

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
 ООП: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
«Методы борьбы с механическими примесями в скважинах на нефтяных месторождениях»

УДК 622.276.7:665.6-021.467

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Рылев Семен Константинович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Курганова Елена Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности

УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общетехнические знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья

ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ А.А. Лукин
(Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
З-2Б8Г2	Рылев Семен Константинович

Тема работы:

«Методы борьбы с механическими примесями в скважинах на нефтяных месторождениях»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Фондовая и научная литература; Нормативные документы, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, производственная безопасность, экологическая безопасность, защита в чрезвычайных ситуациях.
---	--

Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	Методы борьбы с механическими примесями; Подбор оборудования; Опыт работы ГНО в осложненных условиях; Финансовый менеджмент; Социальная ответственность.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Курганова Елена Владимировна			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Рылев Семен Константинович		



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
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Отделение школы Отделение нефтегазового дела
Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Рылев Семен Константинович

Тема работы:

«Методы борьбы с механическими примесями в скважинах на нефтяных месторождениях»

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.03.2023	Общие сведения о борьбе с механическими примесями	25
13.04.2023	Подбор оборудования для скважин в условиях активного выноса	20
23.04.2023	Опыт работы ГНО в осложненных условиях	25
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
03.06.2023	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Курганова Елена Владимировна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Рылев Семен Константинович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа на тему «Методы борьбы с механическими примесями в скважинах на нефтяных месторождениях» содержит 104 страниц текстового документа, 16 рисунков, 25 таблиц.

Ключевые слова: осложненные условия, электроцентробежный насос, опыт работы, анализ эффективной технологии, методы борьбы с механическими примесями, подбор оборудования.

Объектом исследования: являются скважины нефтяных месторождений.

Целью работы: является исследование особенностей добычи нефти с высоким содержанием механических примесей на нефтяных месторождениях.

Задачи:

- Изучить причины возникновения механических примесей;
- Провести обзор современных методов борьбы с механическими примесями и выявить наилучший;
- Рассмотреть оборудование для эксплуатации скважин, в условиях активного выноса механических примесей.

Содержание

Введение	11
Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки ..	13
1. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ В СКВАЖИНАХ	17
1.1 Обзор существующих методов	18
1.2 Способы предотвращения или ограничения поступления в скважину	21
2. ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В УСЛОВИЯХ АКТИВНОГО ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ	24
2.1 Оборудование и технологии для предотвращения попадания частиц в ГНО	34
2.2 Опыт работы ГНО в осложненных условиях	43
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	61
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	61
3.2 Планирование научно-исследовательских работ	68
3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	68
3.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения	69
3.3 Бюджет научно-технического исследования	72
3.3.1 Материальные затраты	73
3.3.2 Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ	73
3.3.3 Основная заработная плата исполнителей	74
3.3.4 Дополнительная заработная плата	76

3.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды.....	77
3.3.6	Накладные расходы	77
3.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	79
4.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	85
4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	85
4.2	Производственная безопасность.....	86
4.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов	87
4.3	Экологическая безопасность.....	95
4.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	97
	Заключение.....	99
	Список использованных источников	100

Введение

Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений обычно сопровождается значительным обводнением добываемой скважинной продукции. Для того, чтобы поддерживать уровень добычи нефти, необходимо увеличивать дебиты скважин, что неизбежно приводит к большим скоростям фильтрации, которые способствуют срыву и выносу механических примесей из слабоцементированных коллекторов призабойной зоны по причине разрушения стенок трещин и поровых каналов. Усиление данных процессов объясняет распространённый эффект – повышенный вынос количества взвешенных частиц (КВЧ) при забойном давлении ниже давления насыщения.

Происхождение механических частиц в насосном глубинном оборудовании очень разнообразно. Большая их часть – частицы, которые выносятся из пласта в процессе эксплуатации скважин, при этом часть мехпримесей имеет не пластовое происхождение: это могут быть продукты коррозии глубинного насосного оборудования и частицы, вносимые в скважину по причине проведения ремонтных работ и различных геолого-технических мероприятий; твёрдые нерастворимые частицы, содержащиеся в жидкости глушения, остатки и осколки пропанта после проведения ГРП. Также это могут быть продукты, которые образовались путём взаимодействия химически несовместимых перекачиваемых жидкостей. Состав мехпримесей скважинной продукции, определяется преобладанием частиц пластового происхождения.

Механические примеси как осложняющий фактор эксплуатации всего скважинного оборудования при механизированной добыче нефти оказывают очень серьёзное, пагубное воздействие. В первую очередь, это отказы глубинного насосного оборудования по причине засорения. Так же это не только износ самого насосного оборудования, но и всего, что его окружает внутри скважины. И если первая группа последствий в большинстве случаев может поддаваться профилактике, то износ оборудования можно лишь

снизить или замедлить. Методы борьбы с проявлением механических примесей можно условно разделить на механические и химические.

Объектом исследования: являются скважины нефтяных месторождений.

Актуальность работы заключается в необходимости совершенствования способов предотвращения или ограничения поступления механических примесей в скважину, использование более совершенного оборудования в условиях повышенного содержания механических примесей. Кроме того, для высокой эффективности процесса добычи необходима разработка, внедрение и использование наилучших доступных технологий.

Целью данной работы: является исследование особенностей добычи нефти с высоким содержанием механических примесей на нефтяных месторождениях.

Задачи:

- Изучить причины возникновения механическими примесями;
- Провести обзор современных методов борьбы с механическими примесями и выявить наилучший;
- Рассмотреть оборудование для эксплуатации скважин, в условиях активного выноса механических примесей.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

УСН - Установки нижнего слива нефти и нефтепродуктов из вагонов-цистерн;

СПГ - Установка нижнего слива для межрельсового способа слива при разгрузке нефтепродуктов с высокой вязкостью;

АСН – Автоматический стояк налива установки верхнего налива нефти и нефтепродуктов;

ЦБУ - Центральный блок управления

ГОСТ — Государственный стандарт, который формулирует требования государства к качеству продукции, работ и услуг, имеющих межотраслевое значение;

СНО - Смесь нефтяных отходов;

РП – Резервуарный парк;

НА - Направляющий аппарат;

РВС – Резервуар вертикальный стальной;

РГС – Резервуар горизонтальный стальной;

НКТ – Насосно-компрессорные трубы;

ТРС – Текущий ремонт скважины;

ПВК - Пост управления взрывозащищенный кнопочный;

КП - Коробки соединительные типа КП;

ЖД – Сокращение от железнодорожный;

ЖДЦ – Железнодорожная цистерна;

КВЧ - Количество взвешенных частиц;

УЭЦН - Установка электроцентробежного насоса;

ЖНША – Щелевой фильтр;

ФВПР - Фильтр входной на основе проволочных проницаемых материалов;

МВФ - Шламоуловитель МВФ производства, представляет собой многослойный фильтр элемент из пеноникеля, который задерживает частицы диаметром более 0,25 мм;

ПЦ – Прицеп;

ППЦ – Полуприцеп;

ППР - Планово-предупредительный ремонт;

ГСМ - Горюче-смазочные материалы;

ГНО - Глубинно-насосное оборудование;

ДТ – Дизельное топливо;

ТТН - Товарно-транспортная накладная;

ГРП - Гидравлический разрыв пласта;

АЦ – Автоцистерна;

УЗА – Устройство заземления;

Н-«№» - Насос;

ЛВЖ – Легковоспламеняющиеся жидкости;

ПДК – Предельно допустимая концентрация;

ПДУ – Предельно допустимый уровень;

ТБ – Техника безопасности;

КИПиА - Контрольно-измерительные приборы и автоматика (КИПиА);

СТОиРО - Система технического обслуживания и ремонта оборудования;

РД – Руководящие документы.

Технологическое оборудование: Запорная и регулирующая арматура, трубопроводы, фильтры, прямолинейные участки, циркуляционный насос, автоматический и ручной прободоотборники, пробозаборное устройство, дренажные емкости и др.

Отказ: Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния оборудования.

Авария: разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Давление номинальное: наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный срок службы арматуры и деталей трубопровода (мпа, кгс/см²).

Давление рабочее: максимальное внутреннее избыточное или наружное давление, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса (мпа, кгс/см²).

Инцидент: отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса.

Отвод: деталь трубопровода, обеспечивающая изменение направления потока транспортируемого вещества.

Пропускная способность: Расчётное количество нефти, которое может пропустить нефтепровод в единицу времени при заданных параметрах нефти, с учетом установленного оборудования и несущей способности трубопровода.

Чрезвычайная ситуация: Обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Участок трубопровода: часть технологического трубопровода, как правило, из одного материала, по которому транспортируется вещество при постоянных давлении и температуре. При определении участка трубопровода в его границах для одного номинального прохода должна быть обеспечена идентичность марок арматуры, фланцев, отводов, тройников и т.п.

Трубопроводная арматура: техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах, оборудовании и емкостях и предназначенное для управления потоком рабочей среды посредством изменения площади проходного сечения.

Трубопровод: сооружение из труб, деталей трубопровода, арматуры, плотно и прочно соединенных между собой, предназначенное для транспортирования газообразных и жидких продуктов.

Переход: фасонная деталь трубопровода, предназначенная для расширения или сужения потока транспортируемого вещества; в зависимости от способа изготовления переходы подразделяются на бесшовные, вальцованные и лепестковые.

Тройник: фасонная деталь трубопровода для слияния или деления потоков транспортируемого вещества под углом от 45° до 90° ; в зависимости от способа изготовления тройники подразделяются на бесшовные, сварные и штамповые.

1. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ В СКВАЖИНАХ

Механические примеси представляют собой твердые частицы, которые содержатся в пластовом флюиде и входят в состав отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования. Повышенные уровни механических примесей в продукции скважин — один из ключевых осложняющих механизированную добычу факторов. Данный фактор вызывает ряд осложнений, связанных как с нарушением работы насосов и выхода их из строя, так и различные проблемы при работе скважины – засорение забоя, образование песчаных пробок[1] и т.д.

Источники механических примесей, попадающих в насосную установку, делятся на четыре основных типа (Рисунок - 1)

- Пласт, когда мехпримеси — это продукт разрушения горных пород, либо это проппант, закачанный при ГРП, а также кристаллы солей.
- Технологические жидкости, закачиваемые в скважину: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химреагенты, растворитель и тому подобное. Не всегда эти жидкости проходят достаточную подготовку перед закачкой, что в особенности относится к жидкостям глушения.
- Эксплуатационные колонны, когда колонна корродирует с образованием солей железа.
- Само глубинно-насосное оборудование (ГНО), неправильно подготовленное, не очищенное на сервисных базах и т.п.
- Соли выпадающие в осадок при добыче нефти – это попутные воды, добываемые вместе с нефтью[2].



Рисунок 1 - Источники механических примесей, попадающих в насосную установку

1.1 Обзор существующих методов

Методы борьбы с негативным влиянием мехпримесей делятся на четыре основных категории (Рисунок-2)

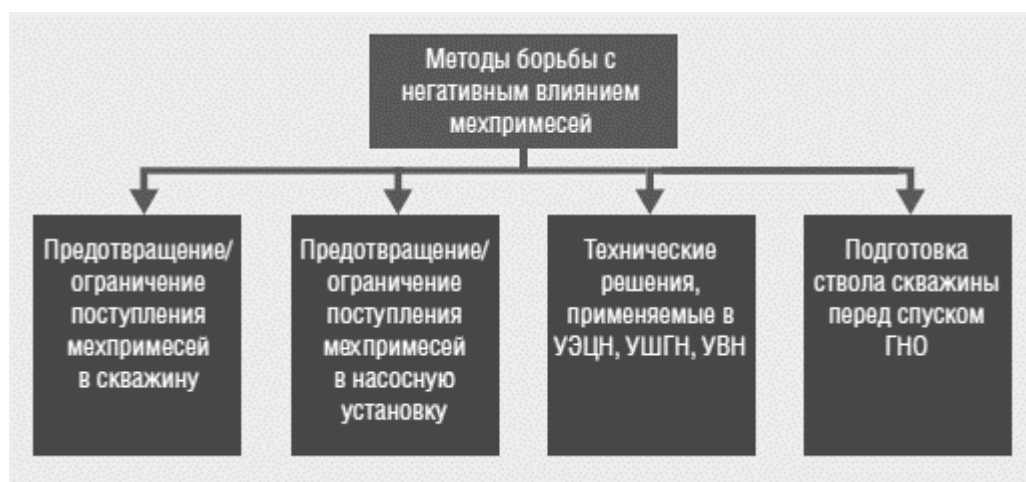


Рисунок 2 - Методы борьбы с негативным влиянием мехпримесей [2]

- Применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей (до 20мг/л). Блоки очистки выпускаются российскими заводами. Блоки очистки жидкости БОЖ-1, используются на растворных узлах, производительность 50 м3/час., КВЧ после фильтрации не более 20 мг/л. Изготовитель ДАООТ «Нефтемаш» (г. Тюмень). Устройство для очистки воды от механических примесей и нефти, работающее на эффекте микрофлотации. Изготовитель ООО «Уралтехнострой», г. Уфа[3];

- Очистка НКТ от коррозии, песка, солей по принципу механической и гидропескоструйной технологии или полная замена подвески в процессе ремонта скважин. Рекомендуется оборудовать трубную базу специальными стендами заводского изготовления. НПО «Полёт», г. Омск;

- Замена раствора глушения скважины после ремонтных работ нефтью путём промывки.

- Использование набивных пропантовых фильтров.

Помимо, описанных методов, можно добавить:

- выбор оптимальной депрессии на пласт с учетом устойчивости пород;

- повышение стабильности режимов эксплуатации скважин (за счет стабилизации пластового давления путем ввода в действие системы ППД), мер по исключению кратковременных остановок (например, из-за отключений электроэнергии);

- внедрение фильтров-насадок от мехпримесей "STRONG" (ФНТ-75-150-4500-85-НКТ-73-Н) для скважин, осложнённых повышенным содержанием мехпримесей

- периодический контроль выноса мехпримесей (не реже 1 раза в месяц на скважину) с фиксацией динамического уровня и дебита скважины[4];

- применение УЭЦН в износо-, коррозионностойком исполнении;
- применение входных фильтрующих модулей типа МВ5Ф и шламоуловителей для УЭЦН; фильтров ЖНШ;
- применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей (не более 20 мг/л) в процессе их приготовления. Блок очистки жидкости БОЖ-1 используется на растворных узлах, его производительность 50 м³/час, КВЧ после фильтрации не более 20 мг/л. Возможно применение устройств для очистки воды от механических примесей, растворенной и микроэмульгированной нефти, работающих на эффекте микрофлотации.
- замена раствора глушения скважины после ремонтных работ нефтью путем промывки с вымыванием из скважины дисперсных загрязнителей; очистка НКТ от коррозии, песка, солей или замена подвески в процессе ремонта скважин. Рекомендуется организация на трубной базе участка по очистке НКТ. Такие стенды имеются заводского изготовления, работающие по принципу механической и гидропескоструйной очистки.
- применение клапана для промывки НКТ с определённой глубины, минуя насос (без СПО), а также для заполнения НКТ раствором глушения при проведении ПРС.
- фильтр для нагнетательных скважин в блочном исполнении ФНСБ, обеспечивающий тонкую очистку воды от [4,5] механических примесей.

В свою очередь [6], различают технические и технологические способы предотвращения или ограничения поступления мехпримесей в скважину и в саму насосную установку [7].

1.2 Способы предотвращения или ограничения поступления в скважину



Рисунок 3 - Способы предотвращения или ограничения поступления мехпримесей в насосную установку

Способы предотвращения или ограничения поступления мехпримесей в насосную установку делятся на технические и технологические.

К техническим методам относится установка различных видов фильтров в интервале перфорации, к ним, можно отнести установку фильтра на приеме скважины, установку фильтра над насосом, и технологические, которые в принципе совпадают с предыдущей группой: снижение депрессии на пласт, повышение качества подготовки растворов[7] и закрепление проппанта.

Одним из [8] технических решений сегодня является «плавающая» сборка с опорой вала насоса на пяту гидрозащиты, что позволяет снизить износ осевой опоры. Существует и так называемая «пакетная» сборка, за

Счет [9] которой разгружаются осевые усилия в насосе и происходит повышение устойчивости вала.

«Компрессионная сборка» позволяет повысить устойчивость колеса и снизить вибрацию. Также существует способ организации в гидрозащите спецкамеры, что предотвращает попадание мехпримесей в область торцовых уплотнений для снижения его износа[9].

Технологические — это снижение депрессии на пласт, улучшение качества технологических растворов глушения, промышленных жидкостей и т.д., а также технологии по закреплению проппанта.

Существуют общеизвестные методики и расчетные формулы. По ним можно определить минимально допустимое забойное давление, при котором начинается разрушение горных пород и, соответственно, вынос мехпримесей. Однако эти расчеты очень редко применяются на практике, поскольку, в основном ставится задача достичь необходимого отбора жидкости из скважины. Осознанным последствием при этом становится повышенный уровень мехпримесей, который будет влиять на износ оборудования.

Еще одной проблемой, повышенного содержания механических примесей, является качество технологических растворов. Если говорить о жидкости глушения, то лучший способ повышения качества приготовления жидкости глушения — метод отстоя. Существуют и другие методы. Смысл в том, что определяется и контролируется определенный показатель КВЧ в жидкостях глушения, в промывочных жидкостях[8].

Примеси, содержащиеся в откачиваемой жидкости, различны в качественном и количественном составе: это могут быть продукты разрушения пласта или цементного кольца, или принесенные с поверхности частицы различного состава. Однако влияние их на все насосы идентично: они забивают фильтры насосов, вначале уменьшая, а затем полностью прекращая поступление жидкости в насос, или действуют как абразив, ускоряя процесс износа элементов насоса или заклинивания их.

Для предотвращения попадания механических примесей в скважину и оборудование могут быть предложены следующие мероприятия:

- снижение перепада давления между пластом и скважиной (депрессии) и, следовательно, ограничение отбора жидкости.
- установка в зоне пласта фильтров, которые, несмотря на различие в конструкции, выполняют одну функцию: имеют ячейки, диаметр которых меньше диаметра продуктов разрушения. Фильтр можно периодически очищать или заменять на новый.
- укрепление пласта путем закачки в него цементирующих (склеивающих) материалов - цемента, смол. При этом должна быть сохранена фильтрационная способность пласта.

2. ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В УСЛОВИЯХ АКТИВНОГО ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

Одним из самых распространенных и эффективных способов защиты ГНО от воздействия мехпримесей служит оборудование на приеме насосных установок специальных фильтров.

В фильтре ЖНШ производства ЗАО «НовометПермь» в качестве фильтрующего элемента используются щелевые решетки из V-образной проволоки из высокопрочной нержавеющей стали. Фильтр устанавливается в составе УЭЦН. Размер задерживаемых частиц — 0,1–0,2 мм. Преимуществ у данного фильтра несколько. Во-первых, он обладает свойством самоочищения за счет вибрации УЭЦН. Во-вторых, удобством монтажа, поскольку фильтр устанавливается в составе погружной насосной установки. Соответственно, спуск фильтра не увеличивает время на ТРС. Фильтр не подвержен засорению, чем объясняются минимальные потери подпора на приеме насоса.

В то же время у фильтров ЖНШ существуют и недостатки. Фильтр увеличивает общую длину УЭЦН, применяется только с газосепаратором без входного модуля, зависит от габарита погружной установки, имеет достаточно высокую стоимость. Области применения фильтра ограничиваются определенной максимальной нагрузкой на вал. В некоторых случаях (при наличии в добываемой жидкости глины и прочих подобных субстанций) обнаруживается засорение поверхности фильтра. И еще один недостаток: крупные частицы мехпримесей «отбиваются» V-образной проволокой и спускаются на забой.

Фильтр ЖНША производства ОАО «АЛНАС» обладает схожей конструкцией, преимуществами и недостатками[10].

Шламоуловитель МВФ производства ЗАО «Новомет-Пермь» представляет собой многослойный фильтроэлемент из пеноникеля, который задерживает частицы диаметром более 0,25 мм. Пористость достигает 99%. Входной модуль оборудован клапаном, срабатывающим при засорении фильтра. Фильтр устанавливается в составе УЭЦН. Среди преимуществ шламоуловителей МВФ следует отметить также удобство монтажа без увеличения времени проведения ТРС. При засорении фильтрующего элемента при помощи пластичных клапанов обеспечивается проход жидкости, минуя МВФ. К недостаткам можно отнести то, что мехпримеси и проппант остаются в фильтре, а также то, что фильтр увеличивает общую длину УЭЦН и может применяться только с газосепаратором без входного модуля.

В случае шламоуловителей МВФ также существует ограничение по передаваемой валом мощности: для 5-го габарита это 85 кВт, для габарита 5А — 140 кВт. При этом максимальный расход для 5-го габарита — 125 м³/сут., для габарита 5А — 280 м³/сутки. К недостаткам также можно отнести сложный и дорогостоящий ремонт данного шламоуловителя.

Шламоуловитель [10] ШУМ 5Д производства «НовометПермь» включает в себя диспергирующие ступени и направляющий аппарат (НА) с удлиненной ступицей, ступени УЭЦН. При прохождении диспергирующих ступеней происходит подготовка однородной суспензии, далее жидкость проходит пакет ступеней НА с удлиненной ступицей, в которых между наружной поверхностью ступицы и внутренней поверхностью стенки НА осаждаются мехпримеси.

Преимущества [11] данной модели ШУМ 5Д определяются удобством монтажа, а также тем, что фильтр улавливает мехпримеси всех размеров и проппант. Недостатки стандартны. Это увеличение общей длины УЭЦН, а также то, что при большом уровне КВЧ фильтр быстро забивается. Параметры фильтра зависят от габарита УЭЦН. Существует проблема по передаче мощности через вал: известны случаи скручивания шлицов и [8] слома вала. Также существует проблема истончения стенки и слома ступицы аппарата при

высокой КВЧ. Имеется ограничение по пропускной способности: 5-й габарит — 125 м³/сутки, габарит 5А — 200 м³/сут.

Входной фильтр ФВПР разработан компанией ЗАО «РЕАМ-РТИ». Это входной модуль УЭЦН со специальным фильтрующим элементом на основе проволочных проницаемых материалов (ППМ) со специальной структурой. Конструкция обеспечивает дренаж отфильтрованных частиц из внешней кольцевой полости фильтра. Модуль также спускается в составе погружной установки. Его преимущества: модульная конструкция фильтра и неограниченная длина (поверхность). Из очевидных плюсов следует отметить щелевой эффект ППМ и способность фильтрующих элементов к отбрасыванию примесей при низкой скорости фильтрации. Кроме того, фильтр отличается большой поверхностью, низким гидравлическим сопротивлением, дренажом механических примесей с корпуса фильтра и возможностью регенерации фильтра при ремонте.

Погружной сепаратор механических примесей ПСМ, разработанный РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (изготовитель ЗАО «Новомет-Пермь»), устанавливается в нижней части погружной установки. В этом случае компоновка должна включать в себя так называемый двусторонний ПЭД, две гидрозащиты.

Принцип действия следующий: Поток добываемой продукции поступает из пласта в скважину и затем на прием центробежного сепаратора. Во вращающемся роторе сепаратора происходит отделение твердых частиц от жидкости в поле центробежных сил.

Преимущества данного устройства заключаются в том, что при его использовании после сепарации частицы накапливаются в контейнере, обеспечивается защита УЭЦН от пикового выноса механических примесей из пласта при пуске УЭЦН, производится двухступенчатая сепарация[8] газа, возможна обработка жидкости ингибитором солеотложения. Основным недостатком — сложная конструкция.

Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН производится ООО «Привод-

Нефтесервис» по проекту ОАО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Фильтр выполнен в виде кожуха (труба диаметром 130 мм с нижней перфорированной частью), который распространяется только на длину установки УЭЦН, захватывающую часть ЭЦН чуть выше приемной сетки, на одном конце которой находится приемная сетка увеличенной площади, на другом — муфта для крепления фильтра к ЭЦН.

К преимуществам фильтра-кожуха можно отнести улучшенное охлаждение ПЭД, а также собственно способность предотвращать засорение ГНО мехпримесями. Главный недостаток конструкции в том, что ее невозможно применять для эксплуатационных колон диаметром менее 168 мм. И в целом фильтр-кожух увеличивает общий диаметральный габарит, а значит, возникает проблема с подготовкой скважин. То есть в данном случае имеют место все известные недостатки, связанные с применением кожухов.

Фильтр-насадка ФНТ выпускает компания ЗАО «ПО Стронг», который крепится к компенсатору УЭЦН через пакерразобщитель ПРС-146(168). Установка ПРС-146(168) производится путем долива жидкости в скважину, либо закачкой с помощью агрегата и затем за счет снижения динамического уровня после запуска УЭЦН.

К плюсам фильтра можно отнести его способность к самоочищению за счет вибрации УЭЦН, достаточно высокую пропускную способность (до 400 м³/сут.), удобство монтажа, независимость от габарита УЭЦН, а также спуск в составе УЭЦН.

К недостаткам относится риск повреждения уплотнительных элементов пакера при СПО и риск нераспакерования при посадке. Кроме того, существует ограничение по допустимой нагрузке на нижнюю часть двигателя — 500 кг[8].

Фильтр противопесочный типа ФПБ производства завода «Борец» присоединяется к нижней части ПЭД (исполнение ФПБН-85) или к нижней части кожуха электродвигателя (исполнение ФПБК-85). Фильтр ФПБН-85 включает в себя фильтр-насадку ФНТ, предохранительный клапан и

разобщик. Фильтр ФПБК85 отличается отсутствием разобщика.

И, наконец, последний из рассматриваемый группы — скважинный фильтр на проволочной основе типа ФС-73 производства ОАО «Тяжпрессмаш». Фильтр устанавливается на пакере ниже УЭЦН. К его преимуществам относится возможность осуществления нескольких СПО УЭЦН без подъема фильтра, достаточно высокая пропускная способность (также до 400 м³/сут.) и независимость от габарита УЭЦН. К недостаткам в данном случае относится увеличение времени на ТРС в связи с

дополнительной подготовкой ствола скважины с последующей установкой данной конструкции. Кроме того, существуют риски преждевременного распакования пакера при СПО и, наоборот, нераспакования при посадке, риск повреждения пакера, риск прихвата и аварии при извлечении фильтра, пропуски КВЧ и проппанта при негерметичности пакера, засорение фильтра в результате отсутствия притока. Еще один минус: фильтр ФС-73 спускается только после подтверждения потенциала скважины, то есть это не менее, чем второй рейс после ГРП[8].

Модульный шламоуловитель предназначен для запуска в эксплуатацию скважин после гидроразрыва, добавляется в колонну ESP и за счет центробежной силы выталкивает песок и мехпримеси наружу в аппараты-накопители, препятствуя их попаданию в насос. Номинальная пропускная способность лежит в диапазоне 785-1570 баррелей/сут (125-250 м³/сут) [12].

Фильтр входной щелевой, щелевой фильтр можно использовать с любым ЭЦН для предотвращения проникновения песка [12] и проппанта в систему. Самоочищающаяся поверхность устойчива к засорению и фильтрует частицы размером от 100 до 300 микрон. Номинальная пропускная способность лежит в диапазоне от 315 до 3140 баррелей/сут (50-500 м³/сут).

Фильтр скважинный щелевой, проволочный фильтр - это система фильтрации, реализуемая путем обмотки проволокой основного каркаса. Фильтр удерживает [12] пропант при увеличении мощности в перфорированной опорной трубе. Данный фильтр, как правило, используется

в горизонтальных скважинах с высоким углом наклона для фильтрации [12] пропанта в диапазоне от 100 до 300 микрон и может выдерживать поток жидкости в диапазоне от 125 до 25,000 баррелей в день (20-4000 м³/сут)

Гравитационно-щелевой фильтр, предназначен для борьбы как с мелкими частицами песка, так и с крупными частицами [12] пропанта. Они совмещают фильтрационную способность щелевых фильтров, необходимую для удержания [12] пропанта, и центробежную сепарацию, для отделения частиц от пластовой жидкости до момента ее попадания в насос. Фильтры предназначены для фильтрации частиц размером от 100 до 200 микрон и могут выдерживать поток жидкости в диапазоне от 630 до 4,400 баррелей в день (100-700 м³/сут)[12].

Фильтр скважинный дисковый (ФСД) использует для очистки жидкости сотни спрессованных дисков из металлической сетки. Эти диски насажены на перфорированную цилиндрическую трубу и закрыты перфорированным корпусом снаружи. В результате получается система фильтрации, которая в несколько раз короче, чем щелевой фильтр, при этом обеспечивая те же параметры фильтрации при более больших подачах. Эта технология предназначена для фильтрации частиц размером до 100 микрон в диапазоне подач от 190 до 3,750 баррелей в сутки (30-600 м³/сут)[12].

Десендеры

Десендеры Sandcat производит компания «Wood Group ESP», которые тоже устанавливаются ниже погружной установки с использованием пакера. То есть в принципе это центрифужный диффузор, пескоотделитель, который устанавливается ниже УЭЦН. Его преимущества: отсутствие движущихся частей, самоочищение за счет вибрации УЭЦН, простота и легкость монтажа, СПО в составе УЭЦН. Недостатки: риск преждевременного распакования пакера или нераспакования при посадке, риск повреждения пакера, риск прихвата и аварии, пропуск КВЧ при негерметичности пакера.

Также существуют конструкции десендеров, устанавливаемых на пакере (Рисунок – 4)[13]

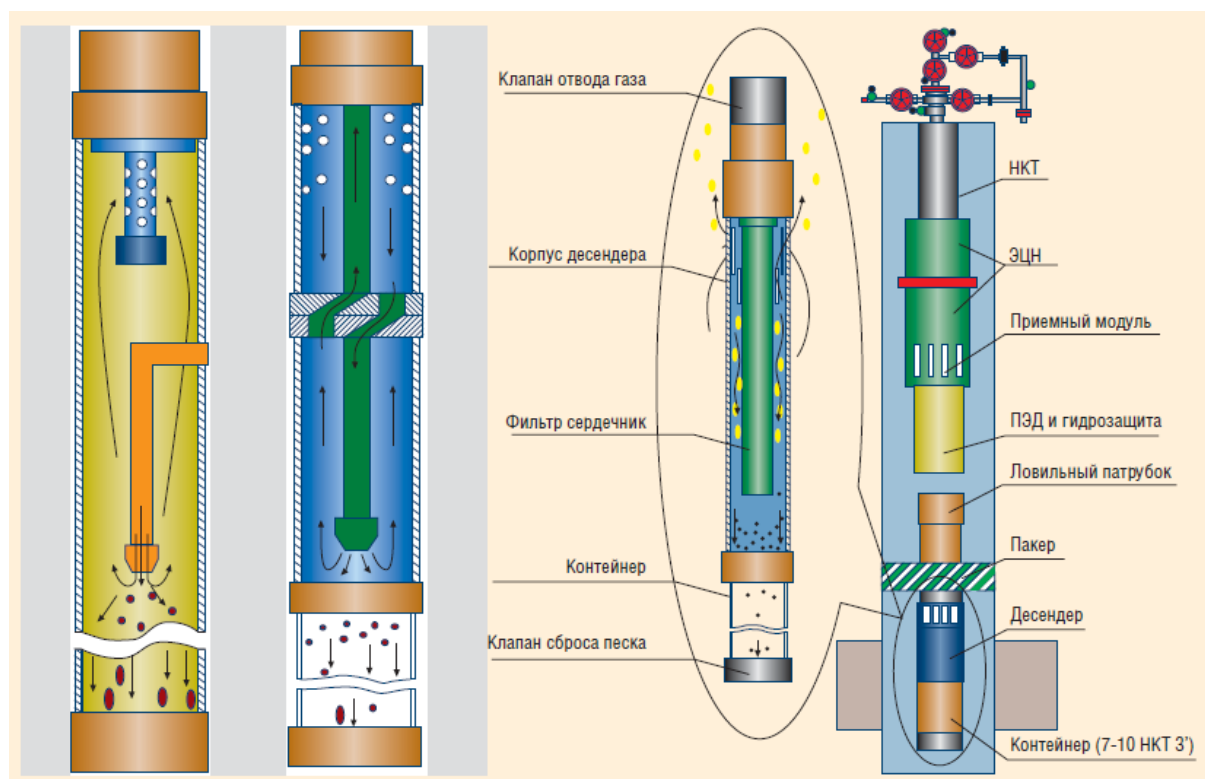


Рисунок 4 - Десандеры, устанавливаемые на пакере[13]

Устройства, устанавливаемые выше УЭЦН

Обратный клапан КОШ-73 со шламовой трубой. Фактически это общеизвестные шламоуловители, которые выпускает каждый завод-изготовитель погружных установок.

Труба шламовая типа ТШБ 42Х73 предназначена для защиты обратного клапана от осадка мехпримесей, находящихся в НКТ при остановке УЭЦН. Преимущества устройства состоят в свойстве сохранять герметичность обратного клапана при работе на скважинах с повышенным содержанием КВЧ, возможности производить опрессовку НКТ и в относительной простоте конструкции.

Комбинированное клапанное устройство (ККУ) было разработано специалистами компании «ЛУКОЙЛ-Пермь» и производится заводом «ЭЛКАМ-нефтемаш». В основе конструкции лежат обратный клапан и второй клапан, который позволяет проводить промывку колонны НКТ, минуя саму установку[8].

Компактное размещение в едином изделии шаровых клапанных пар, герметизирующих рабочие и промывочно-сливные каналы, обеспечивает надежное удержание жидкости в колонне при остановке УЭЦН, закачку технологических жидкостей при глушении скважины, прямой и обратной промывках без использования сбивного клапана, слив жидкости из НКТ в затрубное пространство при подъеме подземного оборудования, а также предотвращение засорения клапана и НКТ при их спуске и проведении обратной промывки за счет дополнительного фильтра.

Слабая сторона конструкции в данном случае связана с общеизвестным недостатком шариковых клапанов: попадание мехпримесей и выработка иногда приводят к негерметичности.

Из оборудования этой группы зарубежного производства интересно отметить клапан с автоматической заслонкой, автоматический клапан с дросликом и выдвижной гильзой и обычный клапан с выдвижной гильзой. Все эти устройства позволяют обеспечить очистку добываемой жидкости.

Особого внимания заслуживает верхний шламоуловитель ВШН-1 производится ЗАО «Тюменьнефтегазтехника» по проекту ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и предназначен для невставных штанговых насосов. Шток плунжера уплотняется двумя вкладышами, а само устройство состоит из корпуса, патрубка, фиксирующей гайки и двух фторопластовых вкладышей, которые препятствуют попаданию мехпримесей в цилиндр насоса из НКТ и служат для центровки насосной штанги. То есть при остановке станка-качалки за счет этого устройства исключается попадание мехпримесей в корпус насоса.

Шламоуловитель позволяет исключить не только попадание

мехпримесей, но и продуктов коррозии, окалина. К преимуществам также относится простота конструкции и невысокая стоимость изделия. Объемы внедрения велики: практически весь фонд ТПП[8] оснащен данными установками[8].

Основные технические решения для УЭЦН

В настоящее время с целью повышения устойчивости УЭЦН к влиянию мехпримесей при изготовлении установок применяется целый ряд технических решений.

Так, двухопорная конструкция рабочих органов электроцентробежного насоса позволяет увеличить опорную площадь колеса и повысить его устойчивость в аппарате. Использование промежуточных подшипников из твердых сплавов позволяет повысить устойчивость вала и снизить амплитуду вибрации. За счет использования керамических и твердосплавных материалов осевых опор достигается снижение износа этого узла.

Еще одним техническим решением сегодня является «плавающая» сборка с опорой вала насоса на пяту гидрозащиты, что позволяет снизить износ осевой опоры. Существует и так называемая «пакетная» сборка, за счет которой разгружаются осевые усилия в насосе и происходит повышение устойчивости вала.

«Компрессионная сборка» позволяет повысить устойчивость колеса и снизить вибрацию. Также существует способ организации в гидрозащите спецкамеры, что предотвращает попадание мехпримесей в область торцовых уплотнений для снижения его износа.

И последний из рассматриваемых методов — установка защитной гильзы из твердых материалов в газосепаратор для предотвращения промывов.

Технологические методы

Первая группа методов этой категории связана с закреплением проппанта при ГРП. Например, это применение проппанта марки Fores RCP. Проппант покрыт фенолформальдегидными смолами. Склеивание начинается при давлении выше 69 атм. При атмосферном давлении[8] сшивание RCP

проходит при температуре выше 90°C. При проведении ГРП пласт может остывать до 45°C, что ухудшает склеивание RCP-пропанта. В этом случае в качестве разогревающего состава применяются специальные композиции, которые при смешивании на забое выделяют большое количество теплоты (разогрев до 140°C).

Еще одна современная технология под названием «ЛИНК» (основной разработчик — ЗАО «ГеотехноКИН») предназначена для крепления ПЗП. При ее реализации последовательно производятся: закачка буферной оторочки (6–8 м³), закачка основного состава (0,7–0,8 м³ на 1 м эффективной толщины), закачка гидрофобной жидкости (товарная нефть, солянка и т.п.) объемом в 1,5–2,0 раза больше объема закачанного состава, выдержка на реагирование и отверждение и постепенный ввод скважины в эксплуатацию.

Интерес также представляют технологии компании Halliburton для контроля или устранения «проблемы физической миграции частиц». К ним относится технология крепления призабойной зоны пласта SandTrap™, направленная на повышение приемистости, крепление перфорационных отверстий и ПЗП в слабосцементированных песчаниках, стабилизацию песка и дисперсных частиц. Радиус проникновения 50-100 см.

Другая технология этой группы — PropStop™, PropStop™ WC — ориентирована на снижение объема выноса пропанта после ГРП (крепление пропанта в трещине). Используется консолидирующий материал низкой вязкости с размещением в пласте при помощи гибкой трубы или НКТ с пакером, или по обсадной колонне. Обработка проводится при расходах ниже давления ГРП. И, наконец, технология SandWedge™, FineFix™ — ослабление миграции микрочастиц, набивки трещин ГРП. Это только некоторые примеры западных разработок.

И, конечно, применимы и в определенной мере эффективны известные методы промывки скважин и насосных установок, скрепирование, шаблонирование и т.д.[8]

Примером технического решения в этой области может служить

устройство производства заводов «Измерон» (С-Петербург) и УНИКОМ (Первоуральск). Устройство механическое ударно-вращательное приводится в действие возвратно-поступательными движениями НКТ с длиной хода поршня 2–2,5 метра. Твердая фаза с забоя скважины всасывается через нижние клапаны и поступает в контейнер, собранный из НКТ (до 1000– 1500 кг шлама). Циркулирующая жидкость проходит через контейнер и выходит через верхние отверстия в затруб. При этом твердая фаза остается в контейнере.

Преимущества: очистка забоя скважин в условиях поглощения без насыщения пласта и сохранение эффективности при утечках в НКТ.

Из недостатков: металлические предметы забивают клапан, эффективность по разрушению пропантовых корок составляет 30%, существует риск прихвата компоновки пропантом из вышележащих пластов.

Стоит также отметить, что некоторые из выпускаемых сегодня станций управления способны реализовывать так называемые «режимы встряхивания», при которых направление вращения ЭЦН периодически меняется на короткое время, что не позволяет откладываться мехпримесям[8].

2.1 Оборудование и технологии для предотвращения попадания частиц в ГНО

Износо-коррозионностойкие насосы

Предназначены для работы в условиях сильного износа от воздействия высоко агрессивной среды и большого содержания механических примесей в добываемой жидкости. Износо-коррозионностойкие насосы изготавливаются из нержавеющей стали аустенитного класса 12X18H10T. Внутренний канал цилиндра подвергается поверхностному упрочнению с обеспечением твердости HV 1050-1200 на глубину до 100 мкм. Упрочнение наружной поверхности плунжера обеспечено напылением износостойкого порошка твердостью не менее HRA 75 на глубину 0,35 мм. Материал клапанных пар: стеллит (кобальтовый сплав), карбид вольфрама или карбид хрома, нержавеющая сталь[1] 95X18.

Применение ингибиторов коррозии в микрокапсулах

Ингибиторы коррозии в микрокапсулах «Каптрон» применялись на двух скважинах с большим выносом мехпримесей. Размеры капли ингибитора составляют 1-2 мм, размеры отдельной капсулы – 25-75 мкм. По обеим скважинам были получены отказы, что говорит об ограничениях в применении технологии, при работе на скважинах, осложненных мехпримесями. В других случаях эффективность этой технологии очевидна: если максимальный срок работы глубинного дозатора может достигать 250 суток, то при применении технологии микрокапсулирования на забое скважины вынос ингибитора происходит плавно в течение гораздо более длительного периода. Результаты отбора проб фиксируют наличие реагента. В случае снижения его концентрации проводится дополнительная обработка (рис. 4). В процессе эксплуатации скважины полимерная мембрана растворяется и, смешиваясь с пластовой жидкостью, [14] защищает УЭЦН. Скорость растворения мембраны зависит от температуры скважинной жидкости и от pH среды [14].



Рисунок – 5 Профиль выноса традиционного ингибитора и ингибитора в капсулах [15]

К недостаткам данного способа защиты можно отнести необходимость остановки скважины на период оседания капсул на забой (около 10 ч), что влечет за собой потери в добыче нефти. Кроме того, данный способ не применим к горизонтальным скважинам, скважинам с недостаточным зумпфом и скважинам с большим выносом мехпримесей.

С 2011 года данная технология внедряна на скважинах, не

осложненных мехпримесями. По нашим оценкам, индекс прибыльности от применения технологии заправки микрокапсулированного реагента составит 1,56, общая экономия – \$1,7 млн в год [15].

Ниже приведены конкретные примеры реализации заявленных способов.

Пример №1

Получение микрокапсулированного ингибитора коррозии заключается в создании мелкодисперсного сорбента с импрегнированным в него азоловым и аминным ингибитором коррозии. Это производят путем нагрева помещенных в одну емкость 70 мас. частей порошка Al_2O_3 с 30 мас. частями 50% раствора бензотриазола (БТА) в НИ-диметилбензилаmine при температуре, на $15-20^{\circ}C$ превышающей температуру плавления бензотриазола. Процесс продолжают до полного поглощения [15] ингибитора в свободный объем пор сорбента. Полученный порошок сохраняет сыпучесть, что хорошо видно на микрофотографиях.

Получение полимерного компаунда состоит во введении в эпоксидную смолу микрокапсулированного ингибитора коррозии (МИК) и аминного отвердителя. В примере №1 в 100 г низковязкой эпоксидной смолы Е-240 вводят 16,7 г полученного по описанной выше технологии микрокапсулированного ингибитора коррозии (МИК). Затем смесь тщательно перемешивают и в нее вводят 20 массовых частей аминного отвердителя.

Подготовленный компаунд наносят на отпескоструенные пластины из стали Ст-3. Нанесение осуществляют кистью. Толщина покрытия составляет 100-120 мкм.

Отверждение покрытия осуществляют при температуре $25 \pm 5^{\circ}C$ в течение 7 суток.

Пример №2

Получение микрокапсулированного ингибитора коррозии заключается в создании мелкодисперсного сорбента с импрегнированным с него азоловым ингибитором коррозии. Это производят путем нагрева помещенных в одну

емкость 70 мас. частей порошка Al_2O_3 с 30 мас. частями бензотриазола (БТА) при температуре, на $15-20^{\circ}C$ превышающей температуру плавления бензотриазола. Процесс продолжают до полного поглощения ингибитора в свободный объем пор сорбента. Полученный порошок сохраняет высокую дисперсность и сыпучесть.

Получение полимерного компаунда состоит во введении в смесь реакционноспособных смол микрокапсулированного ингибитора коррозии (МИК) и отвердителя. В примере №2 в смесь 60 мас.ч. эпоксидной смолы ЭД-20 с 40 мас.ч. низковязкой феноформальдегидно-фурановой смолы РСФ-014 вводят предварительно полученную смесь 8 мас.ч. полученного по описанной выше технологии микрокапсулированного ингибитора коррозии (МИК) и 35 м.ч. кетаминного отвердителя. Затем смесь тщательно перемешивают[15].

Подготовленный компаунд наносят кистью на очищенные шкуркой пластины из меди. Нанесение осуществляют кистью. Толщина покрытия составляет 100-120 мкм.

Отверждение покрытия осуществляют при температуре $25\pm 5^{\circ}C$ в течение 7 суток.

Пример №3

Получение микрокапсулированного ингибитора коррозии (МИК) проводят в две стадии. На первой стадии получают импрегнированный ингибитором порошок сорбента, а на второй стадии покрывают частицы сорбента с ингибитором полимерной оболочкой.

Проводимое на первой стадии импрегнирование достигается путем спекания порошка оксида кремния с бензотриазолом (БТА) при температуре $120^{\circ}C$. Это производят путем нагрева помещенных в одну емкость 80 мас. частей порошка оксида кремния с 20 мас. частями бензотриазола. При импрегнировании происходит поглощение ингибитора в свободный объем пор сорбента. Полученный импрегнированный ингибитор коррозии диспергируют в 2% растворе полиметилметакрилата (ПММА) в хлористом метиле в количестве 20 мас.ч. на 100 массовых частей раствора.

На второй стадии при интенсивном перемешивании вливают 100 мл полученной смеси в 1000 мл 0,2% водного раствора поливинилового спирта.

После энергичного непродолжительного (2-5 мин) перемешивания микрокапсулы собираются внизу сосуда, легко отделяются центрифугированием или отстаиванием и после высушивания имеют вид частиц различного размера - от 1 до 100 мкм (преимущественно 10-20 мкм). Высушенный МКИК представляют собой мелкодисперсный сыпучий порошок белого или светло-бежевого цвета. Проводят фракционирование, выделяя фракцию до 20 мкм[15].

Получение полимерного компаунда состоит во введении в эпоксидную смолу микрокапсулированного ингибитора коррозии (МИК) и аминного отвердителя. В примере №4 в 100 мас.ч. эпоксидной смолы DER-330 вводят при тщательном перемешивании предварительно полученный по описанной выше технологии микрокапсулированный ингибитор коррозии (МИК) в количестве 10 мас.ч., 10 мас.ч. аминного отвердителя и 5 мас.ч. реологических добавок и разбавителя. Затем смесь повторно перемешивают.

Подготовленный компаунд наносят на отпескоструенные пластины из стали Ст-3. Нанесение осуществляют методом безвоздушного распыления. Толщина покрытия составляет 70-100 мкм.

Отверждение покрытия осуществляют при температуре $25\pm 5^{\circ}\text{C}$ в течение 7 суток с последующим доотверждением при 100°C в течение 6 часов[15].

Монтаж в НКТ

Разработанная Baker Hughes технология монтажа УЭЦН или УЭВН в НКТ (Through Tubing Conveyed, TTC) достаточно молода. Однако интерес к ней уже велик, и мы надеемся, что в России она также будет востребована. Технология предназначена прежде всего для применения на месторождениях с высокими затратами на КРС/ПРС – для автономных месторождений с ЧРФ по осложнениям, связанным с солеотложением и засорением РО

мехпримесями.

Суть технологии[16] заключается в монтаже ЭЦН или ЭВН внутри НКТ с возможностью замены секций без подъема НКТ. Это позволяет вести превентивное техническое обслуживание и планировать ремонты. То есть, зная месторождение и характеристики работы фонда, можно прогнозировать ННО и не дожидаться фактического отказа насоса, а просто в плановом порядке менять его на новый. Будь то в плановом порядке, при критическом износе или заклинивании вставленный в НКТ насос можно извлечь несколькими способами: на геофизическом кабеле, лебедкой, ГНКТ или при[16] помощи насосных штанг. Так или иначе, технология направлена на снижение затрат на эксплуатацию мехфонда в соответствующих случаях.[17]

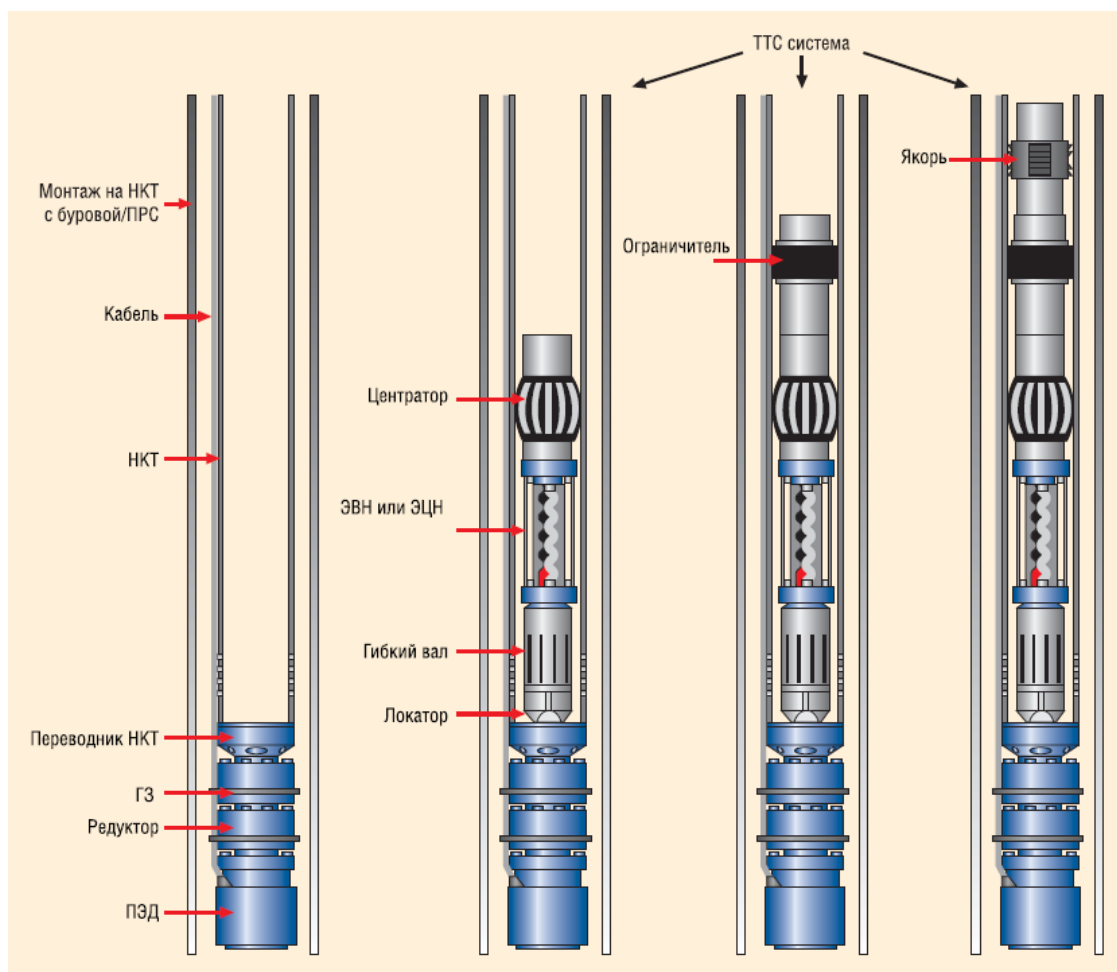


Рисунок 6 - Монтаж в НКТ: последовательность СПО

Первым рейсом в скважине устанавливается вся подвеска от ПЭД до переводника НКТ, в котором есть прорези для сброса и приема жидкости, для

приемного модуля – так называемый адаптер. Большая колонна НКТ монтируется с буровой или с высокого подъемника. Дальнейший спуск может быть произведен как с того же подъемника, так и с помощью менее громоздких установок ГНКТ (колтюбинга) или при помощи геофизических подъемников. Операция достаточно простая (Рисунок-6). В случае УЭВН спускается подвеска с локатором для приемного модуля, гибким валом, редуктором, винтовым насосом и центратором. В подвеске УЭЦН не будет редуктора и гибкого вала, а в остальном все так же. Выше устанавливается уплотнение. Специальная вставка, удерживающая определенное давление, которую можно сорвать механически, в случае необходимости даже вручную[17].

ЭЦН «Центурион» со ступенями смешанного типа

В ЭЦН «Центурион» реализован ряд решений, повышающих их стойкость к мехпримесям. Во-первых, это износостойкие втулки и подшипники из карбида вольфрама, расположенные по длине секции.

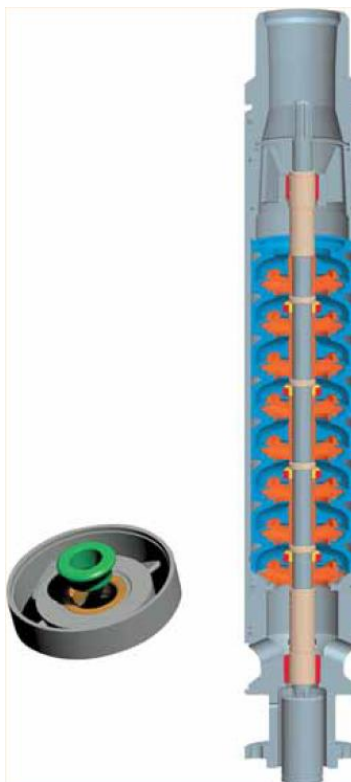


Рисунок 7 - ЭЦН «Центурион»

Благодаря этому, во-первых, уменьшается радиальный и осевой износ ступеней с одновременным расширением левой границы диапазона

производительности УЭЦН. И второй важный плюс – снижение нагрузки на упорный подшипник пяты гидрозащиты. Исходя из перечисленных решений позволяет насосу достаточно долго работать за левой границей своей НРХ.С пониженным КПД, но без острой необходимости замены.

Вторая из воплощенных в ЭЦН «Центурион» технологий решает задачу снижения вихреобразования в направляющих аппаратах.[16]

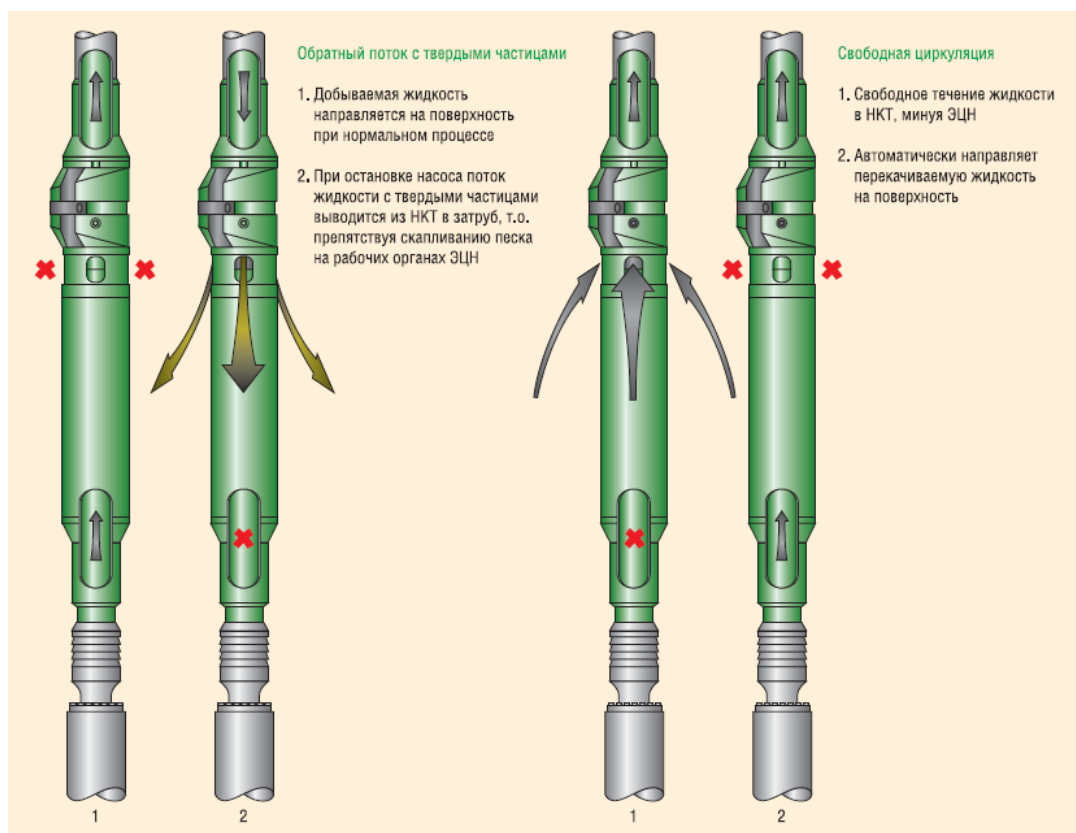


Рисунок 8 - Автоматический отводной клапан

Клапан полностью предотвращает попадание в насос твердых частиц при остановке и перезапуске ЭЦН (насыщенная песком жидкость не стекает обратно в насос), а также обеспечивает отвод жидкости (через байпасный канал) при промывках, химических обработках или фонтанировании скважины и мгновенное переключение[16]. Проще говоря, клапан обеспечивает защиту ЭЦН от обратного потока твердых частиц, отложения солей при фонтанировании и обработках, разрушения подшипников при

фонтанировании и свободной циркуляции жидкостей через ЭЦН,[16] тем самым предотвращает обратное вращение[16].

Скважинные штанговые насосы с эластичным плунжером

Предназначены для работы в условиях агрессивных сред с высоким содержанием механических примесей. Отличительная особенность данного типа насосов: в конструкцию насоса введен новый модифицированный [8] материал на основе фторопласта. Благодаря уникальным свойствам нового эластичного 52 материала плунжера (высокая износостойкость, низкий коэффициент трения, отсутствие хладотекучести, высокая радиационная и химическая стойкость, упругая деформация) достигнуто увеличение долговечности насоса в 2-3 раза, по отношению к насосам с металлическими плунжерами. Под действием давления столба жидкости фторопластовый плунжер своей наружной поверхностью прижимается к внутренней поверхности цилиндра, полностью выбирая зазор.

Его основные преимущества:

- исключается попадание механических частиц в зазор плунжер-цилиндр и, как следствие, уменьшается износ цилиндра;
- плунжер не подвержен коррозии в любых агрессивных средах;
- исключается заклинивание плунжера даже при длительном простое скважины;
- стабильность работы насоса при добыче жидкости с высоким содержанием газа и механических примесей;
- возможность увеличения хода плунжера при сохранении длины цилиндра;
- ремонтпригодность из-за малого износа цилиндра;
- низкая себестоимость.

Опыт разработки и внедрение различных видов насосов показал эффективность специальных насосов, функциональные свойства и технические характеристики которых выбирают с учетом особенностей

эксплуатации. Правильный выбор насоса позволяет получить прирост добычи нефти, повысить срок службы насоса, даже в агрессивной среде, сократить затраты на спускоподъемные операции[8].

2.2 Опыт работы ГНО в осложненных условиях

Более 90% нефти в нашей стране добывается с помощью скважинных насосных установок, рабочие органы которых являются подвижными элементами, контактирующими между собой и с пластовым флюидом.

Механические примеси, попадая в штанговый насос, существенным образом влияют на работоспособность плунжерной и клапанной пары, проходя через рабочие органы ШГН, производят абразивную работу, являются основной причиной заклинивания плунжеров в цилиндре, обрыва штанг, отказа клапанных пар, забивают фильтр насоса.

Вынос механических примесей оказывает существенное влияние и на показатели наработки на отказ УЭЦН. Принято считать, что крупные механические частицы вызывают заклинивание насоса, а мелкие – вибрацию и повышенный абразивный износ. Согласно известным статистическим данным, собранным за последние годы для различных месторождений, процентная доля поломок электроцентробежных насосов от механических примесей намного превосходит влияние других факторов.

Проблема механических примесей осложняет не только эксплуатацию насосного оборудования для добычи нефти. Песок вызывает катастрофический износ резьбовых соединений насосных труб: при малейшей негерметичности соединений, особенно в обводненных скважинах, он быстро разъедает резьбу и через образовавшийся канал протекает жидкость, снижая подачу, а в дальнейшем приводит к полному ее прекращению. Благоприятные условия для абразивного износа выносимым из скважины песком существуют в штуцерах фонтанных и газоконденсатных скважин. Штуцера из легированных сталей разъедаются песком в течение 1,5-2 сут, а в отдельных случаях в течение часов.

Песок, выносимый из скважин, попадает в промышленную систему нефтегазосбора, забивая сборные трубопроводы, на групповые замерно-насосные установки, забивая замерные узлы, сепараторы, клапаны, а [17] также на установки подготовки нефти или конденсата, забивая технологические емкости и резервуары.

При образовании песчаных пробок на забое скважин, снижается дебит скважин, или скважина полностью прекращает подачу продукции. Тогда требуется проведение текущего ремонта по удалению песчаной пробки с забоя скважины.

Уменьшение межремонтного периода основных средств, ремонт или покупка нового оборудования способствуют повышению себестоимости добываемой нефти и снижению рентабельности производства. Поэтому, нефтяные компании вынуждены искать и принимать эффективные меры по борьбе с отрицательным воздействием механических примесей на процесс нефтегазодобычи.

Наиболее эффективным подходом к проблеме выноса механических примесей совместно с добываемой продукцией является разработка и применение комплекса 42 мероприятий, нацеленных на предупреждение, задержание и снижение негативного влияния примесей на промышленное оборудование. В числе которых - укрепление ПЗП, оборудование скважин фильтрами, проведение капитального ремонта в комплексе с ограничением водопритоков, контроль за КВЧ в процессе эксплуатации, вывод скважины на оптимальный режим с учетом комплексного влияния всех действующих факторов и др., при этом, все технологические операции должны рассматриваться как единое целое, а не отдельные технические решения. [17]

Формирование эффективного комплекса мероприятий должно проводиться на основании анализа о строении выбранного объекта и учитывать взаимовлияние различных видов осложнений в конкретной скважине[17].

Анализ надежности эксплуатационного фонда скважин «D» месторождения Томской области, 2018 г. АО «Томскнефть» ВНК

ОАО «ТомскНИПИнефть» показал, что на данный вид осложнений приходится около 7% всех отказов на месторождении. С учетом вовлечения в разработку новых участков месторождений, сложности строения, а также планируемых ГТМ следует предусмотреть защиту от этого типа осложнений.[10]

Способы борьбы с механическими примесями:

- выбор оптимальной депрессии на пласт с учетом устойчивости пород;
- повышение стабильности режимов эксплуатации скважин (за счет стабилизации пластового давления путем ввода в действие системы ППД), мер по исключению кратковременных остановок (например, из-за отключений электроэнергии);
- внедрение фильтров-насадок от мехпримесей "STRONG" (ФНТ-75-150-4500-85-НКТ-73-Н или аналоги) для скважин, осложнённых повышенным содержанием мехпримесей;
- периодический контроль выноса мехпримесей (не реже 1 раза в месяц на скважину) с фиксацией динамического уровня и дебита скважины;
- применение УЭЦН в износо-, коррозионно- и термостойком исполнении;
- применение входных фильтрующих модулей типа MB5Ф и шламоуловителей для УЭЦН, разработанных ООО «Лемаз» и [18] ООО «Алнас»; фильтров ЖНШ производства АО «Новомет-Пермь» или аналоги;
- применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей (не более 20 мг/л) в процессе их приготовления. В частности, блоки очистки выпускаются российскими заводами. Блок очистки жидкости БОЖ-1 (изготовитель АО «ГМС Нефтемаш», г, Тюмень), используется на растворных узлах, его производительность 50 м3/час, КВЧ после фильтрации не более 20 мг/л. Устройство для очистки воды от мех, примесей, растворенной и микроэмульгированной нефти, работающее на

эффекте микрофлотации, производится ООО “ Корпорация Уралтехнострой ”, г. Уфа или аналоги;

- замена раствора глушения скважины после ремонтных работ нефтью путем промывки с вымыванием из скважины дисперсных загрязнителей; очистка НКТ от коррозии, песка, солей или замена подвески в процессе ремонта скважин, рекомендуется организация на трубной базе участка по очистке НКТ, такие стенды имеются заводского изготовления, работающие по принципу механической и гидropескоструйной очистки, производятся на ПАО «Полет» (г. Омск) или аналоги;

- применение клапана для промывки НКТ производства ООО СКБ «Комгорт», г. Тюмень. Используется для промывки НКТ с определенной глубины, минуя насос (без СПО), а также для заполнения НКТ раствором глушения при проведении ПРС. Клапан апробирован в ПАО «Сургутнефтегаз»;

- фильтр для нагнетательных скважин в блочном исполнении ФНСБ производства АО «Новомет-Пермь», обеспечивающий тонкую очистку воды от механических примесей[18] или аналоги.

Для наиболее грамотного подбора защитного оборудования в условиях нефтяного месторождения «Х» Томской области (2017г.) выполнен анализ дисперсности выносимых потоком добываемого флюида частиц[19].

В качестве оборудования, включаемого в состав ГНО, при размере частиц более 300 мкм рекомендуется применение шламоуловителя ШУМ ЗАО «Новомет-Пермь». Данное оборудование успешно прошло ОПИ на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК. При меньших размерах частиц может быть опробован фильтр входного модуля ЖНШ производства ЗАО «Новомет–Пермь», имеется опыт применения на месторождениях Томской области. По рекомендации производителя для установок производительностью до 60 м³/сут включительно применяется щелевой экран с межвитковым зазором 100 мкм, более 60 м³/сут - 200 мкм. Ширину ячейки фильтра целесообразно так же выбирать исходя из анализа

гранулометрического состава мехпримесей. Способы борьбы с механическими примесями:

- выбор оптимальной депрессии на пласт с учетом устойчивости пород;
- повышение стабильности режимов эксплуатации скважин (за счет стабилизации пластового давления путем ввода в действие системы ППД), мер по исключению кратковременных остановок (например, из-за отключений электроэнергии);
- внедрение фильтров-насадок от мехпримесей "STRONG" (ФНТ-75-150-4500-85-НКТ-73-Н) для скважин, осложнённых повышенным содержанием мехпримесей
- периодический контроль выноса мехпримесей (не реже 1 раза в месяц на скважину) с фиксацией динамического уровня и дебита скважины;
- применение УЭЦН в износо-, коррозионностойком исполнении;
- применение входных фильтрующих модулей типа МВ5Ф и шламоуловителей для УЭЦН; фильтров ЖНШ;[18]
- применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей (не более 20 мг/л) в процессе их приготовления. Блок очистки жидкости БОЖ-1 используется на растворных узлах, его производительность 50 м³/час, КВЧ после фильтрации не более 20 мг/л. Возможно применение устройств для очистки воды от мех. примесей, растворенной и микроэмульгированной нефти, работающих на эффекте микрофлотации.
- замена раствора глушения скважины после ремонтных работ нефтью путем промывки с вымыванием из скважины дисперсных загрязнителей; очистка НКТ от коррозии, песка, солей или замена подвески в процессе ремонта скважин. Рекомендуется организация на трубной базе участка по очистке НКТ. Такие станды имеются заводского изготовления, работающие по принципу механической и гидropескоструйной очистки.

- применение клапана для промывки НКТ с определённой глубины, минуя насос (без СПО), а также для заполнения НКТ раствором глушения при проведении ПРС.

- фильтр для нагнетательных скважин в блочном исполнении ФНСБ, обеспечивающий тонкую очистку воды от механических примесей[18].

Влияние абразивов на узлы ГНО

При контакте абразивных мехпримесей с узлами ГНО происходят следующие процессы: радиальный износ подшипников ЭЦН, износ и промыв ступеней, промыв газосепаратора, засорение насоса и износ подшипников гидрозащиты (Рисунок - 9)[8]

Пропант	9
Кварц	7
Плагиоклаз	6
Обломки пород	6-7
Кальцит	3
Бiotит, мусковит	2
Гидроокислы железа	1
Угlistое вещество	0
Глина	0

Рисунок 9 - Твердость основных материалов мехпримесей (по шкале Мооса)

В настоящее время Экспертный совет по механизированной добыче нефти работает над формированием стандарта УЭЦН. В рамках этой работы сложилось понимание, что текущее определение показателя КВЧ, прописанное в технических условиях заводов-изготовителей и в технических требованиях нефтяных компаний, не в полной мере отражает процессы, происходящие в погружной установке[8].

УЭЦН — установка электроцентробежного насоса, механическая система с последовательно соединенными между собой элементами (узлами). Вероятность безотказной работы такой системы равна произведению

вероятностей безотказной работы каждого элемента. При этом выход из строя одного из элементов приводит к отказу всей системы.

Значительного снижения издержек на ремонте скважин можно добиться за счет увеличения ресурса и надежности ЭЦН[20].

Суть заключается в следующих основных положениях:

- разработка модели отказа на основе знания о процессе (или процессах) разрушения;
- моделирование предельного состояния детали, узла, изделия;
- определение критериев работоспособности;
- разработка корректных методик испытаний деталей, узлов УЭЦН на ресурс;
- испытания деталей, узлов на ресурс в условиях, близких к эксплуатационным, и послеексплуатационный анализ оборудования с применением научно-обоснованной методики разбора.

Однако существует ряд методологических трудностей, связанных с недостаточной исследованностью процессов разрушения и деградации свойств материалов, отсутствием единых методик испытаний деталей и узлов установки на ресурс.

Определенные проблемы возникают при после эксплуатационном анализе оборудования, когда необходимо определить причину отказа. Отсутствуют стандарты на методы испытаний, многие термины и определения не отражают физической сути процессов[20].

Эксплуатация УЭВН

Установки винтовых насосов в соответствии со специальным проектом, разработанным в 2009 году, внедряются главным образом на скважинах Покурской свиты, где УЭЦН обычно отказывают после 3–4 суток работы из-за очень большого выноса мехпримесей. По сравнению с ЭЦН у винтовых насосов ресурс по износу значительно выше: даже после полного забивания мехпримесями очищенный от них насос снова может работать. Внедрение

УЭВН показало неплохие результаты: СНО в 2010 году[15] на месторождение ЦДО «Варьеганнефтегаз» по ряду скважин приблизилась к 250 суток. Тем не менее этот показатель остается относительно низким, и для его повышения, помимо применения высоконадежного оборудования, необходимо решение проблемы выноса мехпримесей – основной причины отказов УЭВН[15] (Рисунок - 10)

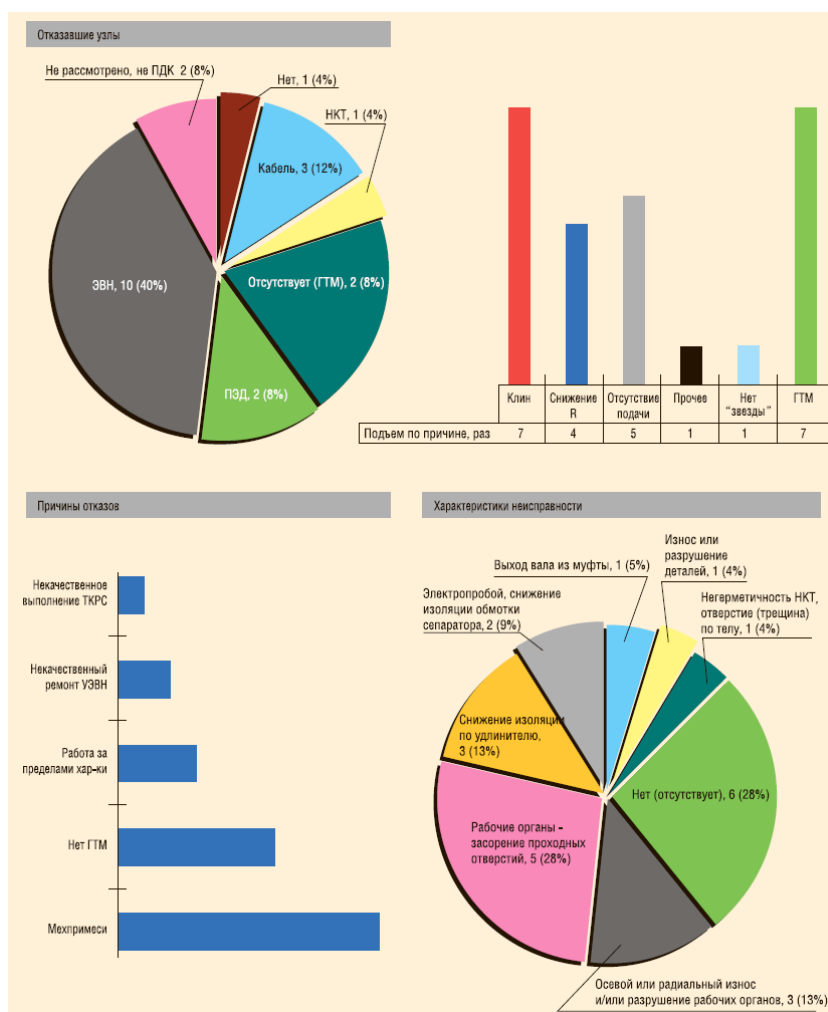


Рисунок 10 - Причины остановки УЭВН

Мероприятия по борьбе с мехпримесями

В 2008 и 2009 годах на месторождениях ОАО «СЛАВНЕФТЬ-МЕГИОННЕФТЕАЗ[11]» скважинах предприятия внедрялись фильтры ЖНШ. В частности, в 2009 году смонтировали 281 фильтр. Предполагаем за счет этого оборудования увеличить наработку на 35 суток: с текущего значения 124 суток до 159 суток как минимум[21] (Рисунок - 11).

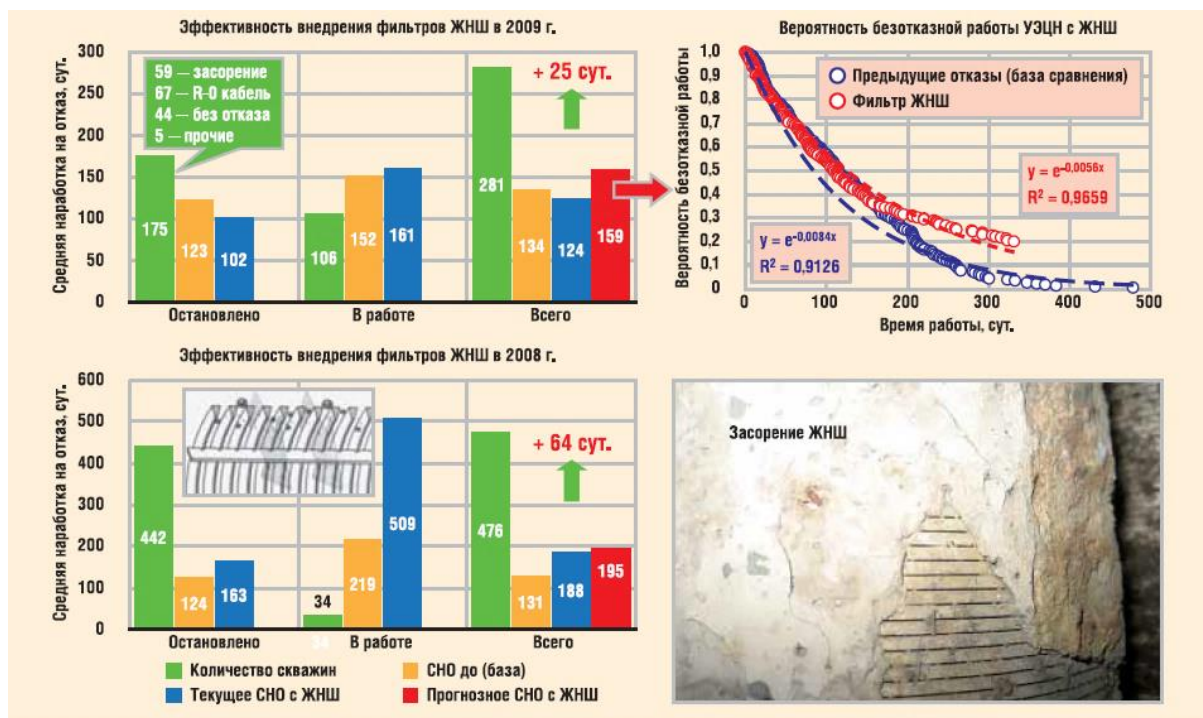


Рисунок 11 – Эффективность внедрения ЖНШ

По итогам 2008 года за счет внедрения ЖНШ наработка повысилась на 64 суток. Снижение эффективности в 2009 году связано с повторными монтажами ЖНШ и остановками скважин на проведение различных ГТМ [21] и т.п. (в 2009 г. — 34%). При этом наибольшая эффективность ЖНШ отмечена на скважинах после ГРП. Во втором полугодии 2009 года начато испытание фильтров ЖНШ производства завода «АЛНАС[21]»

Способы борьбы с коррозией УЭЦН

Анализ условий эксплуатации скважин Самотлорского месторождения показывает, что пластовые жидкости обводнены более, чем на 90 %, содержат значительное количество минеральных веществ.



Рисунок 12 – Коррозионное разрушение на корпусах ПЭД и ГД

Визуально коррозионному разрушению подвержены только корпуса ПЭД и ГД (Рисунок 12), корпус насосного агрегата коррозией практически не затронут, поскольку выше его приемного отверстия корпус насоса контактирует с нефтью. Распределение коррозионных повреждений на корпусах ПЭД и ГД, как правило, локальное и одностороннее, т.е. особо сильной и аномальной коррозии подвергается сравнительно узкая область корпусов ПЭД и ГД в месте контакта с обсадной трубой. При наибольшей глубине язв и углублений отмечаются сквозные разрушения стенки корпуса ПЭД (6 мм), проникновение воды в двигатель и выход его из строя. Фактическая скорость коррозии, согласно расчетам, составляет в аварийных скважинах 20-25 мм/год, что характеризует очень большую скорость коррозии в пластовых водах. Для выявления основных причин аномально высокой коррозии УЭЦН в скважинах были изучены: физико-химическая характеристика добываемой жидкости; особенности эксплуатации глубиннонасосной[22] установки, включая состав металла в корпусах ПЭД и ГД; гидравлические характеристики обтекающей насосные трубы жидкости и др.

В первую очередь определим коррозионную агрессивность пластовой жидкости по отношению к металлу внешней поверхности корпусов ПЭД и ГД. Эти корпуса изготовлены из конструкционной слаболегированной углеродистой стали, которая практически нестойка в минерализованной воде. Тем не менее, трубы из такой стали, долгое время были стойкими в пластовой жидкости (смеси воды и нефти).

Аномальное поведение одной и той же стали в пластовой жидкости с различным соотношением водной и нефтяной фаз связано с полифазностью ее структуры. Нефть любого месторождения с различным химическим составом не вызывает коррозии металла. Коррозия металла обусловлена наличием водной фазы, поскольку она, как правило, сильно минерализована, содержит различное количество агрессивных ионов, в первую очередь, хлоридов. Однако и ее агрессивность незначительна, если в ней нет H_2S , CO_2 , СвБ. Важными факторами в разрушении металла являются скорость движения (обтекания) пластовой водой корпуса ПЭД и ГД в узком зазоре между ними и обсадной трубой, а также температура корпуса, поскольку ПЭД работает при повышенной температуре (60-70°C).

При обводненности нефти выше 80-90% резко возрастает коррозионная агрессивность пластовой жидкости. Это связано с тем, что количества природных стабилизаторов нефтяной эмульсии становится недостаточно для стабилизации капель воды, они начинают коалесцировать и сливаться в крупные капли, вызывая инверсию эмульсии - переход ее из обратной в прямую. В такой эмульсии внешней фазой является коррозионно-агрессивная вода, а нефть практически не влияет на коррозионное поведение пластовой жидкости.

Отмеченное указывает лишь на общую причину коррозии - действие на металл агрессивной воды, но не раскрывает, почему[22] разрушение корпусов ПЭД и ГД носит аномальный и локальный характер и происходит с высокой скоростью, что, кстати, не характерно для поведения металла в минерализованной воде в обычных условиях. Ответ на этот вопрос

заключается в особенности эксплуатации и, главное, расположении УЭЦН в добывающей скважине[22].

Погружной сепаратор мехпримесей

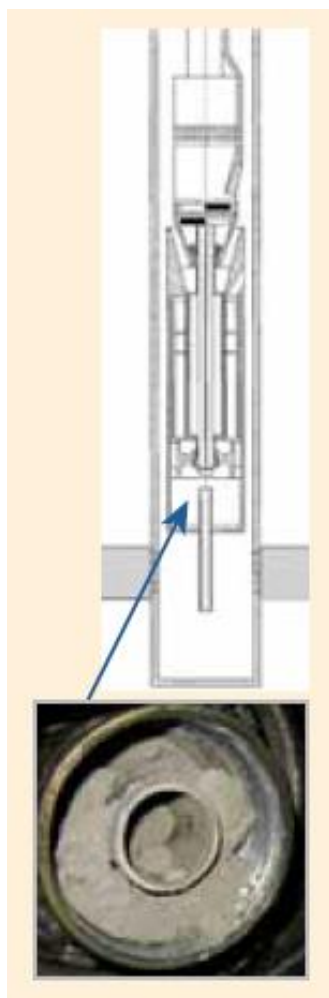
Следующий вид внедрившегося оборудования — погружной сепаратор мехпримесей[21] (Рисунок 13- Погружной сепаратор мехпримесей)

Погружной сепаратор механических примесей ПСМ, разработанный РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (изготовитель ЗАО «Новомет-Пермь»),

устанавливается в нижней части погружной установки.

В этом случае компоновка должна включать в себя так называемый двусторонний ПЭД, две гидрозащиты.

Принцип действия следующий: Поток добываемой продукции поступает из пласта в скважину и затем на прием центробежного сепаратора. Во вращающемся роторе сепаратора происходит отделение твердых частиц от жидкости в поле центробежных сил.



Преимущества данного устройства заключаются в том, что при его использовании после сепарации частицы накапливаются в контейнере, обеспечивается защита УЭЦН от пикового выноса механических примесей из пласта при пуске УЭЦН, производится двухступенчатая[7] сепарация газа, возможна обработка жидкости ингибитором

солеотложения. Основной недостаток — сложная конструкция[7].

Эффективность использования этой технологии в 2008 году составила плюс 40 суток. При этом уровень наработки в 106 суток, конечно, воспринимается как не слишком удовлетворительный результат по данной группе скважин, оборудованных ПСМ. Здесь же следует отметить, что при спуске ПСМ возникает много других проблем. В частности, это

солеотложение. То есть избавляемся от мехпримесей, а получаем соли. В 2008 году по солеотложениям было 7 отказов.

В 2009 году эффективность технологии — плюс 32 суток. Причем по мехпримесям отказов УЭЦН было всего два, по солеотложению — один.

Пока мы еще не можем точно сказать, эффективна ли в целом технология ПСМ для наших скважин. С другой стороны, понятно, что технология очень избирательна. При одинаковом значении КВЧ мы наблюдаем разный уровень накопления мехпримесей в контейнерах [21].

Центробежный сепаратор песка «СЕНДКАТ»

Технология «Сендкат» (SandCat, разработчик RMS-Pumptools) достаточно успешно используется по всему миру. Устройство представляет собой погружной центробежный сепаратор песка (частицы размером от 40 мкм), предназначенный для отделения песка от скважинной жидкости до ее попадания в УЭЦН (Рисунок - 14).

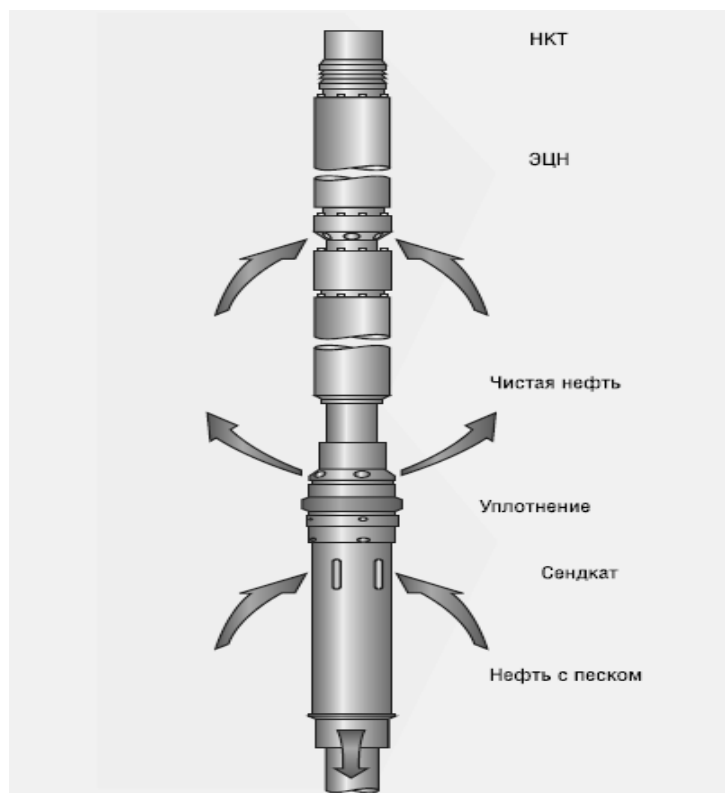


Рисунок 14- Центробежный сепаратор песка «Сендкат»

Центрифуга, типоразмер которой подбирается под определенный дебит, монтируется ниже ПЭД и отсеивает песок. Устройство без вращающихся частей создает вихрь, центробежная сила направляет взвешенные частицы вниз, и они выводятся либо в отборник-накопитель, либо прямо на зумпф, если это возможно. Выше «Сендката» ставится уплотнение, чтобы предотвратить перепускание жидкости с песком мимо устройства. Чистить «Сендкат» не нужно – требуется только очистка зумпфа или мешка, в котором накапливаются примеси. При установке «Сендката» не требуется специальной подготовки скважины, монтаж его прост.

Помимо основной функции, сепаратор обеспечивает также и дополнительную газосепарацию.

Выбор погружного оборудования

Следующий вопрос, который крайне важен в работе с мехпримесями, — это выбор глубинно-насосного оборудования (ГНО[21]).

УЭЦН, REDA, IZLINE и TD-160 в качестве оборудования, которое могло бы обеспечить высокую надежность при работе в условиях повышенного выноса мехпримесей[21]. Это установки с осевой опорой гидрозащиты, двухопорными ступенями и, что немаловажно, это 5А габарит с производительностью 25 м³/сут., то есть низкопроизводительные насосы[21].

По TD-160 базовая наработка составила 268 суток, прогнозная — 330 суток. Совсем неплохой результат для насосов такой производительности. По УЭЦН REDA IZLINE прогнозируем 254 суток как минимум.

Также в 2009 году испытывались компрессионные насосы и насосы пакетной сборки. В данном случае мы говорим об установках REDA DN5800 (компрессионные) и Centrilift «Центурион» (КР, пакетная сборка).

Текущий эффект по установкам REDA — плюс 202 суток, по Centrilift — плюс 104 суток[21] (см. Рисунок - 15)

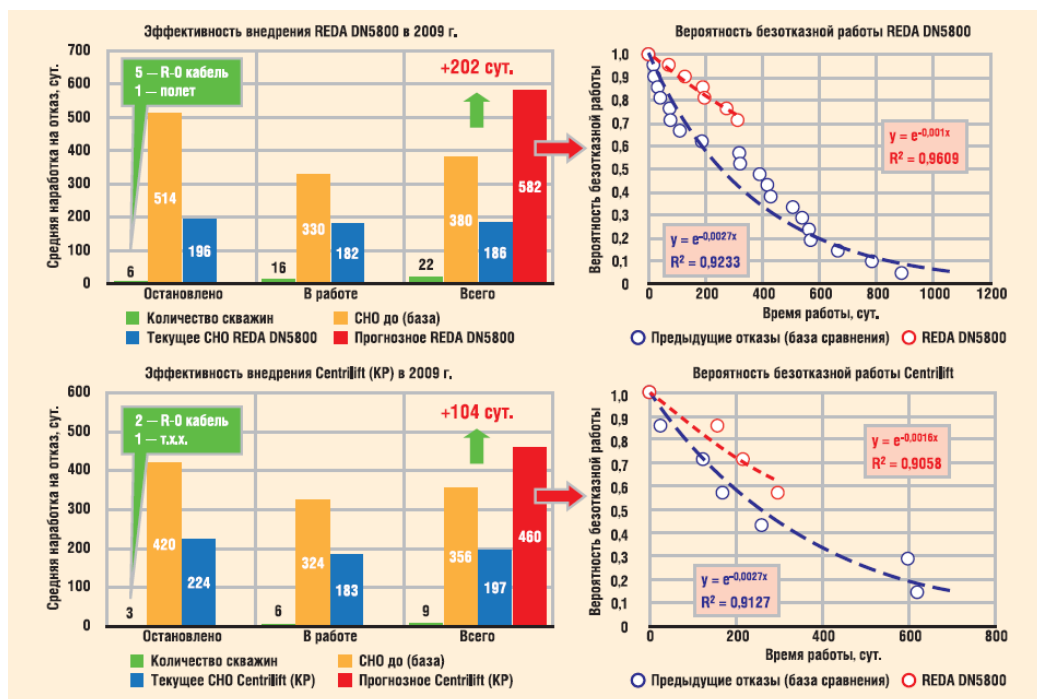


Рисунок 15 - Компрессионные насосы и насосы пакетной сборки[21]

Спуск на кожее фильтра «РИК»

Еще одна из применяемых технологий — спуск на кожее фильтра «РИК». Это колонна 102 мм с проволочным сеточным фильтром. Снизу ставится заглушка и спускается на кожее. В 2008 году [21] был получен неплохой эффект — плюс 100 суток (см.Рисунок-16). В 2009 году значительного прироста не было вследствие повторного спуска фильтров. Прогнозная средняя наработка — 194 суток[21].

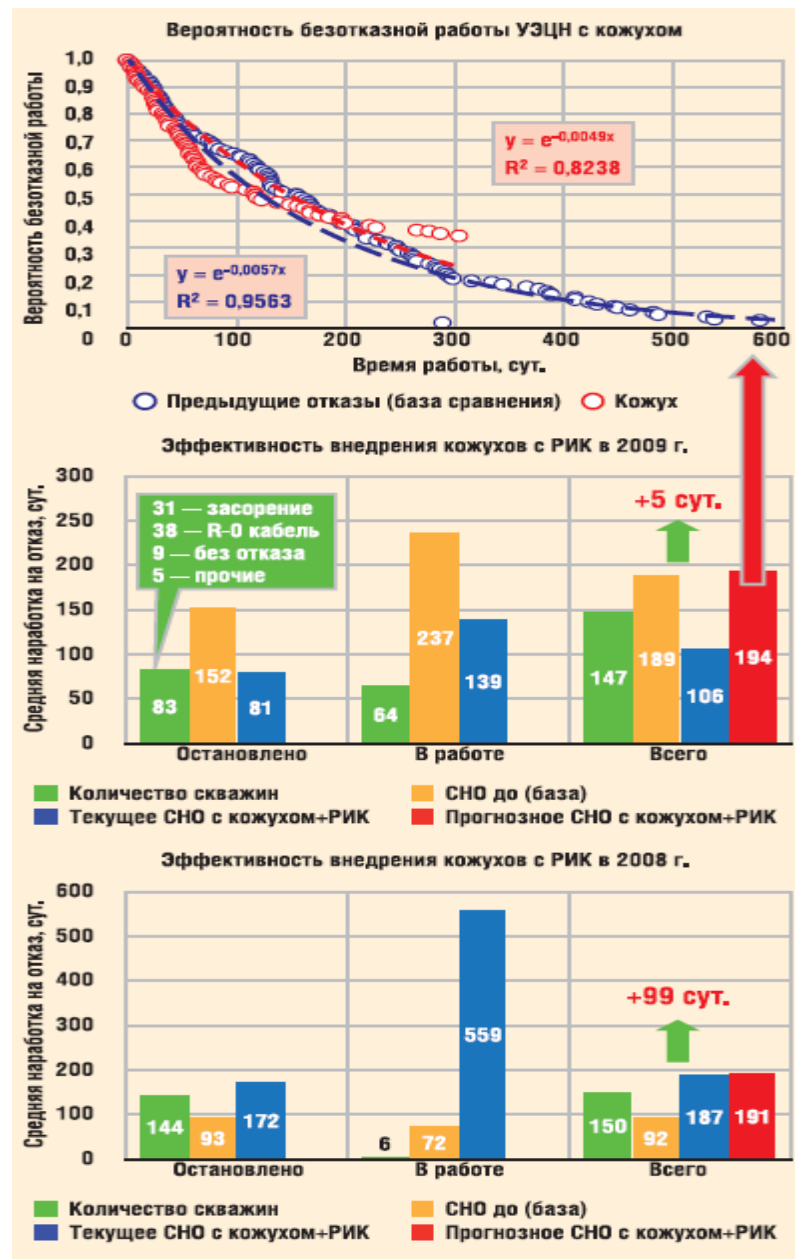


Рисунок 16 - Кожух с фильтром «РИК»

В результате на спуске кожуха с фильтром «РИК» в 2009 году количество отказов снизилось на 12%. Был получен хороший экономический эффект, в том числе в программе по борьбе с мехпримесями[21].

Вывод по разделу

В результате исследования выявлено что, оборудование «Кожух с фильтром «РИК» на 2009г. показало хороший экономический эффект, количество отказов снизилось на 12%. Также за счет внедрения ЖНШ с 2008 по 2009гг. на месторождениях ОАО «СЛАВНЕФТЬ-МЕГИОННЕФТЕАЗ» наработка на отказ повысилась на 64 суток. Следующий неплохой результат показало глубинно-насосное оборудование TD-160, составило 268 суток, при прогнозируемом — 330 суток, испытывали эффективность насоса REDA DN5800 (компрессионные) – 202 суток и Centrilft — плюс 104 суток.

С внедрением фильтра ЖНШ по итогам 2009г. эффективность снизилась за счет повторного монтажа и остановки скважин.

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Рылев Семен Константинович

Школа	ИШПР	Отделение школы	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело 21.03.01

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материальные затраты 3290 руб. Затраты на спецоборудование 10623 руб. Основная заработная плата исполнителей НИ 224778,7 руб. Дополнительная заработная плата исполнителей темы 26973,3 руб. Отчисления во внебюджетные фонды 76029 руб. Накладные расходы 14754,7 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент города Томска -1,3
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Размер отчислений во внебюджетные фонды – 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценочная карта конкурентных технических решений
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности проведения гидроразрыва пласта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- «Портрет» потребителя результатов НТИ
- Оценка конкурентоспособности технических решений
- Матрица SWOT
- График проведения и бюджет НТИ
- Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП	Маланина Вероника Анатольевна	канд. экон. наук, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Рылев Семен Константинович		

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

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

В данном разделе представляется описание расчета стоимости исследования методов борьбы с механическими примесями в скважинах на нефтяных месторождениях.

3.1.1 Цели и актуальность проекта

В перспективе основными потребителями результатов данной работы будут нефтегазовые компании. Как выглядит сегментирование в случае данного метода, представлено в Таблице 1.

Таблица 1 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтегазовые компании	Обеспечить высокую эффективность защиты от механических примесей при относительно небольших затратах.
	Снижение влияния механических примесей на скважинное оборудование
	Соответствие технических показателей режимов эксплуатации

В таблице 2 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 2 –Цель и результаты проекта

<u>Цель проекта:</u>	Исследования методов борьбы с механическими примесями в скважинах на нефтяных месторождениях.
<u>Ожидаемые результаты проекта:</u>	Дополнительные методы по борьбе с механическими примесями для защиты скважинного оборудования при эксплуатации скважин, а также продления МРП эксплуатации оборудования.
<u>Критерии приемки результата проекта:</u>	Доступность технологии
	Удобство и простота использования
	Надёжность

Продолжение Таблица 2

Требования к	Соблюдение требований к документации
результату проекта:	Стоимость проекта должна быть сопоставима по цене с аналогичными, или быть ниже

3.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный раздел посвящен конкурентоспособности исследования. Позиция разработки и конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, с шагом 1 балл, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

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

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;
 B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

Где вес показателя – это важность фактора (по пятибалльной шкале), деленная на сумму важностей всех факторов.

Для проведения оценки конкурентоспособности исследования будет использована оценочная карта, представленная в таблице 3, где $b_{к1}$ – альтернативная технология, $b_{к2}$ – текущая разработка.

Таблица 3 – Оценочная карта для сравнения разработок

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б ₁	Б ₂	К _ф	К ₁	К ₂
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Уровень качества	0,2	4	3	3	0,8	0,6	0,6
2. Надежность	0,05	4	2	3	0,2	0,1	0,15

Продолжение Таблицы 3

3. Простота изготовления	0,15	4	4	4	0,6	0,6	0,6
4. Безопасность	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
5. Наличие эксплуатационных документов	0,05	2	2	2	0,1	0,1	0,1
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность	0,1	4	2	3	0,4	0,2	0,3
2. Цена	0,2	4	2	3	0,8	0,4	0,6
3. Послепродажное обслуживание	0,1	3	1	1	0,3	0,1	0,1
4. Срок эксплуатации	0,1	3	3	3	0,3	0,3	0,3
Итого:	1	32	23	26	3,7	2,6	2,95

Таким образом, полученные данные свидетельствуют о том, что разработка более конкурентоспособна и ресурсоэффективна. Проведение проекта целесообразно, так как он обладает рядом преимуществ: универсальность, безопасность, быстрота и простота в эксплуатации.

3.1.3 SWOT-анализ

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

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

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Первый этап SWOT-анализа

	Сильные стороны проекта:	Слабые стороны проекта:
	1) Высокое качество фильтрации частиц; 2) Достаточно низкие входные сопротивления; 3) Достаточно простое изготовление; 4) Простота установки;	1)Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований; 2) Достаточно сложная очистка; 3) Низкая ремонтпригодность; 4)Вероятность необходимости частых очисток
Возможности: 1) Снижение выноса взвешенных частиц из пласта; 2)В случае неэффективности фильтра имеется возможность его извлечения (в отличие от гравийной набивки); 3) Низкое входное сопротивление почти не препятствует поддержанию стабильной планируемой добычи; 4) При правильном подборе размера фильтра будет достигнут баланс эффективной фильтрации, низких входных сопротивлений и продолжительной работы без необходимости в частых очистках.		
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства; У2. Развитая конкуренция технологий производства.		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Каждый фактор помечается знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения «+» или «-». Интерактивные матрицы представлены в таблицах 5 – 8.

Таблица 5 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и возможности»

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	-	-
	B2	-	+	+	-
	B3	-	+	-	+
	B4	+	+	-	-

Таблица 6 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и возможности»

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	+	+
	B2	-	-	-	-
	B3	-	-	-	-
	B4	-	-	-	-

Таблица 7 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и угрозы»

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	Y1	-	+	-	-
	Y2	-	+	-	-

Таблица 8 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и угрозы»

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	-	+
	У2	-	-	-	-

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, которая представлена в таблице 9.

Таблица 9 – SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. С3. Экологичность технологии изготовления С4. Актуальность научного исследования.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований. Сл2. Большое количество конкурентов Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию. Сл4. Вероятность получения брака.
Возможности В1. Создание новых технологий получения целевого продукта В2. Развивающиеся конкурентные отношения В3. Повышение стоимости	Направления развития 1) Высокий уровень очистки позволяет добиться главного – снижения влияния механических примесей на оборудование; 2) Одно из важных условий применимости технологии – возможность поддержания стабильной планируемой	Сдерживающие факторы При отсутствии правильной методики подбора размера фильтра вероятность снижения эффективности повышается, поэтому важно ее создать.

конкурентных разработок В4. Сокращение численности безработных	добычи, поэтому снижение входных сопротивлений также нужно развивать. 3) Создание методики подбора размера фильтра позволит достичь наибольшей эффективности	
---	---	--

Продолжение Таблицы 9

Угрозы	Угрозы развития	Уязвимости:
У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства У2. Развитая конкуренция технологий производства	Несмотря на достоинства других фильтров, проволочные фильтры лучшие основные показатели и больше перспектив развития.	Внедрение программного обеспечения, способного анализировать необходимые данные для наиболее точного подбора подходящих размеров фильтра

Благодаря проведенному SWOT-анализу можно сделать вывод о том, что в основном трудности и проблемы в реализации проекта можно решить за счет имеющихся сильных сторон и возможностей. Однако, имеется необходимость в дополнительном финансировании.

3.2 Планирование научно-исследовательских работ

3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- 1) определение структуры работ в рамках научного исследования;
- 2) определение количества исполнителей для каждой из работ;
- 3) установление продолжительности работ;
- 4) построение графика проведения научных исследований.

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№ раб		Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

3.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

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

где $t_{\text{ож}i}$ — ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{min}i}$ — минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{max}i}$ — максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i},$$

где T_{pi} — продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{\text{ож}i}$ — ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

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

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

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

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

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

$k_{\text{кал}}$ — календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

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

где $T_{\text{кал}}$ – общее количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}}$ – общее количество выходных дней в году; $T_{\text{пр}}$ – общее количество праздничных дней в году (2022 год).

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 11.

Таблица 11 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность ь работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел- дни		t_{max} , чел- дни		$t_{ожі}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения работ	1	3	3	4	1,8	3,4	2,6	4
3. Обзор научной литературы	-	6	-	10	-	7,6	7,6	11
4. Выбор методов исследования	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
5. Планировани е эксперимента	2	6	4	8	2,8	6,8	4,8	7
6. Подготовка образцов для эксперимента	-	5	-	7	-	5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента	-	15	-	20	-	17	17	25

Продолжение Таблицы 11

8. Обработка полученных данных	-	10	-	15	-	12	12	18
9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки		8		10	-	8,8	8,8	13
Итого:	7	59	15	84	13,5	68,5	68,5	102

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

Далее приведен календарный план-график с диаграммой Ганта на основе календарного плана проекта (рисунок 1). График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках НИР с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.



Рисунок 1 – Диаграмма Ганта на основе календарного плана проекта

Общее число календарных дней, в течении которых выполнялась работа – 102.

3.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением.

В этой работе использовалась группировка затрат по следующим статьям:

- 1) материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- 2) затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- 3) основная заработная плата исполнителей темы;
- 4) дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- 5) отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- 6) накладные расходы НИР.

3.3.1 Материальные затраты

Основной материальными затратами данного проекта являются затраты на работу с документацией. Результаты по материальным затратам представлены в таблице 20.

Таблица 12 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Ингибиторы для механических примесей	3 490	1	3 490
Итого:			3 490

3.3.2 Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по данной теме.

Какое-либо специальное оборудование для работы дополнительно не закупалось. В данном разделе будет осуществляться расчет амортизации оборудования, которое было приобретено еще до начала выполнения работ.

К специальному оборудованию, необходимому для проведения экспериментальных работ, относится персональный компьютер фирмы ASUS.

Ежегодную сумму амортизационных отчислений рассчитывают следующим образом:

$$A = \frac{C_{\text{перв}} \cdot H_a \cdot t}{365 \cdot 100},$$

где A – ежегодная сумма амортизационных отчислений;

$C_{\text{перв}}$ – первоначальная стоимость объекта;

$H_a = 100/T_{\text{сл}}$ – норма амортизационных отчислений;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы;

t – время использования оборудования

Все расчеты по приобретению оборудования, имеющегося в организации, но используемого для исполнения данных экспериментов, сводятся в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Дни эксплуатации	Срок службы, лет	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Персональный компьютер фирмы HP	55	2	141	10623
Итого:					10623

3.3.3 Основная заработная плата исполнителей

В данном разделе рассчитывается заработная плата работников, которые напрямую связаны с реализацией исследования. Статья включает заработную плату по окладу, дополнительную заработную плату, а также премии и доплаты.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя) среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 48 раб.дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (Таблица 22).

Таблица 14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней выходные дни/праздничные дни	66	118
Потери рабочего времени отпуск/невыходы по болезни	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 15.

Таблица 15 –Расчёт основной заработной платы за время проекта

Исполнители	$Z_{б},$ руб.	k_p	$Z_{м},$ руб	$Z_{дн},$ руб.	$T_p,$ раб.дн.	$Z_{осн},$ руб.
Руководитель	44400	1,3	57200	2448,1	33	80787,3
Инженер	23800	1,3	30940	1469,3	98	143991,4
Итого: 224778,7руб.						

3.3.4 Дополнительная заработная плата

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

$$Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн},$$

где $Z_{дон}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{дон}$ – коэффициент дополнительной зарплаты, равный 0,12;

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

В таблице 16 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 16 – Заработная плата исполнителей проекта

Заработная плата	Руководитель	Студент (инженер)
Основная зарплата	80787,3	143991,4
Дополнительная зарплата	9694,4	17278,9
Зарплата исполнителя	90481,8	161270,4
Итого по статье: 251752,1 руб.		

3.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

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

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), равный 0,302.

Результаты отчислений во внебюджетные фонды представлены в таблице 25.

Таблица 17 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Руководитель	Инженер (исполнитель)
Основная заработная плата, руб.	80787,3	143991,4
Дополнительная заработная плата, руб.	9694,4	17278,9
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Итого	27325,5	48703,6
Итого по статье: 76029,2 руб.		

3.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 18 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизационны е отчисления	Сырье, материал ы	Основная заработна я плата	Дополнительна я заработная плата	Отчисления во внебюджетны е фонды	Итого без накладны х расходов
10623	3490	251752,1	26973,3	76029,2	368867,6

Величина накладных расходов определяется по формуле:

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

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Сведем все затраты по статьям в таблицу 19.

Таблица 19– Бюджет затрат проекта

№ п/п	Наименование статьи	Сумма, руб.
1	Материальные затраты	3490
2	Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных работ)	10623
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	251752,1
4	Затраты на дополнительной заработной плате исполнителей темы	26973,3
5	Отчисления во внебюджетные фонды	76029,2
6	Накладные расходы	14754,7
Бюджет затрат проекта: 383922,3руб.		

Таким образом, плановая себестоимость проекта составляет 383922,3 рублей. Основные затраты приходятся на заработную плату исполнителей проекта.

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{фин}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}},$$

где $I_{фин}^{исп.i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Так как разработка имеет два исполнения, то:

$\Phi_{тек.проект} = 383922,3$ руб, $\Phi_{исп.1} = 457405$ руб, $\Phi_{исп.2} = 491019$ руб.

$$I_{финр}^{тек.пр.} = \frac{\Phi_{тек.пр.}}{\Phi_{max}} = \frac{383922,3}{491019} = 0,78;$$

$$I_{финр}^{исп.2} = \frac{\Phi_{исп.2}}{\Phi_{max}} = \frac{457405}{491019} = 0,93;$$

$$I_{финр}^{исп.3} = \frac{\Phi_{исп.3}}{\Phi_{max}} = \frac{491019}{491019} = 1.$$

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

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в форме таблицы (таблица 20), Исп.1 – текущая разработка, Исп.2 – альтернативная технология.

Таблица 20 – Оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании установки	0,15	4	4	4
2. Стабильность работы	0,2	4	4	5
3. Технические характеристики	0,2	5	3	3
4. Механические свойства	0,3	5	4	3
5. Материалоёмкость	0,15	5	5	5
ИТОГО	1	4,65	3,95	3,85

$$I_{p1} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 4,65;$$

$$I_{p2} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 3,95;$$

$$I_{p3} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 = 3,85.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{Исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{Исп.i} = \frac{I_{p-Исп.i}}{I_{фин}},$$

Таблица 21– Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,78	0,93	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	3,95	3,85
3	Интегральный показатель эффективности	5,9	4,24	3,85
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,72	0,65

Как видно из расчетов, использование данной разработки является наиболее оптимальным и целесообразным решением.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Рылев Семен Константинович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Методы борьбы с механическими примесями в скважинах на нефтяных месторождениях	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение: – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	Объект исследования: добывающая / нагнетательная скважина; Область применения: геолого-технические мероприятия; Рабочая зона: полевые условия; Климатическая зона: III; Количество и наименование оборудования рабочей зоны: станция для спуска каротажных приборов на кабеле, пороховой акустический генератор давления, устьевое оборудование; Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: спуск каротажных приборов на кабеле, обработка призабойной зоны пласта.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;	1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001; 2. ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования; 3. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия;

– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности 5. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки (Переиздание) 6. ГОСТ Р 53375-2016 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования; 7. ГОСТ 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) 8. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. (Общие эргономические требования.)
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов; – Обоснование мероприятий по снижению воздействий вредных и опасных факторов	Вредные факторы: 1. Повышенный уровень шума и вибрации; 2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего 3. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания; 5. Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека 6. Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения Опасные факторы: 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалом 2. Производственные факторы, связанные с электромагнитными полями

	3. Производственные факторы, обладающие свойствами физического воздействия на организм человека Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спецодежда, виброизолирующие материалы, глушители шума, перчатки, очки, маски, каски, противогазы, респираторы, страховочные стропы, газоанализатор, защитные ботинки, нарукавники, оградительные устройства, предупреждающие вывески, москитные сетки, репелленты
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	Воздействие на селитебную зону: территории нефтепродуктами при аварии. Класс опасности производства III. СЗЗ – 120 м/км. Воздействие на литосферу: Загрязнение нефтепродуктами, химреагентами, утилизация элементов отработавшего оборудования Воздействие на гидросферу: попадание загрязняющих веществ, таких как нефть, масла, химические растворы, продукты жизнедеятельности персонала Воздействие на атмосферу: выброс загрязняющих веществ по причине неисправности технологического оборудования
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	Возможные ЧС: пожары, взрывы, отравления вредными веществами. Наиболее типичная ЧС: пожар
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Рылев Семен Константинович		

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данный раздел выпускной квалификационной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы персонала на производственных объектах.

Рабочей зоной оператора ПГДА является куст, скважина. Основной деятельностью оператора ПГДА является поддержание правильного режима работы ПГДА, параметров; разборка, ремонт и сборка оборудования и арматуры; обработка паром высокого давления подземного и наземного оборудования скважин и выкидных линий в зимний период;

Работа на кусте ведется круглый год, несмотря на экстремальные погодные условия.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

36 часов в неделю - установленная продолжительность рабочего времени на работах с вредными условиями труда. Когда время ежедневной работы во вредных условиях составляет не менее 50 % рабочего времени, вводится сокращение нормальной продолжительности рабочего времени.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

[6]

Если работник занят на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, то он имеет право на компенсации (сокращенная продолжительность рабочего времени — не более 36 часов в неделю; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск — не менее семи календарных дней; повышение оплаты труда — не менее четырех процентов

тарифной ставки (оклада). При этом данный вид компенсаций должен быть четко прописан в трудовом договоре с указанием характеристики условий труда на рабочем месте. [7]

На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности. При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. [8]

4.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-2015. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

Таблица 22– Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)[9]	Нормативные документы
Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования

Продолжение Таблицы 22

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.000-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23- 05-95*
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
Производственные факторы, связанные с электромагнитными полями	ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования
Производственные факторы, обладающие свойствами физического воздействия на организм человека	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
	ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда

4.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

1) Повышенный уровень шума и вибрации

В непосредственной близости от места генератора находится насосный агрегат, который создает уровень звука, не превышающий допустимый (max 80 дБА). При осуществлении ПГДА создаются определенные вибрации, в зависимости от скорости подачи жидкости. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014[9] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения закачки составляет менее 101 дБ, что превышает норму.

Основные методы борьбы с вибрацией:

- виброизоляция (резинометаллические упоры, пренитовые прокладки, обрезиненные втулки);

- соблюдение режима труда и отдыха;
- виброгашение (применение муфт из эластичных материалов, установка на виброгасящее основание). [15]

2)Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несет пагубное влияние на человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергия на преобразование теплообмена используется даже в большей степени, чем на выполнение работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот, к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Средняя температура в ХМАО составляет: в июле плюс 14-20° С, в январе минус 25-45° С.

Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам. Температурные режимы, при которых приостанавливаются работы на открытом воздухе показаны в таблице 22

Таблица 23 - Температурный режим, при котором приостанавливаются работы на открытом воздухе [10]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Работники, которые все-таки трудятся на открытом воздухе при низких температурах, рискуют получить травмы: переохлаждение организма (гипотермия); обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна

соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоев, где каждый несет свою функциональность: внутренний слой (нижнее белье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой и годные по состоянию здоровья.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить травмы: перегревание организма (гипертермия); солнечный удар.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в местах с нормальным климатом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противоэнцефалитные костюмы.

3) Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

При работе насосного агрегата и скважин через сальниковые узлы и фланцевые соединения происходит просачивание вредных веществ: предельных алифатических углеводородов (C_1 - C_{10}) и сероводорода (H_2S) в смеси с УВ, выделившихся из пластовой жидкости. Выделение вредных веществ в воздушную среду возможно при проведении ГРП. Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 5.3 приведены ПДК для различных видов пыли согласно ГОСТ 12.1.005-88 [1].

Таблица 24 – ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта.

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO ₂	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO ₂	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88. ПДК предельных алифатических УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов – 300 мг/м³, сероводорода – 3 мг/м³. Сероводород очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу.

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

4) Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека

Монотонность – это однообразное повторение рабочих операций. Опасность монотонности заключается в быстрой утомляемости, снижении внимания к процессу производства и снижении интереса к трудовому процессу, что влияет на безопасность труда. Одной из форм, предрасполагающей к формированию монотонности, является автоматизм. Он

может сформироваться в результате нескольких факторов: рутинности работы, многолетнего опыта, отсутствия вовлеченности в трудовой процесс, творческого подхода, физических перегрузок. Особое значение это имеет на сложных производствах и производствах с вредными условиями труда, где аккуратность и внимание имеют решающее значение. Монотонность также сопровождается апатией к выполнению трудовой деятельности, скукой.

Одним из важных средств борьбы с монотонностью является регулирование скорости движения насосного агрегата в соответствии с колебаниями кривой работоспособности в течение рабочего дня. Объединение малосодержательных операций в более сложные и разнообразные. Снижение утомления при этом происходит за счет расширения поля корковой активности. При совмещении профессий следует учитывать перенос (положительное) и интерференцию (отрицательное) взаимодействие навыков новой и совмещаемой профессии. Согласно документу Р 2.2.2006-05, для предотвращения возникновения у работающих на монотонных работах отрицательных психологических состояний (психологического пресыщения, скуки, сонливости, апатии) в структуру режима труда и отдыха включают функциональную музыку, которая стимулирует двигательную активность и вызывает у работников приятные эмоции [].

5) Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения

Недостаточная освещенность рабочей зоны также считается одним из факторов, влияющих на работоспособность человека.

Плохое освещение негативно воздействует на зрение, приводит к быстрому утомлению, снижает работоспособность, вызывает дискомфорт, является причиной головной боли и бессонницы. Источники возникновения: отсутствие возможности организации естественного освещения.

По нормам освещенности, согласно СП 52.13330.2016, работа за ПК для оператора относится к зрительным работам высокой точности для любого

типа помещений. Требования к освещению помещения представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Требования к освещению помещений при работе с ПК

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд и подразряд зрительной работы	Относительная продолжительность зрительной работы при направлении и зрения на рабочую поверхность, %	Искусственное освещение			
				Средняя освещенность, лк, не менее	Цилиндрическая освещенность, лк	Объединенный показатель UGR, не более	Коэффициент пульсации освещенности, %, не более
Высокой точности	От 0,30 до 0,50	Б-1	Не менее 70	400	100*	19	15
		Б-2	Менее 70	300	75*	22	20

* Нормируется в случае необходимости обзора окружающего пространства

Место рабочего освещается таким образом, чтобы был отчетливо виден процесс работы, не напрягая зрения, а также исключая прямое попадание источника света в глаза. В помещении присутствует естественное освещение.

К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры.

б) Производственные факторы, связанные с электрическим током

Поражение электрическим током возникает при соприкосновении с электрической цепью, в которой присутствуют источники напряжения и/или источники тока, способные вызвать протекание тока по попавшей под напряжение части тела. Кроме того, на установках высокого напряжения возможен удар электрическим током без прикосновения к токоведущим элементам, в результате утечки тока или пробоя воздушного промежутка с образованием электродуги.

В рамках текущей работы не производились контакты с открытыми источниками электрического тока.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность проведения работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе
- подготовка рабочего места и допуск к работе
- надзор во время работы
- оформление перевода на другое рабочее место
- оформление перерыва в работе, окончания работ

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [].

7) Производственные факторы, связанные с электромагнитными полями

Статическое электричество представляет настоящую угрозу для организма человека. При длительном пребывании человека в электростатическом поле возникают головные боли, снижение аппетита, нарушается сон, наблюдаются боли в области сердца, брадикардия и артериальная гипотония, может наблюдаться артериальная гипертензия,

возможно потемнение в глазах и головокружение. Статическое электричество приводит к росту заболеваний сердечно-сосудистой системы, увеличению числа психических заболеваний, приносит вред работе нервной системы.

Избыток статического электричества провоцирует искру при малейшем контакте с другими объектами. Это представляет серьезную угрозу для безопасности работ на взрывоопасном производстве, т.к. в результате искры возникает взрыв и пожар.

Нейтрализацию заряда рекомендуется осуществлять путем ионизации воздуха в непосредственной близости от заряженного материала. Для этой цели могут быть использованы нейтрализаторы статического электричества (радиоизотопные, индукционные, высоковольтные, нейтрализаторы скользящего разряда и др.).

8) Производственные факторы, обладающие свойствами физического воздействия на организм человека

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов. Невнимательность и отсутствие защитных средств, приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и неплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81[13] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить

доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов. [13]

4.3 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды – это система мер, направленная на поддержание рационального взаимодействия между деятельностью человека и окружающей средой, обеспечивающая сохранение и восстановление природных богатств, разумное использование природных ресурсов, предупреждающая вредное влияние результатов деятельности общества на природу и здоровье человека.

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия при замене средств электрохимической защиты первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основной элемент окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные и лесные ресурсы.

В таблице 26 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 26 Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при закачки жидкости в пласт. [17], [18]

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
-----------------------------------	---------------------	-----------------------------

Продолжение Таблицы 26

	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу по причине не плотности технологического оборудования	Проверка оборудования на прочность и герметичность. Соблюдение правил эксплуатации Оснащение системой контроля загазованности.
Литосфера (Земля и земельные ресурсы; лес и лесные ресурсы)	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, элементов ландшафта, растительности	Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель. Восстановление ландшафта
	Загрязнение почвы химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д.
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков, и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Гидросфера (Вода и водные ресурсы)	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения при проведении работ по выравниванию профиля приёмистости:

- разрыв нефтесборных элементов, которым обычно приурочено высокие показатели давления;
- разрушение нефтесборных коллекторов и трубопроводов, которые подают химреагенты в эксплуатируемую скважину;
- пожары, взрывы.

Чаще всего ЧС возникает в результате разрыва элементов, которые находятся под высоким давлением. Негерметичность соединений швов может привести к взрыву и пожару.

Наиболее типичная ЧС: пожар.

Класс пожара: в зависимости от вещества, которое будет гореть, его можно отнести к классу В (пожары горючих жидкостей) или к классу С (пожар газов), согласно федеральному закону "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ

Основными методами, способствующими уменьшению масштабов ЧС, являются: обучение персонала навыкам поведения в ЧС; усиленный контроль за состоянием объекта; первичная система пожаротушения (система орошения при тушении горящего резервуара, а также для охлаждения при горении соседнего резервуара, генератор пены предназначен для пенного пожаротушения нефтепродуктов внутри резервуара); система оповещения населения, персонала объекта и органов управления для своевременных необходимых мер по защите населения.

Первичные средства пожаротушения, используемые в целях борьбы с пожарами: переносные и передвижные огнетушители; пожарный инвентарь (пожарные багры, ломы, топоры, крюки, пилы, лопаты); покрывала для изоляции очага возгорания (противопожарное полотно); генераторные огнетушители аэрозольные переносные, согласно Постановлению

Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 (ред. от 24.10.2022) "Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации".

Ликвидация последствий ЧС: повести демонтаж оборудования; зачистить территорию от остатков продуктов горения.

Выводы по разделу

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе.

Категория тяжести труда на территории по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории Ib (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением).

Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

Заключение

В результате работы были исследованы причины возникновения механических примесей.

Рассмотрено оборудование для эксплуатации скважин в условиях активного выноса примесей.

Проведен обзор современных методов ограничивающих поступление примесей в скважину. Были выявлены их достоинства и недостатки, наибольший эффект происходит при комплексном воздействии.

Был получен экономический эффект от закрепления призабойной зоны скважины закачкой уретанового предполимера и цементнопесчаной смесью, в результате которого выяснилось, что последний метод более экономически выгодный. Также в данной работе были освещены основные факторы, влияющие на окружающую среду.

В частности, были рассмотрены вопросы, связанные с выбором и использованием буровых растворов, утилизацией отходов, выбросами в атмосферу и водные ресурсы. В результате исследования были предложены рекомендации по снижению воздействия деятельности на окружающую среду, в том числе использование более экологически чистых технологий и материалов, а также более эффективная система утилизации отходов.

Таким образом, проведенное исследование позволяет сделать вывод о том, что действия по ограничению поступления механических примесей в скважину, выбору технологий и материалов с учетом их влияния на окружающую среду, а также более эффективной системе утилизации отходов будут способствовать оптимизации процессов добычи и эксплуатации скважин, снижению затрат и негативному воздействию на окружающую среду.

Список использованных источников

1. Бочаров Е.О. «Повышение эффективности эксплуатации скважин, осложнённых содержанием механических примесей в продукции на К... нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)» Томск – 2017

URL: <https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/40513/1/TPU406098.pdf>

2. eLIBRARY.RU: научная электронная библиотека URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=29359071>

Ибрагимов Н.Г., Амерханов М.И., Береговой АНТ.Н., Рахимова Ш.Г., Зиатдинова Р.Ш., Ханипова Ю.В. «Анализ причин образования отложений на глубиннонасосном оборудовании при разработке Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти» Тип: статья в журнале - научная статья
Год: 2017 УДК: 622.276.7

3. Гриценко, А. И., Алиев, З. С., Ермилов, О. М., Ремизов, В. В., Зотов А. Г. Руководство по исследованию скважин / А. И. Гриценко, З. С. Алиев, О. М. Ермилов, В. В. Ремизов, А. Г. Зотов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ Алиев, З. С., Васильевский, В. Н., Петров, А. И. Исследование нефтяных скважин и пластов / З. С. Алиев, В. Н. Васильевский, А. И. Петров.

4. eLIBRARY.RU URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=46275171>

Суховерова П. А., Слепцов А. А., Шиян С. И., Владимиров А. В.. «Решение проблемы негативного влияния механических примесей на УЭЦН на примере Ломового месторождения» Тип: статья в сборнике трудов конференции. Год издания: 2021

5. Кострыгин К.А. «Комплексные методы по предупреждению осложнений на Ломовом нефтяном месторождении (Томская область)» 2019 г URL: <https://core.ac.uk/download/231839853.pdf>

6. _ Медяник Б.В. «Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации нефтяных скважин на Покровском месторожден.pdf»

7. Борисевич Ю.А. «Совершенствование эксплуатации скважин установками электроцентробежного насоса в осложненных условиях на примере месторождений Западной Сибири»

URL:<https://core.ac.uk/download/326325424.pdf>

8. Глухов Д.И. Кольцо вузов.
2022_21_03_01_ИНГТ_Глухов_Дмитрий_Игоревич

URL:<https://tpu.antiplagiat.ru/report/bylink/apicorp/source/1225530?v=1&source=29&userId=4&validationHash=F754259997FA54C60ED99AF383101D15845FB770>

9. Хузин Р. Р. (на примере месторождений Западной Сибири) Специальность 25.00.17 — Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук Научный руководитель доктор технических наук. Год: 2015
URL: http://www.dissovet.ipiter.ru/Documents/Khujin/Dissert_Khujin.pdf.

10. eLIBRARY.RU : научная электронная библиотека : сайт. - Москва, 2000-2021. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=32381517> - Режим доступа: для зарегистрир. пользователей. - Текст: электронный.

Ахриев К.Р., Савенок О.В., Яковлев А.Л. «Анализ эффективности применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении» Тип: статья в журнале - научная статья. Год: 2017 №4 УДК: 622.276.054.23

11. Камалетдинов Р.С., Лазарев А.Б. «Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями» Инженерная практика №02/2010 Год: 07.02.2010
URL: <https://glavteh.ru/обзор-существующих-методов-борьбы-с-м/>

12. АО «Новомет-Пермь»: официальный сайт. Работа с механическими примесями. - Пермь. - Обновляется в течение суток. URL:<https://www.novomet.ru/rus/products-and-services/artificial-lift/solids-management/> - Текст : электронный. Дата: 2022-05-19
13. Хужин М. Р. Повышение эффективности эксплуатации скважин осложнённого фонда : на примере месторождений Западной Сибири : диссертация кандидата технических наук : 25.00.17 URL:<https://viewer.rsl.ru/ru/rsl01008062243>
14. Мусин Р.Р., Низамов К.Р., Технологии применения химреагентов для снижения солеотложений при добыче нефти в ОАО "Варьеганнефтегаз" - Тип: статья в журнале - научная статья, - № 4 (94) -Год: 2013 URL: <http://elibrary.ru/item.asp?id=21214240>
15. Афанасьев А.В. - Инженерная практика №02/2011 - 08.02.2011г. Предупреждение осложнений, вызванных влиянием коррозии, мехпримесей и солеотложений при эксплуатации скважин ЦДО «Варьеганнефтегаз» URL: <https://glavteh.ru/предупреждение-осложнений-вызванны/>
16. Красиков А.Н. Материалы и технологии для осложненных условий эксплуатации: мехпримеси - 08.05.2011г. - Инженерная практика №05/2011 URL: <https://glavteh.ru/материалы-и-технологии-для-осложненн/>
17. Куличенко П.С. – студент, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень «Влияние механических примесей на работу нефтепромыслового оборудования»
18. Кострыгин К. А. «Комплексные методы по предупреждению осложнений на Ломовом нефтяном месторождении (Томская область)» - Томск – 2019г. URL: <https://core.ac.uk/download/231839853.pdf>

19. Жданов М.С. Бакалаврская работа «Анализ методов борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин в Западной Сибири» Томск – 2017 г. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/132417371.pdf>
20. Смирнов Н.И., Смирнов Н.Н., Горланов С.Ф., «Научные подходы к повышению надежности УЭЦН» - Инженерная практика №02/2010 - 07.02.2010г. URL: <https://glavteh.ru/научные-подходы-к-повышению-надежнос/>
21. Мельниченко В.Е., Жданов А.С. «Опыт работы оборудования УЭЦН в условиях повышенного содержания мехпримесей на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтеаз» - 07.02.2010г. URL: <https://glavteh.ru/опыт-работы-оборудования-уэцн-в-услов/>
22. Bibliofond.ru Дипломная (ВКР) 18.03.2012г. «Применение износостойких электроцентробежных насосов» URL: <https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=533922>
23. А.В. Бакиров. «Мероприятия по предупреждению и борьбе с негативными факторами» Томск-2014 URL: <https://studfile.net/preview/4241605/page:2/>
24. Головин В. А., Ильин А. Б., Кузнец В.Т., Вартапетян А.Р. - 10. 06. 2009г Способ защиты от коррозии металлических поверхностей ингибированными полимерными композициями и микрокапсулы с ингибитором коррозии (варианты)
25. Постановление Минобразования России «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» № документа 1/29. – 2003. – 115 с.
26. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
27. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

28. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
29. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
30. СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
31. ГОСТ 12.1.000-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
32. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
33. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
34. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
35. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
36. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий
37. ГОСТ Р ИСО/ТС 10811-1-2007. Вибрация и удар. Вибрация в помещениях с установленным оборудованием. Часть 1. Измерения и оценка.
38. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
39. 1.Приказ Ростехнадзора №471 Об утверждении Требований к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов, формы свидетельства о регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов.

40. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»

41. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"

42. Критерии отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий