4.3 Сведения о запасах углеводородов	44
3 Осложненный фонд добывающих скважин	46
3.1 Мероприятия по предупреждению осложнений	46
3.1.1 Виды осложнений	46
3.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО	46
3.2.1 Применение покрытий	49
3.3 Мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями	51
3.4 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией	53
3.4.1 Данные отказов УЭЦН за 2017 год	57
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	58
4.1 Расчёт экономии за счет снижения количества ПРС	62
4.1.1 Расчёт среднего количества ремонтов скважин в год в базовом периоде	62
4.1.2 Расчёт среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты	63
4.2 Расчёт экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин	64
4.3 Общая экономия	65
4.4 Расчёт затрат на реализацию технологии защиты от коррозии	66
4.4.1 Расчёт затрат на химические реагенты (ингибиторы)	66
4.5 Расчет экономического эффекта	67
5 Социальная ответственность	68
5.1 Производственная безопасность	68
5.2 Анализ вредных факторов при борьбе с осложнениями	69
5.2.1 Расчёт системы общего освещения кустовой площадки	69
5.2.2 Повышенный шум	76
5.2.3 Отклонение параметров климата	77

5.2.4 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	78
5.3 Анализ опасных факторов при борьбе с осложнениями	79
5.3.1 Движущиеся машины и механизмы	79
5.3.2 Опасность механических повреждений	80
5.3.3 Опасность химических ожогов	81
5.4 Экологическая безопасность	82
5.4.1 Защита атмосферы	83
5.4.2 Защита Гидросферы	85
5.4.3 Охрана Литосферы	85
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
5.5.1 Пожаровзрывоопасность	88
5.6 Организационные вопросы обеспечения безопасности	91
5.6.1 Социальная защита	92
Заключение	93
Список используемых источников	94

ВВЕДЕНИЕ

В России большая часть углеводородов добывается механизированным способом. На сегодняшний день большая часть УЭЦН работает в условиях, когда добываемая жидкость содержит: большое количество механических примесей, солей и АСПО. В таких условиях качественная работа центробежных насосов становится проблематичной. На сегодняшний день любая нефтяная компания ставит перед собой задачи расчета оптимальных условий его эксплуатации, продлевающих межремонтный период работы установок. Так же серьезной проблемой является отложения солей и АСПО на стенках эксплуатационных труб, выкидных линий и промышленного оборудования.

В данной работе будут рассмотрены решения проблем с отложениями солей, АСПО и коррозии оборудования на Пуглалымском месторождении.

Данное мероприятие позволит снизить затраты на ремонты оборудования и увеличить МРП погружных установок. Что позволит увеличить прибыль, и представляет собой наиболее значимую задачу для нефтяной компании.

1 Общие сведения о Пуглалымском месторождении

В административном отношении Пуглалымское нефтяное месторождение расположено в западной части Каргасокского района Томской области. Населенные пункты в районе работ отсутствуют. Районный центр – поселок Каргасок расположен в 165 км к северо-востоку от района работ, ближайшее село Средний Васюган находится в 46 км от месторождения. До ближайшего промышленного центра и железнодорожной станции г. Томска по прямой 502 км. [1].

Пуглалымское нефтяное месторождение вместе с расположенными в непосредственной близости Средне-Нюрольским и Ключевским месторождениями входит в состав Средне-Нюрольского лицензионного участка (рис.1.1).

Пуглалымское месторождение открыто в 1971 г. бурением поисковой скважины № 86, расположенной в центре структуры и введено в разработку в 2005 г. Продукция скважин под устьевым давлением поступает в нефтесборный коллектор затем на станцию ДНС далее в промысловый трубопровод. На месторождение пробурено 36 скважин, при этом 33 из них находятся в контуре нефтеносности (это пять поисково-разведочных и 28 эксплуатационных скважин), три поисково-разведочных скважины (№ 87, 91 и 92) находятся за контуром.

Промышленная нефтеносность связана с терригенными отложениями надугольной толщи васюганской свиты – пласт Ю₁¹⁻².

Лицензия ТОМ 12012 НЭ на право пользования недрами для геологического изучения недр и добычи нефти и газа на Средне-Нюрольском участке выдана ОАО «Восточная транснациональная компания» 17.12.2003 г.

Участок недр имеет статус горного отвода, срок окончания действия лицензии 18.07.2019 г. [1]



Рисунок 1.1—Обзорная карта района работ

Инфраструктура

Ближайший нефтепровод находится примерно в 60 км к северу от лицензионного участка, принадлежит ОАО «Томскнефть» и врезается в магистральный нефтепровод, находящийся в 112 км к северо-востоку и относящийся к «Производственному объединению магистральных нефтепроводов Центральной Сибири».

Ближайший нефтесборный пункт находится в 50 км на Лугинецком месторождении и в 20 км до центрального нефтегазопровода, который также относится к «Производственному объединению магистральных нефтепроводов Центральной Сибири», расположенному в г. Томске.

На месторождении нет постоянной дорожной сети. Перемещение грузов и персонала возможно только в зимнее время по зимникам гусеничным или автомобильным транспортом (продолжительность использования зимников составляет 5 - 6 месяцев), а также по рекам Васюган, Обь, Томь. В течение всего года для выполнения работ могут быть использованы вертолеты.

Водные ресурсы

В орографическом отношении Пуглалымское месторождение находится в пределах древней озерно-аллювиальной равнины среднечетвертичного возраста, расположенной в междуречье рек Пуглалым, Кому-Еган, Нюролька и их притоков - мелких рек и ручьев без названия. Реки типично равнинные, скорость течения 0.4-0.6 м/сек. Русла рек сильно меандрируют, поймы рек заболочены. Питание рек смешанное: за счет снеготаяния, летне-осенних дождей и подземных вод. Вода в реках с пониженной минерализацией. На территории района работ имеется значительное количество мелких озер.

Водораздельные поверхности исследуемого района имеют верховые грядово-озерково-мочажинные болота, в которых содержатся истоки нескольких водотоков, дренирующих склоны водоразделов. На данных склонах водораздельных поверхностей находятся болота промежуточного, переходного типа, а низинные болота занимают низины и околопойменные части долин. Заболоченность участка составляет около 67 %, глубины болотных торфяных залежей составляют до 1,8 и более метров.

Климат

Континентальный, характеризуется морозной продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Продолжительность зимнего периода 152-157 дней. Температура самого холодного месяца – января равна -31,40С. Температура самого теплого месяца – июля составляет 17,40С.

Наивысшая среднемесячная скорость ветра наблюдается в мае и составляет 4,8 м/сек. В летнее время преобладают ветра юго-западного направления. В зимнее время часты ветры северных румбов.

Снежный покров застилает поверхность земли во второй половине октября и сохраняется до начала мая, толщина его достигает 0,8 м на открытых участках и до 1,5 м на залесенных. Ледостав на реках происходит в первой половине ноября, а их вскрытие — в начале мая.

Рельеф

Рельеф местности плоский с общим уклоном поверхности в восточном направлении. Преобладающие абсолютные отметки высоты — 67-94 м. Поверхность рельефа изрезана глубокими долинами крупных и мелких рек.

2 Геолого-физическая характеристика Пуглалымского месторождения

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Стратиграфическое расчленение разреза Пуглалымского месторождения соответствует региональным стратиграфическим схемам мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины, утвержденным МСК СССР 30.01.1991 г. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дается с учетом результатов поисково-разведочного бурения, выполненного в пределах рассматриваемого месторождения. [2]

В геологическом строении района принимают участие отложения палеозойского, мелового, палеогенового и четвертичного возраста. Мезо-кайнозойские отложения осадочного чехла с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают дислоцированные образования фундамента палеозойского возраста. По результатам сейсморазведочных работ МОВ ОГТ толщина осадочного чехла в пределах площади составляет 2650-2700 м.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза, сложенного, в основном, терригенными отложениями, представлена на (рис. 2.1)

Основные отражающие горизонты разреза связаны: Ф2- с поверхностью доюрского фундамента (подошвой осадочного чехла); Ia - с угольными реперами в тюменской свите; Па – с кровлей баженовской свиты, Пб – с подошвой киялинской свиты.

Доюрский комплекс отложений фундамента (рJ).

Палеозойские породы фундамента вскрыты поисковыми скважинами №№ 86 и 90. В скв. № 86 фундамент представлен отбелеными глинисто-кремнистыми породами, относимыми к чузикской толще, а в скв. № 90 – среднедевонскими известняками серыми, массивными, в различной степени

перекристаллизованными, вскрытая толщина отложений доюрского комплекса составляет 56 м, т.е. данными бурения охарактеризована самая верхняя часть разреза доюрских отложений.

На поверхность фундамента выходят породы карбонатно-терригенного и эффузивного комплексов, различные по возрасту (от среднего девона до нижнего карбона) и вещественному составу - на Пуглалымской площади в скв. № 86 в верхней части доюрского фундамента вскрыты углистые аргиллиты темно-серые до черных, плотные, однородные, интенсивно карбонатизированные, метаморфизованные. Скв. № 90 вскрыла известняки темно-серые, трещиноватые с прослоями черной глинисто-кремнистой породы верхнедевонского возраста.

На поверхности палеозойских пород развита кора выветривания, которая указывает на существование в конце палеозоя - начале мезозоя выровненной, слабо размывавшейся суши.

ВОЗРАСТ, МЛН. ЛЕТ (по шкале И.В.Иванова)	ЭРАТЕМА (эра)	СИСТЕМА (период)	ОТДЕЛ (эпоха)	ЯРУС (век)	ПОДЯРУС	НАДГОРИЗОНТ	СВИТА	ИНДЕКС СЕЙСМИЧЕСКИХ ГРАВИЦ	СЕЙСМОКОМПЛЕКС	СЕЙСМОФОРМАЦИЯ	ГЛУБИНА, М	ЛИТОЛОГИЯ	НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ	НЕФТЕГАЗОЛОСЛОННЫЕ КОМПЛЕКСЫ					
25	КАЙНОЗОЙСКАЯ, КЗ	ПАЛЕОГЕНОВАЯ, Р	ЧЕТВЕРТИЦА	ЭОЦЕНОВЫЙ (эпоха)	ХАТТСКИЙ				БУРЕНСКИЙ										
					РОПЕЛЬСКИЙ				НЕКРАСОВСКАЯ				50						
35,5					ЭОЦЕНОВЫЙ (эпоха)	ПРИБАЙСКИЙ				ЧЕЛАНСКАЯ	V ^б		ВЕРХНЯЯ	100					
						БАРТОНСКИЙ				ВОЛЖИВСКАЯ			СРЕДНЯЯ	150					
						ЛЮТЕТСКИЙ				ТАЛНИЦАЯ			НИЖНЯЯ	200					
50,5						ИПРСКИЙ								250					
						ТАНГСКИЙ								300					
65					МЕЗОЗОЙСКАЯ, МЗ	МЕЛЮВАЯ, К	ПАЛЮВЕН	ПАЛЮВЕНСКИЙ (эпоха)	МААСТРИХТ	В	САЙБИЦКАЯ			ВЕРХНЯЯ	350				
70									КАМНИАН	В	САЛТАГО-РОДСКАЯ					400			
75									САЛТОН	В	ПОДВОЛЖСКАЯ					450			
80,5	КОНЬЯК	В	ПОДВОЛЖСКАЯ									500							
85,5	ТУРОН	В	БУЗЬИВСКАЯ									550							
90,5	СЕНОМАН	В										600							
95,5	АЛЬБ	В	ПОКУРСКАЯ	III								650							
105	АНТ	В										700							
110,5	БАРРЕМ	В										750							
115,5	ГОТЕРИВ	В										800							
120,8	ЮРСКАЯ, J	НИЖНИЙ, K ₂	ВАЛАЯНСКИЙ	ВАЛАЯНСКИЙ	ВАЛАЯНСКИЙ	В	ТАРСКАЯ	II ^б		НИЖНЯЯ	850								
					БЕРРИАС	В	КЮМЬЛИНСКАЯ					900							
130					ВОЛЖСКИЙ	В	БАЖЕНОВСКАЯ	II ^а				950							
135,4					КИМЕРИДЖ	В	ТОРТИНСКАЯ					1000							
140,8					ОКСФОРД	В	ВАЛДАЙСКАЯ					1050							
150					КЕЛЛОВЕЙ	В	НАУМОВСКАЯ					1100							
155					БАТСКИЙ	В	ПОМЕСКАЯ	I ^а				1150							
160,1					БАЙОССКИЙ	В	ПЕШОВСКАЯ					1200							
165,5					ЛАЛЕНСКИЙ	В	ТОУРСКАЯ	II ^а				1250							
170,5					ТОАРСКИЙ	В	НАЧКА	II ^а				1300							
175,5	ПЛИНСБАХ	В	ТОУРСКАЯ	II ^а				1350											
180,3	ПЕРМЬ, P	КАРБОНОВЫЙ (эпоха)	КАРБОНОВЫЙ (эпоха)	КАРБОНОВЫЙ (эпоха)	КАРБОНОВЫЙ	В	ТОУРСКАЯ	II ^а		ВЕРХНЯЯ	1400								
185					КАРБОНОВЫЙ	В	ТОУРСКАЯ	II ^а			1450								
					КАРБОНОВЫЙ	В	ТОУРСКАЯ	II ^а			1500								

Составлено
а) согласно решению от 30.01.1991 г., г. Тюмень; решению от 02.02.2001 г., г. Новосибирск. Каталог литолого-стратиграфических разбивок ..., г. Ханты-Мансийск, г. Тюмень, 2000 г.
б) по ИГНГ СО РАН СНИГГМС, "Построение модели геологического строения, оценка сырьевой базы и разработка концепции геологического разведочных работ в зоне деятельности ОАО "ТОМСКНЕФТЬ" ВНК в ХМАО", А.Э.Конторович, 2001 г.

Рисунок 2.1 – Сводный информационно-стратиграфический разрез центральной части Томской области

2.2 Нефтегазоносность разреза

На Пуглалымском нефтяном месторождении продуктивными являются терригенные отложения надугольной толщи – пласт Ю₁¹⁻².

Месторождение было открыто в 1971 г, поисковой скважиной № 86, пробуренной в центральной части структуры. В промышленной разработке находится с февраля 2005 г.

Продуктивный пласт Ю₁¹⁻², который датируется оксфорд-кимериджским временем поздней юры, приурочен к терригенным коллекторам горизонта Ю₁ и представлен чередованием песчаных, алевроитовых и аргиллитовых пород. Ловушка углеводородов структурно-стратиграфического типа. Анализируя взаимосвязь коллекторов продуктивного пласта Ю₁¹⁻² с вмещающими породами, следует отметить достаточно хорошую изоляцию его от выше- и нижележащих толщ. Верхней покрывкой продуктивного пласта Ю₁¹⁻² служат аргиллиты георгиевской и баженовской свит, общая толщина которых составляет 8.0-9.5 м, а нижней - пачка непроницаемых пород толщиной 8-10 м, сложенная глинисто-алевритистыми разностями.

В пределах залежи продуктивный пласт Ю₁¹⁻² хорошо выдержан, его общая толщина изменяется от 3.8 до 9.2 м, в среднем составляя 6.9 м. По данным ГИС пласт неоднородный, представлен чередованием песчаных, алевроитовых и глинистых пород. Эффективная толщина изменяется от 2.4 до 9.0 м, составляя в среднем 4.7 м; нефтенасыщенная толщина изменяется от 1.4 до 7.8 м, составляя в среднем 4.4 м. Коэффициент песчаности в пределах залежи составляет 0.7 д.ед., изменяясь по пласту от 0.4 до 1.0 д.ед.; расчлененность пласта изменяется от 1 до 5, в основном, составляя 2.2 (табл. 2.1).

На Пуглалымском месторождении песчаники продуктивного пласта Ю₁¹⁻², вскрыты 36 скважинами, при этом 33 из них находятся в контуре нефтеносности (это пять поисково-разведочных и 28 эксплуатационных

скважин), три поисково-разведочных скважины (№№ 87, 91 и 92) находятся за контуром.

Нефтеносность пласта Ю₁¹⁻² установлена при испытании скважины № 86. Из интервала с а.о. -2352.6 -2360.6 м был получен приток нефти (8.2 м³/сут) (Дшт=3 мм) с небольшим количеством газа (4.6 м³/сут) при пластовом давлении 24.2 МПа. [2]

Нефтяная залежь пластово-сводового типа, приурочена к брахиантиклинальной складке северо-западного простираения, осложненной тремя куполовидными поднятиями, восточное крыло осложнено амплитудным тектоническим нарушением (тектонический экран), в остальной части залежь контролируется водонефтяным контактом. По изогипсе -2380 м (ВНК) размеры залежи составляют 9.9*8.5 км, высота – 32.3м. Нефтенасыщенная толщина достигает максимального значения в скв. № 330 (7.8 м). Залежь характеризуется незначительной по площади водонефтяной зоной (18.7 % от общей площади). Краткие сведения о типе и геометрических размерах нефтяной залежи приведены в (табл. 2.1) .

Таблица 2.1 – Характеристика продуктивных залежей Пуглалымского месторождения

Пласт	Тип залежи	Размеры залежи, м х м	Площадь залежи, 103 м ²	Абсолютная отметка кровли (интервал изменения), м	Абсолютная отметка ВНК, м	Высота залежи, м
Ю ₁ ¹⁻²	пластовая сводовая, тектонический и экранир.	9 900 х 8 500	33 556	-2359.5 (-2347.7 -2375.7)	-2380.0	32.3

Геологические профильные разрезы, характеризующие положение залежи нефти, контакта «нефть – вода» и тектонических нарушений.

Водонефтяной контакт по залежи установлен на а.о. -2380.0 м по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка с учетом результатов опробования в скв. № 93. В ноябре 1991 г. при испытании в открытом стволе в интервале с а.о. -2372.6 - 2382.8 м за 93 минуты было получено 0.53 м³ пластовой воды и 0.05 м³ нефти, при повторных испытаниях в интервале с а.о. -2368.9 - 2385.9 м при переливе был достигнут приток пластовой воды (дебитом 17.28 м³/сут) с пленкой нефти, а при испытании интервала с а.о. -2368.9 - 2377.9 м был получен приток жидкости дебитом 2.4 м³/сут, на 5-10 % состоящий из нефти. Отметка ВНК -2380 м совпадает с отметкой, утвержденной в 1990 г. [2]

В результате детального анализа сейсморазведочных работ, данных бурения, результатов опробования и интерпретации ГИС условно залежь пласта Ю₁¹⁻² делится на две – основную и залежь в районе скв. № 90.

Уровень ВНК на основной залежи принят по скв. № 93 (а.о. -2380 м), в которой при испытании интервала а.о. -2369 -2386 м получена пластовая вода с пленкой нефти (Q_в=17.3 м³/сут), наиболее вероятно, что уровень ВНК основной залежи на а.о. -2377 м, по результатам опробования и данным ГИС скв. № 344.

У залежи в районе скважины № 90 при испытании из интервала а.о. -2361 -2365 м, получена нефть с газом дебитом 1.71 м³/сут, принимая свой уровень ВНК по данной залежи по подошве последнего проницаемого нефтенасыщенного пропластка в скв. № 90 раздел нефть - вода в этом районе проходит на а.о. -2365 м.

Характеристика продуктивного пласта по результатам интерпретации ГИС. Пуглалымское месторождение, пласт Ю₁¹⁻², указана в (табл.2.2).

Таблица 2.2 – Характеристика продуктивного пласта по результатам интерпретации ГИС. Пуглалымское месторождение, пласт Ю₁¹⁻².

Параметр	Пласт Ю ₁ ¹⁻²	
	ПЗ 2009 г.	01.01.2013 г.
1 Общая толщина		
1.1 Количество скважин	20	36
1.2 Минимальное значение, м	4.0	3.8
1.3 Максимальное значение, м	8.3	9.2
1.4 Среднее значение, м	7.3	6.9
2 Эффективная толщина		
2.1 Количество скважин	20	36
2.2 Минимальное значение, м	2.4	2.4
2.3 Максимальное значение, м	6.5	9.0
2.4 Среднее значение, м	4.1	4.7
3 Эффективная нефтенасыщенная толщина		
3.1 Количество скважин	17	33
3.2 Минимальное значение, м	2.4	1.4
3.3 Максимальное значение, м	5.1	7.8
3.4 Среднее значение, м	3.2	4.4
4 Коэффициент песчанистости		
4.1 Количество скважин	20	36
4.2 Минимальное значение, единиц	0.36	0.40
4.3 Максимальное значение, единиц	0.83	1.00
4.4 Среднее значение, единиц	0.50	0.70
5 Коэффициент расчлененности		
5.1 Количество скважин	20	36

Продолжение таблицы 2.2

5.2 Минимальное значение, единиц	1	1
5.3 Максимальное значение, единиц	5	5
5.4 Среднее значение, единиц	2.7	2.2
6 Коэффициент пористости		
7.1 Количество скважин	20	36
7.2 Минимальное значение, единиц	0.12	0.10
7.3 Максимальное значение, единиц	0.20	0.20
7.4 Среднее значение, единиц	0.17	0.19
7 Коэффициент нефтенасыщенности		
8.1 Количество скважин	17	33
8.2 Минимальное значение, единиц	43.1	50.0
8.3 Максимальное значение, единиц	74.4	82.1
8.4 Среднее значение, единиц	64.1	67.4

2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

С целью наиболее полного изучения коллекторских свойств, подсчетных параметров, а также выяснения петрофизических связей и решения вопросов стратификации разреза на Пуглалымском месторождении отбор керн проводился из отложений нижнего мела (куломзинская свита), верхней и средней юры (баженовская, георгиевская, васюганская и тюменская свита). [2]

2.3.1 Отбор и исследование керн

Керн отобран в каждой из восьми поисково-разведочных скважин, пробуренных с 1971 по 1991 гг. в пределах Пуглалымского месторождения. В 2007 г. керн (со 100 % выносом) отобран в двух эксплуатационных скважинах: № 336 и № 348.

На месторождении всего с отбором керн пройдено 627.4 м, линейный вынос керн составил 371.2 м (59.12 %). Сведения об отборе керн по продуктивному пласту Ю11-2 приведена в (табл. 2.3.)

Таблица 2.3 – Изученность керном продуктивного пласта. Пуглалымское месторождение

Продуктивный пласт	Параметр	Данные по скважинам										Итого
		№ 86	№ 87	№ 88	№ 89	№ 90	№ 91	№ 92	№ 93	№ 336	№ 348	
Ю ₁ ¹⁻²	Проходка, м	9.5	6.0	12.0	8.2	4.3	12.2	5.5	7.0	12.3	12.4	89.4
	Вынос, м	2.9	0.3	7.8	5.4	3.0	11.3	5.5	3.6	12.3	12.4	64.5
	% выноса	30.5	5.0	65.0	65.9	70.6	92.6	100.0	50.7	100.0	100.0	72.1

Исследования керн по поисково-разведочным скважинам включали литологическое описание пород, лабораторные определения коэффициентов

открытой пористости, абсолютной газопроницаемости, остаточной водонасыщенности и карбонатности. Кроме этого, был сделан гранулометрический анализ, определена объемная плотность образцов и проведены замеры интервального времени пробега продольной волны по породе и электрических параметров горной породы.

В 2007 г. отобран керн из эксплуатационных скважин №№ 336 и 348 (интервал залегания продуктивного пласта был пройден на РНО) для уточнения подсчетных параметров, установления закономерностей в распределении пород-коллекторов как по площади, так и по разрезу, а также получения данных по совместному течению воды и нефти (фазовые проницаемости) и определению остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения при вытеснении нефти водой.

Степень охарактеризованности керном продуктивных отложений, диапазон изменения коллекторских свойств в целом и их средние значения приведены в (табл. 2.4.)

Таблица 2.4 – Фильтрационно-емкостные свойства пластов по данным исследований образцов керна. Пуглалымское месторождение, пласт Ю₁¹⁻²

Параметр	Пласт Ю ₁ ¹⁻²	
	по нефтяной части	по пласту в целом
1 Коэффициент пористости		
1.1 Количество скважин	7	9
1.2 Охарактеризованная эффективная толщина, м	24.8	38.2
1.3 Количество определений	69	104
1.4 Минимальное значение, единиц	0.090	0.090
1.5 Максимальное значение, единиц	0.210	0.210

Продолжение таблицы 2.4

1.6 Среднее значение, единиц	0.146	0.150
2 Коэффициент проницаемости		
1.1 Количество скважин	7	9
1.2 Охарактеризованная эффективная толщина, м	24.8	38.2
1.3 Количество определений	76	91
1.4 Минимальное значение, единиц	0.300	0.300
1.5 Максимальное значение, единиц	36.890	36.890
1.6 Среднее значение, единиц	6.510	6.530
3 Водоудерживающая способность		
1.1 Количество скважин	7	9
1.2 Охарактеризованная эффективная толщина, м	24.8	38.2
1.3 Количество определений	57	79
1.4 Минимальное значение, единиц	0.265	0.265
1.5 Максимальное значение, единиц	0.750	0.750

2.3.2 Геофизические исследования скважин в процессе бурения

Разнообразие и полнота комплекса ГИС, проведенных в 39-ти скважинах Пуглалымского месторождения (восьми поисково-разведочных, 28 эксплуатационных и трех водозаборных) определялись временем проведения каротажа и назначением скважин. Исследования проводились, в основном, в необсаженных скважинах, заполненных глинистым раствором.

Стандартный картаж был выполнен во всех скважинах месторождения с одновременной записью кривой ПС. Боковое каротажное зондирование (БКЗ) проведено во всех скважинах, кроме скв. № 2В. Микрозондирование (МКЗ) выполнено только в восьми поисково-разведочных скважинах и в эксплуатационной скв. № 336.

Боковой каротаж (БК) был записан практически во всех скважинах (кроме скважин №№ 86 и 87) в интервале проведения БКЗ. Микробоковой каротаж (МБК) проводился в семи скважинах №№ 88, 89, 90, 91, 92, 93 и 336.

Индукционный каротаж (ИК) проводился во всех скважинах, кроме скв. № 87 и № 88. Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) проводилось только в скв. № 345.

Радиоактивный каротаж (НГК или НКт в двухзондовой модификации) и ГК проводился во всех скважинах месторождения, кроме скв. № 2В, а ГГКп (только в скв. №№ 89,90 и 343) в открытом стволе, по скв. №№ 88,337 и 338 есть замеры РК в масштабе 1:500 по всему стволу скважины.

Акустический каротаж был проведён в восьми скважинах месторождения (№№ 88, 89, 90, 91, 92, 93,336,343).

Кавернометрия (КВ) проводилась во всех поисково-разведочных скважинах и в скв. № 336.

Инклинометрия проводилась по стволу всех пробуренных скважин. Точечные замеры в скважинах осуществлялись через 10-25 м.

Резистивиметрия (РВ) с целью определения УЭС промывочной жидкости в стволе проводилась во всех скважинах (кроме скв. №№ 86 и 87).

Для определения качества сцепления цементного камня с обсадной колонной и породой в обсаженных скважинах проводилась акустическая цементометрия (АКЦ). С целью определения высоты подъема цемента за колонной проводилась термометрия.

Все геофизические исследования проводились российскими серийными скважинными приборами и наземной аппаратурой. К недостаткам ГИС, выполненных на Пуглалымском месторождении, следует отнести отсутствие или недостаточный объем исследований новыми методами (АК, ГГКп,

ВИКИЗ), отсутствие микрометодов в эксплуатационных скважинах и отсутствие работ по контролю за качеством испытаний методами ГИС [23].

2.3.3 Промыслово-геофизические исследования скважин

Промыслово-геофизические исследования действующих эксплуатационных скважин являются основным источником информации для изучения, контроля и оптимизации процессов разработки нефтегазовых месторождений.

На основе данных ПГИС формируются динамические модели залежей нефти и газа, изучается процесс отбора углеводородного сырья по отдельным участкам залежей, контролируется продвижение газожидкостных контактов, интервалов обводнения скважин, их техническое состояние.

При контроле над разработкой Пуглалымского месторождения промыслово-геофизические методы применяются, в основном, для решения следующих задач:

определения профиля приемистости пласта;

определения технического состояния скважин.

В процессе организации контроля над разработкой с 2005 г. выполнено: четыре исследования по определению профиля приемистости в скважинах № 89, 340, 344, 348 в 2011 г. и шесть (№№ 88, 317, 320, 326, 329, 348) в 2013г. В процессе исследований признаки нарушения герметичности эксплуатационной колонны скважин не отмечены (рис.2.2).[2]

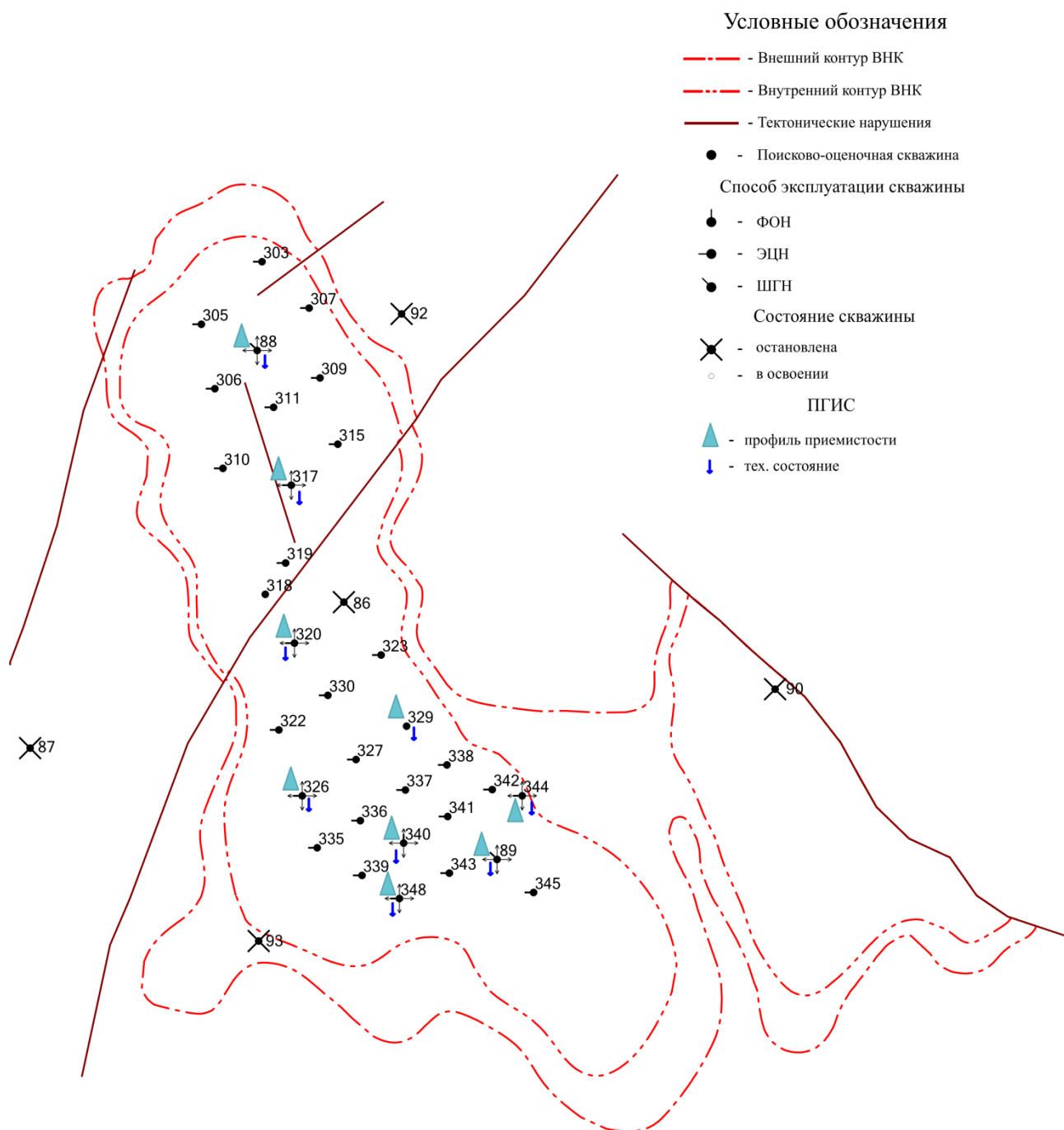


Рисунок 2.2– Объект Ю₁¹⁻². Карта охвата ПГИС

2.3.4 Гидродинамические исследования скважин

Скважина № 86. При опробовании пласта Ю₁¹ в интервале 2446–2454 м (а.о. –2352.6 –2360.6 м) получен приток нефти дебитом 8.2 м³/сут через штуцер диаметром 3 мм.

Исследования на неустановившемся режиме фильтрации проводились после второго вызова притока. Исследования на установившихся режимах

проводились после третьего вызова притока при фонтанировании скважины через штуцер диаметром 1, 2 и 3 мм. Замеры пластового и забойного давлений производились глубинными манометрами МГП-400 № 7893 и МГГ-200 № 4515 на глубине 2450 м.

Пластовое давление на глубине замера – 24.2 МПа, в затрубном пространстве – 2.49 МПа.

Индикаторная диаграмма (ИД) представляет собой прямолинейную зависимость дебита скважины от создаваемой на пласт депрессии. Коэффициент продуктивности, определенный по ИД, составляет $1.5 \text{ м}^3/\text{МПа}\cdot\text{сут}$, гидропроводность – $0.031 \text{ мкм}^2\cdot\text{м}/\text{МПа}\cdot\text{с}$, проницаемость – $22.5\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Пластовое давление по результатам обработки кривой восстановления давления (КВД) составляет 24.2 МПа. По КВД определены также: гидропроводность – $0.031 \text{ мкм}^2\cdot\text{м}/\text{МПа}\cdot\text{с}$, проницаемость – $22.0\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

В скважине был также определен коэффициент призабойного дефекта (отношение проницаемости удаленной части пласта к проницаемости призабойной зоны), он составил 0.98. Таким образом, можно сделать вывод о том, что призабойная зона пласта была не загрязнена.

Скважина № 87. Проведено опробование КИИ-2-146 ГрозупНИИ в открытом стволе горизонта Ю₁¹⁻² в интервале 2482-2534 м. Получен приток пластовой воды дебитом 3.6 м^3 за 15 минут при депрессии 12.5 МПа.

Скважина № 88. При опробовании пласта Ю₁¹⁻² в колонне в интервале 2450-2457 м (а.о.2351.2-2358.2 м) получен приток нефти дебитом $4.8 \text{ м}^3/\text{сут}$ на штуцере 2 мм. [2]

Гидродинамические исследования скважины № 88 производились на установившихся (на штуцерах диаметром 2, 3.2, 4.3 мм) и неуставившихся режимах фильтрации (рис.2.3).

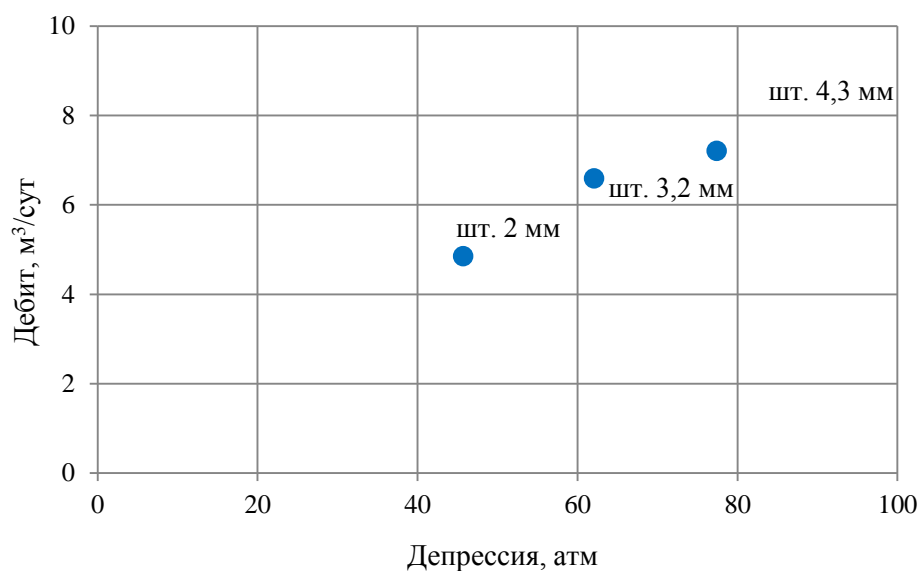


Рисунок 2.3 –Индикаторная диаграмма скважины № 88

Гидродинамические исследования на Пуглалымском месторождении проводились при опробовании поисково-разведочных скважин Западной нефтеразведочной экспедицией Томского Территориального Геологического Управления.

При оценке гидродинамических параметров проведены следующие исследования:

- индикаторные исследования (ИК)
- запись кривых восстановления давления (КВД)

В сводном виде результаты исследований с определением средних значений параметров, характеризующих пласт Ю₁¹⁻², приведены в (табл. 2.5)

Таблица 2.5 – Результаты гидродинамических исследований скважин Пуглалымского месторождения

Номер скважины	Дата исследования	Интервал перфорации, м <u>глубина</u> абс. отметка	Толщина пласта, м	Дебит нефти, м ³ /сут	$P_{пл}/P_{з аб}$, МПа	Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	Удельный коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа·м	Гидропроводность, мкм ² ·м/МПа·с	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Вид исследования
86	05.01.1972	2446.0-2454.0	3,5	8,2	24.2/18.8			0,031	22,0	КВД
		2352.6-2360.6				1,5	0,43	0,031	22,5	ИД
88	07.01.1986-08.02.1986	2450.0-2457.0	3,9	4,8	25.4/20.8	1,0	0,26	0,021	2,1	ИД
		2351.2-2358.2						0,017	1,7	КВД
89	08.09.1989-18.10.1989	2442.0-2451.0	3,5	6,2	24.7/17.3	0,84	0,24	0,011	1,8	ИД
		2352.4-2361.4						0,010	1,6	КВД

Продолжение таблицы 2.5

90	01.08.1990- 24.08.1990	2448.0- 2461.0 2358.1- 2371.1	2,4	1,7	25.0/ 13.8	0,15	0,06			КВД
91	02.12.1991- 29.12.1991	2512.0- 2528.0 2390.3- 2406.3	2,6		/19.6	0,20	0,08			КВД
92	24.08.1991	2475.0- 2490.0 2379.4- 2394.4	4,6	плёнка нефти		0,87	0,19	0,010	1,5	КВД
93	02.12.1991- 25.02.1992	2369.0- 2379.0 2464.0- 2474.0	3,1	5-10 % нефти	/20.2	0,55	02.12.1991- 25.02.1992	2464.0- 2474.0	3,1	5-10 % нефти
Средние значения							0,83	0,017	7,6	

2.4 Свойства и состав нефти, газа и воды

2.4.1 Свойства и состав нефти

На данном этапе разработки месторождения изучены глубинные пробы из скв. № 88, расположенной в северной части структуры, и из скв. № 89 и № 341, расположенных на юге структуры. Все глубинные пробы углеводородов отобраны до ввода месторождения в разработку.

Отобранные глубинные пробы проходили весь комплекс исследований, применяемый при контактном и дифференциальном разгазировании, необходимый для установления физико-химических характеристик нефти, растворенного газа и определения их компонентного состава.

Плотность нефти в стандартных условиях варьируется от 0.821 до 0.845 г/см³, составляя в среднем 0.830 г/см³. Кинематическая вязкость при 20°C варьируется от 0.58 до 7.8 мкм²/с, в среднем - 4.42 мкм²/с. Температура начала кипения изменяется от 30 до 98°C, в среднем 54.8°C. Лёгких (бензиновых) фракций, выкипающих при температуре до 200°C, содержится в нефти 24.0-35.5 % (при среднем значении 32.3 %), а выход светлых фракций до 300°C – 50.0-59.5% (при среднем значении 57.3 %). Нефть содержит 3.82-7.18 % масс. силикагелевых смол (при среднем значении 5.26 %), 0.18-1.72 % масс. асфальтенов (при среднем значении 0.57 %), 0.95-14.2 % масс. парафина (наиболее характерные значения 1.71-7.80 %, для этого интервала изменения параметра среднее значение составляет 4.3 %), 0.41-0.62 % масс. серы (среднее значение 0.48 %). Температура застывания нефти изменяется от (-46) до (-5)°C, а температура плавления парафина составляет (+86)°C.

Исходя из результатов определения физико-химических свойств и компонентного состава нефти по результатам исследования поверхностных проб, согласно ГОСТ Р 51858-2002, по плотности нефть относится к типу 1 (легкая), по массовой доле серы – к классу 1 (малосернистая).

Нефть маловязкая, парафинистая, малосмолистая, малоасфальтеновая, по массовому содержанию воды, концентрации хлористых солей и массовой доле механических примесей – к группе 1. Условное обозначение нефти продуктивного пласта Ю₁¹⁻²Пуглалымского месторождения - «Нефть 1.1.1 ГОСТ Р 51858-2002». По массовому выходу светлых фракций, выкипающих до 300°C, нефть относится к нефтям с высоким содержанием бензиново-керосиновых фракций.

По данным анализов глубинных проб давление насыщения нефти газом изменяется от 5.8 до 7.7 МПа (в среднем 6.6 МПа) при среднем пластовом давлении 24.6 МПа (изменяется от 23.3 до 25.15 МПа) и средней пластовой температуре +84.3°C (изменяется от +79 до +86°C).

При изучении результатов однократного разгазирования представительных проб пластовой нефти, отобранных из скв. №№ 88, 89 и 341, получены следующие характеристики: плотность пластовой нефти - 0.753 г/см³, сепарированной – 0.827 г/см³, объемный коэффициент – 1.168, газосодержание – 54.3 м³/т (44.9 м³/м³). Динамическая вязкость пластовой нефти принимает значение 0.915 мПа*с, разгазированной - 3.315 мПа*с. Коэффициент сжимаемости изменяется от 12.40 до 13.40 1/МПа*10⁻⁴, составляя в среднем 12.78 (1/МПа)*10⁻⁴. Усадка варьируется от 15 до 16.8 %, в среднем 15.7 %. Средний коэффициент растворимости газа в нефти изменяется от 6.4 до 6.7 (м³/м³)/МПа.

Компонентный состав пластовой нефти, определенный при ступенчатой сепарации проб из скв. №№ 88,89 и 341, следующий (% мольные): метан – 15.54 - 21.03 (в среднем – 18.83), этан - 1.60 - 2.09 (в среднем – 1.87), пропан - 4.17 - 4.98 (в среднем – 4.52), бутан – 4.76 - 6.16 (в среднем – 5.47), пентан+высшие – 64.11 - 71.54 (в среднем – 66.68). Из неуглеводородных соединений определены азот (0.50-0.64 % мол.) и углекислый газ (0-0.34 % мол.), (табл. 2.6). [2]

Таблица 2.6 – Свойства пластовой нефти продуктивного пласта Ю₁¹⁻²

Наименование параметра	Численные значения	
	Диапазон значений	Принятые значения
Пластовое давление, МПа	23.3-25.19	24.6
Пластовая температура, °С	79.0-86.0	84.25
Давление насыщения, МПа	5.8-7.8	6.63
Газосодержание, м ³ /т	35.1-58.2	45.45
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т		
P ₁ =(5.0-6.0) МПа; t ₁ =(65.0-75.0) ⁰ С	3.6-10.5	7.20
P ₂ =(3.0-4.0) МПа; t ₂ =(48.0-50.0) ⁰ С	13.8-21.5	19.50
P ₃ =2.0 МПа; t ₃ =(30.0-35.0) ⁰ С	19.4-36.9	30.3
P ₄ = 1.0 МПа; t ₄ =(20.0-25.0) ⁰ С	25.4-44.7	37.40
P ₅ =0.5 МПа; t ₅ =(15.0-20.0) ⁰ С	28.9-49.4	41.50
P ₆ =0.28-0.30 МПа; t ₆ =(10.0-20.0) ⁰ С	30.6-52.1	43.60
P ₇ =0.1-0.105 МПа; t ₇ =(10.0-20.0) ⁰ С	36.5-57.4	49.100
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	745.0-828.0	763.0
Вязкость в условиях пласта, мПа*с	0.90-1.62	1.08
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа*10 ⁻⁴	1.20-29.03.5	13.72
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20 ⁰ С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании	1.111-1.222	1.176
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0.737-1.103	0.947
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20 ⁰ С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании	825.0-829.0	827.00
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	817.0-836.0	825.00

По результатам дифференциального разгазирования проб пластовой нефти, отобранных из скв. №№ 88, 89 и 341, были получены следующие значения параметров: плотность пластовой нефти варьируется от 0.745 до 0.787 г/см³, составляя в среднем 0.763 г/см³; плотность сепарированной нефти изменяется от 0.817 до 0.836 г/см³, составляя в среднем 0.825 г/см³; объемный коэффициент изменяется от 1.119 до 1.164, в среднем - 1.146; а газосодержание составляет в среднем 45.5 м³/т, изменяясь от 35.1 до 57.40 м³/т. Физико-химическая характеристика дегазированной нефти представлена в (табл. 2.7)

Таблица 2.7 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти продуктивного пласта Ю₁¹⁻²

Наименование параметра	Количество исследованных		Диапазон значений	Среднее значение
	скважин	проб		
Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³	7	12	821.0-845.0	830.0
Вязкость динамическая, мПа*с				
при 20 ⁰ С	8	14	0.58-7.8	4.42
при 50 ⁰ С	6	10	0,48-3,63	2.52
Молярная масса, г/моль	8	13	91.0-342.0	212.03
Температура застывания нефти, ⁰ С	6	8	(-46)-(-5)	-22.63
Массовое содержание, %				
серы	5	8	0.41-0.62	0.48
смола силикагелевых	7	12	3.82-7.18	5.23
асфальтенов	7	12	0.0-1.72	0.58

Продолжение таблицы 2.7

парафинов	7	12	0.95-14.20	4.63
воды	4	5	0-3.30	1.825
механических примесей	2	3	0.003-0.013	0.008
Содержание микрокомпонентов, г/т				
ванадий	нет данных			
никель	нет данных			
Температура плавления парафина, °С	4	5	49.0-50.0	49.60
Температура начала кипения нефти, °С	6	9	30.0-61.0	54.78
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100 ⁰ С	6	6	6.0-9.0	7.17
до 150 ⁰ С	6	8	8.0-98.0	27.56
до 200 ⁰ С	9	13	24.0-35.5	32.35
до 250 ⁰ С	5	6	35.0-45.5	41.42
до 270 ⁰ С	3	3	40.0-51.0	44.67
до 300 ⁰ С	9	13	50.0-59.5	57.27
до 350 ⁰ С	6	6	42.0-71.0	58,33
Шифр технологической классификации	«Нефть 1.1.1 ГОСТ Р 51858-2002»			

2.4.2 Свойства и состав пластовых вод

Пробы пластовой воды отбирались в процессе опробования скважин на устье, при подъеме труб после испытания, глубинными пробоотборниками ВПП-300 и ПД-3. Изучение проб проводилось в специализированных лабораториях Томского политехнического института.

Физико-химические свойства подземных вод Пулгалымского месторождения были изучены по 14 пробам, из них пять кондиционных.

Критерием кондиционности отобранных проб являлись:

- заниженные значения минерализации, что связано с некачественной обработкой скважины перед отбором проб;

- повышенные содержания сульфат-иона, которые свидетельствуют о разбавлении пластовой воды фильтратом бурового раствора.

Воды продуктивного пласта Ю₁¹⁻²Пуглалымского месторождения хлоркальциевого типа, соленые. Минерализация их по данным анализов из скв. №№ 87, 93, отобранных до начала разработки, изменяется в пределах 38.6-42.4 г/дм³ (таблица 2.8).

Сведения о физических свойствах, химическом составе и минерализации пластовых вод, полученные на основании обобщения результатов лабораторных исследований глубинных и поверхностных проб, отобранных из скважин Пуглалымского месторождения до начала разработки приводятся в (табл. 2.8). [2]

Таблица 2.8 – Свойства и химический состав пластовых вод. Пуглалымское месторождение

Параметр	Пласт Ю ₁ ¹⁻²	
	Диапазон изменения	Среднее значение
1 Газосодержание, м ³ /м ³	-	-
2 Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	-	1,024
- в условиях пласта	-	-

Продолжение таблицы 2.8

3	Вязкость в условиях пласта, мПа*с	-	-
4	Коэффициент сжимаемости, 10^{-4} МПа ⁻¹	-	-
5	Объемный коэффициент, единиц	-	-
6	Химический состав вод, мг/дм ³ :		
	- Na ⁺ + K ⁺	13821.6- 15214.7	14518.2
	- Ca ⁺²	1298.5-1302.6	1300.6
	- Mg ⁺²	-	160.5
	- Cl ⁻	22848.6- 25635.4	24242
	- HCO ₃ ⁻	756.4-1019.0	887.7
	- CO ₃ ⁻²	-	258.0
	- SO ₄ ⁻²	3.3-20.0	11.7
	- NH ₄ ⁺	-	140.0
	- Br ⁻	-	88.1
	- J ⁻	-	4.6
	- B ⁺³	-	-
	- Li ⁺	-	-
	- Sr ⁺²	-	-
	- Rb ⁺	-	-
	- Cs ⁺	-	-
7	Общая минерализация, г/дм ³	38.6-42.4	40.5
8	Водородный показатель, рН	6.3-12.0	9.2
9	Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	хлоркальциевый	
10	Количество исследованных проб (скважин)	2 (2)	

2.4.3 Сведения о запасах углеводородов

На Государственном балансе на 01.01.2013 г. по Пуглалымскому месторождению начальные геологические запасы нефти числятся в количестве 8 633 тыс.т геологических (по категориям В+С₁+С₂), 3 711 тыс.т извлекаемых. Из них по категории В геологических – 1 015 тыс.т, извлекаемых - 436 тыс.т, по категории С₁ геологических – 6 497 тыс.т, извлекаемых – 2 793 тыс.т, по категории С₂ геологических – 1 121 тыс.т, извлекаемых – 482 тыс.т.

Суммарная величина начальных геологических запасов растворенного газа (по категориям В+С₁+С₂) составляет 168млн. м³, из них по категории В+С₁ – 146 млн. м³, по категории С₂ - 22 млн.м³[2].

За время, прошедшее после начала разработки месторождения, накопленная добыча растворенного газа составила 13 млн.м³.

Принятые подсчетные параметры и результаты подсчета геологических запасов нефти по продуктивному пласту Ю₁¹⁻² приведены в (табл. 2.9)

Таблица 2.9 – Сводная таблица подсчетных параметров, начальных запасов нефти и растворенного газа

Пласт, залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности, 10 ³ м ²	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, 10 ³ м ³	Коэффициенты			Плотность нефти, кг/м ³	Начальные геологические запасы нефти, 10 ³ т	Газовый фактор нефти, м ³ /т	Начальные геологические запасы растворенного газа, 10 ⁶ м ³
						Открытой пористости, единиц	Нефтенасыщенности, единиц	Пересчетный, единиц				
Ю ₁ ¹⁻²	В	ЧНЗ	3228	4,1	13100	0.17	0.62	0.873	0.825	994	45.5	45
		ВНЗ	88	3,3	293	0.17	0.58	0.873	0.825	21	45.5	1
		ЧНЗ+ВНЗ	3316	4,0	13393		0.62			1015		46
	С ₁	ЧНЗ	20154	3,8	75700	0.17	0.66	0.873	0.825	6117	45.5	278
		ВНЗ	3349	1,6	5347	0.17	0.58	0.873	0.825	380	45.5	17
		ЧНЗ+ВНЗ	23503	3,4	81047		0.65			6497		295
	С ₂	ЧНЗ	3895	2,6	10091	0.17	0.66	0.873	0.825	815	45.5	37
		ВНЗ	2842	1,5	4308	0.17	0.58	0.873	0.825	306	45.5	14
		ЧНЗ+ВНЗ	6737	2,1	14399		0.64			1121		51
	В+С ₁	ЧНЗ	23382	3,8	88800	0.17	0.63	0.873	0.825	7111	45.5	323
		ВНЗ	3437	1,6	5640	0.17	0.58	0.873	0.825	401	45.5	18
		ЧНЗ+ВНЗ	26819	3,5	94440		0.63			7512		341
	В+С ₁ +С ₂	ЧНЗ	27277	3,6	98891	0.17	0.63	0.873	0.825	7926	45.5	360
		ВНЗ	6279	1,6	9948	0.17	0.58	0.873	0.825	707	45.5	32
		ЧНЗ+ВНЗ	33556	3,2	108839		0.63			8633		392

3 Осложненный фонд добывающих скважин

3.1 Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин и борьбе с ними

3.1.1 Виды осложнений

Основополагающей проблемой при добыче флюида на Пуглалымском месторождении, как и в большей части месторождений Западной Сибири, является асфальто-смоло-парафинистые отложения (АСПО), отложения солей, коррозия от воздействия минерализованной пластовой воды.

При давлениях на приеме погружных насосов ниже минимального допустимого возможен срыв подачи, перегрев ЭЦН, порывы на выкидных линиях и т.д. При эксплуатации скважин необходимо предусмотреть меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями.

По товарной характеристике нефть пласта Ю₁¹⁻², смолистая (до 7,18 %), парафиновая (до 14 %), содержит серу до 0,48 %. Пластовая вода является минерализованной и содержит коррозионноактивные ионы растворимых солей. Эти факторы являются причинами осложнений, таких как: АСПО, солеотложения, коррозия оборудования. [2]

3.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО

Процесс АСПО носит адсорбционный характер. Отложения асфальтосмолопарафинов происходят на НКТ, в клапанных узлах.

Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температур, меньших температуры насыщения нефти парафином вследствие разгазирования пластовой жидкости и теплообмена. Наиболее интенсивен процесс парафиноотложения в скважинах с низкими дебитами, незначительной обводненностью продукции, высокой температурой насыщения нефти парафином при значительном содержании в нефти парафина и асфальто-смолистых веществ с высокой температурой плавления (церезинов,

тяжелых смол). В таблице 3.1 представлены основные рекомендуемые методы предупреждения видов осложнения и борьбы с ними.

В настоящее время широко применяются от выпадения и удаления АСПО различные методы – механические, химические, тепловые и др. [3]

Механизированный способ

Методом очистки внутренней поверхности НКТ от парафиноотложений является механизированный, выполняемый спуском и подъемом скребков с помощью ручных лебедок. Рекомендуются к применению применения скребки: «Кыргач-5», «Кыргач-6».

Самым популярным способом очистки подъемных труб от парафина является механическая очистка труб специальными скребками, выполняемая в процессе эксплуатации скважин без ее остановки. Этот способ заключается в удалении скребками парафина со стенок труб при помощи специальных ножей или фрез. Применяют скребки различных конструкций. В фонтанных и компрессорных скважинах движение скребков вниз осуществляется под действием силы тяжести самих скребков и специально применяемых грузов, а вверх скребки поднимают на стальном тросе (проволоке) при помощи лебедки.

Схема оборудования скважины для очистки подъемных труб скребками, спускаемыми на тросе, следующая: на устьевой арматуре над буферной задвижкой фонтанной или компрессорной скважины устанавливают лубрикатор с сальником, над лубрикатором укрепляется ролик. Возле скважины устанавливают ручную лебедку (Сулейманова) или механизированную лебедку для спуска и подъема в трубах на проволоке скребков с грузом. Проволока для спуска скребков должна быть диаметром 1,8 – 2,0 мм с пределом прочности 150 – 160 кг/мм² (марки В по ГОСТ 3241-46). Лубрикатор служит для удержания приготовленных для спуска скребков и груза. Последний представляет собой болванку, вес которой зависит от диаметра труб и дебита скважины (от 10 до 20 кг), и служит для обеспечения быстрого и плавного движения скребков вниз и предупреждения их подбрасывания потоком жидкости при перемещении скребков вверх и вниз.

Сальник в верхней части лубрикатора служит для герметизации отверстия, через которое проходит проволока. Скребки, спускаемые в скважину на проволоке, могут иметь постоянное и переменное сечение. Скребки, соскабливают парафин заостренными кромками корпуса, специальными ножами, или фрезами при движении вниз и вверх. Наружный диаметр этих скребков на 1,5 – 2 мм меньше диаметра подъемных труб. Конструкция скребка обеспечивает свободный проход восходящего потока жидкости, предупреждает подбрасывание его потоком. Постоянство диаметра скребков является недостатком. Такой скребок спускать в скважину необходимо не позднее, чем на трубах успеет отложиться слой парафина толщиной 0,5 – 0,7 мм. Спускают скребки обычно через каждые трое суток, согласно графику скребкования на данном объекте. Малейшее промедление при очередном спуске скребков приводит к остановке скребка в каком-либо месте фонтанных труб. Это обычно устраняют рассаживанием, но возможен обрыв груза.

Очистку труб от парафина скребками выполняют следующим образом. Установив в лубрикаторе приготовленные для спуска скребки с грузом, оператор, не останавливая эксплуатации скважины, открывает буферную задвижку и при помощи лебедки спускает скребки на необходимую глубину. Диаметр груза должен быть минимальным, чтобы струя жидкости свободно проходила мимо него. Скребки спускают на глубину, где начинается отложение парафина, и затем поднимают вверх. При движении вверх и вниз скребки соскабливают парафин с поверхности труб, и последний восходящим потоком жидкости выносятся на поверхность. Продолжительность операции обычно составляет 3 – 5 суток. В случае нарушения этого срока, что часто случается по организационным и техническим причинам, в НКТ образуется «пробка» из парафинов и гидратов. Данные по применению технологий очистки и предотвращения АСПО указаны в (табл. 3.1). [4]

3.2.1 Применение покрытий

Для борьбы с отложениями парафина в лифтовых колоннах скважин наиболее широко используются защитные покрытия, в качестве которых применяют полярные (гидрофильные) материалы с диэлектрической проницаемостью 5 – 8 ед., обладающие низкой адгезией к парафину и имеющие гладкую поверхность. Защитные материалы выбирают в зависимости от условий и способа эксплуатации скважин, свойств добываемой нефти и твердых углеводородов с помощью специальной установки, на которой оценивается сила адгезии парафина к поверхности испытуемого материала при тангенциальной нагрузке. Пригодными являются материалы, адгезия которых к парафину при 20°С составляет 30 – 50 кПа и менее. При высоких дебитах скважин могут оказаться пригодными материалы и с большей адгезией к парафину. При низких дебитах скважин срывающее усилие потока для сдвига парафина относительно поверхности может оказаться недостаточным, и защитные покрытия могут оказаться неэффективными. Известно несколько защитных материалов. [4]

Бакелитовый лак относится к материалам полярной группы. Обладает низкой адгезией к парафину. Слабо сцепляется с поверхностью металла, хрупок.

Эпоксидные смолы являются слабо полярными материалами, обладают высокой адгезией к металлу и менее низкой сопротивляемостью парафинизации. Для получения прочных пленок в эпоксидные смолы добавляют отвердители. Широко применяются смолы марок Э-40, Э-41, Э-44, Э-47, ЭД-5, ЭД-6.

Бакелито-эпоксидные композиции представляют собой смесь этих веществ в соотношении 1:1 или 3:7. Затвердевание компонентов происходит за счет бакелитового лака, что исключает необходимость применения токсичных отвердителей.

Стекло из известных материалов имеет наименьшую сцепляемость с парафином и пригодно для использования в любых встречающихся на практике

средах. Это полярный материал, поверхность которого сформирована группами ОН и хорошо смачивается водой. Для футеровки труб применяют стекла марок С – 89 (температура размягчения $t_p - 590^{\circ}\text{C}$), нейтральное НС ($t_p - 700^{\circ}\text{C}$) и АВ=1 ($t_p - 650^{\circ}\text{C}$). Наиболее эффективны легкоплавкие стекла марки С-89, имеющие температурный коэффициент линейного расширения, близкий к коэффициенту расширения металла.

Стеклоэмали, как и стекло, являются полярными материалами, обладают высокой адгезией к стали и низкой сцепляемостью с парафинами (за исключением случаев, когда поверхность эмалевого покрытия пориста). Получают их сплавлением смеси (шихты) из песка, полевого шпата, буры, соды и добавок других веществ.

Таблица 3.1 – Мероприятия по предотвращению АСПО

№ пп	Необходимые мероприятия	Объем	Периодичность
1.	Методы борьбы с АСПО:		
1.2	<input type="checkbox"/> механическая очистка с применением оборудования: <input checked="" type="checkbox"/> скребок «Кыргач-5», «Кыргач-6» «Татнипинефть»); <input checked="" type="checkbox"/> лебедка Сулейманова для ЭЦН и ФОН («Черногорнефть»); <input checked="" type="checkbox"/> полуавтоматическая установка ПАДУ-3 для ЭЦН, ФОН и КГ («Прецезион»); <input checked="" type="checkbox"/> станция управления установки депарафинизации труб скребками УДС-1М для ЭЦН и ФОН (НПО «Нефтеавтоматика»).	во всех скважинах	в соответствии с действующими инструкциями и регламентами
1.3	<input type="checkbox"/> профилактические мероприятия: использование: НКТ с покрытием - стекло, эмаль, лакокрасочное; («ЛТП Томск сервис»);(MagerpackMP14)	во всех скважинах	постоянно

3.3 Мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями

Основной источник солей, выпадающих в осадок при добыче нефти – это попутные воды, добываемые вместе с нефтью.

Для предупреждения отложения солей на Пуглалымском месторождении применяют технологические и химические методы.

К технологическим методам относятся:

- увеличение скорости водонефтяного потока в трубах;
- использование труб, оборудования с полимерными покрытиями;
- промывка забоя.

Химические методы

Наиболее простым и эффективным методом борьбы с солеотложениями является применение химических реагентов (ингибиторов солеотложений), которые дозируются в поток или задавливаются в призабойную зону «солеотлагающих скважин». Подбор ингибиторов осуществляется лабораторными исследованиями для условий месторождения. Для данного месторождения был подобран ингибитор солеотложений «DESCUM-2» марки М-3111-В.

Эффективность предупреждения солеотложений зависит от точности выполнения технологии подачи ингибитора и периодичности обработок скважин. Технология подачи ингибитора осуществляется по способу:

- непрерывной дозировки ингибитора с помощью дозирочного насоса (УД) в затрубное пространство скважины;
- периодической закачки ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью ЦА-320;

- заправки ингибитора солеотложения при очередном ремонте с глушением скважин.

Для ингибиторов солеотложений типа ПАФ разработаны летняя и зимняя формы реагентов, физико-химические свойства которых отвечают предъявляемым требованиям к ингибиторам. [5]

Ингибиторы следует применять по двум технологиям: периодической задавкой в призабойную зону пласта и постоянной дозировкой в затрубное пространство скважин. Недостатком ингибиторов в жидкой товарной форме является быстрый вынос большого количества реагента в первоначальный период после пуска скважины в работу. Создать постоянную концентрацию реагента в добываемой жидкости на все расчетное время предупреждения отложения солей можно с помощью ингибитора в твердой товарной форме.

Для применения ингибитора в твердой товарной форме необходим контейнер, изготовленный из НКТ. Для данного месторождения используются ПСК «Трил-СВ» [6]

В результате эксплуатации ПСК в скв. 315 Пуглалымского месторождения (запуск 25.07.2014г.) наработка увеличилась на 656 сут. Средняя наработка на отказ по предыдущим 3 отказам составляла 119 суток, при демонтажах фиксировались отложения солей по корпусу УЭЦН. После спуска УЭЦН с ПСК, оборудование отработало 775 суток. По результатам демонтажа, солевые отложения на корпусе ЭЦН не выявлены. Отказавший узел – кабельная линия (R-0).

В результате применения ПСК в скв. 318 Пуглалымского месторождения (запуск 16.10.2016г.) наработка была увеличена на 87 сут. Средняя наработка на отказ по предыдущим 3 отказам составляла 273 суток, на демонтажах фиксировались солеотложения по телу установки. После спуска оборудования с ПСК, УЭЦН отработал 360 суток. По результатам демонтажа вращение секций свободное. Отказ произошел по причине коррозии НКТ (нет подачи).

Выводы по применению погружных скважинных контейнеров ПСК:

Использование ПСК«Трил-СВ» увеличивает время безотказной работы УЭЦН. Достигнут положительный эффект по увеличению наработки в 2,3 раза, применение ПСК способствует защите погружного оборудования от солеотложения. [6]

Мероприятия по предотвращению солеотложения при эксплуатации скважин описаны в таблицы 3.2

Таблица 3.2 – Мероприятия по предотвращению солеотложения при эксплуатации скважин

№ пп	Необходимые мероприятия	Объем	Периодичность
1.	Методы борьбы с солеотложением :		
1.1	<ul style="list-style-type: none">➤ Закачка ингибитора Descum 2 с помощью ЦА-320.➤ Закачка Ингибитора Descum-2 с помощью «УД»➤ Использование ПСК «Трил-СВ» в составе УЭЦН	во всех скважинах	в соответствии с действующими инструкциями и регламентами

3.4 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией

Известные способы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования разделяются на 3 группы:

- технологические
- профилактические;
- физические;
- химические.

Профилактические

В добывающих скважинах рекомендуется использование насосов в коррозионностойком исполнении, применение защитных покрытий, в основном для труб (НКТ и др.).

Для строительства и замены изношенных трубопроводов рекомендуется использовать трубы из сталей повышенной коррозионной стойкости и прочности 13ХФА по ТУ 1317-233-0147016-02, 09ГСФ по ТУ 14-158-116-98 или трубы с внутренним и наружным защитным покрытием, что обеспечит срок безаварийной эксплуатации трубопроводов не менее 15 – 20 лет . Для защиты наружной поверхности стальных труб применяется двуслойный (трехслойный для особо опасных мест, например, переходов через водные преграды) экструдированный полиэтилен или пропилен заводского изготовления с защитой сварных швов в трассовых условиях лентой «Полилен» на праймере. [7]

В случае возникновения проблемы с коррозией внутрискважинного оборудования по ходу разработки месторождения (определяется по данным коррозионного мониторинга) рекомендуется:

- использовать НКТ повышенной группы прочности – Е и Р с двусторонним покрытием;
- глушение скважин производить солевым раствором NaCl, KCl и K₂CO₃ (поташ), очищенным от частиц нерастворимых примесей.

Основными методами борьбы с коррозией в настоящее время являются применение защитных покрытий, в основном для труб (НКТ и др.) и закачка химических реагентов.

Химические

Из химических способов уменьшения коррозии оборудования рекомендуется применять следующие реагенты:

ХПК-001, ХПК-002, СОНКОР-9022, имеющих температуру застывания – 40–60°С. Закачивают их непрерывно или периодически. Из опыта применения защитный эффект составляет более 95%, при дозировке реагента 25 г/м³.

Применение метода периодической закачки или непрерывной дозировки ингибиторов коррозии ХПК-001, ХПК-002, СОНКОР-9022. Эти ингибиторы успешно применяются на месторождениях ООО «ВТК» ВНК со схожими условиями добычи и обеспечивают уменьшение скорости коррозии до 0,03 – 0,05 мм/год.

Ингибитор коррозии СОНКОР-9022М предназначен для ингибирования, главным образом внутрискважинного оборудования и трубопроводов путем закачки в затрубное пространство, а также систем нефтесбора. Обладает улучшенной адгезионной способностью и может применяться для периодических закачек в добывающие скважины и трубопроводы. [8]

Подготовка и закачка реагента в скважину при помощи ЦА-320

- 1) Согласно графику обработки ингибитором СОНКОР-9022 необходимо наполнить замерную емкость ЦА-320 водой (сеноман) в необходимом объеме из расчета закачки на один куст, затем используя переносную расходную емкость (ведро, канистра) которая имеет тарировку, налить необходимый объем ингибитора в замерную емкость ЦА-320.
- 2) Перемешать получившийся раствор при помощи ЦА-320 «на себя» в течение 5 – 10 минут.
- 3) Накрутить на полевой затруб штуцер с диаметром 3мм.
- 4) Подбить ЦА-320 при помощи шланга высокого давления и БРС к накрученному штуцеру на затрубе обрабатываемой скважины.
- 5) Опрессовать линию нагнетания давлением 20 атм. с выдержкой в течение 1 минуты, убедившись в отсутствии утечек по линии нагнетания, производить дальнейшие работы.
- 6) Закрывать внутреннюю затрубную задвижку.

- 7) Открыть внешнюю затрубную задвижку.
- 8) Исходя из графика обработок: произвести закачку необходимого объема раствора ингибитора используя 2ую передачу ЦА-320 контролируя объем закачиваемого раствора по замерной емкости.
- 9) После прокачки необходимого объема раствора закрыть внешнюю затрубную задвижку. Открыть внутреннюю затрубную задвижку через 20 минут после обработки.
- 10) Стравить остаточное давление в нагнетательной линии путем постепенного открытия шарового крана на ЦА-320 идущего к замерной емкости.
- 11) При перерыве более 20ти суток с момента последней обработки скважины, а так же при частичной смене подвески во время ТКРС необходимо производить обработки ингибитором в 2-ух кратном объеме от объема обработок по графику.

3.4.1 Данные отказов УЭЦН за 2017 год

За 2017 год по причинам осложнения было выявлено 30 отказов установок электро-центробежного насоса (УЭЦН), (рис.3.1). [9]

Причины:

- 1) Коррозия спускаемого внутрискважинного оборудования .
 - не герметичность лифта насосно компрессорных труб (НКТ)
 - коррозия кабеля УЭЦН
 - коррозия УЭЦН
- 2) Солеотложения спускаемого внутрискважинного оборудования.
 - Солеотложения приемного модуля УЭЦН
 - Солеотложения по телу УЭЦН
 - Солеотложения в внутренней части УЭЦН
- 3) АСПО
 - отложения в внутренней части НКТ и промышленного Оборудования
- 4) Прочее:
 - Механические примеси
 - Примеси в внутренней части УЭЦН

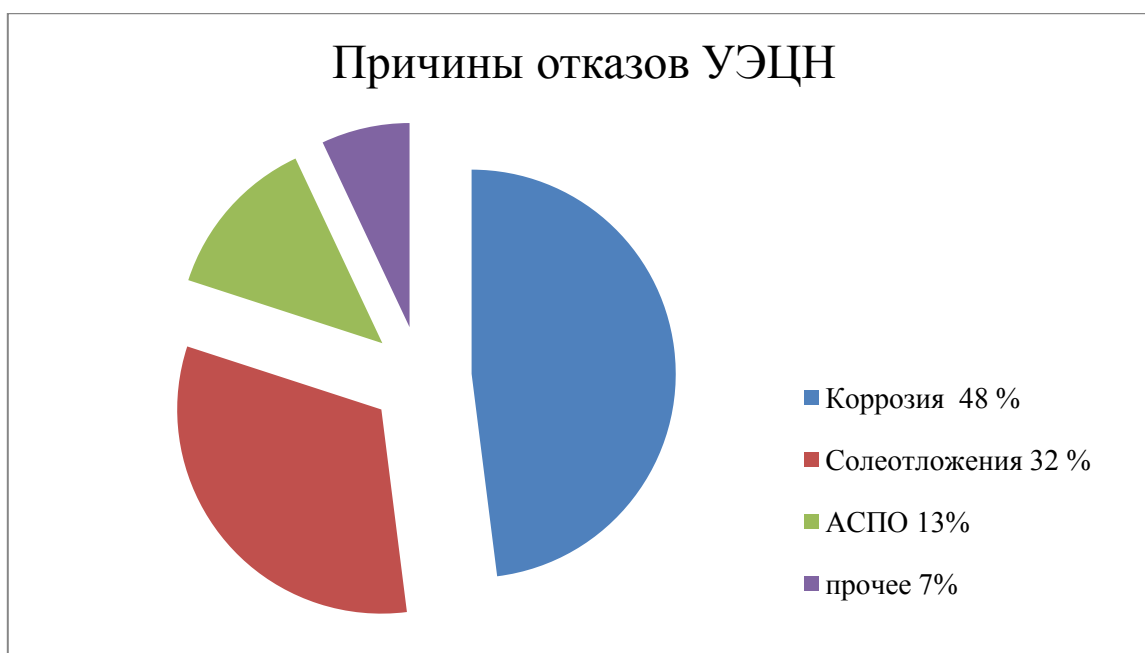


Рисунок 3.1 – Причины отказов УЭЦН за 2017 г.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является оценка и расчет экономической эффективности способов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования, внедрения технологии ингибирования скважин на месторождении, произведение экономического расчета стоимости проведения данной операции, и расчет экономической прибыли с внедрением технологии.

Задачи:

- анализировать эффективность использования дозаторов ингибирования на месторождении;
- определить комплекс работ по проведению мероприятия;
- рассчитать экономию за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин
- рассчитать бюджет затрат на мероприятие;
- определить экономическую эффективность от мероприятия и использования нового оборудования.

Критериями в отношении глубинно насосного оборудования (ГНО) являются: увеличение наработки на отказ по причине коррозии (коэффициент увеличения наработки на отказ) или увеличение срока меж ремонтного периода (коэффициент увеличения МРП). Коэффициент увеличения средней наработки на отказ по причине коррозии определяется из соотношения: [9]

$$КСНО = СНО_{пк} / СНО_0 \quad (1)$$

$$КСНО = 90/45 = 2$$

где:

КСНО - коэффициент увеличения средней наработки;

СНО0 - средняя наработка на отказ до применения противокоррозионных мероприятий, сут;

СНОпк - средняя наработка на отказ при применении противокоррозионных мероприятий, сут.

Обобщающим критерием оценки эффективности технологии в конечном счете является экономическая эффективность. Технология является экономически эффективной, если затраты на ее применение ниже, чем дополнительная экономия от применения.

Экономия от применения технологии, связанной с увеличением средней наработки на отказ (СНО).

Складывается из следующих элементов:

- экономии за счет снижения количества ПРС (Эпрс);
- экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти за счет сокращения простоев скважин (Эдд);
- экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования (Ээо).

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{прс}} + \mathcal{E}_{\text{дд}} + \mathcal{E}_{\text{эо}} \quad (2)$$

$$\mathcal{E} = 720000 + 7680000 + 630000 = 9032000 \text{ руб/год на одну скв}$$

Сбор исходных данных для расчета

Исходные данные для расчета отражены в (табл.5.1). Таблица содержит параметры работы скважины, поэтому составляется индивидуально для каждой скважины.

С учетом возможного изменения дозировки ингибитора коррозии в течение года, в таблицу вставляют данные по среднему расходу ингибитора.

Потери по нефти рассчитываются как произведение суточного дебита скважины по нефти на период простоя скважины на ремонте с учетом ожидания ремонта.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Обозначение	Величина
1	Стоимость ПРС	тыс. руб/час.	Спрс	10000
2	Средняя продолжительность ПРС	сут(сут.)	Тпрс	3
3	Среднее МРП	сут	МРПб	90
4	Средняя стоимость ПРС	тыс. руб.	Спрс	700000
5	Стоимость «черной» НКТ	тыс. руб./тн	Счт	30000
6	Стоимость УЭЦН+ПЭД в обычном исполнении	тыс. руб/тн	Сгно	250000
7	Стоимость погружного кабеля в обычном исполнении,	тыс. руб/км	Скаб	350000
8	Стоимость ингибитора,	тыс.руб./тн	Си	55000
9	Стоимость коррозионно стойкой НКТ	тыс. руб/тн	Скст	60000
10	Стоимость НКТ с покрытием	тыс. руб./тн	Снкп	80000
11	Стоимость катодной защиты	тыс. руб.	Скз	400000
12	Стоимость УЭЦН+ПЭД в коррозионно-стойком исполнении	тыс. руб./шт.	Скгно	1500000
13	Стоимость погружного кабеля в коррозионно-стойком исполнении	тыс. руб./шт	Сккс	2000000
14	Средняя глубина спуска УЭЦН	м	L	3000
15	Средний расход ингибитора	г/м3	p	25
16	Дебит жидкости	м3/сут	Qж	50
17	Обводненность	%	%В	20
18	Потери по нефти	тн/год		480
19	Цена нефти	тыс.руб/тн	Сн	32000
20	Затраты на устьевой дозатор	тыс.руб/год	Зтех	150000

4.1 Расчёт экономии за счет снижения количества ПРС.

Для расчета экономии за счет снижения количества ПРС, на первом этапе необходимо сравнить среднее количество ПРС в базовом периоде и среднее расчетное количество ПРС в ходе применения метода защиты.

$$\Delta K_{прс} = K_{б} - K_{з} \quad (3)$$

$$K_{прс} = 4 - 2 = 2$$

где:

$\Delta K_{прс}$ – изменение числа ПРС в год;

$K_{б}$ – число ПРС в год в базовом периоде (до применения метода защиты);

$K_{з}$ – число ПРС в год в период применения метода защиты.

Из вышеизложенного следует, что среднее количество ремонтов в год за счёт применения метода защиты уменьшилось в два раза по сравнению со средним количеством ремонтов в год в базовом периоде.

4.1.1 Расчёт среднего количества ремонтов скважин в год в базовом периоде

Среднее количество ремонтов в год в базовом периоде вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из межремонтного периода среднего до проведения мероприятий и средней продолжительности операции ПРС.

$$K_{б} = \frac{365}{MP_{пб} + T_{прс}} \quad (4)$$

$$K_{б} = 365 / (90 + 3) = 3.9 = 4$$

где:

K_b – количество ремонтов в год в базовом периоде;

$MP_{Пб}$ – межремонтный период в базовом периоде;

$T_{прс}$ – средняя продолжительность ПРС.

4.1.2 Расчёт среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты

Среднее количество ремонтов в год в период применения метода защиты вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из достигнутого в ходе применения метода межремонтного периода и средней продолжительности операции ПРС.

$$K_z = \frac{365}{MP_{Пдпз} + T_{прс}} \quad (5)$$

$$K_z = 365 / (180 + 3) = 1.9 = 2$$

где:

K_z – количество ремонтов в год в период защиты;

$MP_{Пдпз}$ – межремонтный период достигнутый в период защиты;

$T_{прс}$ – средняя продолжительность ПРС.

Расчет экономии за счет снижения числа ПРС:

$$\Delta_{прс} = \Delta K_{прс} * C_{прс} = (K_b - K_z) * C_{прс} \quad (6)$$

$$\Delta_{прс} = 2 * 720000 = (4 - 2) * 720000 = 1440000 \text{ руб/год}$$

где:

Эпрс – экономия за счет сокращения числа ПРС;

ΔКпрс – снижение числа ПРС в год;

Спрс – средняя стоимость одного ремонта.

Таким образом экономия за счёт снижения количества ПРС составила 1440000 руб/год.

4.2 Расчёт экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин

Физически эта величина отражает стоимость нефти, которую мы получили, сократив простой скважин в период ремонта. Экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин в период ПРС – величина, равная произведению изменения числа ПРС в год на среднюю продолжительность одного ремонта, на производительность скважины по нефти (переведенной в весовые показатели) и на стоимость нефти.

$$Эдд = \Delta K_{прс} * T_{прс} * Q_n * C_n \quad (7)$$

$$Эдд = 2 * 3 * 40 * 32000 = 7680000 \text{ руб/год}$$

где:

Эдд – экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин;

ΔКпрс - изменение числа ПРС в год;

Tпрс – средняя продолжительность одного ремонта;

Qн – дебит скважины по нефти;

ρ – плотность нефти;

C_n – стоимость нефти;

Следовательно, экономия за счёт уменьшения потерь добытой нефти в связи с сокращением простоев нефтедобывающих скважин составила 7680000 руб/год.

В свою очередь, дебит скважины по нефти вычисляется как произведение дебита скважины по жидкости на содержание нефти в 1 м^3 жидкости.

$$Q_n = Q_{ж} * (1 - B) \quad (8)$$

$$Q_n = 50(1 - 0.2) = 40$$

где:

Q_n – производительность скважины по нефти;

$Q_{ж}$ – производительность скважины по жидкости;

B - коэффициент обводненности.

4.3 Общая экономия

Общая экономия вычисляется как сумма экономий от увеличения срока эксплуатации устройств, охваченных защитой при применении данного конкретного метода.

$$Ээо = Энкт + Энас + Эпэд + Экаб \quad (9)$$

$$Ээо = 30000 + 250000 + 350000 = 630000 \text{ руб/год}$$

где:

$Ээо$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования;

$Энкт$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации НКТ;

Энас- экономия за счет увеличения срока эксплуатации насоса;

Эпэд- экономия за счет увеличения срока эксплуатации погружного электродвигателя;

Экаб – экономия за счет увеличения срока эксплуатации кабеля.

Таким образом общая экономия от увеличения срока эксплуатации устройств, охваченных защитой при применении данного конкретного метода составила 630000 руб/год.

4.4 Расчёт затрат на реализацию технологии защиты от коррозии

Расчет общих затрат на применение технологий $Z_{общ}$, тыс. руб.:

$$Z_{общ} = Z_{тех} + Z_{инг} \quad (10)$$

$$Z_{общ} = 150 + 251 = 401000 \text{ руб./год}$$

Затраты на реализацию технологии ($Z_{тех}$) защиты от коррозии определяются стоимостью дозирования с помощью ЦА-320, амортизацией, затратами на обслуживание и т.п.

Общие затраты на применение технологии с учётом затрат на её реализацию и химические реагенты (ингибиторы) составили 401000 руб/год.

4.4.1 Расчёт затрат на химические реагенты (ингибиторы)

$$Z_{инг} = 365 * Q_{ж} * p * C_{инг} * 10^{-6} \quad (11)$$

$$Z_{инг} = 365 * 50 * 0.25 * 55 * 10^{-6} = 250937 = 251000 \text{ руб./год}$$

где:

$Q_{ж}$ – дебит по жидкости, m^3 ;

p – дозировка ингибитора коррозии, $г/м^3$;

Синг – стоимость ингибитора, тыс.руб./т.

Примечание: при применении технологий, не связанных с подачей реагентов, затраты на химические реагенты (ингибиторы) $З_{инг} = 0$.

4.5 Расчет экономического эффекта

Экономический эффект от применения технологии определяется разностью экономии от использования технологии и затратами на ее применение, тыс. руб.

$$\Pi = Э_{общ} - З_{общ} \quad (12)$$

$$\Pi = 9032000 - 401000 = 8631000 \text{ руб./год}$$

Таким образом, экономический эффект от применения данного метода составил 8631000 руб/год чистой прибыли.

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

1. Среднее количество ремонтов в год в период применения метода защиты по сравнению с средним количеством ремонтов в год в базовый период значительно меньше, а точнее в 2 раза меньше.
2. Экономия за счёт снижения количества ПРС составила 1440000 руб/год, что экономически выгодно для предприятия.
3. Экономия за счёт уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин составила 7680000 руб/год.

4. Общая экономия от увеличения срока эксплуатации устройств, охваченных защитой при применении данного конкретного метода составляет 630000 руб.
5. В данной работе была проведена оценка и расчет эффективности способов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования, внедрения технологии ингибирования скважин на месторождении. В связи с этим, был проведён экономический расчет стоимости проведения данной операции, и расчет экономической прибыли с внедрением технологии. Общие затраты на применение технологии составили 401000 руб/год, экономия от применения технологии составила 9032000 руб/год, из этого следует, что данная технология позволила увеличить прибыль на 8631 тыс. руб./год на примере данной скважины.

5 Социальная ответственность

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ осложненного фонда добывающих скважин на Пуглалымском нефтяном месторождении. Следует, что все работы по предотвращению осложнений производиться на кустовых площадках, а именно непосредственно у устья добывающих скважин. При нарушении инструкций охраны труда, правил, норм техники безопасности возможны следующие опасности: механические травмы, поражения открытых участков тела химическими ожогами, поражения дыхательных путей, концентрация вредных веществ.

5.1 Производственная безопасность

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами:

1) Вредные: Повышенный уровень шума, отклонения показателей климата на открытом воздухе, повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

2) Опасные: Движущиеся машины и механизмы, опасность механических повреждений, опасность химических ожогов.

5.2 Анализ вредных факторов при борьбе с осложнениями

5.2.1 Расчёт системы общего освещения кустовой площадки

В связи с тем, что работы могут осуществляться в две смены и необходим постоянный контроль за происходящим процессом, как при помощи контрольно-измерительных приборов, так и визуально, то в темное время суток необходимо обеспечить достаточное освещение для качественной и высокопроизводительной работы.

Следовательно, необходимо выполнить расчёт количества прожекторов на площадке для безопасной работы в ночное время. На площадке при проведении работ должно быть обязательно освещено: устье скважины, и агрегаты.

Требуемая освещённость регламентируется ПБ 08-624-03 «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности».

Освещенность рабочих мест и территории скважины должна соответствовать требованиям санитарных норм и правил. При использовании агрегатов освещенность рабочих мест должна быть не менее:

- устье скважины 100 лк;
- шкалы КИП 50 лк;
- площадки для производства работ 10 лк;

Для общего равномерного освещения площадки применяются:

- 1) светильники и прожектора с лампами ДРЛ;
- 2) прожекторы с обычным накаливанием, кварцевыми галогенными лампами КГ и лампы ДРЛ;
- 3) светильники и прожекторы с ксеноновыми лампами ДКсТ, лампами КГ и ДРИ.

Прожекторное освещение рекомендуется:

- а) для временных или передвижных установок;
- б) для территорий, характер использования которых не допускает целесообразного расположения светильников: механизированных складов, пучков железнодорожных путей, стадионов;
- в) для охранного освещения - при наличии благоприятствующих условий;
- г) для «заливающего» освещения фасадов;
- д) для усиленного освещения отдельных мест работы или архитектурных объектов.

Наибольшее применение находят прожекторы ПЭС-25 (только для охранного освещения), ПЭС-35 (для небольших площадей), ПЭС-45, ПФС-45-1 с лампами накаливания мощностью 150, 500, 300 и 100 Вт, с лампами ДРЛ, мощностью 400 - 1000 Вт.

Расчет прожекторного освещения производится исключительно по точечному методу, так как прожектор — «капризный» оптический прибор, светораспределение которого сильно зависит от точности фокусировки и индивидуальных особенностей лампы, и практически оно известно лишь приближенно.

Рекомендуется размещать прожекторы сосредоточенными группами на мачтах или высоких местных предметах (с устройством огражденных площадок). Возможны и иные варианты.

Наиболее часто применяются типовые мачты высотой 10, 15 и 21 м, разработанные институтом «Мосгипротранс».

Определение освещенности в любой точке при всех известных параметрах установки: типе прожектора, высоте h и координатах мачты освещения, угла

наклона осей θ , азимутах осей β , не вызывает затруднений при расчёте. Чаще, при расчёте ставится обратная задача: определение параметров установки, обеспечивающих получение заданной расчетной освещенности $E \cdot k$, для чего применяется метод компоновки изолюкс или метод пучка прожекторов. Расчет, преимущественно, производится на горизонтальную освещенность, так как именно ее обеспечение представляет наибольшие трудности.

При расчёте по методу пучка прожекторов в распоряжении рассчитывающего должен быть альбом приведенных освещенностей от пучка прожектора для данного типа прожектора.

Компоновка изолюкс является главной операцией расчета, в процессе которой уточняются высоты и координаты мачт, а также углы наклона и азимуты осей прожекторов, а метод пучка прожекторов заключается в расчете необходимого количества прожекторов для освещения площади с заданными параметрами (h, x, E, k). Расположение прожекторов на мачте задается наклоном их осей к горизонту (θ), и углами между проекциями их осей и условным направлением начала отсчета углов (азимуты β). Эти углы выбираются в процессе расчета.

Расположение прожекторов на мачте задается наклоном их осей к горизонту (θ) и углами между проекциями их осей и условным направлением начала отсчета углов (азимуты β). Эти углы выбираются в процессе расчета.

Для приблизительного определения потребной мощности прожекторной установки можно пользоваться формулой:

$$\omega = 0,16 \dots 0,25 \cdot E \cdot k,$$

где ω - удельная мощность, $\text{Вт}/\text{м}^2$,

E - минимальная горизонтальная освещенность;

k - коэффициент запаса.

Большее значение коэффициента в формуле соответствует малым площадям и освещенностям, и наоборот.

За исключением случаев, когда освещаемые поверхности расположены преимущественно вертикально, прожекторное освещение рекомендуется рассчитывать на горизонтальную освещенность.

Как общие правила отметим следующие:

1. Расстояние между мачтами обычно лежит в пределах 4-7 их высот и, как правило, не должно превышать пятнадцатикратной высоты.

2. Расположение мачт выбирается так, чтобы прожекторы, по возможности, не попадали в поле зрения при преобладающем направлении осей зрения.

3. Желательно, чтобы каждый участок освещался с двух сторон. Это не значит, однако, что изолюксы горизонтальной освещенности противоположных мачт должны накладываться друг на друга, так как и за пределами этих изолюкс сохраняется конечная освещенность, особенно вертикальная.

4. Вблизи мачт часто образуется небольшое «мертвое пространство», хотя частично и подсвечиваемое светом, рассеиваемым воздухом. Если лампа полностью экранирована конструктивными частями прожектора, начиная от угла γ с осью, то протяженность мертвого пространства от основания мачты составляет $h \cdot \operatorname{tg}(\gamma - \theta)$. Для прожекторов ПЗС $\gamma = 45^\circ$. Если мачта не может быть соответственно вынесена за границы освещаемой площади, то для освещения мертвого пространства на ней могут быть установлены добавочные светильники.

Расчет ведем по методу пучка прожекторов:

Группа прожекторов, установленных на мачте с одинаковыми углами наклона θ и одинаковыми углами τ между проекциями осей смежных прожекторов (рисунок 5.2), называется пучком прожекторов. Он может рассматриваться как сложный светильник, освещенность от которого определяется значениями h , x , θ , τ и, если $\tau < 20^\circ$, не зависит от положения точки на дуге АБ.

Для расчета освещения от пучка служат кривые приведенной освещенности ξ (рисунок 5.1), т. е. освещенности, отнесенной к значениям $h=1$ м и $\tau=1^\circ$.

При расчете подбираются угол θ , границы пучков и определяется угол τ , характеризующий световую мощность пучка.

Основная схема расчета. При намеченном расположении мачт контрольная точка выбирается так же, как при обычных светильниках. Для этой точки и для каждой освещающей ее мачты обмеряется x , находится x/h и ξ (по рисунку 5.1).

Желая осветить наихудшую точку наилучшим образом, мы должны выбрать такое θ , которому соответствовало бы наибольшее значение ξ при данном x/h .

Суммированием ξ всех мачт, с которых освещается точка, находится $\Sigma\xi$, после чего:

$$\tau = \frac{\Sigma\xi}{Ekh^2}$$

Так как распределение освещенности при прожекторном освещении подчинено более сложным законам, чем при освещении светильниками, необходимо, определив τ , проверить освещенность ряда других характерных точек, и если неравномерность окажется больше 1,5 - 2 или если минимум освещенности окажется не в выбранной контрольной точке, - принять меры для выравнивания освещенности.

Способы выравнивания освещенности:

а) некоторое увеличение θ , такое, чтобы уменьшилось $\Sigma\xi$ в контрольной центральной точке и возросло $\Sigma\xi$ в более близких точках;

б) установка на мачте двух пучков прожекторов с различными θ и τ так, чтобы пучок с большим θ обеспечивал повышение освещенности при малых x/h

в) применение для различных частей данного пучка разных τ (или, что точнее, разделение пучка на несколько отдельных пучков с равными θ , но разными τ), например уменьшение τ в тех направлениях, где данный пучок действует изолированно, не перекрываясь пучками других мачт.

г) целесообразное установление границ пучков отдельных мачт.

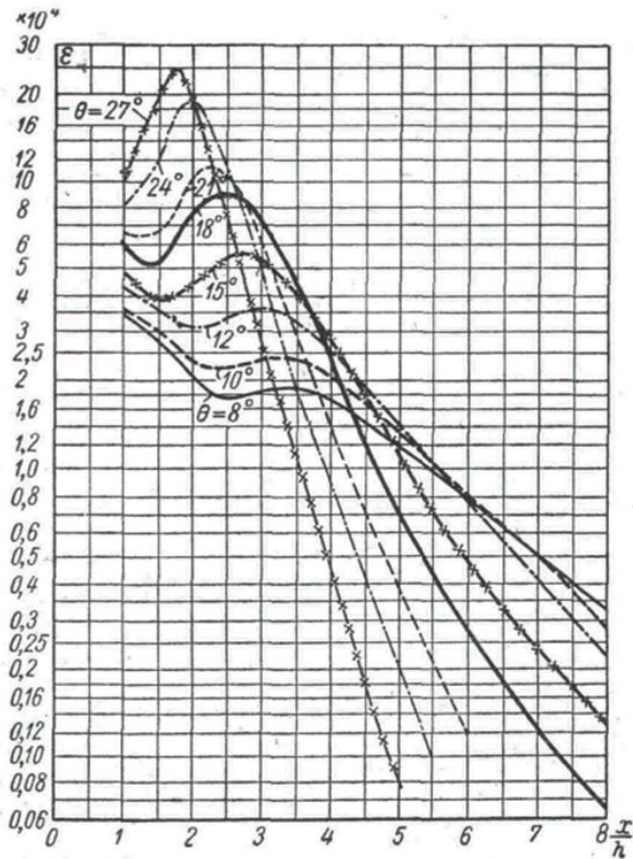


Рисунок 5.1 – Приведённая освещенность от пучка прожекторов ПЗС – 45, 1000 Вт, 220 В.

Расчет

Исходные данные для расчета:

Длина площадки (a) – 50 м;

Ширина площадки (b) – 30 м;

Площадь площадки (S) – 1500 м²;

Минимальное значение освещенность на устье скважин (E) – 26 лк;

Коэффициент запаса (k) – 1,5;

Количество мачт (N) – 3;

Высота каждой мачты (h) – 10 м;

Тип используемых прожекторов – ПЗС 45, 1000/220.

Выбираем контрольную точку, равноудаленную от мачт. Для нее $x/h=1,3$. Оптимальный $\theta=27^\circ$. Тогда в точке сумма $\Sigma\xi=3\cdot 8\cdot 10^4=54\cdot 10^4$.

От первого прожектора при $x/h=1,5$ приведенная освещенность $\xi=20 \cdot 10^4$;
от второго прожектора при $x/h=1$ приведенная освещенность $\xi=10 \cdot 10^4$;
от третьего прожектора при $x/h=1,5$ приведенная освещенность $\xi=20 \cdot 10^4$;
суммарно от всех трех мачт приведенная освещенность $\xi=50 \cdot 10^4$.

Для того чтобы обеспечить норму освещения на устье скважин, следует принять:

$$\tau = \frac{50 \cdot 10^4}{100 \cdot 1,5 \cdot 10^2} = 33,33^\circ$$

В соответствии с изложенным определим число прожекторов (делением градусной ширины пучка на τ).

Таким образом, для проведения на кустовой площадке работ в ночное время на площади равной 1500 м^2 необходимо установить 3 осветительные мачты на которых необходимо разместить 10 прожекторов, марки ПЭС-45 мощностью 1000 Вт, установленный на высоте 10 м (рис. 5.2). Удельная мощность которых составит 24 Вт/м^2 , что соответствует ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности».

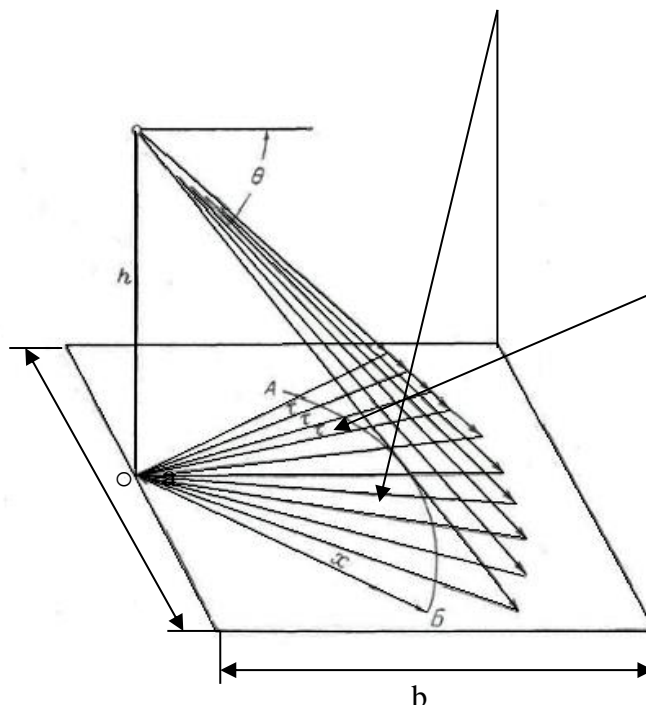


Рисунок 5.2 – Схематическое изображение размещения мачт на площадке и пучка прожекторов.

5.2.2 Повышенный шум

Шумами являются производственные процессы, связанные с использованием промышленной техники, используемых при закачке ингибиторов (агрегат ЦА-320, передвижная паровая установка (ППУ), автокран). Шум отрицательно влияет на сотрудника, негативно сказывается на слуховом аппарате и нервной системе. Громкость ниже 80 дБ безопасна для органов слуха.

В соответствии с СанПиНом 2.2.4.3359-16 допустимый уровень шума на рабочем месте зависит от уровня сложности, напряженности труда, осуществляемого работниками. В общем виде шумовые нормативы зафиксированы в следующих нормативах (единица измерения – дБ):

очень напряженные условия работы – 50;

просто напряженные условия работы – 60;

умеренно напряженные тяжелые / очень тяжелые условия работы – 65;

умеренно напряженные легкие / средней тяжести условия работы – 70;

малонапряженные тяжелые / очень тяжелые условия работы – 75;

малонапряженные легкие / средней тяжести условия работы – 80.

Длительное воздействие шума более 85 дБ в соответствии с ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению слухового порога и к повышению артериального давления. Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в соответствии с ГОСТ № 12.1.029-80:

1.Использование средств, снижающих уровень шума. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение, виброизоляция, вибродемпфирование.

2. Применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, а также глушители шума - реактивные, абсорбционные, комбинированные.
3. Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;
4. Средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
5. Соблюдение режима труда и отдыха. [10]

5.2.3 Отклонение параметров климата

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура для Томской области составляет $+37\text{ C}^0$, минимальная -55 C^0 .

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

При выполнении работ на открытом воздухе каждый сотрудник должен руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях», а также инструкцией общества (Инструкция по охране труда при выполнении работ в холодное время года на открытом воздухе на объектах ООО «ВТК»).

Все работники, осуществляющие работы на открытом воздухе должны быть обеспечены комплектом средств индивидуальной защиты от холода с учетом климатического региона в соответствии с ГОСТ 12.4.011-75. ССБТ.

«Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» и ст.221 Трудового кодекса РФ.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

Доставка к месту работы и с места работы должна осуществляться в специальном утепленном транспорте.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течении не более 10 мин при температуре воздуха до $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ и не более 5 мин при температуре воздуха ниже $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений.

В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне $21\text{-}25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей ПБ-08-624-03. [11]

5.2.4 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

К основной рабочей зоне оператора относятся, в основном, кустовые площадки, находящиеся на открытой территории. В связи с этим, при исполнении различных работ, вероятен контакт с живностью, обитающей в дикой природе, находящейся вокруг месторождения. Это могут являться как насекомые – комары, клещи, слепни и т.д., так и крупные животные, такие как

змеи, медведи и другие хищники.

Кровососущие насекомые способны нанести незначительный ущерб здоровью в виде кожного зуда, небольших воспалений, однако они также способны переносить различные заболевания. Наиболее опасная и распространённая из них – болезнь лайма, передающаяся клещами. Для того, чтобы обезопасить себя, рабочим необходимо применять средства индивидуальной защиты – москитные маски, плотная одежда, спреи от клещей и комаров. Если наверняка известно о присутствии в области рабочей зоны насекомых, передающих заболевания, то необходимо проводить дезинсекцию, согласно [12].

Крупные животные способны нанести значительный ущерб здоровью. Это могут быть укусы, царапины, прочие механические травмы, а также заболевания, общие для человека и животных. В мерах безопасности необходимо избегать непосредственного контакта с дикими животными. По мере возможности нужно заставить покинуть дикое животное рабочую зону, в случае возникновения угрозы, срочно покинуть рабочее место. Если животное всё же нанесло повреждения работнику, необходимо срочное оказание первой медицинской помощи с дальнейшей госпитализацией. Профилактику распространения общих для человека и животного заболеваний проводят в соответствии с [12].

5.3 Анализ опасных факторов при борьбе с осложнениями

5.3.1 Движущиеся машины и механизмы

При проведении работ по погрузке и разгрузке емкостей с реагентами. Для этой цели применяются автотранспортные средства в базе машин, из-за чего возникает возможность травматизма для работников со стороны перемещающихся машин и механизмов. Техника безопасности при проведении

производственных работ, правильное размещение рабочих машин относительно скважин и относительно друг друга регулируется в соответствии с [12].

5.3.2 Опасность механических повреждений

Механические опасности могут возникнуть у любого объекта, способного нанести человеку травму вследствие неспровоцированного контакта объекта либо его частей с человеком. Угроза подвергнуться этому контакту наблюдается при взаимодействии человека с объектом в рабочем процессе и при случайном прохождении человека в границах действия объекта в опасной зоне оборудования.

С целью избежания повреждений следует придерживаться правилам техники безопасности.

Для выполнения работ на высоте следует предусмотреть наличие исправных оградительных средств согласно ГОСТ 12.4.059 и защитных конструкций согласно ГОСТ 26887, ГОСТ 27321, ГОСТ 27372.

Организационные и технические мероприятия по обеспечению безопасности, осуществляемые при проведении работ, используемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ:

1. Оформить наряд–допуск в осуществление работ повышенной опасности;
2. Провести внеплановый инструктаж всем членам бригады согласно выполнению работ повышенной опасности, а кроме того согласно правилам поведения во взрыво и пожароопасной ситуации и иных опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряд–допуске;

3. Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным проектом производства работ, частично опросить штат по усвоению требований безопасности отраженных в разделе.

4. Определить присутствие и отметить знаками расположение абсолютно всех коммуникаций в радиусе выполнения работ;

5. Проверить надежность применяемого оборудования.

5.3.3 Опасность химических ожогов

В соответствии с ГОСТ 12.1.0076 ингибитор солеотложения и ингибитор антикоррозионный относится к 3 классу опасности (умеренно опасные вещества). Величина средне-смертельной дозы составляет 2500 мг\кг. Реагент оказывает выраженное раздражающее действие на слизистые оболочки. Обладает слабо выраженной способностью к кумуляции. Ингибитор солеотложения и ингибитор антикоррозионный представляют собой композицию из трудно летучей активной основы и растворителя: этиленгликоля, воды и ПАВ. Предельно допустимая концентрация (ПДК) для метанола в воздухе рабочей зоны составляет 5 мг/м³.

К работе допускают рабочих, независимо от стажа работ в отрасли, прошедших обучение. Порядок обучения, проведения инструктажей, проверка знаний и допуска персонала к самостоятельной работе регулируется отраслевыми положениями, разработанными соответствующими центральными органами федеральной власти по согласованию с Госгортехнадзором России, программы обучения по профессиям, к которым предъявляются повышенные требования безопасности, должны согласовываться с органами Госгортехнадзора.[13]

5.4 Экологическая безопасность

Экологическая ситуация на нашей земле усугубляется из-за стремительного нарастания индустриальной и хозяйственной деятельности человечества. Дальнейшее усугубление экологической ситуации может послужить причиной к глобальной катастрофе. По этой причине у нас в стране, как и во всем мире, проблемы экологии отнесены к важным, приоритетным, требующим безотложного решения. Проблема окружающей среды в полной мере касается и горнодобывающего производства, неотъемлемой частью которого считается нефтегазодобывающая промышленность. Это связано с тем, что геологическая среда составляет единое целое со всей средой обитания человека, так как литосфера представляет собой минеральную основу биосферы и по этой причине имеет необходимость в охране, как и вся природа. Так как ведение горных работ любого характера, в этом числе и добыча нефти и газа, может сопровождаться нарушением экологического равновесия, загрязнением окружающей среды отходами горного производства и самими полезными ископаемыми, деградацией почв, нарушением сформировавшихся био и геохимических взаимосвязей, мероприятий, которые обеспечивают устранение ухудшения физических, хим- и био- характеристик атмосферы, земли, воды, растительных и животных организмов в наше время и в будущем вследствие разработки месторождений углеводородов. Государственный контроль за использованием природных ресурсов и качеством природной среды проводится Государственным комитетом по охране природы, Государственным комитетом по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору. Мероприятия согласно охране недр и находящейся вокруг природной среды излагаются в лицензии на пользование недрами, в проектных документах на пробную опытно-промышленную и индустриальную разработку месторождений углеводородов, в специализированных долгосрочных программах, в договорах на разработку месторождений. Проблемы окружающей

среды на нефтегазодобывающих предприятиях в многом возлагаются в геологическую службу. Стандартным Положением о ведомственной геологической службе на нее возлагается осуществление ведомственного контроля над соблюдением определенного режима использования недр, верного ведения работ согласно геологическому исследованию недр, за выполнением условий согласно охране недр и иных правил и норм, характеризующих деятельность геологической службы.

1. Технология предотвращения ингибиторов солеотложения обеспечивает замкнутый цикл использования химреагентов.
2. Оператору ЦДНГ регулярно проверять состояние обваловок вокруг эксплуатационных скважин.
3. Не допускать разливов химпродуктов вокруг скважины загрязнения приустьевой зоны и также вокруг установок дозирования реагентов.
4. Во избежание загрязнения атмосферы парами растворителей их необходимо хранить и транспортировать в герметичных емкостях.
5. В случае разлива, удалить все источники разлива, локализовать разлив. Засыпать загрязненную поверхность песком. Песок, пропитанный реагентом, загрузить в специальные контейнеры.

5.4.1 Защита атмосферы

На Пуглалымском месторождении по состоянию на начало 2018 года зарегистрировано 25 источников выбросов загрязняющих веществ, из них 6 организованных и 19 неорганизованных. Основные углеводороды, поступающие в атмосферу: метан, этан, пропан, бутан. Предельно-допустимые концентрации для населенных мест составляют: метан-50 мг/м³, бутан-200 мг/м³, пентан-100 мг/м³. Расчетный суммарный годовой сброс составил 2032,71 т/год загрязняющих веществ следующих наименований: CO₂-1330, 520 т/год,

углеводороды-437,467 т/год, NO₂-52, 213 т/год, сажа-212,138 т/год, соединения свинца, сварочный аэрозоль, соединения марганца 22,33% от валового выброса загрязняющих веществ составляют углеводороды и 65,49% углерода оксид.

По делению предприятий на категории опасности в зависимости от массы и состава выбрасываемых загрязняющих веществ Пуглалымское месторождение относится ко второй категории опасности.

Санитарно-защитная зона для объектов месторождения-300м.

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются фланцевые соединения, запорно-регулирующая арматура, нефтесборные сети, напорный нефтепровод. Причинами выбросов служат негерметичность запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений скважины, насосов перекачки, микротрещины стенок трубы, работа двигателя внутреннего сгорания.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнений сводится к выполнению следующих мероприятий:

- Полная герметизация системы сбора и транспорта нефти;
- Стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- Защита оборудования от коррозии;
- Оснащение предохранительными клапанами аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- Оснащение резервуаров очистных сооружений незамерзающими клапанами;
- Ликвидация шламовых амбаров, нефтеловушек, открытых очистных сооружений;
- Перевод автомобилей, работающих на бензине на газовое топливо;
- Очистка газов, отходящих от котельных агрегатов, от пыли, сажи и сернистого ангидрида и окислов азота. [11]
-

5.4.2 Защита Гидросферы

С целью защиты водных объектов от возможного их загрязнения предусматриваются следующие мероприятия:

Ограждение водных объектов обваловками, отсыпкой защитных валов и т.д;

Строительство нефтеловушек вниз по течению от источника загрязнения на р.Погань-Егань;

Строительство берегоукрепительных и защитных сооружений;

Обеспечение аварийного запаса сорбентов (текстильный горошек, из расчета 0,8т. на 1т. разлившейся нефти).

Использование очищенных и обработанных сточных вод:

- в системе ППД;
- в системе водоснабжения для мойки автотранспорта.

Укрепление имеющихся обваловок технологических площадок, на которых возможны аварийные сбросы жидких продуктов, с созданием системы для сброса дождевых и смывных вод с этих площадок.

Внедрение системы аварийных отключений оборудования на случай выхода его из строя. [11]

5.4.3 Охрана Литосферы

Почвы территории месторождения не однородны. Преобладание большей части отрицательных и близких к нулю температур в почве, продолжительный период ее оттаивания, высокая влажность воздуха создают условия для развития подзолистого и болотного типов почвообразования, которые формируют почвы:

болотные верховые торфяные на мелких и средних торфах, болотные переходные торфяные на мелких и средних торфах, дерново-подзолистые среднеуглистые.

Охрана почвенного покрова сводится к выполнению следующих мероприятий:

- Рациональное размещение оборудования на территории месторождения;
- Снижение расхода земли на обустройство скважин и других объектов;
- Прокладка дорог к производственным объектам с учетом минимального разрушающего действия на почву;
- Обвалование скважин, резервуаров и поддержание их в исправном состоянии;
- Обустройство специальных помещений для хранения сыпучих материалов и химических реагентов;

Переработка отходов сырой нефти, бурового шлама и осадков бурового раствора, а также отходов с установок подготовки нефти в строительные материалы и дорожные покрытия;

Сбор нефти на водной поверхности шламowego амбара с помощью сорбентов;

Откачивание плавающей нефти и нефтепродуктов из амбаров и нефтеловушек;

Своевременный ремонт обваловок с учетом механического состава почв, укрепление ее срубленной древесиной;

В местах значительного уклона обязательное сооружение дополнительной обваловки за амбаром;

Проведение физико-химического контроля за загрязнением почвы.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это ситуация на определенной местности, сформировавшаяся в следствии аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного либо другого бедствия, которые могут повлечь либо повлекли за собой человеческие жертвы, вред здоровью людей либо окружающей природной среде, существенные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под основой чрезвычайной ситуации подразумевают опасное природное явление, аварию либо опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а кроме того применение современных средств поражения, в следствии чего произошла либо может сформироваться чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р 22.0.02 - 94).

Чрезвычайные ситуации могут образоваться в ходе закачки ингибитора по причинам технологического характера. В случае возгорания, взрывов и разгерметизации оборудования на устье, старшему по смене необходимо остановить все виды работ, сообщить о чрезвычайной ситуации диспетчеру или начальнику смены, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно плану ликвидации аварий (ПЛА).

Условия промышленной безопасности обязаны соблюдаться в соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением условий промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с применением «Методических рекомендаций согласно организации производственного контроля за соблюдением условий промышленной безопасности на опасных производственных объектах» РД 04-355-00.

Участники работ обязаны быть ознакомлены с месторасположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов

медицинской помощи.

Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

5.5.1 Пожаровзрывоопасность

Нефтегазовые промыслы особенно подвергаются возникновению пожаров и взрывов. Для того чтобы исключить опасных обстановок прилегающая территория нефтегазового комплекса должна быть постоянно в чистоте и порядке, легковоспламеняющиеся предметы должны содержаться в изоляции, бытовой мусор должен утилизироваться, не разрешается хранение нефти и нефтепродуктов в открытом виде, в ямах и открытых резервуарах.

Для предупреждения пожаров все без исключения нефтегазопромысловые объекты обязаны быть оборудованы системами пожарной безопасности, передовыми автоматическими средствами сигнализации, основными средствами пожаротушения. Данные правила безопасности регламентируются в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования» [14].

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, диэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

Объекты нефтяной промышленности должны быть укомплектованы следующими средствами пожаротушения:

1. Химическими пенными ОХП-10 (ОП-5), углекислотными огнетушителями ОУ-8, порошковыми огнетушителями ОП-10.
2. Песком в ящиках ёмкостью 0,5; 1,0; 3,0 м²;
3. Водой в бочках ≥ 200 литров;

4. Войлок (кошма) $2 \times 1,5$ м;

5. Вёдрами, топорами, лопатами, ломами, баграми.

Пожарные щиты должны быть укомплектованы пожарным инвентарём в следующем количестве: лопаты - 2 шт., топоры - 2шт., бочки с водой ≥ 200 литров - 2 шт., ящик с песком – 1 \geq , войлок (кошма) $2 \times 1,5$ м.

Пожарный инвентарь и ящик с песком окрашивают в красный цвет. Пожарный щит в красный или белый с красной окантовкой по периметру, шириной 10см.

На пожарном щите должен быть перечень пожарного инвентаря с указанием его количества и указан ответственный за противопожарное состояние объекта.

Огнетушители должны быть всегда в исправном состоянии и подвешиваться не выше 1,5 м до верхней ручки, на видном месте со свободным доступом к ним и в отдалении от отопительных приборов.

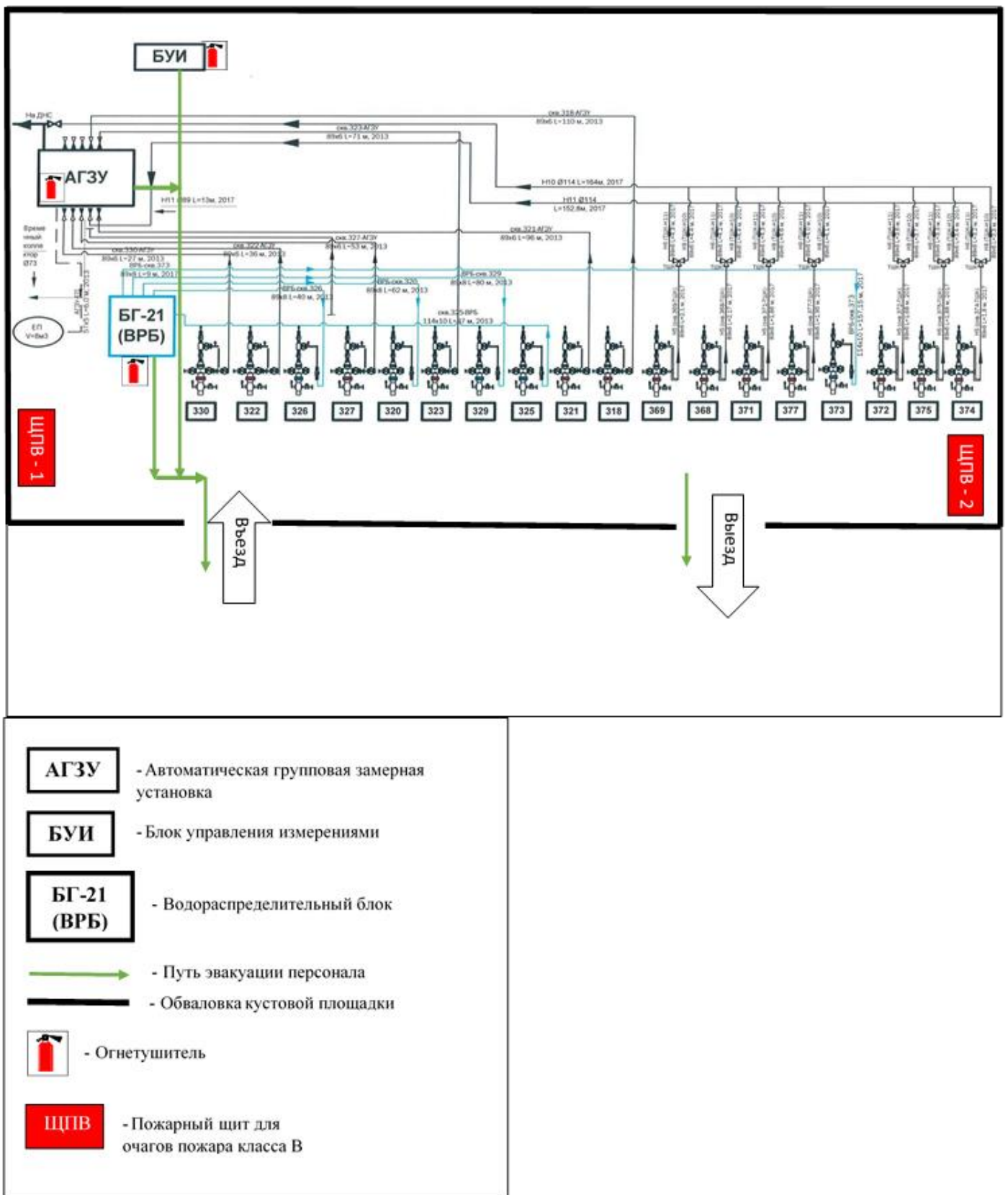


Рисунок 5.3 План эвакуации при пожаре.

При возгорании и взрыве, необходимо проинформировать старшего по смене, следует прекратить все разновидности работ, вызвать пожарную службу охраны, при необходимости, скорую медицинскую помощь, оповестить своего

либо вышестоящего руководителя, действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности»

ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».

ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования».

5.6 Организационные вопросы обеспечения безопасности

Порядок организации работы по обеспечению безопасных условий труда, регулирование трудовых отношений между работодателем и работником определяется «Трудовым кодексом Российской Федерации», общегосударственными и отраслевыми нормативными документами в области охраны труда. Основным направлением работ по охране труда в организации является планомерное осуществление комплекса организационно - технических мероприятий по созданию здоровых и безопасных условий труда на всех уровнях производства.

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах РД 04-355-00.

Участники работ должны быть ознакомлены с расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

5.6.1 Социальная защита

Принципы возмещения причиненного вреда

Если вред причинен работнику источником повышенной опасности, работодатель обязан возместить его в полном объеме, если не докажет, что вред возник вследствие непреодолимой силы либо умысла потерпевшего, т.е. работодатель в этих случаях отвечает и при отсутствии своей вины, например, если вред причинен случайно. Если вред причинен не источником повышенной опасности, работодатель несет ответственность лишь при наличии своей вины и освобождается от ответственности, если докажет, что вред причинен не по его вине.

Понятие вины работодателя понимается в широком смысле, как не обеспечение работодателем здоровых и безопасных условий труда.

Полагающиеся пострадавшему денежные суммы в возмещение вреда, компенсации дополнительных расходов и единовременное пособие могут быть увеличены по согласованию сторон или на основании коллективного договора.

Заявление о возмещении вреда подается работодателю (администрации предприятия). Работодатель рассматривает заявление о возмещении вреда и принимает соответствующее решение в десятидневный срок. Решение оформляется приказом (распоряжением, постановлением) администрации предприятия. При несогласии заинтересованного гражданина с решением работодателя или при неполучении ответа в установленный срок спор рассматривается судом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы проведен анализ осложненного фонда добывающих скважин на Пуглалымском нефтяном месторождении (Томская область).

В данной работе были решены следующие задачи:

- Проведен анализ эффективности закачки ингибиторов;
- Проведен анализ эффективности борьбы с АСПО.

Для улучшения работы и увеличения МРП скважин с помощью УЭЦН было предложено использование следующих методов:

- Использование ингибитора против солеотложения «DESCUM-2» марки М- 3111-В;
- Использование ПСК«Трил-СВ» против солеотложения;
- Закачка ингибитора против коррозии, защитный эффект составляет более 95%, при дозировке реагента 25 г/м³;
- Использование УЭЦН в коррозионностойком исполнении;
- Механическая обработка скважин против АСПО, изменения графика скребкования с наименьшим интервалом времени обработки НКТ;
- Применения против АСПО НКТ с покрытием Magorpack MP14;
- Использование труб, оборудования с полимерными покрытиями.

Решение данных задач позволит увеличить межремонтный период скважин, сократить затраты на ремонт скважин бригадой ТКРС, снизить затраты на ремонт и закуп подземного оборудования.

Снижение затрат ведет к увеличению прибыли, что является основной задачей для нефтяной компании.

Список используемой литературы

1. Локальные нормативные документы ООО"ВТК" Сосунов П.В. Томск 2017-163 стр
2. Фонд скважин по категориям осложнений ООО «ВТК» Сосунов П.В.2017-2015-22 стр.
3. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, №1 <http://www.ogbus.ru>
4. Состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений изд: LAP Lambert Academic Publishing 2011 год 124 стр.
5. <https://www.mirrico.ru> Ингибитор солеотложения DESCUM
6. Акт о результатах эксплуатации погружных скваженных контейнеров ПСК"Трил-СВ" на месторождениях ООО"ВТК"
7. <https://ozneftehim.ru>. Ингибиторы коррозии СОНКОР
8. Результаты исследования по определению остаточного содержания ингибитора коррозии Сонкор-9022Б в присутствии ингибитора солеотложений «Дескум» в нефтепромысловой воде Пуглалымского месторождения. 2014г-30 стр.
9. Причины отказов УЭЦН на Пуглалымском месторождении ООО «ВТК» Сосунов П.В.2017-13 стр.
10. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».
11. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, ПБ-08-624-03.Москва, 2013г.– 160с.
12. Булатов А.И. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. - М.Недра, 1998. - 196с.

13. ГОСТ Р 12.4.241-2007 «Средства индивидуальной защиты органов дыхания дополнительные для работ с радиоактивными и химически токсичными веществами. Общие требования и методы испытаний».

14. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования».