

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эксплуатации механизированного фонда скважин в осложненных условиях на Южно-Мыльджинском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Черноусов Владимир Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> 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) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> 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 <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием <i>современных образовательных и информационных технологий</i>	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>	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 <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной</i> 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 <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, <i>повышающих эффективность использования ресурсов</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для <i>составления проектной и рабочей и технологической документации</i> 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)

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (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
2Б6Г	Черноусову Владимиру Александровичу

Тема работы:

Анализ эксплуатации механизированного фонда скважин в осложненных условиях на Южно-Мыльджинском нефтяном месторождении (Томская область)
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-119/с от 28.02.2020
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по Южно-Мыльджинскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие географические сведения о районе работ; стратиграфия; тектоника; нефтегазоносность; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; физико-химическая характеристика нефти, воды и растворенного газа; общие сведения об осложнениях, возникающих при эксплуатации на нефтяном месторождении; обзор основных методов борьбы с осложнениями при разработке месторождений; анализ текущих методов борьбы с осложнениями на Южно-Мыльджинском месторождении; совершенствование технологии для

	борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Южно-Мыльджинском месторождении; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Введение
Геолого-физическая характеристика месторождения
Общие сведения об осложнениях, возникающих при эксплуатации скважин на нефтяном месторождении
Анализ текущих методов борьбы с осложнениями на Южно-Мыльджинском месторождении
Совершенствование технологии для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Южно-Мыльджинском месторождении
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность
Заключение

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькиова Маргарита Радиевна	к.г.н.		
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Черноусов Владимир Александрович		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2019/2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	Геолого-физическая характеристика месторождения	10
01.04.2020	Общие сведения об осложнениях, возникающих при эксплуатации скважин на нефтяном месторождении	10
15.04.2020	Анализ текущих методов борьбы с осложнениями на Южно-Мыльджинском месторождении	20
09.04.2020	Совершенствование технологии для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Южно-Мыльджинском месторождении	20
11.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
14.05.2020	Социальная ответственность	15
27.05.2020	Оформление работы	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 96 страниц, в том числе 14 рисунков, 14 таблиц. Список литературы включает 29 источников.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, месторождение, эксплуатация, осложнения, солеотложение, коррозия.

Объектом исследования данной работы является осложненный фонд добывающих нефтяных скважин на Южно-Мыльджинском нефтяном месторождении.

Цель работы – анализ осложнений в разработке Южно-Мыльджинского месторождения, а также обзор применяемых методов борьбы с осложнениями при добыче нефти на месторождении.

В работе рассмотрено геологическое строение месторождения; свойства и состав добываемой продукции; различные осложнения, возникающие при эксплуатации добывающих нефтяных скважин; методы борьбы с ними; проведен анализ методов, применяемых на Южно-Мыльджинском месторождении.

Практическая значимость данной работы обусловлена возможностью совершенствования дальнейшей эксплуатации скважины в течение всего периода разработки. Предложено совершенствование технологии для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Южно-Мыльджинском месторождении.

Финансовая и социальная части включают в себя расчет стоимости установки депарафинизатора скребкового автоматического и ее экономической эффективности, а также меры безопасности при работе оператора по добычи нефти и газа.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

МРП – межремонтный период;

ПЭД – погружной электрический двигатель;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

ПЗП – призабойная зона пласта;

СПО – спуско-подъёмная операция;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ППД – поддержание пластового давления;

ИС – ингибитор солеотложения;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

ПСК – погружной скважинный контейнер;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ФА – фонтанная арматура;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ПС – потенциал собственной поляризации;

ВНК – водонефтяной контакт;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

АДПМ – агрегат для депарафинизации скважин;

ППУ – передвижная парообразующая установка;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

ДСА – депарафинизатор скребковый автоматический;

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	11
1.1 Общие географические сведения о районе работ	11
1.2 Стратиграфия	12
1.3 Тектоника	19
1.4 Нефтегазоносность	20
1.5 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	27
1.6 Физико-химическая характеристика нефти, воды и растворенного газа	29
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОСЛОЖНЕНИЯХ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	32
2.1.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения	32
2.1.2 Солеотложения	34
2.1.3 Механические примеси.....	35
2.1.4 Коррозия	35
2.1.5 Негативное влияние газа.....	36
2.1.6 Высокая вязкость продукции	36
2.2 Обзор основных методов борьбы с осложнениями при разработке месторождений	37
2.2.1 Методы борьбы с АСПО.....	37
2.2.2 Методы борьбы с отложениями солей	39
2.2.3 Методы борьбы с механическими примесями	41
2.2.4 Методы борьбы с коррозией	44
2.2.5 Методы борьбы с высоким газовым фактором	45
2.2.6 Методы борьбы с высокой вязкостью продукции	45
3 АНАЛИЗ ТЕКУЩИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ НА ЮЖНО-МЫЛЬДЖИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	48
3.1 Анализ осложнений, возникших при разработке месторождения	48
3.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО	48
3.2.1 Применение автоматизированных систем в устройствах механической очистки НКТ.....	51

3.3	Мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями	55
3.4	Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией.....	58
4	СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ЮЖНО-МЫЛЬДЖНИСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	60
4.1	Очистка и удаление АСПО с помощью депарафинизатора «ШТОРМ УКМ НП-2»	60
4.2	Метод воздействия	60
4.3	Основные технические характеристики	63
4.4	Состав и комплект поставки.....	66
5	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	69
5.1	Расчет заработной платы	69
5.1.1	Расчет основной заработной платы	69
5.1.2	Расчет дополнительной заработной платы	71
5.1.3	Расчет отчислений на социальные нужды	72
5.2	Расчет стоимости материалов и услуг.....	72
5.2.1	Расчет стоимости материалов	72
5.2.2	Расчет стоимости электроэнергии	72
5.2.3	Расчет амортизации основных производственных фондов	73
5.2.4	Расчет стоимости транспортных услуг и услуг специальной техники..	74
5.3	Расчет цеховых расходов.....	74
5.4	Затраты на проведение мероприятия	75
6	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	79
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	79
6.2	Производственная безопасность.....	81
6.2.1	Анализ выявленных вредных производственных факторов.....	82
6.2.2	Анализ опасных производственных факторов.....	84
6.3	Экологическая безопасность	86
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	88
	Выводы по разделу.....	91
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	94

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной работы связана с тем, что технология добычи нефти и газа в осложненных условиях (таких как отложения АСПО, солеотложения, коррозия) имеет определенную специфику. Подбор оборудования УЭЦН ведется с точки зрения целесообразности и рентабельности. Помимо основного оборудования, для стабильной и эффективной работы скважины, а также защиты и продления срока межремонтного периода, подбирается дополнительное оборудование. При подборе ориентируются на состав и физико-химические свойства добываемых пластовых флюидов и отложений, возникающих в процессе эксплуатации на конкретном месторождении.

Проблема: В процессе нефтедобычи на Южно-Мыльджинском нефтяном месторождении нефтепромысловое оборудование (УЭЦН, ФА, нефтесборные коллектора) подвергаются повышенному износу, что приводит к его преждевременным отказам.

Объектом исследования являются осложнения, возникающие при эксплуатации скважин на Южно-Мыльджинском нефтяном месторождении.

Предмет исследования: изучение причин и условий появления коррозионного износа оборудования, механических примесей, солеотложений, АСПО, возникающих при эксплуатации; теоретические основы методов борьбы с осложнениями на территории Южно-Мыльджинского месторождения.

Цель работы: анализ осложнений в разработке Южно-Мыльджинского месторождения, а также обзор применяемых методов борьбы с осложнениями при добыче нефти на месторождении.

Практическая значимость данной работы обусловлена возможностью совершенствования дальнейшей эксплуатации скважины в течение всего периода разработки. Предложено совершенствование технологии для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Южно-Мыльджинском месторождении.

1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие географические сведения о районе работ

В административном отношении Южно-Мыльджинское нефтяное месторождение находится в пределах Каргасокского района Томской области.

Областной центр – г. Томск находится примерно в 400 км к юго-востоку от Южно-Мыльджинского месторождения (рис. 1).

Ближайшие населенные пункты – с. Мыльджино, расположено на расстоянии 37 км севернее района работ и г. Кедровый - 60 км на юго-восток. Южно-Мыльджинское месторождение находится в пределах Южно-Мыльджинского лицензионного участка.

Район рассматриваемой местности представляет собой, в основном, местами заболоченную равнину междуречья Чижапки-Нюрольки. Рельеф имеет слабый общий уклон к северу. На водоразделах развиты болот.

Растительность исследуемого района относится к Западно-Сибирскому елово-кедрово-пихтовому типу лесов, перемежающихся болотным типом растительности. Леса занимают 20% исследуемой территории (сосна, кедр, береза и др.).

Для доставки грузов используются: водный транспорт – в период навигации (50-70 дней) до с. Средний Васюган, далее наземный транспорт - в зимний период (3-4 месяца) по сезонным дорогам, в случае необходимости - авиатранспорт.

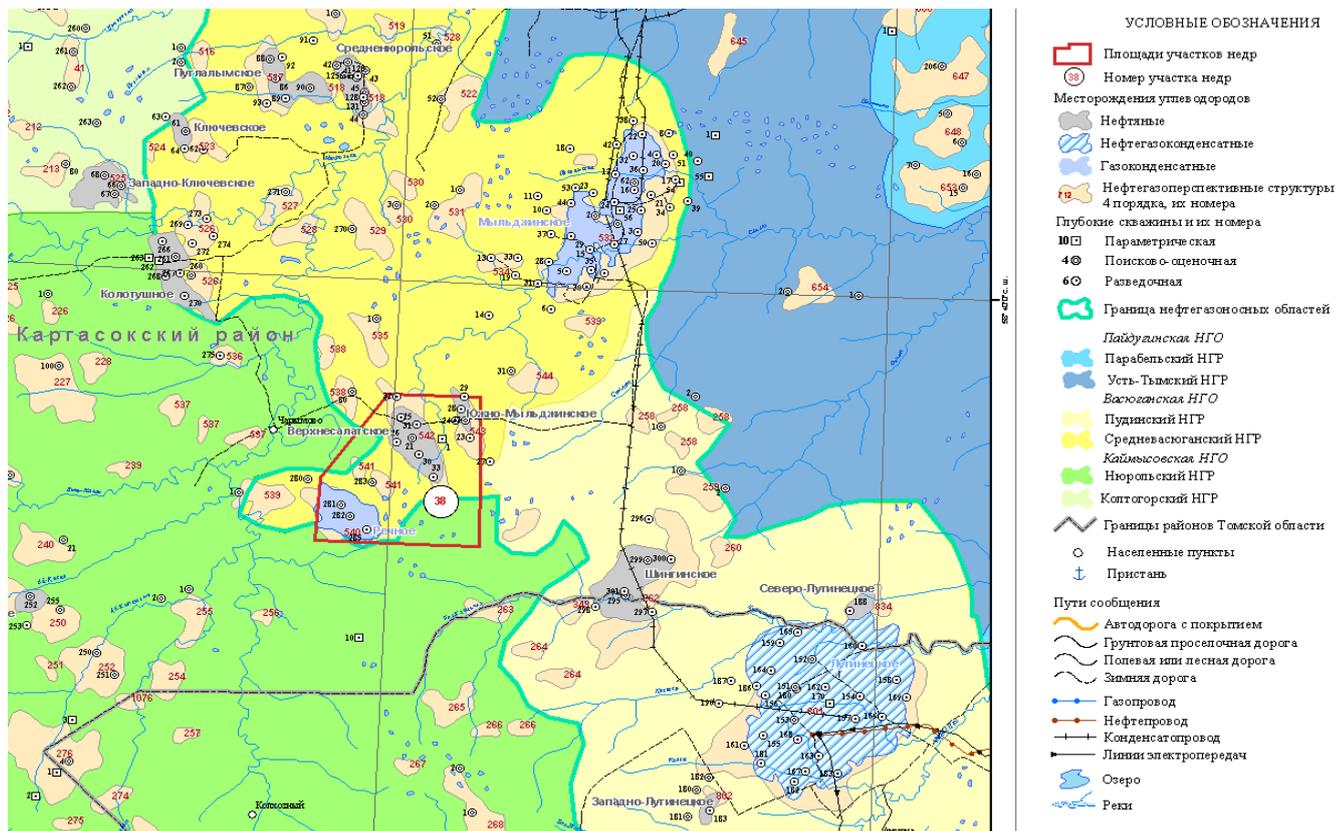


Рисунок 1 - Выкопировка из обзорной карты размещения объектов фонда недр Томской области

1.2 Стратиграфия

Литологический разрез Южно-Мыльдзинского месторождения, представлен толщей терригенных песчано-алевролитовых отложений мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, подстилаемых метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента. Максимальная вскрытая толщина осадочных отложений составляет 2880 м. По данным сейсмостратиграфических исследований и глубокого бурения, в районе Южно-Мыльдзинского лицензионного участка разрез Западно-Сибирской плиты подразделяется на два структурно-формационных этажа: палеозойские образования доплатформенного комплекса и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол. При характеристике разреза привлекались фактические скважинные данные по керну и ГИС.

Доплатформенный комплекс образований

По полученным данным глубокого бурения в южной части

Средневасюганского сложного вала доплатформенные палеозойские отложения представлены морскими осадочными сильно метаморфизованными породами и известняками девонско-нижнекаменноугольного возраста.

Экзогенные процессы, предшествующие платформенному осадконакоплению, привели к значительному изменению пород и образованию кор выветривания. Типы кор выветривания зависят от состава исходных пород. В районе исследований выделяются коры выветривания карбонатных и терригенных пород. В некоторых случаях породы в зоне коры выветривания утратили свои исходные черты и превратились в самостоятельную в литолого-петрографическом отношении группу (каолинит-вермикулитовая брекчия на Южно-Мыльджинской площади). В целом, коры выветривания на отчетной территории представлены, в основном, образованиями нижних зон профиля выветривания (зоны дезинтеграции и выщелачивания), что является благоприятным фактором для образования в верхней части доплатформенных отложений зон с улучшенными коллекторами.

Наиболее высокая гипсометрическая отметка палеозойских отложений отмечается в скважине в интервале глубин 2602-2672. Максимально вскрытая толщина составила в скв.– 70 м. Керна по палеозойским отложениям отобран из скважины №100Р, интервал отбора керна 2845,40-2852,60 м. Проходка 7,20 м. Вынос керна 3,80 м или 52,8%. Породы представлены известняком темно-серым, местами черно-серым, редко светло-серым, с довольно частыми разнонаправленными косыми, иногда субвертикальными трещинами, обычно залеченными белым кальцитом, толщиной 0,1-1см. В интервале 1,40-2,00 м наблюдаются прослойки (толщиной 2,5 см) и нитевидные стилолитовые швы углисто-глинистого материала. В интервале 1,90-2,00 м отмечаются частые мелкие линзовидные прослойки известняка светло-серого, толщиной 0,1-0,4 см. Текстура косая, волнистая.

Граница между палеозойским карбонатным разрезом и терригенным юрской системы четко отбивается по данным ГИС. На диаграмме радиоактивного каротажа известняки палеозойской системы характеризуются

низкими значениями гамма-каротажа, что указывает на химическую чистоту известняков. На диаграмме ПС отмечается глубокая отрицательная аномалия, свидетельствующая о высоких коллекторских свойствах известняков. К кровле доюрского основания приурочен опорный отражающий горизонт А [1].

Платформенный комплекс образований

В пределах месторождения платформенный комплекс представлен отложениями юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Мезозойская система (MZ)

Юрская система (J)

Отложения юрской системы представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел (J_{1u+t})

В пределах рассматриваемого лицензионного участка нижнеюрские отложения вскрыты лишь на Салатском врезе скв. №1 Верхне-Салатской площади и представлены верхами урманской и тогурской свитами.

В разрезе урманской свиты скважиной вскрыта углисто-глинистая толща с редкими прослоями песчаников и алевролитов. Отложения тогурской свиты представлены темно-серыми с коричневатым оттенком аргиллитами сравнительно однородными, преимущественно массивными, реже слоистыми, плотными, с оскольчато-чешуйчатым сколом.

Средний отдел (J_{2a+b+bt})

Тюменская свита включает в себя три литолого-стратиграфических комплекса:

Ааленский. Отложения представлены четырьмя литологическими пачками, отделенными друг от друга углистыми пластами U14-U11. Отложения этой толщи вскрыты лишь на склонах положительных структур и во врезе. Представлены чередованием аргиллитов и алевролитов с редкими прослоями песчаников плотных. По литологическому облику породы этого комплекса относятся к образованиям пойм, старичных и проточных озер. Мощность ааленского комплекса изменяется в зависимости от степени расчлененности

рельефа поверхности доюрского фундамента.

Аален-байосский литолого-фациальный комплекс тектонического покоя представлен в описываемом районе монолитным угольным пластом U_{10} , вскрытым во всех скважинах Речной пощади и в скважинах, расположенных в погруженных зонах на Южно-Мыльджинской площади.

Байос-батский комплекс тектонической активности имеет в своем составе пять литологических пачек, отделяющихся друг от друга угольными пластами J_9 - J_2 . К отложениям комплекса приурочен ряд песчаных пластов-коллекторов J_{10} - J_3 с установленной в регионе нефтегазоносностью. Песчаные пласты, в большинстве случаев, имеют ограниченное пространственное развитие и иногда характеризуются наличием гидродинамических связей, но объединение пластов практически не фиксируется. Покрышками пластов служат вмещающие и перекрывающие их алевроито-аргиллитовые пачки разной толщины.

Отложения тюменской свиты на полную мощность вскрыты в 5-ти разведочных скважинах. В центральной части ее вскрытая мощность составляет 140 м. Свита представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты плотные, часто углистые. Алевролиты тонкозернистые, в различной степени глинистые.

Верхний отдел (J_3)

Подразделяется на три комплекса:

1. Келловейский – трансгрессивный, включающий в себя отложения нижневасюганской подсвиты, сложенной глинистыми разностями и содержащей в своем разрезе фрагменты пласта J_1^4 и пласт J_2 . Эти пласты продуктивны на Верхне-Салатской и Южно-Мыльджинской площадях.

2. Оксфордский – регрессивный комплекс, в который входят отложения верхневасюганской подсвиты, включает в себя подугольную толщу, представленную пластами J_1^3 и J_1^4 . Отложения, как правило, хорошо развиты на склонах структур.

3. Оксфордский - трансгрессивный, который включает в себя

надугольную толщу верхневасюганской подсвиты, представленную в районе месторождения маломощными (от 1 до 4 м) прибрежно-морскими отложениями пласта J_1^{1-2} .

Пласты J_1^1 , J_1^2 , J_1^{3-4} , J_2 , образуют основной продуктивный горизонт района - J_1 к кровле которого приурочен сейсмический отражающий горизонт ОГ J_1^1 .

Пласт J_2 представлен крупно-среднезернистыми песчаниками, слабо сцементированными глинисто-карбонатным цементом.

Пласт J_1^4 сложен главным образом мелкозернистыми песчаниками, обладающими невысокими коллекторскими свойствами, лишь в отдельных прослоях их значения увеличиваются.

Пласт J_1^3 представляет собой неоднородный коллектор с изменяющимися фильтрационно-емкостными свойствами, которые, по всей вероятности, зависят от количества включений сидерита, пирита и растительной органики.

Пласты J_1^1 и J_1^2 по данным ГИС имеют неоднородное строение: нижняя и верхняя части сложены глинисто-алевритовыми породами, а средняя часть представлена песчаниками. Емкостно-фильтрационные свойства в пласте изменяются неравномерно [4].

В песчаниках пластов J_1^{3-4} и J_1^2 обнаружены сосредоточения акцессорных минералов (циркона, сфена, пироксена, амфибола, монацита, граната), что указывает на активную гидродинамическую обстановку во время накопления осадков.

Завершают разрез отложений юрской системы образования кимеридж-волжского яруса, который включает в себя георгиевскую и баженовскую свиты.

Георгиевская свита продолжает отложения верхней юры и сложена морскими темно-серыми иногда черными аргиллитами с включениями линз глауконитовых алевролитов. На территории исследования свита имеет толщину от 1 до 4 метров. К кровле отложений георгиевской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт.

Баженовская свита имеет региональный характер распространения и представлена черными битуминозными аргиллитами глубоководно-морского генезиса, сильно окремненными, с включениями пирита, в подошве, содержащими прослой до 1.5 м известковых пород. Толщина свиты меняется от 13 до 16 метров. Отложения баженовской свиты являются региональным стратиграфическим репером. С кровлей битуминозных отложений отождествляется отражающий сейсмический горизонт Б.

Меловая система (К)

Осадки нижнемелового отдела характеризуют большую регрессивную стадию развития осадочного чехла Западно-Сибирской плиты, отразившуюся в последовательной замене морских осадков куломзинской свиты, прибрежно-морскими осадками тарской свиты и прибрежно-морскими, прибрежно-континентальными и типично континентальными отложениями киялинской свиты.

Куломзинская свита распространена повсеместно. Сложена преимущественно глинистыми породами с отдельными линзовидными прослоями песчаников, развитие которых увеличивается к кровле свиты. Фациальная обстановка морская и прибрежно-морская. В кровельной части развиты, ступенеобразно, песчаные пласты В₁₃-В₁₅. Продолжают морской разрез отложения тарской свиты, сложенные чередованием аргиллитов и песчаников с преобладанием песчаников. Аргиллиты серые, темно-серые с прослоями слабо зеленоватых разностей. Песчаники светло-серые и серые, полимиктовые, мелко- и среднезернистые, массивные с глинисто-известковистым цементом. Отложения свиты накапливались в прибрежно-морских условиях. Кулисообразное залегание пластов происходило в условиях регрессирующего морского водоема, что предопределило зональность распространения песчаных пластов-коллекторов. В стратиграфическом диапазоне свиты выделены песчаные пласты-коллекторы от Б₈ до Б₁₂. Отложения тарской свиты нефтеносны на Южно-Мыльджинском месторождении.

Киялинская свита сложена неравномерно чередующимися между собой песчаниками, алевролитами и глинами пестроцветными. Объектами поиска в киялинской свите являются песчаные пласты A_2 , A_1^2 , B_1 и B_{5-7} . Толщина свиты меняется от 480 м на Речной площади, до 540-580 м на Верхне-Салатской и Южно-Мыльджинской площадях.

Киялинская свита перекрывается породами алымской свиты. В основании свиты находится базальный пласт A_1 , который, как правило, состоит из нескольких пропластков песчаников и глин, перекрывающийся глинистыми отложениями кошайской пачки. Толщина свиты меняется от 20 до 35 метров.

Завершают меловой продуктивный комплекс апт-сеноманские прибрежно-морские и континентальные отложения покурской свиты, представленные неравномерным чередованием глин темно-серых. Толщина свиты по территории довольно выдержана и составляет 780-850 метров. Региональным экраном для пластов-коллекторов покурской свиты являются морские отложения кузнецовской свиты, представленные темно-серыми глинами. Толщина свиты составляет 20-25 метров.

Морские отложения ипатовской свиты представлены серыми глинами и слабосцементированными песчано-алевролитовыми породами. Толщина свиты 76-161 метров.

Залегающие выше морские отложения славгородской и ганькинской (кампан-датский) свит представлены серыми глинами, участками известковистыми с прослоями опоковидных глин и мергелей (толщина 170-200 м).

Палеогеновая система (Pg)

Отложения талицкой, люлинворской и чеганской свит имеют морской генезис и представлены глинами. Континентальные отложения некрасовской серии представлены переслаиванием песков мелкозернистых, алевролитов и глин. Толщина палеогеновых отложений около 350 м. Завершают геологический разрез четвертичные отложения, представленные супесями, суглинками с линзами и прослоями разнозернистых песков и глин толщиной 10-50 м.

1.3 Тектоника

Южно-Мыльджинское месторождение в тектоническом отношении располагается в южной части Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы, выделяемой в центральной части Западно-Сибирской плиты (рис. 2).

Фундамент плиты является гетерогенным сооружением. В нем выделяется ряд структурно-вещественных и временных комплексов от наиболее древнего байкальского комплекса до позднегерцинского – наиболее молодого.

Рифтогенез, начавшийся, возможно, еще в позднем палеозое, но наиболее полно проявившийся в раннесреднетриасовую эпоху, завершил формирование тектонического облика палеозойского фундамента и положил начало новому этапу развития Западно-Сибирской плиты. Рифтовые структуры фундамента, как наиболее молодые и тектонически активные зоны, оказали большое влияние на структуру и распределение фаций, а также нефтегазоносность мезо-кайнозойского чехла.

Район работ расположен в южной части Среднеवासюганского мегавала, который является структурой I-го порядка, вытянутой в субмеридианальном направлении. В пределах мегавала выделяются крупные положительные структурные элементы более низкого порядка: Васюганский мезовал, Мыльджинское куполовидное поднятие и Новотевризский вал. В непосредственной близости от района исследований находится ряд локальных поднятий: Колотушное, Бабушкинское, Чарымовское, собственно Речное, Шингинское, Западно-Шингинское, Мыльджинское, Маломыльджинское и др.

Локальные поднятия являются унаследованными и сохраняют антиклинальное строение в различных горизонтах чехла, выполаживаясь вверх по разрезу. Некоторые поднятия прослеживаются вплоть до подошвы палеогена, а некоторые – только в нижнемеловых или юрских горизонтах.

Южно-Мыльджинское месторождение характеризуется сложным разломно-блоковым строением.

В пределах осевой части Южно-Мыльджинской структуры наиболее крупный разлом пересекает в субширотном направлении практически весь разрез чехла и делит структуру на два тектонических блока, которые, в свою очередь осложнены дизъюнктивными нарушениями различных видов и часть из них играют существенную роль в экранировании скоплений углеводородов [2].

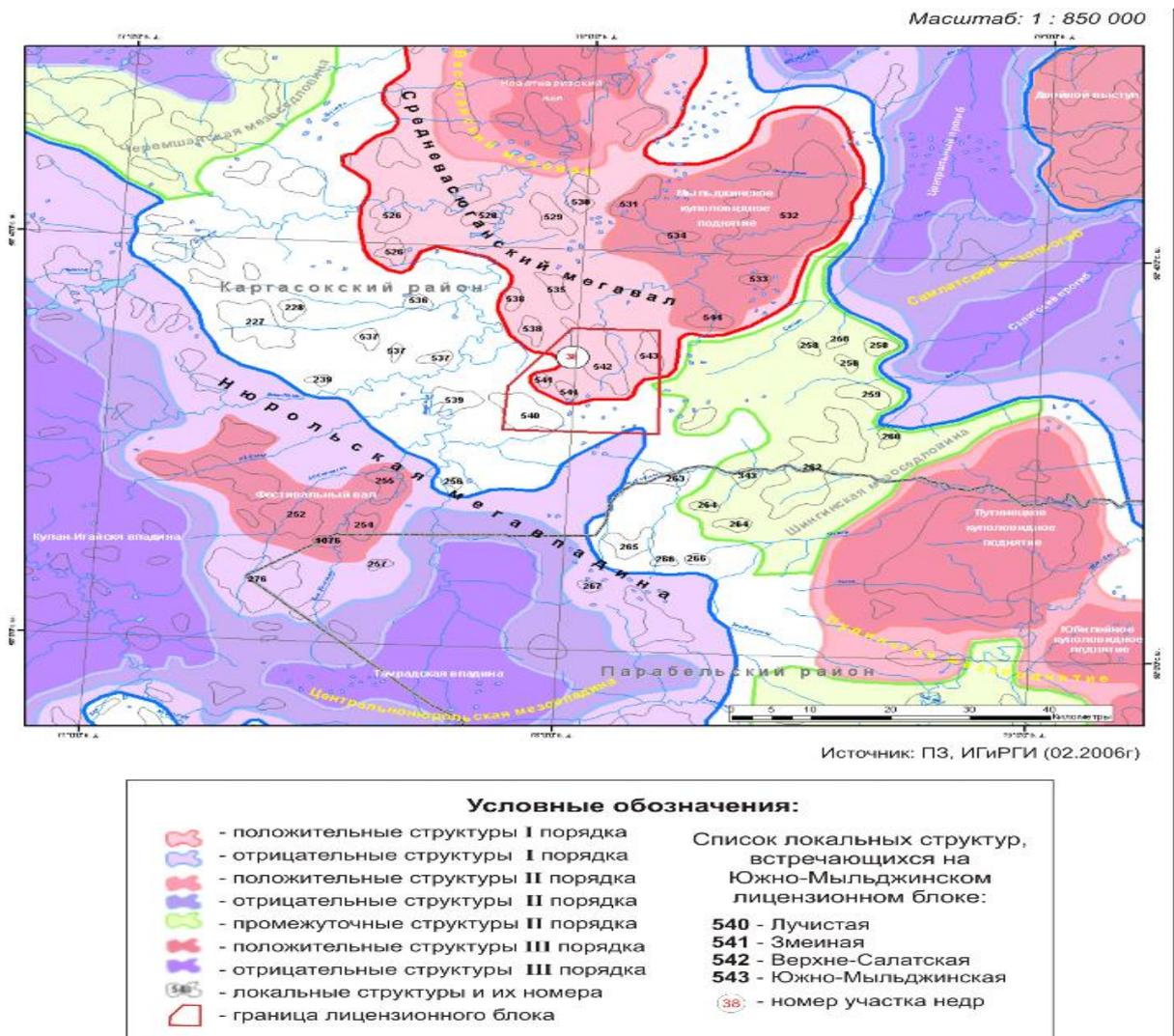


Рисунок 2-Фрагмент тектонической карты юго-востока Западно-Сибирской ПЛИТЫ

1.4 Нефтегазоносность

Южно-Мыльджинское месторождение находится в пределах Средневазюганского нефтегазоносного района, который контролируется одноименным мегавалом.

Южно-Мыльджинское месторождение нефти приурочено к одноименной структуре III-го порядка, расположенной в южной части Мыльджинского вала, который осложняет южный склон Среднеvasюганского мегавала.

Промышленно нефтеносны на месторождении отложения нижнего мела тарской и куломзинской свит (пласты В₉, В₁₀, В₁₁₋₁₂, В₁₃), а также верхнеюрские васюганской свиты (пласты J₁¹, J₁², J₁³⁻⁴ J₂). Всего на месторождении выделено 8 подсчетных объектов (табл.1).

Таблица 1 – Общая характеристика залежей Южно-Мыльджинского месторождения

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км × км	Площадь залежи, тыс. м ²	Абсолютная отметка /глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
В ₉	р.-н. скв 22Р	неполнопластовая	1.3x0.5	276	-1955.5/2076.4	-1960.6	5.1
	р.-н. скв 28Р	тектонически экранированная	1.9x0.3	423	-1943.4/2054.0		17
В ₁₀		пластовая	4.3x1.3	3720	-1970.9/2213.0	-2006.4	35.5
В ₁₁₋₁₂		сводовая					
		тектонически экранированная	4.5x1.4	4587	-1980.0/2223.6	-2020.6	46
В ₁₃	р.-н. скв 22Р	неполнопластовая	0.8x0.7		-2023.8/2144.7		3.2
	р.-н. скв 28Р	тектонически экранированная	1.3x0.3	498	-2010.4/2121.0	-2027	16.6
	р.-н. скв 215		0.5x0.4	153	-1997.3/2245.2	-2011	13.7
J ₁ ¹	р.-н. скв 22Р	пластовая	4.5x1.0		-2302.1/2420.8	-2353	50.9
	р.-н. скв 215	тектонически и	2.0x0.5	4597	-2321.8/2650.9	-2337	15.2
J ₁ ²	р.-н. скв 22Р	литологический и	2.2x0.8		-2308.6/2476.5	-2353	44.4
	р.-н. скв 215	экранированная	1x0.3	1205	-2330.7/2662.0	-2337	6.3

Продолжение таблицы 1

J ₁ ³⁻⁴	р.-н. скв 22Р	пластовая сводовая	4.3x0.7	3213	-2314.8/2482.7	-2353	38.2
	р.-н. скв 215	тектонически экранированн ая	3.0x2.5		-2335.7/2668.2	-2337	1.3
J ₂		пластовая сводовая	2.4x0.7 5	1128	-2342.9/2696.1	-2356	13.1

Отложения нижнего мела

Нефтяные залежи в нижнемеловых отложениях приурочены к группе песчано-алевролитовых проницаемых пластов, индексируемых В₉-В₁₃. Литологическое строение резервуара в этих пластах сложное и представляет собой чередование песчано-алевролитовых прослоев, соотношение которых меняется по простиранию и в разрезе. Пласты характеризуются довольно хорошими коллекторскими свойствами. Характеристика толщин и параметров неоднородности продуктивных пластов приведены в таблице 2.

Таблица 2–Характеристика залежей по результатам интерпретации ГИС.

Южно-Мыльдзинское месторождение. Нижнемеловые отложения.

№	Параметр	В ₉	В ₁₀	В ₁₁₋₁₂	В ₁₃
п/п					
1	Общая толщина				
	количество скважин	12	12	12	12
	минимальное значение, м	23.9	6.8	6.2	9
	максимальное значение, м	36.1	14	18	20.7
	среднее значение, м	30	10.4	14.5	17.5
2	Эффективная толщина				
	количество скважин	12	12	12	12
	минимальное значение, м	14.6	1.8	2.2	5.4
	максимальное значение, м	24.8	6.1	12	13.8
	среднее значение, м	20	4.1	7.4	9.4
3	Эффективная нефтенасыщенная толщина				
	количество скважин	3	6	6	3
	минимальное значение, м	1.3	2.3	2.2	1.9
	максимальное значение, м	3	5.4	9.2	5.4
	среднее значение, м	2.2	4.1	5.6	3.3
4	Коэффициент песчанистости				
	количество скважин	12	12	12	12
	минимальное значение, доли ед.	0.55	0.49	0.35	0.31
	максимальное значение, доли ед.	0.77	1	0.71	1
	среднее значение, доли ед.	0.68	0.646	0.79	0.577

Продолжение таблицы 2

5	Коэффициент расчлененности				
	количество скважин	12	12	12	12
	минимальное значение, ед.	2	1	2	1
	максимальное значение, ед.	5	5	4	7
	среднее значение, ед.	3.7	3.2	3.5	4.8

Нефтяная залежь пласта В₁₀

Пласт обладает общими толщинами: 6.8-14 м, эффективные толщины изменяются в диапазоне от 1.8 до 6.1 м, в среднем составляя 4.1 м

Залежь вскрыта в 6-ти скважинах на глубинах 2089.8-2125.4 м в пределах южного купола Южно-Мыльджинской структуры и распространяется на восточное крыло северного купола. В северо-западной части Южно-Мыльджинской структуры, которая отделена от залежи двумя пересекающимися тектоническими нарушениями, скважиной 28Р на высотах а.о.-1971.3 м вскрыт водонасыщенный разрез пласта В₁₀. При испытании пласта В₁₀ в скв. 28Р из интервала перфорации 2091.0-2093.0 м (а.о.-1980.4-1982.4 м) получен приток пластовой воды дебитом 5.38 м³/сут. при СДУ=204 м.

Залежь нефти в пласте В₁₀ пластовая, сводовая, тектонически экранированная размерами 4.3x1.3, высотой 35.5 м. ВНК установлен на а.о. - 2006.4 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 2.3 до 5.4 м, в среднем составляя 4.1 м. Среднее значение коэффициента песчаности составляет 0,646 д.ед, расчлененность – 3.2

Нефтяная залежь пласта В₁₁₋₁₂

Пласт обладает общими толщинами: 6.2-18 м, эффективные толщины изменяются в диапазоне от 2.2 до 12 м, в среднем составляя 7.41 м

Промышленная нефтеносность залежи подтверждена данными разведочной скважины 22Р, где пласт В₁₁₋₁₂ перфорирован в интервале 2125-2164 м (а. о. -2005.1-2044.1 м) и при совместном испытании с пластом В₁₃ получен приток нефти с водой дебитами, соответственно. 56 м³/сут, и 24 м³/сут на 8 мм штуцере. При утверждении запасов ГКЗ (2008 г.) промышленный приток нефти был отнесён к пласту В₁₁₋₁₂.

Залежь пластовая сводовая тектонически экранированная с размерами 4.5x1.4, высотой 46м. Уровень ВНК принят по данным ГИС скважины 212, где раздел между нефтью и водой находится на а.о. -2026 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 2.2 до 9.2м, в среднем составляя 5.6м. Среднее значение коэффициента песчанистости составляет 0,79 д.ед, расчлененность – 3.5.

Юрские отложения

Продуктивный горизонт J_1 характеризуется сложной фациальной изменчивостью, сложен чередованием песчаников, алевролитов и глин.

Разрез группы юрских пластов состоит из мелко- и среднезернистых песчаников и алевролитов, переслаивающихся пропластками аргиллитов, углистых аргиллитов и углей. Покрышкой для залежей надугольной толщи являются аргиллиты георгиевской и баженовской свит, для подугольной – преимущественно углисто-глинистые осадки межугольной толщи. Покрышкой для залежи пласта J_2 выступают глины нижевасюганской подсвиты.

Нефтяная залежь пласта J_1^1

Пласт обладает общими толщинами: 1.2-9.3 м, эффективные толщины изменяются в диапазоне от 1.2 до 5.3 м, в среднем составляя 2.9м

Продуктивная часть пласта J_1^1 по результатам выполненного геологического моделирования широко развита в южной и центральной части месторождения, с севера залежь ограничена зоной замещения коллектора непроницаемыми породами, подтверждаемой опробованием пластов J_1 +бажен в разведочной скважине № 29Р, где в интервале глубин 2465-2505 м. притока не получено. Залежь вскрыта 8 скважинами из них 3 разведочных 5 эксплуатационных. Все скважины находятся в пределах внутреннего контура нефтеносности. В ходе испытаний в разведочной скважине № 28Р был получен приток нефти дебитом 1.3 м³/сут при динамическом уровне 1003 м. В эксплуатационной скважине № 212 пласт J_1^1 был вскрыт перфоратором ЗПКО-89С в интервале глубин 2573-2574,4, простреляно 20 отверстий. В результате испытаний получен безводный приток нефти дебитом 2,5 м³/сут.

Тектоническим нарушением залежь разделена на два блока.

Положение водонефтяного контакта для восточного блока принято на абс. отметке -2353 м. Для западного блока по результатам интерпретации ГИС скважины №215 ВНК принято на абс. отметке -2337м.

Залежь пластовая сводовая тектонически и литологически экранированная.

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются от 1.2 до 4.5м, в среднем составляя 2.6м. Среднее значение коэффициента песчаности составляет 0,846 д.ед, расчлененность – 1.6.

Нефтяная залежь пласта J_1^2

Пласт обладает общими толщинами: 1.3-4.3 м, эффективные толщины изменяются в диапазоне от 1.3 до 4.3 м, в среднем составляя 2.8м

Залежь пласта J_1^2 в структурном плане совпадает с продуктивным пластом J_1^1 , также осложнена зоной отсутствия песчаных отложений.

Тектоническим нарушением залежь разделена на два блока.

Положение водонефтяного контакта для восточного блока принято на абс. отметке -2353 м. Для западного блока по результатам интерпретации ГИС скважины №215 ВНК принято на абс. отметке -2337м.

Залежь пластовая сводовая тектонически и литологически экранированная.

Для залежи характерны эффективные нефтенасыщенные толщины от 1.3 до 2.8 м, при среднем в 2.1 м. Среднее значение коэффициента песчаности составляет 0,92 д.ед, расчлененность – 1.4.

Нефтяная залежь пласта J_1^{3-4}

Пласт обладает общими толщинами 7.5-14.4 м, эффективные толщины изменяются в диапазоне от 4.9 до 8.9 м, в среднем составляя 6.95м

Промышленная нефтеносность пласта доказана испытанием в разведочной скважине № 28Р был получен приток безводной нефти дебитом 18.6 м³/сут в интервале глубин 2428-2436 м (а.о. -2317.4-2325.4 м). Совместно в колонне были испытаны пласты $J_1^1 + J_1^2 + J_1^{3-4}$ в эксплуатационных скважинах

№ 28-бис, 221, 216.

Скважина 28-бис была испытана в интервале 2421-2423, 2430-2432, 2432-2438, 2441-2443. Вскрытие было произведено перфоратором ПР-54, всего 192 отв. В результате испытания получен приток нефти дебитом 45.6 м³/сут.

Скважиной № 216 также совместно испытаны пласты $J_1^1 + J_1^2 + J_1^{3-4}$ в интервалах глубин 2469-2472, 2476-2480, 2489.2-2491.2 м перфоратором ЗПКО-89С. Всего простреляно 126 отв. В результате испытания получен приток безводной нефти дебитом 23 м³/сут.

По результатам новой пробуренной скважины № 100Р испытан пласт J_1^{3-4} в интервалах глубин 2679-2688 м, получен приток нефти дебитом 43 м³/сут на штуцере 8 мм. с незначительным содержанием воды 1.5%.

Тектоническим нарушением залежь разделена на два блока.

Положение водонефтяного контакта для восточного блока принято на абс. отметке -2353 м. Для западного блока по результатам интерпретации ГИС скважины №215 ВНК принято на абс. отметке -2337м.

Залежь пластовая сводовая тектонически и литологически экранированная. Для залежи характерны эффективные нефтенасыщенные от 1 до 8.9 м. при среднем в 5.9 м.

Среднее значение коэффициента песчанистости составляет 0,81 д.ед, расчлененность – 3.1.

Нефтяная залежь пласта J_2

Пласт обладает общими толщинами 13.5-19м, эффективные толщины изменяются в диапазоне от 9.4 до 18.4 м, в среднем составляя 13.3м

Залежь пластовая сводовая, размерами 2.4x0.75, высотой 13.1. ВНК установлен на абсолютной отметке -2356м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 2 до 12.3м, в среднем составляя 4.8м. Среднее значение коэффициента песчанистости составляет 0,863 д.ед, расчлененность – 2.6 [3].

1.5 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

В процессе бурения на Южно-Мыльджинском месторождении отбор керн проводился в меловых и юрских отложениях тарской и васюганской свит.

Нижнемеловые отложения тарской свиты (пласты В₉-В₁₃)

Интервал отбора керн 2132.7-2144.2 м (пласт В₉) Изучение проницаемости по гелию показало, что $K_{пр}=21.0-230.5 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$; значение открытой пористости 14.4-22.0%. Породы некарбонатные (0-1.6%), отдельный образец, поднятый в кровле пласта, является неколлектором: $K_{пр}=0.06 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, $K_{п}=5.7\%$ и 5.4% по воде и по гелию, соответственно; значение коэффициента карбонатности достигает 25.7%, что и послужило причиной значительного ухудшения фильтрационно-емкостных свойств. Также повышенным содержанием карбонатов (12.7%) характеризуется и образец из подошвы пласта. Анализ анизотропии по проницаемости показал, что $\lambda = 1.1-1.6$.

Пласт В₁₀(интервал отбора керн 2165.0-2176.6 м). Для пород пласта В₁₀ характерной является газопроницаемость от 0 до $8.7 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Коэффициент открытой пористости составляет 7.8-21.4%. Содержание карбонатов по разрезу пласта изменяется от 0 до 14.9% (в отдельных образцах). Анизотропия проницаемости для двух образцов составляет 1.1-7.4.

Пласт В₁₁ (2176.6-2182.6 м), Верхняя часть интервала (до 1.93 м от начала керн) характеризуется повышенными коллекторскими свойствами: $K_{пр}$ изменяется от 68.0 до $274.9 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$; $K_{п}$ – от 20.9 до 22.5%. Породы, залегающие ниже по разрезу пласта, отличает снижение ФЕС: газопроницаемость $0.05-19.4 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, пористость 13.2-20.5%. Карбонаты по разрезу пласта присутствуют в незначительных количествах (1.2-3.1%, в единичном случае 9.9%). Анализ анизотропии по проницаемости показал, что значение $\lambda=1.0-2.5$.

Пласт В₁₂(интервал отбора керн 2194.5-2204.9 м) Изучение газопроницаемости показало изменение $K_{пр}$ в диапазоне от 0.13 до $142.5 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Открытая пористость составляет 14.5-21.9%. Содержание карбонатов

изменяется от 0 до 7.7%. Анизотропия по проницаемости составляет 0.8-1.2.

Значительное содержание карбонатов (9.9-25.7%) оказывает существенное влияние на ухудшение емкостных и фильтрационных параметров.

Изучено 15 образцов пласта В₉ с диапазоном изменения проницаемости от 21.0 до 230.5 мкм²*10⁻³, пористости от 14.4 до 22%, значение остаточной воды составляет 36.8 – 25.8%.

На 8 образцах керна скважины № 216 Южно-Мыльджинского месторождения, взятых из пластов В₇₋₁₂ с проницаемостью, изменяющейся от 5.0 до 230.5 мкм²*10⁻³ были определены фазовые проницаемости для нефти и воды.

Коллекция для определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения состояла из 30 образцов: проницаемость от 3.6 до 274.92 мкм²*10⁻³, пористость – от 23.0 до 24.2%. начальная нефтенасыщенность от 0.485 до 0.746 дол.ед. Значения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения изменяются в пределах 0.175 – 0.338 дол.ед. и 0.510 – 0.741 дол.ед, соответственно. Средние значения К_{но} и К_{выт} по всем образцам равны соответственно 0.258 и 0.61.

Юрские отложения васюганской свиты (пласты J₁¹⁻⁴-J₂)

Специализированных исследований керна юрских отложений на Южно-Мыльджинском месторождении не проводилось, поэтому краткая характеристика коллекторских свойств по керну юрских отложений приводится по результатам исследований керна скважины № 123 соседнего Верхне-Салатского месторождения.

По всему набору образцов определили петрофизические характеристики керна. По 23 образцам пласта J₁² значение коэффициента газопроницаемости изменяется в диапазоне от 0,89 до 14,7 мкм²*10⁻³, пористости – от 13.0 до 18.9. Содержание карбонатной составляющей достигает 0-12.5%. Для 53 образцов керна пласта Ю1/3-4 (2451.8-2464.0 м) абсолютная газопроницаемость составляет 0.15-29.6 мкм²*10⁻³, пористость 6.0-18.5%. Карбонатов в породе от

0 до 21,9%. В подошве пласта подняты непроницаемые образцы (5 шт.), значение пористости которых 1.1-9.4%, закарбоначенные (Ск достигает 39.9%). В кровле пласта Ю2 отобраны два образца с повышенными фильтрационными характеристиками. Значение коэффициента проницаемости составляет 39.5 и 117.3 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, пористость 13.8-16.2%. Остальные образцы (13 шт.) являются непроницаемыми, максимальное значение $K_{пр}$ составляет 0.3 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Коэффициент пористости равен 5.4-13.1%. Карбонатов содержится от 0 до 30.5%.

По 15 образцам в ходе порометрических исследований были определены значения остаточной водонасыщенности. Полученные значения изменялись в диапазоне:

для пласта J_1^2 48,9 - 59,1%;

для пласта J_1^{3-4} 39,0 - 65,2%;

для пласта J_2 25,5 - 45,9%.

На двух образцах керна скважины № 123 Верхне-Салатского месторождения с газопроницаемостью 3,7 (пласт J_1^{3-4}) и 14.7 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ (пласт J_1^2) были определены фазовые проницаемости для нефти и воды.

Коллекция для определения K_0 и $K_{выт}$ состояла из 12 образцов пластов J_1^2

J_1^{3-4} скважины №123. Фильтрационно-емкостные свойства образцов изменялись в следующих пределах: проницаемость от 3.4 до 29.6 $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, пористость – от 15.7 до 18.9%. Средние значения K_0 и $K_{выт}$ по всем образцам равны соответственно 25.7% и 0.484 [3].

1.6 Физико-химическая характеристика нефти, воды и растворенного газа

Ниже дается физико-химическая характеристика нефтей и растворенного в них газа по продуктивным пластам Южно-Мыльдзинского месторождения.

Плотность нефти вследствие недостаточного для объективного определения количества проб отдельно по залежам принимается средняя по

горизонтам:

- по меловым отложениям – 0.817 г/см³;
- по юрским отложениям – 0.801-0.812 г/см³.

Согласно технологической индексации по ОСТ 38.01197-80 нефти Южно-Мыльдзинского месторождения легкие (табл.3).

Таблица 3-Свойства пластовой и дегазированной нефти

№ п/п	Параметр	Среднее значение
1	Давление пластовое, МПа	24,5
2	Температура пластовая, °С	85
3	Давление насыщения пластовой нефти, МПа	14.18
4	Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	132.5
5	Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	653
6	Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	0.996
7	Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	9.27
8	Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м ³	
	- при однократном (стандартном) разгазировании	1.152
	- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1.000
9	Плотность нефти в стандартных условиях, при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании кг/м ³	811
10	Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	811
11	Вязкость дегазированной нефти при 50 °С, мПа·с	5.88
12	Массовое содержание, %	
	серы	0.17
	смола силикагелевых	1.5
	асфальтенов	0.44
	парафинов	19.9
13	Температура плавления парафина, °С	49
14	Температура начала кипения, °С	49.4
15	Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %	
	до 100 °С	9.3
	до 150 °С	13.9
	до 200 °С	23.9
	до 250 °С	33.6
	до 300 °С	46.4

Минерализация пластовых вод изменяется в пределах 17÷18г/л.

Основными солеобразующими компонентами (в среднем) являются:

- катионы натрия и калия - 5112 мг/л;
- катионы кальция - 1431 мг/л;
- анионы хлора - 10717 мг/л;

-анионы гидрокарбоната - 266 мг/л;

В незначительных количествах содержатся магний (165мг/л), йод (5.5 мг/л), бром (68 мг/л), бор (9 мг/л), кремний (42 мг/л), аммоний (8 мг/л). По химическому составу воды комплекса по классификации В.А.Сулина хлоркальциевого типа. Плотность воды при температуре 20⁰С составляет в среднем 1.011 г/см³, кислотность - 6.4 [3].

2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОСЛОЖНЕНИЯХ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Компании, эксплуатирующие нефтяные добывающие скважины месторождений в регионах России, чаще всего сталкиваются с такими осложнениями как отложения солей, асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО), коррозия от воздействия минерализованной пластовой воды, механические примеси, увеличение вязкости продукции, влияние свободного газа. Это происходит из-за высокой обводненности добываемой продукции, разрушения слабосцементированных горных пород, низких пластовых давлений, а также из-за изменения температуры нефти, которая всегда снижается при извлечении ее на поверхность.

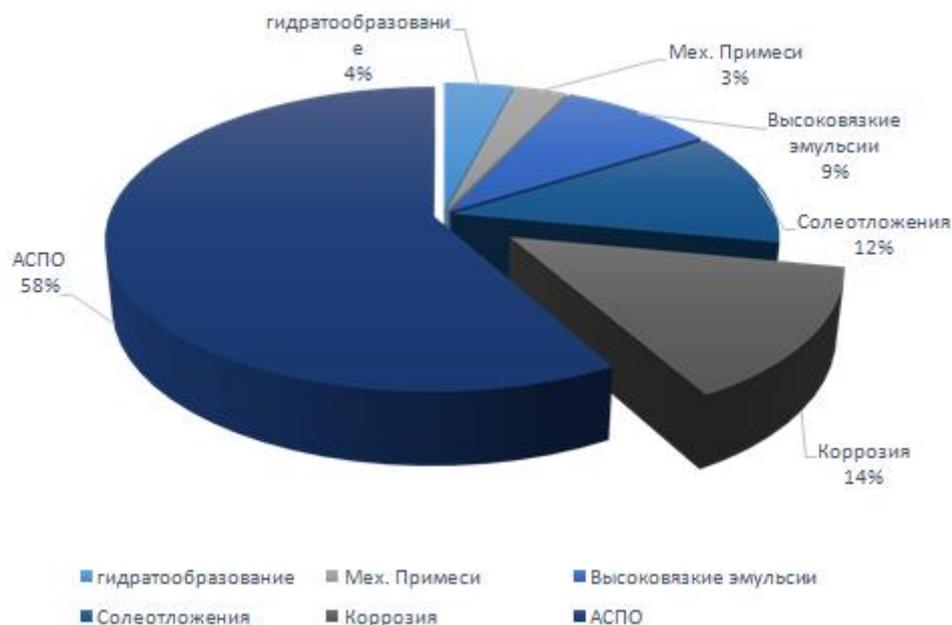


Рисунок 3 – Среднее распределение осложнений для добывающих скважин

2.1.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения

АСПО представляют собой густую мазеобразную массу с высокой вязкостью, состав которой изменяется в зависимости от многих факторов.

АСПО содержат: парафина – 12–86 масс. %, асфальтенов – 0,3–45 масс.

%, масел – 6,3–50 масс. %, смол – 0,8–20 масс. %, неорганических включений – 0–37 масс. % (песок, глина, вода, соли). Температура плавления подобных отложений изменяется от 25 до 150°C.

Существует две теории, согласно которым парафинизация возникает на поверхности подземного оборудования, труб, породы в призабойной зоне пласта (ПЗП). По первой теории парафины образуются в объеме добываемой нефти и со временем оседают на поверхности металла, создавая органический слой отложений. Вторая теория рассказывает о том, что кристаллы парафинов образуются непосредственно на металлической поверхности и постепенно кристаллизуются в комплексы. Существует еще и третий механизм образования АСПО - смешанный, который сочетает в себе суть первой и второй теории.

В АСПО под действием гравитационных или центробежных сил осаждаются вещества, плотность которых больше чем у нефти, а также вещества, обладающие поверхностной активностью на границах разделов нефть – порода, нефть – металл, нефть – вода, которые повышают прочность сцепления отложений с металлическими поверхностями и облегчают проникновение вглубь зазоров, трещин и щелей на поверхностях деталей, а также мелкие частицы горных пород, продукты коррозии и механического износа деталей.

Для образования АСПО необходимо выполнение ряда условий, среди которых:

- непосредственно наличие высокомолекулярных соединений углеводородов – в первую очередь парафинов;
- уменьшение температуры потока до тех значений, при которых возможно выделение из нефти твердых парафинов;
- снижение пластового давления до давления насыщения.

Также существует ряд других факторов, которые положительно или отрицательно влияют на образование АСПО. К таким факторам можно отнести скорость потока нефти, обводненность продукции, интенсивное газовыделение, состояние поверхности труб, наличие механических примесей, являющихся

центрами кристаллизации и т.д. [5]

2.1.2 Солеотложения

Отложения солей на стенках нефтегазопромыслового оборудования образуются при выпадении химического вещества (соль) в осадок из добываемой попутно со скважинной продукцией воды.

К влияющим на скорость и объем выпадения солей факторам можно отнести:

- совместимость пластовых вод различных продуктивных пластов;
- начальный химический состав и минерализация пластовой воды;
- совместимость вод, используемых в системах поддержания пластового давления (ППД) с пластовыми водами;
- совместимость пластовых вод с применяемыми водными растворами при различных ГТМ;
- перенасыщение вод в результате изменения давления и температуры от начальных пластовых показателей, испарении воды, выделении газов.

Из-за солеотложений в обсадных и эксплуатационных колоннах образуются пробки, перфорационные каналы, насосно-компрессорные трубы (НКТ), насосы, клапаны, а также внутреннюю поверхность оборудования закупориваются – это всё служит причиной засорения скважины и препятствования потоку жидкости.

Знание факторов, условий и механизмов солеотложений, а также своевременное предупреждение возникновения осложнений позволяет

предотвратить вывод из строя дорогостоящего оборудования, снижение пропускной способности нефтепроводных коммуникаций и дебита добывающих скважин. [6]

2.1.3 Механические примеси

Как было сказано ранее, большинство месторождений находятся на завершающей стадии разработки, характеризующейся низкими значениями объемов добываемой нефти и высокой обводненностью продукции. Для того, чтобы сохранять уровни добычи, необходимо повышать дебиты скважин, а это приводит к увеличению скорости фильтрации. Высокая скорость фильтрации способствует выносу механических примесей из слабосцементированных пород призабойной зоны (ПЗП).

Механические примеси – это твердые частицы пород, накапливающиеся на забое и выносимые из пласта в процессе эксплуатации. Они включают в себя продукты коррозии подземного оборудования, а также частицы, которые могут быть занесены в скважину при проведении различных геолого-технических мероприятий (обломки проппанта при гидроразрыве пласта) или капитальных/подземных ремонтов.

Примеси, содержащиеся в откачиваемой жидкости, затрудняют эксплуатацию скважин, они ускоряют процесс износа элементов насосных установок и забивают фильтры насоса. Для большинства месторождений Западной Сибири механические примеси являются основной причиной отказов глубинных насосов – 35-50% случаев, коррозия – 20-25%, а образования солей – 15-20%. [7]

2.1.4 Коррозия

Под коррозией понимается процесс разрушения металла в результате взаимодействия с агрессивной средой, то есть разрушение и потеря эксплуатационных свойств посредством химического или физико- химического взаимодействия с окружающей средой.

Коррозия нефтепромыслового оборудования обусловлена содержанием в добываемой продукции минерализованной воды и растворенных в ней кислорода, сероводорода и углекислого газа. Основной ущерб, причиняемый

коррозией, заключается в уменьшении срока службы подземного оборудования и в последствии его разрушения. Потери добычи, затраты на ремонты и вынужденные простои скважин, сбои в системе разработки месторождения – всё это заставляет предприятия принимать меры по борьбе с коррозией. [8]

2.1.5 Негативное влияние газа

Помимо пластовой воды вместе с нефтяной продукцией добывается газ, который находится в растворённом состоянии и только при снижении давления начинает выделяться из нефти. Поступающий на прием насоса свободный газ отрицательно влияет на степень его заполнения и как следствие на его производительность, а также увеличивает степень износа деталей насосного оборудования. Высокий газовый фактор является самостоятельным осложнением, но помимо этого он способствует появлению таких осложнений, как АСПО, солеотложения и механические примеси.

2.1.6 Высокая вязкость продукции

Вязкость представляет собой одно из основных технологических свойств нефти, используемое для определения подвижности нефти в пластовых условиях. Степень вязкости нефти находится в зависимости от количества растворенного в ней газа, давления, присутствующих примесей, температуры и состава нефти, а её величина (вязкости) учитывается при оценке скорости фильтрации, расчете мощности насоса и т.д.

Высокая вязкость нефти существенно осложняет процесс её добычи, она способствует уменьшению нефтеотдачи и увеличению обводненности продукции, также высокая вязкость негативно отражается на рабочих характеристиках насоса (снижение коэффициента подачи и сокращения межремонтного периода). [9]

2.2 Обзор основных методов борьбы с осложнениями при разработке месторождений

Нефтедобывающим предприятиям приходится терпеть расходы, составляющие 25-40% от эксплуатационных затрат, включенных в себестоимость добычи нефти, на преодоление различного рода осложнений. Для борьбы с осложняющими факторами необходимо детально изучать условия их образования, а также разрабатывать целый комплекс организационных и технических мероприятий, которые распределяются на две тенденции:

1. Предупреждение и ликвидация осложнений;
2. Адаптация промыслового оборудования к условиям воздействия осложняющих факторов.

2.2.1 Методы борьбы с АСПО

Борьба с асфальто-смоло-парафинистыми отложениями предусматривает проведение мероприятий по двум направлениям (рисунок 4).

Замедление образования отложений (предупреждение)

К таким мероприятиям относятся:

- применение различных защитных покрытий;
- химические методы (применение различных модификаторов, депрессаторов, диспергаторов);
- подогрев нефти;
- теплоизоляция трубопроводов;
- использование нефтяных растворителей для повышения растворяющей способности нефти;
- физические методы (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электромагнитных полей).



Рисунок 4 – Схема способов борьбы с АСПО

Удаление парафиновых отложений (таблица 4)

К таким мероприятиям относятся:

- механические методы (скребки, скребки-центраторы);
- тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электроды, индукционные подогреватели, использование реагентов);
- химические (растворители).

Таблица 4 – Сравнительная характеристика методов удаления АСПО

Методы	Достоинства	Недостатки
Тепловые методы	тепловые методы имеют высокую эффективность и могут использоваться для скважин с любым сроком эксплуатации	высокая энергоёмкость, электро- и пожароопасность, ненадежность, относительно высокая стоимость проводимых работ, возможные трудности подъездных путей

Продолжение таблицы 4

Механические методы	Надёжное удаление АСПО с внутренней полости НКТ, сравнительная экономичность и незамысловатость	Часто необходима остановка работы скважины и предварительная подготовка поверхности труб (для некоторых видов скребков), возможное застревание скребков, обрыв их крепления
Химические методы	Высокая производительность и технологичность, позволяют очищать даже самые труднодоступные места технологического оборудования	высокая стоимость реагентов, применение специального оборудования, сложность подбора эффективного реагента, связанная с постоянным изменением условий эксплуатации в процессе разработки месторождения

Как показывает практика, предупреждение (предотвращение) является менее дорогостоящим способом, чем постоянное удаление отложений. При этом сокращаются затраты на оборудование и перекачку продукции, достигается наиболее надёжная и безаварийная работа оборудования, сокращается время простоя.

2.2.2 Методы борьбы с отложениями солей

Как и в случае с АСПО, основным направлением в борьбе с солеотложениями является их предотвращение. Для этого используются различные способы – технологические, химические, физические.

К технологическим способам относят:

- использование вод, совместимых с пластовыми;
- подготовка воды для закачки в систему ППД;
- отдельный отбор и сбор жидкости;
- отключение обводненных интервалов.

Предотвращение солеотложения при использовании данных способов происходит из-за того, что уменьшается или полностью исключается вероятность смешения химически несовместимых вод. Проблема обводнения продукции скважины решается в процессе её строительства, когда применяется комплекс средств и методов для разобщения пластов и отключения обводнившихся пропластков, а также для ограничения притока к добывающим скважинам пластовых вод и их движения в промытых дренируемых зонах продуктивного пласта. При изоляции обводнившихся прослоев наблюдается значительное снижение интенсивности солеотложения. Недостатки данных способов связаны со значительными затратами и сложностью его реализации.

Физические способы включают в себя обработку скважин и скважинной продукции ультразвуковыми колебаниями и магнитным полем. Колебания влияют на изменение структуры кристаллов солей и не дают им укрепляться на поверхности металла. Данные способы не дают никакой эффективности в случае с образованием солеотложений в призабойной зоне пласта и необходимости обработки данной зоны.

Химические способы включают в себя применение различных ингибиторов и химических реагентов, которые существенно замедляют процесс образования солей.

Ингибиторы солеотложений (ИС) подразделяются в зависимости от механизма действия на:

- ингибиторы порогового действия (происходит адсорбция на поверхности микрородышей солей и нарушение их структуры, то есть препятствие их осаждению и росту);
- хелаты – вещества, связывающие между собой катионы кальция, железа, бария (тем самым происходит затруднение их реакции с анионами карбоната и сульфата);
- кристаллоразрушающие ингибиторы (разрушение структуры кристаллов солей).

2.2.3 Методы борьбы с механическими примесями

В настоящее время существуют различные способы предотвращения и борьбы с механическими примесями: химические, технические, технологические, профилактические (рисунок 5).



Рисунок 5 – Мероприятия по снижению воздействия мех. примесей на насосное оборудование

Основные способы заключаются в закрепление породы пласта различными затвердевающими составами, образующими прочную и проницаемую (за счет пористости) структуру в призабойной зоне, устраняющую поступление песка.

Эффективно на сегодняшний день применяется защита глубинно-насосного оборудования (ГНО) посредством использования скважинных фильтров и сепараторов на забое, перед насосом и в составе насосного оборудования.

Фильтры разделяются на классы по принципу устройства фильтрующего элемента:

- сетчатые фильтры;
- проволочные фильтры;

- щелевые фильтры;
- гравийные фильтры;
- перфорированные фильтры.

Как правило на практике используются фильтры, комбинирующие в себе несколько принципов устройств, дополняющих друг друга.

Сетчатые фильтры спускаются на нужную глубину и изготавливаются на месте обустройства скважины без специальной классификации, в случае необходимого ремонта скважины их легко доставать из ствола. Недостатками сетчатых фильтров является то, что при их изготовлении используются дорогие металлы и сами фильтры обладают высокой сопротивляемостью, что негативно влияет на дебит. Так же при монтаже данного фильтра могут быть деформированы прутья сетки – это нарушит процесс нормального прохождения воды внутрь фильтрационной колонны.

Проволочные фильтры обладают надёжной и эффективной конструкцией, которая изготовлена из однородного металла. Недостатками данных фильтров является сложность очистки фильтрующих элементов от скапливающихся на его поверхности загрязнений, и частота засорения мелкими частицами при добыче.

Щелевые фильтры применяются в тех случаях, когда нет необходимости применения дорогостоящих фильтров с высокой степенью фильтрации мелкодисперсных частиц. Недостатками щелевых фильтров является самый низкий параметр скважности в сравнении с другими конструкций фильтров, а в связи со сложным изготовлением щелей данные фильтры подвергаются быстрой закупорке фильтрационных отверстий. Преимуществом является низкая начальная стоимость.

Гравитационные фильтры обладают рядом преимуществ:

- качественно очищают воды;
- возможность доставки гравийного материала по межтрубному пространству в фильтровую зону;
- возможность устройства гравийной прослойки непосредственно в

скважине;

— дополнительная опора для удержания стенок ствола от обрушения.

Недостатками гравитационных фильтров является сложность подбора одноразмерного гравия и проблема доставки гравия двойной обсыпки в фильтровую зону на глубину более 100 метров.

Гравийный фильтр является наиболее эффективным и перспективным механическим способ предотвращения пескопроявлений. Суть данных фильтров заключается в том, что скважина бурится и крепится до кровли продуктивного горизонта, после чего продуктивный пласт вскрывается долотом меньшего диаметра. Далее производится расширение ствола скважины в продуктивном интервале, после спускается фильтра с учётом перекрытия продуктивного интервала и закачка гравия (крупнозернистого отсортированного кварцевого песка) в расширенный интервал между пластом и флюидом. Применение гравийных фильтров обусловлено следующими преимуществами: возможность использовать их при большой неоднородности механических примесей; малый градиент гидравлического сопротивления по толщине фильтра и низкая интенсивность кольматационных процессов; малое сопротивление каркаса фильтра вследствие возможного увеличения размеров отверстий в 6-10 раз; простота конструкции. Недостатком данного метода является высокая стоимость по сравнению с проволочными и сетчатыми фильтрами, за искусственно созданным барьером могут образовываться пробки из пластового песка, которые уменьшают приток пластовой жидкости в ствол скважины.

Помимо этого, для ограничения поступления механических примесей в скважину необходимо:

- подбирать оптимальные значения депрессии на пласт, при которых сохраняются высокие дебиты скважины и уменьшатся случаи разрушения слабосцементированных пропластков;
- применять УЭЦН в коррозионно-износостойком исполнении;

- применять только очищенные от механических примесей жидкости глушения и промывки;
- при проведении подземных ремонтов скважин осуществлять контроль за подготовкой и очисткой оборудования на поверхности перед спуском его в скважину;
- очистка НКТ от коррозии, песка, солей по принципу механической и гидropескоструйной технологии или полная замена подвески в процессе ремонта скважин;
- контроль за КВЧ в процессе эксплуатации.

2.2.4 Методы борьбы с коррозией

Основные способы по борьбе с коррозией делятся на три группы: химические, физические и технологические (таблица 5).

Таблица 5 – Методы защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии [10]

Наименование метода	Способы антикоррозионной защиты
Технологический	Ограничение доступа кислорода
	Снижение скорости потока
	Понижение температуры жидкости
	Уменьшение водопритока в скважине
	Применение реагентов и технологических растворов с низкой коррозионной активностью
	Предупреждение смешивания коррозионно-активной среды с продукцией
	Исключение применения пластовой воды, заражённой сульфатовосстанавливающими бактериями
	Применение технологии внутритрубной отчистки
Физический	Анодная защита
	Применение защитных покрытий
	Использование коррозионностойких материалов
Химический	Применение ингибиторов коррозии

Технологические способы включают в себя проведение различных мероприятий, направленных на уменьшение интенсивности отложения солей. Это, например, проведение работ по изоляции притока воды к скважине, или работы по ограничению доступа кислорода. К физическим методам относится применение различных антикоррозионных покрытий, наносимых на стенки НКТ, и использование коррозионностойких материалов (использование насосов в коррозионностойком исполнении). Наиболее часто используемым способом является химический, который включает в себя применение метода периодической закачки или непрерывной дозировки ингибиторов коррозии.

2.2.5 Методы борьбы с высоким газовым фактором

Для борьбы с высоким газовым фактором применяются газосепараторы или диспергаторы различной конструкции, устанавливаемые на приеме насоса для отделения газа от нефти, измельчения пузырьков свободного газа и отвода его в затрубное пространство, что позволяет предотвращать образование газовых пробок в насосной установке, которые прекращают подачу насоса (происходит срыв подачи).

Уменьшение негативного влияния газа осуществляют путём увеличения давления на приеме насоса (повышение глубины его погружения), в результате чего увеличивается растворимость газа (уменьшение объёмного расхода свободного газа за счет сжатия). Данный метод широко применяется по причине своей простоты в плане технологии и организации, но при этом является экономически не эффективным (затраты на проведение операций, НКТ, кабеля, электроэнергию). Также известен способ принудительного сброса газа из затрубного пространства с помощью применения автоматических скважинных или устьевых обратных клапанов, отсасывающих газ.

2.2.6 Методы борьбы с высокой вязкостью продукции

В случае с высоковязкой нефтью все способы борьбы связаны с воздействием на пласт и призабойную зону. Вязкость нефти сильно зависит от

температурных условий, что имеет большое значение для разработки и эксплуатации месторождений. Поэтому для уменьшения вязкости широко применяются термические методы воздействия, основной принцип которых – прогрев пласта (рисунок 6).



Рисунок 6 – Схема технологий термического воздействия на пласт

Термические методы воздействия объединяются в три группы – это воздействие горячей водой, внутрипластовое горение и пароциклическое воздействие на ПЗП.

Закачка в пласт горячей воды является обязательным мероприятием при внутриконтурном заводнении месторождений с высоковязкой нефтью. Вытеснение нефти горячей водой приводит к значительному увеличению коэффициента охвата, а также к снижению вязкости нефти и к расширению породы-коллектора.

Метод внутрипластового горения основан на способности углеводородов вступать в окислительную реакцию, сопровождающуюся выделением теплоты. После инициирования горения для поддержания процесса ВГ необходимо непрерывное нагнетание воздуха в пласт. Основное ограничение на применение данного метода – глубина достигает не более 800-1000 метров.

Вытеснение нефти паром является распространенным методом увеличения нефтеотдачи пласта. Пар нагнетается в скважину с поверхности через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. При поступлении пара в поровое пространство происходит его конденсация, пласт нагревается за счет использования теплоты

горячего конденсата. При парациклическом воздействии пар нагнетается постепенно через добывающие скважины, которые в последствии закрывают и выдерживают в течение одной-двух недель для протекания процесса теплообмена, перераспределения нефти и воды в пористой среде, затем скважину эксплуатируют 8-12 недель. Недостатком данного способа является возможность разрушения цементного камня и нарушений в резьбовых соединениях колонны из-за периодического нагрева и охлаждения.

3 АНАЛИЗ ТЕКУЩИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ НА ЮЖНО-МЫЛЬДЖИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Анализ осложнений, возникших при разработке месторождения

Основополагающей проблемой при добыче флюида на Южно-Мыльджинском месторождении, как и в большей части месторождений Западной Сибири, является асфальто-смоло-парафинистые отложения (АСПО), отложения солей, коррозия от воздействия минерализованной пластовой воды. Остальные причины снижения эффективности работы скважин - менее выраженные на месторождении, к этому списку относятся механические примеси, эмульсии, износ добывающего оборудования, нарушения герметичности эксплуатационной колонны или крепи скважин и т.д. На долю этих причин приходится 15% случаев всех поломок добывающего оборудования.

3.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО

В настоящее время на месторождении идет активная борьба с асфальтосмолопарафиноотложениями. Парафины осаживаются в процессе эксплуатации на стенках насосно – компрессорных трубах и выкидных линиях. Это приводит к уменьшению суточного дебита скважин, повышению давления в некоторых случаях до остановки скважины.

Для очистки НКТ от АСПО применялись в основном, механические способы (скребки-фрезеры), реже использовались химические (ингибиторы парафиноотложений) и тепловые (обработка горячей нефтью) способы. Однако их многократное применение на одном объекте приводит к накоплению высокоплавких АСПО с последующими последствиями.

- **механические способы.**

Скребки (Рисунок 7) позволяют очистить внутреннюю поверхность НКТ фонтанных скважин и скважин, оборудованных УЭЦН. Спускоподъемные операции выполняются с помощью лебедки и скребковой проволоки. Скребок

предназначен для очистки от парафина насосно-компрессорных труб диаметром 60 и 73 мм. Секция скребка имеет две фрезы - одна с правым направлением режущих элементов, другая - с левым, установленных на оси на подшипниках. Это дает стабильное возвратно-поступательное движение оси и проволоки без вращения при спусках и подъемах и качественную очистку от парафина. Скребок может быть изготовлен с необходимым количеством секций.



Рисунок 7 – Скребок депарафинизирующий фрезовой

- **химические способы предупреждения и очистки**

В основе способа лежат методы предупреждения АСПО с использованием ингибиторов и методы удаления уже образовавшихся парафиновых отложений. В качестве ингибиторов парафиноотложения применяется целый спектр отечественных и зарубежных реагентов, а также растворители – удалители АСПО: гексановая фракция, стабильный газовый конденсат, нефрас и др.



Рисунок 8 – Установка дозировки реагента

Подбор наиболее эффективного ингибитора и рабочих концентраций должен реализовываться на основе лабораторных исследований состава АСПО и ингибирующей способности применительно к составу нефти данного месторождения с последующими промысловыми испытаниями.

- **тепловые способы**

Наиболее популярными способами в промышленной практике являются промывка скважины горячей нефтью при помощи АДПМ (Рисунок 9) и прогрев паром от ППУ.



Рисунок 9 – Агрегат депарафинизации

Но для скважин, которые оборудованы УЭЦН, такой способ опасен тем, что может нарушиться полимерная изоляция питающего электрокабеля, поэтому температура теплоносителя не должна быть более 70°C. Соответственно, с учетом тепловых потерь до требуемой температуры удастся прогреть только 220-280 м НКТ. Но температура насыщения парафином может быть достигнута и на большей глубине, где удаление АСПО будет неполным.

Способ периодических, горячих промывок или обработок горячим паром не требует дорогих химреагентов, но довольно энергоемок и технологически малоэффективен: в период между промывками скважина постепенно снижает дебит, что приводит к снижению объемов добычи нефти

Технологическая эффективность других способов борьбы с АСПО состоит в том, что профилактика отложений, или очистка от них производятся постоянно (ингибиторы, растворители) или с небольшой периодичностью (раз в сутки – механические способы). В результате чего средний дебит скважин по сравнению с достаточно редкими горячими промывками увеличивается [11].

3.2.1 Применение автоматизированных систем в устройствах механической очистки НКТ

Необходимость разработки

При добыче нефти приходится решать различные по сложности задачи. Одной из них является очистка скважины от асфальто-парафиновых отложений. В процессе подъема нефтесодержащей жидкости из глубины на поверхность её температура и давление постепенно падает, как следствие на стенках насосно-компрессорной трубы (НКТ) осаждаются парафин, который способен за короткое время полностью запечатать скважину.

Для очистки НКТ от парафиновых отложений используются различные методы.

Самый старый и пока самый надежный – очистка механическими скребками. Для спуска скребков применяются различные типы лебедок: ручные (рукоятку крутит оператор), механизированные (барабан с проволокой

вращается электродвигателем), полуавтоматические (работа идет под контролем оператора) и автоматические (не требуют присутствия оператора).

Ввиду значительного удаления скважин от мест нахождения обслуживающего персонала особый интерес представляют лебедки, способные длительное время работать в полностью автоматическом режиме без присутствия оператора.

Такие задачи могут решить лебедки, оборудованные станцией управления с возможностью гибкой перенастройки под индивидуальные особенности скважины и дистанционным управлением.

Установка депарафинизации скважин (Рисунок 10) необходима для полностью автоматической работы по механической очистке внутренних плоскостей насосно-компрессорных труб (НКТ) посредством скребка от асфальто-парафиновых отложений (АСПО) на скважинах, эксплуатирующихся электроцентробежными насосами. Основной задачей депарафинизатора скребкового автоматического является предупреждение возникновения парафиновых пробок.



Рисунок 10 – Депарафинизатор скребковый

Принцип работы лебедки Сулейманова заключается в следующем. Подвешенный на проволоку скребок спускается на заданную глубину в скважину, после этого поднимается вверх. Благодаря данной операции и очищаются стенки НКТ от парафина. Отметим, что работа лебедки может выполняться как непрерывно, так и периодически, в зависимости от заданного режима.

Лебедка устанавливается на лубрикаторе устьевого арматуры скважины, а станция управления — в непосредственной близости. Состояние лебедки, т.е. находится ли она в работе либо остановлена, выводится на систему телемеханики ЦДНГ.

Станция управления СУЛ-01

С помощью станции управления СУЛ-01 (Рисунок 11) установка депарафинизации работает в автоматическом режиме по параметрам, заданным оператором в настройках станции.



Рисунок 11 – Станция управления СУЛ-01

Также возможен полуавтоматический режим работы, при котором

станция по команде оператора спускает, поднимает или останавливает движение скребка.

Станция комплектуется модемом для передачи данных на сервис онлайн-мониторинга и управления работой по сотовой сети GSM.

Принцип работы депарафинизатора скребкового

1) При запуске установки скребок в автоматическом режиме поднимается до верха скважины и фиксируется датчиком верхнего положения скребка (ДВПС) в лубрикаторе.

2) В момент когда скребок достигает верха скважины, установка запускает цикл очистки: спускает скребок на глубину чистки, заданную оператором, затем поднимает его к верху скважины. В процессе спуска-подъема фрезы (лезвия) скребка срезают АСПО со стенок колонны НКТ.

3) Во время чистки датчики натяжения проволоки:

- предотвращают разматывание проволоки
- защищают от обрыва проволоки при подъеме

4) После чистки скребок спускается на глубину парковки, либо остается в обогреваемом лубрикаторе.

5) Следующие чистки запускаются автоматически по расписанию заказчика, согласно настроек станции.

Настраиваемые параметры чистки

Возможности станции управления СУЛ-01:

- управление операциями чистки как в полностью автоматическом, так и полуавтоматическом режиме;

- периодический автоматический запуск по расписанию начала спускоподъемных операций, спуск скребка на заданную глубину, подъем до лубрикатора, а так же парковку скребка на заданной глубине;

- защита от обрыва проволоки, в случае повышения натяжения проволоки при непроходе препятствия вверх;

- период очистки: как часто запускается чистка - диапазон от 6 часов до 1 раза в неделю

- защита от разматывания проволоки на барабане в случае провиса проволоки при непроходе препятствия вниз;

Кроме того, существует возможность снятия архива и установка дополнительных параметров защиты и автоматизации

Преимущества лебедки

- незначительный вес установки, что облегчает установку механизма на скважину и ускоряет пуско-наладку в несколько раз;

- возможность дистанционного контроля и управления лебедкой по каналу 3G/GPRS;

- осуществление контроля глубины спускоподъемных операций в метрах;

- благодаря удобному и простому меню станции управления, обеспечивается простой запуск в эксплуатацию установки, а также быстрое обучение персонала по работе со станцией.

- барабан с длиной проволоки 2000 м;

Вместе с тем применение ДСА нуждается в повседневном контроле. Работа лебедки в сильные морозы может вызвать некоторые проблемы. Так, при температурах ниже 30 градусов происходит потеря эластичности сальниковых уплотнений, которые предназначены для герметизации отверстий. А при температуре ниже 37 градусов использовать технологию и вовсе не рекомендуется. В целом же, при правильном подборе межочистного периода, своевременной замене масла в редукторе, регулярной проверке качества проволоки технология в автоматическом режиме будет работать стабильно.

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 Южно-Мыльджинском 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;
- закачки 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. [12]

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 (Рисунок 12).



Рисунок 12 – Контейнер скважинный с реагентом

В результате эксплуатации ПСК в скв. 215 Южно-Мыльджинского месторождения 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.

В результате применения ПСК в скв. 22Р Южно-Мыльджинского месторождения 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.

Выводы по применению погружных скважинных контейнеров ПСК:

Использование ПСК увеличивает время безотказной работы УЭЦН.

Достигнут положительный эффект по увеличению наработки в 2,3 раза, применение ПСК способствует защите погружного оборудования от солеотложения.

Мероприятия по предотвращению солеотложения при эксплуатации скважин описаны в таблице 6

Таблица 6 – 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

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

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. [13]

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.

Химические

Из химических способов уменьшения коррозии оборудования рекомендуется применять следующие реагенты:

ХПК-001, ХПК-002, СОНКОР-9022, имеющих температуру застывания – 40–60°C. 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 «ТН» 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.

4 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ЮЖНО-МЫЛЬДЖНИСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

4.1 Очистка и удаление АСПО с помощью депарафинизатора «ШТОРМ УКМ НП-2»

Электронный преобразователь вязких жидких сред аппарат – депарафинизатор «ШТОРМ УКМ НП» -2 , (ТУ- 3697-001-56513259-2005) предназначен для преобразования и обработки вязких жидких сред, для эффективной защиты, очистки и удаления парафинов, АСПО и иных отложений, коксообразований, а так же солей жесткости на следующих объектах:

- нефтеперерабатывающем и нефтедобывающем оборудовании;
- на линиях перекачки, перегонки и транспортировки нефтепродуктов;
- для технологического оборудования нагрева нефтепродуктов;
- нефтепроводов/выкидных линий нефтескважин/отводных линий и т.д.;
- теплообменного и теплотехнического оборудования – (котлы, бойлеры, теплообменники, парогенераторы, водонагреватели);
- технологического оборудования для различных отраслей промышленности и различных деталей к нему;
- компрессорного оборудования;
- насосов, запорного и регулировочного оборудования.

4.2 Метод воздействия

Основной принцип работы устройства «ШТОРМ УКМ НП» 2-го поколения основан на ударнорезонансночастотных сигналах радиочастотного спектра излучения с определенной частотой магнитогидродинамического резонанса. Четко рассчитанная частота направленного резонансного излучения (волны) для каждого диаметра трубы и

отсутствие «бегающей теряющейся волны» дает мощный резонансный выход сигнала на трубу/нефтепровод. С помощью расположенного на трубопроводе провода-излучателя (излучающей катушки) происходит передача и воздействие преобразованных радиочастотных сигналов в свободные магнитогидродинамические мощные резонансные импульсы.

Датчик настройки устройства «ШТОРМ УКМ НП» установленный на трубе вместе с прибором, непрерывно анализирует передаваемые от устройства на трубу и полученные обратно данные с трубопровода, на основании которых передается информация на сам микропроцессор устройства. Микропроцессор вырабатывает строго определенные ударно резонансно-частотные сигналы радиочастотного спектра излучения со строго рассчитанной частотой самого магнитогидродинамического резонанса, которые передаются на трубопровод/нефтепровод через катушку излучатель намотанную на трубопровод/нефтепровод служащий одновременно сердечником самого устройства.



Рисунок 13 – Принцип действия «ШТОРМ УКМ НП»

Под воздействием ударно резонансно-частотных сигналов, со строго рассчитанной частотой магнитогидродинамического резонанса вырабатываемые устройством радиочастотные импульсы распространяются в обе стороны от места намотки излучающей катушке вдоль стенок самой трубы (труба в данном случае служит сердечником и является продолжением

конструкции самого устройства), одновременно с этим происходит обработка всей массы жидкой среды находящейся внутри трубопровода по всей его длине.

Под воздействием свободных ударно резонансных магнитогидродинамических радиочастотных волн (импульсов) вырабатываемых запрограммированным генератором самого устройства, на молекулярном уровне происходит изменение химических и физических свойств обрабатываемой среды. Происходит отталкивание одноименно заряженные ионов от стенок труб и оборудования, вызывая при этом образование кластеров и затем их упорядочивание, поэтому кристаллизация происходит не на стенках труб и оборудования – а в самом объёме жидкой среды, находящейся в трубе/нефтепроводе вдали от стенок.

На молекулярном уровне изменяется процесс кристаллизации парафинов и других отложений присутствующих в сырой нефти в жидком состоянии. Меняется кинетика процесса кристаллизации – уменьшается механическое сцепление вязких парафинов, АСПО и различных других видов отложений друг с другом.

Данный магнитогидродинамический резонансный метод воздействия обеспечивает образование центров кристаллизации по всему объёму нефтяного потока, что способствует более интенсивному выносу парафина и созданию в потоке жидкости радиочастотных резонансных колебаний (волн), которые препятствуют адгезии кристаллов парафина друг к другу и к металлу труб и нефтепромыслового оборудования. Резонансные импульсы, направленные вдоль самой трубы, вызывают образование кластеров (аморфных сгустков ионов), а затем и упорядочивание кластеров, т.е. в значительной мере препятствуют парафинам и АСПО при снижении температуры выпадать в твердые образования на стенках труб и

оборудовании, продолжая удерживать длительное время их на молекулярном уровне в жидкообразном состоянии. Так же под воздействием магнитогидродинамических резонансных колебаний (волн) происходит разрушение уже имеющихся парафиновых, АСПО и других отложений на

нефтепромысловом оборудовании.

Вследствие работы устройства «ШТОРМ УКМ НП» 2-го поколения, имеющиеся в сырой нефти парафины, АСПО и другие примеси остаются в растворенном состоянии, не налипая на стенки труб НКТ и на нефтепромысловое оборудование, а так же на нефтеперерабатывающее и нефтехимическое оборудование. Передаваемый резонансный сигнал (волны) двигаясь вдоль стенок труб придают целенаправленное движение молекулам образовавшим уже твердые наслоения, тем самым как бы «отбивая» их друг от друга, то есть постепенно разрушая твердые осадки отложений парафинов и АСПО.

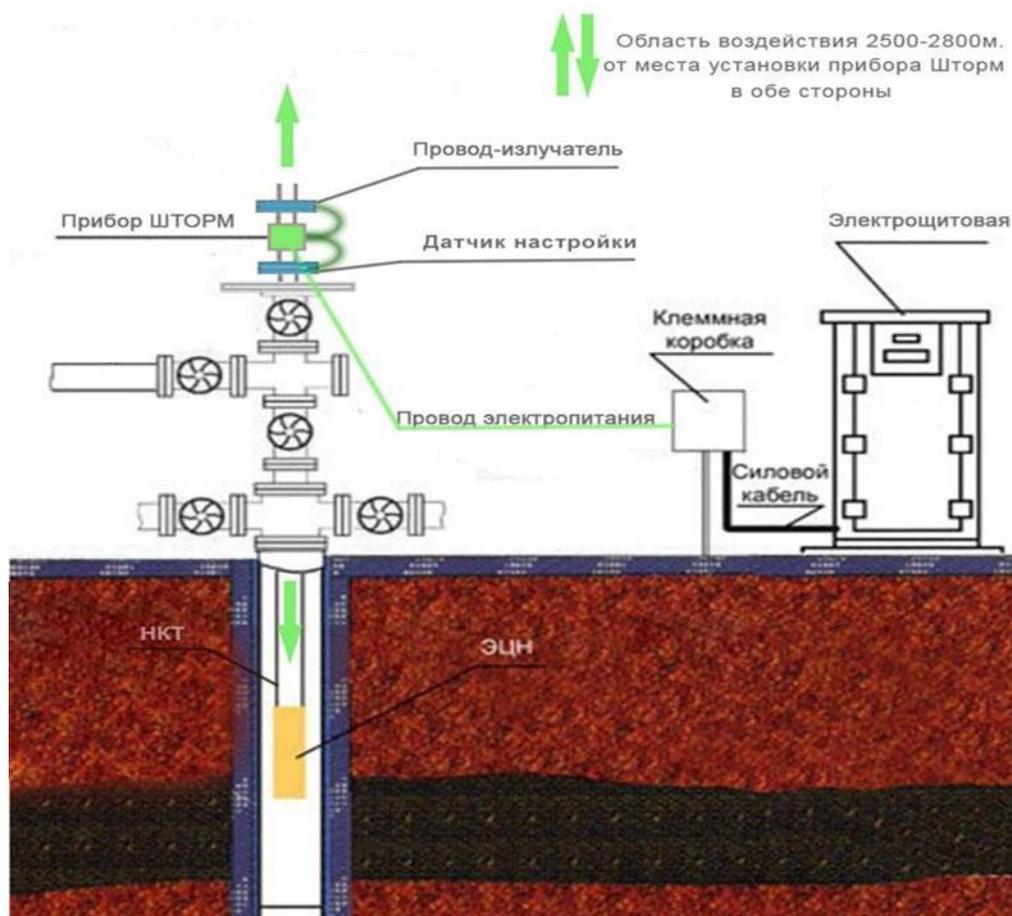


Рисунок 14 – Принципиальная схема работы «ШТОРМ УКМ НП»

4.3 Основные технические характеристики

Максимальный диаметр нефтепровода/трубопровода, в котором обрабатывается вязкая жидкая среда (нефтепродукт) – строго исходя из объекта заказчика в мм.

Число витков излучающей катушки в обмотке вокруг трубы/нефтепровода/выкидной линии рассчитывается строго в зависимости от внешнего диаметра (Ду) в месте установки аппарата «ШТОРМ УКМ НП» на объект! Строго рассчитанное и правильное количество витков в обмотке обеспечивает работу прибора в резонансном импульсе.

Электропитание – от сети переменного тока (220 ± 22) В с частотой (50 ± 1)Гц.

Потребляемая мощность – от 10 Вт до 18 Вт. (в зависимости от Ду трубопровода)

Выходное напряжение встроенного источника электропитания – 24В. Температура окружающей среды, в которой работает прибор «ШТОРМ УКМ НП» -2, от -60 до +75 °С.

Влажность – до 100%.

Максимальная температура трубопровода/нефтепровода, на который осуществляется намотка излучающей катушки, - до 85°С. (при необходимости до +380°С).

Прибор «ШТОРМ УКМ НП» -2 устанавливается на сам нефтепровод/откидную линию нефтескважины и т.д.

Максимальная скорость потока вязкой жидкой среды (нефтепродукта) в линиях трубопровода/нефтепровода до 9-10 м/с.

Габаритные размеры прибора (без гермовводов, излучающей катушки, кабеля электропитания и датчика индикатора настройки,) (L x B x H) - 220x100x145 мм. Габаритные размеры прибора могут быть изменены, в зависимости от нюансов объекта)

Масса прибора – не более 2,8 кг.

Длина кабеля электропитания – 25м. (определяется требованием объекта)

Прибор по классификации относится:

- к приборам во взрывозащитном исполнении IP-66
- по типу защиты от поражения электрическим током – к приборам

класса I, с повышенной защитой;

- по степени защиты от влаги – (влагонепроницаемым)

Аппарат – депарафинизатор «ШТОРМ УКМ НП» начинает оказывать воздействие на обрабатываемую среду сразу с момента входа в рабочее состояние. Под воздействием работы аппарата начинает постепенно происходить очистка и удаление парафиновых, АСПО и иных отложений, в виде отслаивания тонкого слоя за слоем имеющихся отложений. Видимый и осязаемый результат по очистке и удалению различных наслоений наблюдается к концу первой недели с момента запуска в работу аппарата- депарафинизатора «ШТОРМ УКМ НП». Практически полная очистка парафинов, АСПО и иных наслоений наблюдается по истечению двух-трех недель.

Расстояние воздействия аппарата «ШТОРМ УКМ НП» распространяется в оба конца От места установки самого аппарата и достигает на трубопроводе Ду 79 мм до 1900-2200м в обе стороны, на трубопроводе Ду 89 мм до 1600-1900м в обе стороны, на трубопроводе Ду 114 мм до 1400-1600м в обе стороны, на трубопроводе Ду 159 мм до 1200- 1400м в обе стороны и так далее, чем больше Ду трубопровода, тем сила сигнала затухает на более коротком расстоянии. Но это не является показателем того, что на большом Ду, аппарат будет выдавать совсем слабые сигналы, при требовании заказчика может быть произведен аппарат к примеру на Ду 300мм с довольно мощным резонансным сигналом, который будет обеспечивать стабильную работу и воздействие на довольно большое расстояние от места установки самого аппарата в обе стороны, воздействие может доходить до 1200 – 1400 м в обе стороны.

Все аппараты производятся под температурный режим окружающей среды от -60 до +75⁰С для нормальной эффективной работы и воздействия на обрабатываемый продукт.

Максимальное расстояние от электрощитовой (силового шкафа СШ) можем определяться силовым кабелем выходящем из самого аппарата

«ШТОРМ УКМ НП» через гермоввод. (данной длиной силового кабеля, аппарат оснащается по предоставленным техническим данным объекта

заказчика).

В среднем, срок службы аппарата – депарафинизатора «ШТОРМ УКМ НП» составляет 7-9 лет с момента запуска в эксплуатацию.

Срок гарантии на изделие, составляет 30 месяцев со дня поставки заказчику, по истечении гарантийного срока, компания производитель оказывает сервисные услуги по ремонту либо полную замену оборудования (если таковое потребуется).

4.4 Состав и комплект поставки

Электронный преобразователь вязких жидких сред аппарат – депарафинизатор «ШТОРМ УКМ НП» 2-го поколения 1 шт. (представляет собой металлический герметичный корпус со встроенным в него запрограммированным генератором импульсов, источником электропитания и устройства индикатора настройки резонатора). В комплект входят:

- Излучающая катушка 1 шт.
- Крепежные металлические хомуты 2 шт.
- Пластиковые хомуты 3-шт.
- Технический паспорт и инструкция по эксплуатации 1 шт

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Черноусову Владимиру Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы(ОНД)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость установки депарафинизатора скребкового автоматического (ДСА)
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Отчисления на социальные нужды - 30%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет затрат по установке в скважину депарафинизатора скребкового автоматического (ДСА)
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка эффективности установки ДСА на месторождении
Перечень графического материала:	
Бюджет проекта	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Черноусов Владимир Александрович		

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В процессе подъема нефтесодержащей жидкости из глубины на поверхность её температура и давление постепенно падает, как следствие на стенках насосно-компрессорной трубы (НКТ) осаждаются парафин, который способен за короткое время полностью запечатать скважину. Нефти месторождения характеризуются как высокопарафинистые. Очистка скважины от асфальта-парафиновых отложений одна из обязательных повседневных задач. Установка депарафинизатора скребкового автоматического (ДСА) решает данную задачу без присутствия оператора. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данной операции.

5.1 Расчет заработной платы

5.1.1 Расчет основной заработной платы

На заданное количество рабочих составляется ведомость по ниже представленной форме:

Таблица 7 – Количество рабочих

Профессия	Разряд	Количество	Затраты времени на проведение мероприятия, ч.
Мастер ЦДНГ	6	1	3
Мастер РО	6	1	3
Оператор ДНГ	5	1	4
Оператор ГДИС	5	1	2
Слесарь РО	5	1	4
Электрогазосварщик	6	1	1
Электрик	5	1	4
Слесарь КИП и А	6	1	4

Зарботную плату рабочих определяем по формуле:

$$Z_p = \chi \cdot T \cdot C_\chi \quad (1)[14]$$

где: χ - численность рабочих соответствующего разряда, чел. T -

затраты времени рабочего соответствующего разряда на проведение мероприятия, ч. $C_{ч}$ - часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

Расчет заработной платы рабочих сводим в таблицу 8. Данные приведены для одной скважины.

Таблица 8 - Тарифные ставки рабочих

Профессия	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Затраты времени, ч.	Заработная плата, руб.
Мастер ЦДНГ	1	6	121,60	3	364,8
Мастер РО	1	6	121,60	3	364,8
Оператор ДНГ	1	5	104,12	4	416,48
Оператор ГДИС	1	5	106,10	2	212,2
Слесарь РО	1	5	98,98	4	395,92
Электрогазосварщик	1	6	104,90	1	104,90
Электрик	1	6	96,61	4	386,44
Слесарь КИПиА	1	6	96,61	4	386,44
ИТОГО: в т.ч.					2631,98

Рассчитываем сумму доплат, учитывающую размер премии по каждой категории работников по формуле:

$$D_p = \frac{Z_p \cdot H_{np}}{100} \quad (2)[14]$$

где: H_{np} - размер премии в % от прямой заработной платы

$$D_{p.осн.} = \frac{1902,38 \cdot 60}{100} = 1141,43 \text{ руб} \quad (2)[14]$$

$$D_{p.маст.} = \frac{729,60 \cdot 40}{100} = 291,84 \text{ руб} \quad (2)[14]$$

Затем определяем заработную плату с учетом доплат (расчетную заработную плату - $Z_{рас.}$) по формуле:

$$Z_{рас.} = \sum Z_p + \sum D_p \quad (3)[14]$$

$$Z_{рас.} = 2631,98 + 1141,43 + 291,84 = 4065,25 \text{ руб.} \quad (3)[14]$$

Определяем заработную плату с доплатой по районному коэффициенту к зарплате по формуле:

$$Z_{р.к.} = Z_{рас.} \cdot K_p \quad (4)[14]$$

где: K_p - районный коэффициент к заработной плате

$$Z_{рк} = 4065,25 * 1,4 = 5691,35 \text{ руб.} \quad (4)[14]$$

Рассчитываем доплату за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях по формуле:

$$D_{сев.} = \frac{Z_{рас.} \cdot g}{100} \quad (5)[14]$$

где: g - размер доплаты в процентах от расчетной заработной платы за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях

$$D_{сев.} = \frac{5691,35 * 50}{100} = 2845,68 \text{ руб.} \quad (5)[14]$$

Общая сумма основной заработной платы рабочих определяется по формуле:

$$Z_{общ.осн.} = (Z_{р.к.} + D_{сев.}) \cdot N \quad (6)[14]$$

Где N – число скважин

$$Z_{общ.осн.} = (5691,35 + 2845,68) * 1 = 8536,03 \text{ руб.} \quad (6)[14]$$

5.1.2 Расчет дополнительной заработной платы

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{доп.} = \frac{Z_{общ.осн.} \cdot D}{100} \quad (7)[14]$$

где: $Z_{общ.осн.}$ - основная заработная плата, руб. D - размер дополнительной заработной платы в процентах к основной заработной плате, проценты

$$Z_{доп.} = 8536,03 * 11/100 = 938,96 \text{ руб.} \quad (7)[14]$$

5.1.3 Расчет отчислений на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды определяется в процентах от суммы основной и дополнительной заработной платы по формуле:

$$O_{с.н.} = \frac{(Z_{общ.осн.} + Z_{доп}) \cdot O}{100} \quad (8)[14]$$

где: O - размер отчислений на социальные нужды от суммы основной и дополнительной заработной платы, проценты ($\hat{I} = 30\%$)

$$O_{сн} = (8536,03 + 938,96) * 30/100 = 2842,50 \text{ руб.} \quad (8)[14]$$

5.2 Расчет стоимости материалов и услуг

5.2.1 Расчет стоимости материалов

Стоимость материалов, расходуемых на проведение мероприятия определяется по формуле:

$$C_m = (C_m \cdot M) \cdot N \quad (9)[15]$$

где: C_m - цена материала, руб. M – количество материала, расходуемого на проведение мероприятия. N – Количество скважин.

Таблица 9 – Стоимость материалов

Наименование материала	Единицы измерения	Количество	Цена, руб.	Стоимость материалов, руб.
Кабель (КГ-хл 4x0,75)	м	30	26,51	795,3
Лебедка ДСА-18 п комплекте с автоматикой	шт.	1	400160	400160
Итого				400955,3

$$C_m = (30 * 26,51) * 1 = 795,3 \text{ руб.} \quad (9)[15]$$

5.2.2 Расчет стоимости электроэнергии

Стоимость электроэнергии рассчитывается по формуле:

$$C_{э/э} = (H_{э/э} \cdot T_p) \cdot N \quad (10)[15]$$

где: $H_{э/э}$ - норма расходов электроэнергии на единицу рабочего времени, руб. T_p - время проведения мероприятия.

$$C_{э/э} = (5,45 \cdot 4) \cdot 1 = 21,8 \text{ руб.} \quad (10)[15]$$

5.2.3 Расчет амортизации основных производственных фондов

Годовой размер амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$A_z = \frac{C_n \cdot n \cdot H_a}{100} \quad (11)[15]$$

где: C_T - первоначальная или восстановительная стоимость единицы оборудования, руб. H_a - годовая норма амортизации оборудования, %. n - число единицы оборудования данного вида, шт.

$$A_{\text{св.ап}} = \frac{45850 \cdot 33,3}{100} = 15268,05 \text{ руб.} \quad (11)[15]$$

$$A_{\text{болгарка}} = \frac{15010 \cdot 50}{100} = 7505 \text{ руб.} \quad (11)[15]$$

Расчеты сводим в таблицу 10.

Таблица 10 – Амортизационные расходы

Наименование основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
		Ед. оборудования	Всего		
Сварочный аппарат	1	45850	45850	33,3	15268,05
болгарка	1	15010	15010	50	7505
ИТОГО:					22791,05

Сумма амортизационных отчислений на проведение мероприятия определяется по формуле:

$$A_m = \frac{\sum A_z \cdot T_p}{T_k} \quad (12)[15]$$

$$A_m = \frac{22791,05 * 1}{365 \cdot 24} = 2,60 \text{ руб} \quad (12)[15]$$

где: T_k - календарный фонд рабочего времени оборудования, ч. T_p - время проведения мероприятия, ч.

5.2.4 Расчет стоимости транспортных услуг и услуг специальной техники

Стоимость транспортных услуг и услуг специальной техники определяется по формуле:

$$C_{\text{усл.}} = (C_{\text{усл.}}^ч \cdot T_p) \cdot N \quad (13)[15]$$

где: $C_{\text{усл.}}^ч$ - стоимость 1 часа работы единицы транспорта или спецтехники, руб. T_p - время работы единицы оборудования транспорта или спецтехники при проведении мероприятия, ч.

Расчеты стоимости услуг сводим в таблицу 11. Данные в таблице 11 приведены для одной скважины.

Таблица 11 – Стоимость транспортных услуг

Наименование транспортного средства и спецтехники	Время работы	Стоимость 1ч, руб.	Стоимость услуг, руб.
Автокран «Урал-4320»	4	315,02	1260,08
Урал «Вахта»	4	141,66	566,64
Урал 4320 самосвал	1	141,66	141,66
Итого:			1968,38

5.3 Расчет цеховых расходов

Сумма цеховых расходов определяется по формуле:

$$C_{\text{цех.}} = \frac{Z_{\text{пр.}} \cdot Ц_p}{100} \quad (14)[15]$$

$$C_{\text{цех.}} = \frac{415265,57 \cdot 1,5}{100} = 6228,98 \quad (14)[15]$$

где: C_p - размер цеховых расходов в % от прямых затрат; Z_{np} - сумма прямых затрат на проведение мероприятия.

В свою очередь сумма прямых затрат рассчитывается по формуле:

$$Z_{np.} = Z_{общ.осн.} + Z_{доп.} + O_{с.н.} + C_m + C_{э/э} + A_m + C_{усл.} \quad (15)[15]$$

$$Z_{np.} = 8536,03 + 938,96 + 2842,50 + 400955,3 + 21,8 + 2,60 + 1968,38 = 415265,57 \text{ руб.} \quad (15)[15]$$

5.4 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат, определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия (Таблица 12).

Таблица 12 – Затраты на проведение мероприятия

Статьи расходов	Сумма руб.
Основная заработная плата	8536,03
Дополнительная заработная плата	938,96
Отчисления на социальные нужды	2842,50
Материалы	400955,3
Электроэнергия	21,8
Амортизация основных фондов	2,60
Услуги собственных вспомогательных производств и со стороны	1968,38
ВСЕГО прямых затрат	415265,57
Прочих расходов	0,0
Цеховых расходов	6228,98
ИТОГО	421494,55

Таким образом, затраты на установку депарафинизатора скребкового автоматического (ДСА) и всех комплектующих организацией Х составляют 421494,55 руб.

Применение установки депарафинизатора скребкового автоматического (ДСА) позволяет:

- предотвратить отложение парафинов на стенках НКТ;
- увеличить межремонтный период

- сократить потери нефти, затраченные на тепловые обработки скважины;
- стабилизировать работу ЭЦН;
- исключить капитальный ремонт скважины;
- получить дополнительную добычу нефти.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Черноусову Владимиру Александровичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (ОНД)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема ВКР:

Анализ эксплуатации механизированного фонда скважин в осложненных условиях на Южно-Мыльджинском нефтегазовом месторождении	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования	Объектом исследования является эксплуатация скважин установками электроцентробежного насоса Южно-Мыльджинского нефтегазового месторождения (ЮМНМ) Томской области.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	– Трудовой кодекс РФ – ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия.	Вредные факторы: 1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 2. Повышенный уровень шума. 3. Пониженная температура окружающей среды. Опасные факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы. 2. Давление в системах работающих механизмов. 3. Электрический ток.
3. Экологическая безопасность:	Анализ воздействия объекта на атмосферу: Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в

	атмосферный воздух; - Анализ воздействия объекта на гидросферу: Загрязнение грунтовых вод; - Анализ воздействия объекта на литосферу: Ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры);
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Перечень возможных ЧС на объекте: Открытое фонтанирование нефти, газа из скважин; разливы нефти, пластовой воды; порывы нефтесборной сети.. Типичной ЧС является пожар.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ББГ	Черноусов Владимир Александрович		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Охрана труда и техника безопасности в нефтяной промышленности имеет ряд специфических особенностей. Это пожароопасность производственных объектов, связанная с наличием углеводородов, которые легко воспламеняются, проникают через не плотности и зазоры, что вызывает необходимость разработки специальных мер по безопасности в тесной связи с противопожарной профилактикой. Большое значение для безопасности работников имеет герметизация оборудования, исключая загрязненность рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений. Для нефтепромысловых предприятий характерна сложная производственная среда, воздействующая на машины и персонал. Производственная среда может и косвенно, через человека, влиять на машины недостаточная освещенность, повышенный уровень звука и прочие факторы могут привести к неправильным, приводящим к авариям, действиям человека в связи с его физическим или психическим утомлением. Большинство производственных процессов в нефтяной промышленности идут на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях. Нефтепромысловое эксплуатационное оборудование подвержено внешним воздействиям, коррозии, низким температурам и т.д., что приводит к нарушению прочностных характеристик и их преждевременному разрушению.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие.

Согласно статье 302 ТК РФ для работников, выезжающих в районы

крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих. В районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам крайнего севера – 16 календарных дней;

- за работу во вредных условиях предоставляется дополнительный отпуск в размере 9 календарных дней;

- работникам, проживающим в районах крайнего севера и районах, приравненным к крайнему северу предоставляется возможность 73 санаторно – курортного лечения за счет организации, оплатой проезда к месту отдыха. Санаторно – курортное лечение и оплата проезда предоставляется работнику и членам его семьи не чаще чем раз в 2 года;

- категориям работников, проживающим в районах, не приравненным к районам крайнего севера данные льготы предоставляются не чаще чем раз в 4 года [16].

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны согласно ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» включают:

- Персонал производственных объектов в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должен быть обеспечен соответствующими средствами коллективной защиты. Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, организации.

- На рабочих местах, а также во всех местах опасного производственного объекта, где возможно воздействие на человека вредных и

(или) опасных производственных факторов, должны быть предупредительные знаки и надписи.

– Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

– Все потенциально опасные места объектов нефтегазодобычи (открытые емкости, трансмиссии и т.п.) должны иметь ограждения, закрывающие доступ к ним со всех сторон [17].

6.2 Производственная безопасность

Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами физического воздействия на организм работающего человека, занятого обслуживанием и эксплуатацией фонда скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, являются факторы, представленные в таблице 13.

Таблица 13 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Разработка	Эксплуатация	
1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	1.ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.[25] 2. ГОСТ 12.1.038 – 82 ССБТ Электробезопасность.[22]
2. Превышение уровня шума	+	+	3. СП 51.13330.2011 Защита от шума.[26] 4.ГОСТ 356 – 80 Давление условное и рабочее.[23]
3. Пониженная температура окружающей среды	+	+	5.ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.[17]
4. Движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы	+	+	6. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.[24]
5. Давление в системах работающих механизмов	+	+	
6. Электрический ток	+	+	

6.2.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, трубопроводов, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ

12.1.005- 88: азота диоксид – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³.

Коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы [24].

Повышенный уровень шума. Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице 14. Затем оценивается превышение норм уровней шума, например, при работе ЦНС, установке статического и динамического зондирования, насосов при откачке воды закачке рабочего агента в пласт и т.д. При необходимости разрабатываются коллективные и (или) индивидуальные меры по их снижению [26].

Таблица 14 – Предельно допустимые уровни звукового давления

№пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	Выполнение всех видов работ (за исключением перечисленных в п.п. 1-4 и аналогичных им) на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Пониженная температура окружающей среды. Работающие в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты от холода с учетом климатического региона (пояса). Во избежание локального охлаждения работники обеспечиваются рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию. При температуре воздуха ниже -40 °С должна обеспечиваться защита лица и верхних дыхательных путей.

Доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте, перевозка людей в транспортных средствах, не оснащенных системами автономного обогрева, не допускается.

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.

Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник обеспечивается горячим питанием, при этом начинать работу на холоде следует не ранее чем через 10 минут после приема горячей пищи (чая и др.).

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

6.2.2 Анализ опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы. Механические опасности могут возникнуть у любого объекта, способного причинить человеку травму в результате неспровоцированного контакта объекта или его частей с человеком. Риск подвергнуться такому контакту наблюдается при взаимодействии человека с объектом в трудовом процессе и при случайном прохождении человека в пределах действия объекта в опасной зоне оборудования. Опасная зона – это пространство, в котором возможно действие на работающего опасного и (или) вредного производственного фактора.

Механические опасности на объекте представляют собой движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования, передвигающиеся изделия; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты [18].

Давление в системах работающих механизмов. Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру [23].

Электрический ток. В этом разделе отражаются требования безопасности, предъявляемые к электротехническим установкам, являющимися источниками опасных факторов. Выдвигаются требования к работникам, занятым на обслуживании электрооборудования.

Безопасность при работе с электроустановками обеспечивается применением различных технических и организационных мер. Технические средства защиты от поражения электрическим током делятся на коллективные и индивидуальные.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки [22].

6.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений. Выбросы ЗВ на технической площадке УПН образуются из выбросов от работы нефтяных и газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ является также факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования

Основными мероприятиями по охране атмосферного воздуха от загрязнений являются:

- обеспечение полной герметизации оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа;
- контроль за состоянием швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация попутного газа;
- применение оборудования заводского изготовления;
- разработка плана действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий, осуществляемых аварийной службой.

Защита гидросферы. Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;

- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Запрещается сброс сточных вод в водные объекты;
2. Установление и поддержание водо-охранных зон;
3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
5. Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
6. Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
7. Контроль качества сварных швов;

Защита литосферы. Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

Отходы производства, в виде отработанных материалов и приспособлений должны храниться на специально отведённых площадках, утилизироваться согласно классификации отходов.

По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:

- осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в нефтесборный коллектор;
- засыпка шламового амбара привозным грунтом;
- планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо - песчаной смеси толщиной 15 см и почвосемян многолетних трав.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов

носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ. Возвращения этого слоя из отвалов и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

2. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении работ по обслуживанию УЭЦН наиболее вероятными авариями являются:

- фонтанирование нефтью, газом, пластовой водой и их смесями.
- разливы нефти, пластовой воды
- пожар или взрыв на рабочем месте
- порыв нефтепровода от скважины до АГЗУ

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС на объекте являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов.

Охраняемыми объектами пожарной охраны являются цеха, здания и сооружения. Контроль за соблюдением правил пожарной безопасности при новом строительстве ведущимся на территории объекта осуществляется силами пожарной охраны объекта.

Главные задачи профилактической работы:

- 1) разработка и осуществление мероприятий, направленных на устранение причин, которые могут вызвать возникновение пожаров;
- 2) ограничение распространения возможных пожаров и создание условий

для успешной эвакуации людей и имущества в случае пожара;

3) обеспечение своевременного тушения пожара.

Профилактическая работа включает следующее:

1) ежедневные проверки состояния пожарной безопасности объекта в целом и его отдельных участков силами пожарной части и боевых расчетов пожарного караула, а также своевременным выполнением предложенных мероприятий;

2) постоянный контроль за проведением пожароопасных работ, выполнение противопожарных требований, норм и правил на объектах нового строительства, при реконструкции и переоборудовании цехов, складов и других помещений;

3) проверку исправности и правильного содержания автоматических и первичных средств пожаротушения, противопожарного водоснабжения и систем извещения о пожарах;

4) проведение инструктажей, бесед и специальных занятий с работниками и служащими объекта по вопросам пожарной безопасности (так же с временными работниками) и других мероприятий по пожарной пропаганде и агитации;

5) подготовку личного состава пожарной дружины и боевых расчетов для проведения профилактической работы и тушения возможных пожаров и загораний;

6) ежегодное проведение пожарно-технических обследований объекта с вручением руководству объекта предписания Государственного надзора;

7) осуществление мероприятий по оборудованию в цехах, на установках, складах, отдельных агрегатах и помещениях установок и систем пожарной автоматики [27].

Ответственность за противопожарное состояние предприятий и организаций, за выполнение предписаний и предложений государственного пожарного надзора и пожарных частей возлагается персонально на руководителей этих предприятий и организаций. Руководители предприятий и организаций должны

назначить приказом начальников цехов, участков или других должностных лиц, ответственных за пожарную безопасность отдельных объектов, обеспечение их первичными средствами пожаротушения, а также своевременное соблюдение правил и норм пожарной безопасности .

План действий при ЧС:

1. Каждый рабочий и служащий предприятия, заметивший пожар, обязан:
 - немедленно вызвать пожарную часть;
 - вызвать к месту пожара старшего начальника объекта;
 - принять меры по ликвидации пожара первичными и стационарными средствами пожаротушения.
2. Старший начальник объекта, прибывший к месту пожара, убедившись, что пожарная часть вызвана, обязан:
 - немедленно сообщить о пожаре руководству предприятия;
 - организовать встречу пожарной части и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара и введения в действие средств тушения;
 - удалить из опасной зоны рабочих, не занятых ликвидацией пожара;
 - отключить при необходимости электроэнергию, остановить агрегаты, перекрыть коммуникации, остановить систему вентиляции и выполнить другие мероприятия, способствующие предотвращению распространения пожара;
 - прекратить работы на объекте в пожароопасной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара.
3. Руководитель работ по тушению пожара обязан:
 - ввести при необходимости в действие стационарные средства тушения пожара;
 - обеспечить защиту людей, принимающих участие в тушении пожара, от возможных поражений электрическим током, отравлений и ожогов;

- охлаждать водой одновременно с тушением пожара технологическое оборудование и строительные конструкции от воздействия высоких температур;
- соблюдать технику безопасности при тушении пожара.

Выводы по разделу

Объектом исследования данного раздела является эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов в осложненных условиях Западной Сибири. Проведен анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов при эксплуатации объекта исследования. Рассмотрена экологическая безопасность при эксплуатации скважин, и разработка превентивных мер по предупреждению ЧС, а также правовые и организационные меры при работе персонала. Областью применения данного раздела являются нефтегазоконденсатные месторождения Западной Сибири. Возможные пользователи разрабатываемого решения раздела - персонал, непосредственно занятый в обслуживании УЭЦН.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены различного рода осложнения, с которыми сталкиваются в ходе эксплуатации добывающих скважин, изучены и проанализированы способы борьбы с ними.

В ходе исследования удалось выяснить, что для успешного решения проблемы по предотвращению и защите фонда скважин от осложнений в большинстве случаев необходимо разрабатывать и осуществлять целый комплекс организационных и технических мероприятий. Для определения технологической и экономической эффективности применяемых методов борьбы необходимо изучать, анализировать причины и интенсивность проявления осложняющих факторов, проводить тщательный контроль над ходом выполнения мероприятий, обучать кадры и организовывать промышленные испытания новых технологий.

Основной причиной преждевременных (до 85%) выходов из строя оборудования УЭЦН, прямо или косвенно, являются АСПО. Накапливаясь на внутренней поверхности труб на глубинах до 1000 м, они создают повышенное давление, что негативно действует на УЭЦН (эксплуатация при повышенных нагрузках при сохранении дебита) и на резьбовые соединения НКТ, меняя направление потока и размывая их содержащейся сеноманской водой, нарушая герметичность.

Своевременная профилактика помогает значительно увеличить межремонтный период и повысить стабильность работы УЭЦН. Применение автоматизированных систем позволяет снизить необходимость присутствия персонала при проведении операций по очистке АСПО. Учитывая отдаленность кустовых площадок от места базирования это позволяет снизить транспортные расходы и нагрузку на персонал.

Была рассчитана стоимость установки депарафинизатора скребкового автоматического и ее экономическая эффективность.

Рассмотрены меры производственной безопасности при эксплуатации

объекта исследования, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Проведен анализ влияния объекта исследования на загрязнение окружающей среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Авторский надзор за разработкой Южно-Мыльджинского лицензионного блока. – Тюмень: ООО НИИПФ «ЕЭРМ», 2005.6.Регламент ООО Новомет Сервис по сервисному обслуживанию от 12.12.06
2. Отчёт по теме «Дополнение к технологической схеме разработки Южно-Мыльджинского нефтяного месторождения Томской области» 2014г.
3. Подсчет балансовых запасов УВ и ТЭО КИН продуктивных пластов Южно-Мыльджинского нефтяного месторождения на основе геологического и гидродинамического моделирования (по состоянию на 1.01.2008г.), отв. исп. Бенч А.Р., ФГУП «ИГиРГИ», г. Москва, 2008г.
4. Ежова А.В. Уточнение геологической модели Верхнесалатского нефтяного месторождения (Томская область) по результатам литолого-фациальных исследований Средневерхнеюрской продуктивной толщи.//Доклады академии наук, 2008. – С. 235-238.
5. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1969. 192 с.
6. Шангараева Л.А., Максютин А.В., Султанова Д.А. Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти// Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1 (часть 1)
7. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей Бахтизин Р.Н., Смольников Р.Н. Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2012. №5. С. 159-169
8. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее [Электронный ресурс] / URL: <https://docplayer.ru>
9. Смольников С.В. Повышение эффективности эксплуатации продуктивных пластов, сложенных слабосцементированными песчаниками: дисс. к.т.н. – Москва. 2015. – 134 с.
10. Методы борьбы с коррозией и преимущества ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования Н. И. Мукатдисов, А. Р. Фархутдинова, А.

- А. Елпидинский Научный журнал Вестник казанского технологического университета. 2014. С. 279-282
11. Белкина С.А., Нагаева С.Н. Причины образования асфальтосмолопарафинистых отложений в НКТ.//Вестник Югорского государственного университета – Ханты-Мансийск, 2016 – С. 7-11.
 12. Ингибитор солеотложения DESCUM [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.mirrico.ru>
 13. Ингибиторы коррозии СОНКОР [Электронный ресурс]. – URL: <https://ozneftehim.ru>.
 14. Краснова Л.Н. Организация, нормирование и оплата труда на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. . – Москва, 2013г.
 15. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности. - Учебник - М: "ЦентрЛитНефтеГаз", 2006г
 16. Статья 302 Трудового кодекса Российской Федерации.
 17. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, постановление Госгортехнадзора России от 05.06.03 N 56.
 18. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пос. для вузов //П. П. Кукин, В.Л. Лапшин, Е. А. Подгорных и др. – М.: Высш. шк. 1999. – 318 с.
 19. Безопасность жизнедеятельности: Учеб. для вузов / Под ред. К.З. Ушакова. – М.: Изд-во Моск. гос. гор.ун-та, 2000.– 430 с.
 20. Статья 372 Трудового кодекса Российской Федерации.
 21. Статья 302 Трудового кодекса Российской Федерации.
 22. ГОСТ 12.1.038 – 82 ССБТ Электробезопасность.
 23. ГОСТ 356 – 80 Давление условное и рабочее.
 24. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
 25. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
 26. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-

03-2003.

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

28. СП 5.13130.2009 «Свод правил. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;

29. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения»;