

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276:665.6-021.467(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Матросов Игорь Игоревич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Гасанов Магеррам Алиевич	д.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Матросов Игорь Игоревич

Тема работы:

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ представлений по проблеме пескопроявления: факторы возникновения, стадии развития и обусловленные ими осложнения. Влияние гранулометрического состава породы на вынос механических примесей. Причины отказов в работе механизированного фонда скважин при эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях. Особенности лабораторных исследований состава механических примесей.

	Анализ скважинных фильтров, используемых при добыче нефти. Анализ технологий крепления призабойной зоны. Подбор технологии и технологических показателей добычи нефти в условиях интенсивности выноса механических примесей; Автоматизация процесса добычи нефти в условиях интенсивного выноса механических примесей.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Преподаватель Гасанов Магеррам Алиевич
Социальная ответственность	Старший преподаватель Авдеева Ирина Ивановна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЯХ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПОГРУЖНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	
СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ	
АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2022
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Матросов Игорь Игоревич		29.04.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АСПО**- асфальтосмолопарафиновые отложения;
- ВНО**- винтовой насос однопоточный.
- ВНР**- вывод на режим;
- ГНО** – глубинно-насосное оборудование;
- ГРП** – гидроразрыв пласта;
- ГТМ** – геолого-технические мероприятия;
- ГНКТ** – гибкие насосно-компрессорные трубы;
- КВЧ**- количество взвешенных частиц;
- КПД**- коэффициент полезного действия;
- НКТ**- насосно-компрессорные трубы;
- ПЗП**- призабойная зона пласта;
- ПО**- погружное оборудование;
- ПЭД**- погружной электродвигатель;
- СПО**- спуско- подъемные операции;
- СШНУ**- скважинная штанговая насосная установка;
- СЭМ**- сканирующая электронная микроскопия;
- ТиКРС**- текущий и капитальный ремонт скважины;
- ТКРС**- текущий капитальный ремонт скважин;
- ТМС**- телеметрическая система;
- УВНП**- установка винтового погружного насоса;
- УДН**-установки диафрагменных насосов;
- УШВН**- установки штанговых винтовых насосов;
- УЭВН**- установка винтового насоса;
- УЭН**- установки электровинтовых насосов;
- УЭЦН**- установка электроприводного центробежного насоса;
- ФСД** – фильтр скважинный дисковый;
- ФСГЩ** – фильтр скважинный гравитационно-щелевой;
- ЧРП** – частотно-регулируемый привод;
- ЧС** – чрезвычайная ситуация.

ФЭС- фильтрационно- емкостные свойства породы;

ШСНУ- штанговые скважинные насосные установки;

ЭВН- электровинтовой насос;

ЭПО - электропогружное оборудование;

ЭЦН- электроцентробежный насос.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 113 страниц, в том числе 25 рисунков, 6 таблиц. Список литературы включает 41 источник.

Ключевые слова: механические примеси, слабосцементированный песок, защита внутрискважинного оборудования, дисковые фильтры, гравитационные сепараторы, твердые частицы, щелевые фильтры

Объектом исследования являются методы борьбы с повышенным содержанием механических примесей.

Цель исследования – анализ методов борьбы с повышенным содержанием механических примесей на месторождениях Западной Сибири.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены причины возникновения механических примесей и факторы их негативного воздействия при разработке и эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений. Рассмотрены современные методы и технологии, применяемые для борьбы и предотвращения отрицательного влияния повышенного содержания механических примесей.

Проведен анализ современных технологий механической защиты оборудования от механических примесей. В процессе исследования были рассмотрены современные методы и технические решения по борьбе и предотвращению механических примесей на нефтяных месторождениях в условиях Западной Сибири.

Область применения: скважины нефтяных и нефтегазовых месторождений, осложненные выносом твердых механических примесей.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЯХ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПОГРУЖНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	12
1.1 Причины возникновения механических примесей, их классификация и свойства.....	13
1.2 Влияние механических примесей на работу нефтепромыслового оборудования.....	17
1.3 Воздействие механических примесей на УЭЦН и его компоненты	23
2 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ	25
2.1 Анализ существующих методов борьбы с повышенным содержанием механических примесей	25
2.2 Механические методы	26
2.3 Технологические методы	42
2.4 Химические методы	47
2.5 Физико-химические методы	52
2.6 Профилактические методы	53
3 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	56
3.1 Контейнер скважинный со шнеком (АО «Новомет-Пермь»)	56
3.2 Гидроциклонный сепаратор (АО «Новомет-Пермь»)	58
3.3 Скважинные фильтры ФСГЩ и ФСК для УЭЦН	62
3.4 Фильтр скважинный дисковый	65
3.5 Выводы и рекомендации к выбору методов борьбы с повышенным содержанием механических примесей	67

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	67
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	70
4.1.1 Технология QuaD.....	72
4.2 SWOT-анализ.....	74
4.3 Планирование выполнения работ.....	76
4.4 Бюджет проведения работ.....	81
4.4.1 Материальные затраты	81
4.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование.....	82
4.4.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления.....	83
4.4.4 Заработная плата исполнителей проекта.....	84
4.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	85
4.4.6 Накладные расходы.....	86
4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ.....	88
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	92
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	92
5.2 Производственная безопасность	93
5.3 Экологическая безопасность.....	103
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	67
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	109

ВВЕДЕНИЕ

Механические примеси имеют разную размерность и источники возникновения. Осложненный фактор несет в себе попутно добываемая вода с высоким содержанием солей и высокой плотностью, это говорит о дополнительной агрессивной среде, что учитывается при выборе методики решения данной проблемы. К данной задаче подходят комплексно, где учитываются все возможные особенности скважины.

Большая часть нефти в России добывается механизированным способом, который подразумевает использование установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) и штанговые глубинные насосные установки (ШГНУ). При данном способе эксплуатации зачастую происходит износ рабочих частей насосного оборудования, связанный с воздействием на него под высоким давлением механических примесей, различающихся по размерам, составу и твердости.

Такое воздействие может привести не только к износу внутренних деталей, но и к разгерметизации насоса. Также существенно уменьшается коэффициент подачи насоса, дебит скважины и межремонтный период эксплуатации (МРП). Наибольшее затруднение вызывает поздняя стадия разработки, сопровождающаяся высокой степенью обводненности пласта. Вследствие чего происходит разрушение и вынос со скважинной продукцией пластовых пород, в особенности слабосцементированных.

Статистические данные, собранные с различных месторождений на территории России, указывают на то, что большая часть УЭЦН вышла из строя по причине воздействия механических примесей.

Источники выноса песка и увеличенное содержание механических примесей могут иметь различные источники. Первопричинные источники — это разрушение слабосцементированной породы, гидроразрыв пласта (ГРП), где влечет за собой появление дополнительных трещин с выносом песка и пропанта. Высоковязкая нефть, которая при извлечении имеет высокую плотность по

своим свойствам затрудняет движение флюида, что усиливает дополнительный вынос песка и разупрочнение коллектора.

Актуальность данной работы. Высокое содержание механических примесей влечет за собой решение множества комплексных задач. При условиях добычи с большим выносом механических примесей увеличивается износ оборудования и количество отказов. Большая часть фонда скважин переведена на механизированную добычу, где в основном применяются УЭЦН. Данный вид установки применяется на месторождениях где усложненные режимы работы, такие как: высокая депрессия на пласт, высокий дебит, скачки забойного давления при выводе на стационарный режим работы. По причине вызванных усложнений требуется комплексный подбор сопутствующего оборудования. [10]

Целью выпускной квалификационной работы является анализ методов борьбы с повышенным содержанием механических примесей на месторождениях Западной Сибири. Проанализировать причины возникновения механических примесей, особенности их влияния на работу нефтепромыслового оборудования, подобрать наиболее оптимальные для условий Западной Сибири методы борьбы с повышенным содержанием механических примесей.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать причины возникновения механических примесей и охарактеризовать их влияние на работу нефтепромыслового оборудования
2. Выбрать современные методы борьбы с повышенным содержанием механических примесей на нефтяных месторождениях
3. Провести анализ применения современных методов борьбы с повышенным содержанием механических примесей в условиях Западной Сибири и сделать выводы.

1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЯХ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПОГРУЖНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

1.1 Причины возникновения механических примесей, их классификация и свойства

Современное состояние нефтегазовой промышленности отличается ухудшением качества ресурсной базы, увеличением трудноизвлекаемых запасов, а также возникновением различных осложнений условий эксплуатации. В результате, актуальность приобретает проблема эффективности разработки технологий добычи углеводородов в осложненных условиях.

Вынос механических примесей является одной из самых актуальных проблем, встречающейся на истощённых месторождениях. В результате выноса механических примесей возникают опаснейшие осложнения - снижение уровня добычи из-за образования песчаных пробок, потребность очистки продукта от песка и его экологически безопасного утилизирования, смятие обсадных колонн в интервалах продуктивного пласта, абразивная эрозия внутрискважинного и наземного оборудования.

Проблема механических примесей чаще всего встречается на месторождениях терригенных горных пород (песчаниках), к которым относится и Ванкорское месторождение, данные породы представляют собой однородные агрегаты обломочных зерен размеров от 0,1 мм до 2 мм, связанных минеральным веществом. Породообразующими минералами песчаников являются кварц, полевой шпат, слюда, глауконит и т.д.

Причины разрушения коллектора и выноса мехпримесей разделяют на три основные группы, исходя из условий их формирования: геологические (литология, особенности залегания пласта- коллектора), технологические (условия эксплуатации скважин и вскрытия пластов) и технические (конструкция забоя).

Геологические:

- глубина залегания пласта и пластовое давление;
- горизонтальная составляющая горного давления;
- свойства пластового песка (угловатость, глинистость): степень сцементированности породы пласта, её уплотненность и естественная проницаемость;
- продолжительность выноса песка;
- характер добываемого флюида и его фазовое состояние;
- попадание подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала.

Технологические: скорость фильтрации пластовых флюидов в прискваженной зоне, градиент давления, минерализация пластовых вод, обводненность добываемой продукции.

Технические: поверхность забоя, конструкция забоя; через которую происходит фильтрация (интервал вскрытия пласта, открытость или закупоренность перфорационных каналов и т.д.).

Все большая часть мировых запасов углеводородного сырья приходится на долю продуктивных пластов в слабых породах, подверженных разрушению при разработке, проявляющемуся в виде выноса песка из скважин. Добыча из многих скважин, вскрывших такие запасы, осуществляется уже намного дольше, чем ожидалось, и дальнейшая их эксплуатация может привести к разупрочнению пластов. По этой причине добывающие компании проявляют растущий интерес к экономически эффективным методам устранения выноса механических примесей из скважин путем ремонта или установки новых систем предотвращения выноса песка там, где они отсутствовали.

В последние десятилетия с распространением практики интенсификации добычи нефти, в том числе с использованием повышенной депрессии на пласты, увеличилась интенсивность воздействия на призабойную зону пласта. Зачастую это приводит к повышенному выносу незакрепленного проппанта и песка в процессе разрушения скелета пластов. Процентный состав механических примесей, содержащихся в продукции скважин, представлен на рисунке 1.1



Рисунок 1.1. — Источники механических примесей

Предложена классификация причин разрушения коллектора и выноса песка разделением их на три основные группы, исходя из условий возникновения: геологические (особенности залегания пласта-коллектора, литология); технологические (условия вскрытия пластов и эксплуатации скважин); технические (конструкция забоя).

Геологические: глубина залегания пласта и пластовое давление; горизонтальная составляющая горного давления; степень сцементированности породы пласта, ее уплотненность и естественная проницаемость; характер добываемого флюида и его фазовое состояние; характеристика пластового песка (угловатость, глинистость); внедрение подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала; продолжительность выноса песка.

Технологические: дебит скважины; величина репрессии и депрессии на пласт; ухудшение естественной проницаемости (скин-эффект); фильтрационные нагрузки и нарушение капиллярного сцепления песка.

Технические: конструкция забоя; поверхность забоя, через которую

происходит фильтрация (интервал вскрытия пласта, открыты или закупорены перфорационные каналы и т.д.).

При разработке нефтяных месторождений проблема отрицательного влияния механических примесей на работу внутрискважинного оборудования в добывающих скважинах может возникнуть с первых дней эксплуатации скважин и борьба с твердыми взвешенными частицами в добываемой продукции является весьма актуальной для нефтедобывающих предприятий [38]. Среди основных причин появления механических примесей в продукции скважин можно указать на следующее:

1. Механические частицы, не связанные с пластовой продукцией скважин, а занесенные в скважину (в пласт) извне (при бурении скважин, при их глушении, при проведении спуско-подъемных операций погружного оборудования и др.).

2. Механические частицы, связанные с коррозией погружного оборудования или обсадной колонны в процессе эксплуатации скважин. Кроме того, увеличение количества коррозионных частиц может быть связано с проведением различных обработок призабойных зон скважин (ПЗС) с целью интенсификации притока (различные кислотные обработки, технологические обработки и др.).

3. Механические частицы, связанные с некоторыми обработками ПЗС и закачанные в коллектор с поверхности (например, проппант при ГРП).

4. Механические частицы, содержащиеся в пластовой продукции и попавшие в нее вследствие разрушения цементирующего вещества и самого скелета породы.

5. Механические частицы, появляющиеся вследствие изменения термобарических условий (особенно в ПЗС) и связанные с образованием микрокристаллов твердых компонентов нефти или солей. По-видимому, указанные причины являются основными, но не исключено, что этих причин может быть больше, а появление механических примесей в продукции скважин может быть связано и с неизвестными на настоящее время процессами.

Причины выноса мехпримесей, как уже было сказано выше, делятся на 3 вида, что отражено на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Причины выноса мехпримесей

1.2 Влияние механических примесей на работу нефтепромыслового оборудования

Проблема выноса в скважину механических примесей в процессе добычи нефти имеет место во многих нефтедобывающих регионах России и зарубежных стран и является одной из основных причин сокращения МРП.

Большая часть мировых запасов углеводородного сырья приходится на долю продуктивных пластов в слабоцементированных породах. В процессе разработки таких месторождений происходит разрушение скелета коллектора и интенсивный вынос механических примесей.

Наиболее остро обстоит ситуация на поздней стадии разработки месторождения, когда добыча нефти сопровождается высокой степенью обводненности. Обводненность играет значительную роль в процессах развития интенсификации выноса пластового песка и разрушения слабосцементированных пород продуктивных горизонтов на месторождениях [3].

Большинство зарубежных авторов объясняют вынос песка в скважину действием сил трения и образующимся при этом градиентом давления при фильтрации жидкости в скважину. При высоких градиентах давления и недостаточной прочности цементного материала зерна песчаника отделяются от основного массива и выносятся [27].

Для большинства нефтяных месторождений Западной Сибири механические примеси составляют 50% от общего числа основных причин отказов глубинных насосов, тогда как коррозия – 30%, а солеобразование – 20% (рисунок 1.3).

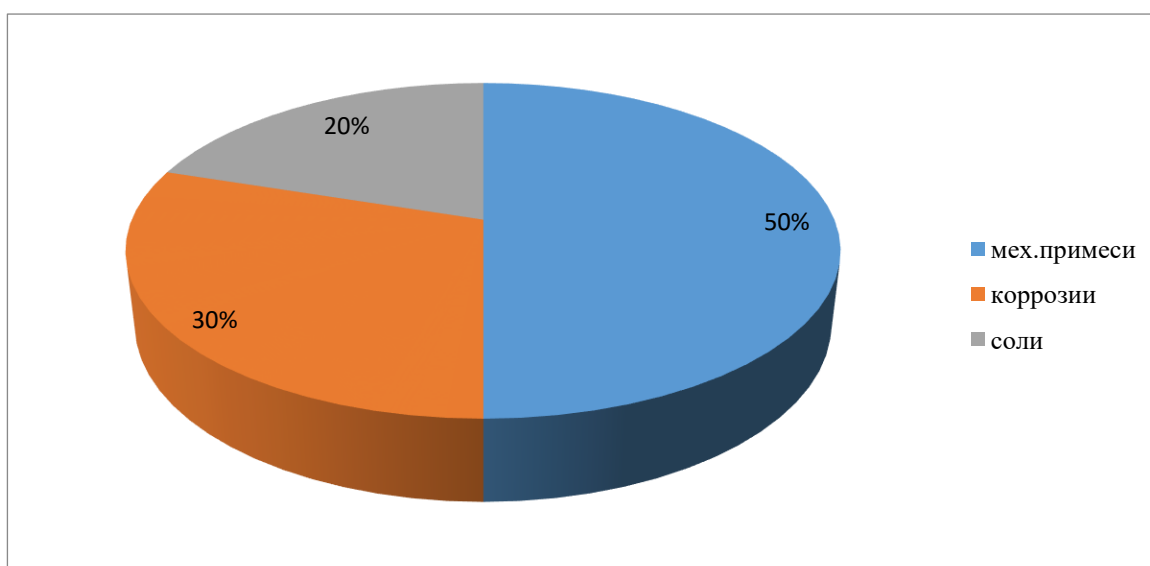


Рисунок 1. 3 – Осложняющие факторы Западной Сибири

В современных условиях, если не для увеличения, то хотя бы для поддержания добычи нефти в России на постоянном уровне нефтяные компании стремятся интенсифицировать отбор пластовой жидкости из добывающих скважин. Увеличение глубины спуска и спуск более производительных

насосных установок ведут к росту депрессии на пласт и, как правило, более сильному выносу механических примесей из коллектора [29].

Механические примеси в процессе эксплуатации месторождений приводят к целому ряду осложнений. Прежде всего, выносимый из пласта песок является высокоабразивным агентом, против которого не могут устоять никакие стали [1].

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.

Мехпримеси являются одной из главных причин отказов работы скважинного оборудования, так как попадая во внутреннюю полость и скапливаясь внутри него, они вызывают некорректную работу оборудования, что в последствии ведёт к остановке работы системы.

Абразивному износу подвержена большая часть металлического оборудования, наиболее активно этот процесс протекает в местах повышенной скорости движения нефтяного флюида и давления. Сущность абразивного износа заключается в разрушении металла агрессивными частицами механических примесей в процессе добычи, транспортировки, переработки пластового флюида. Более подробно последствия выноса мехпримесей описаны на рисунке 1.4.

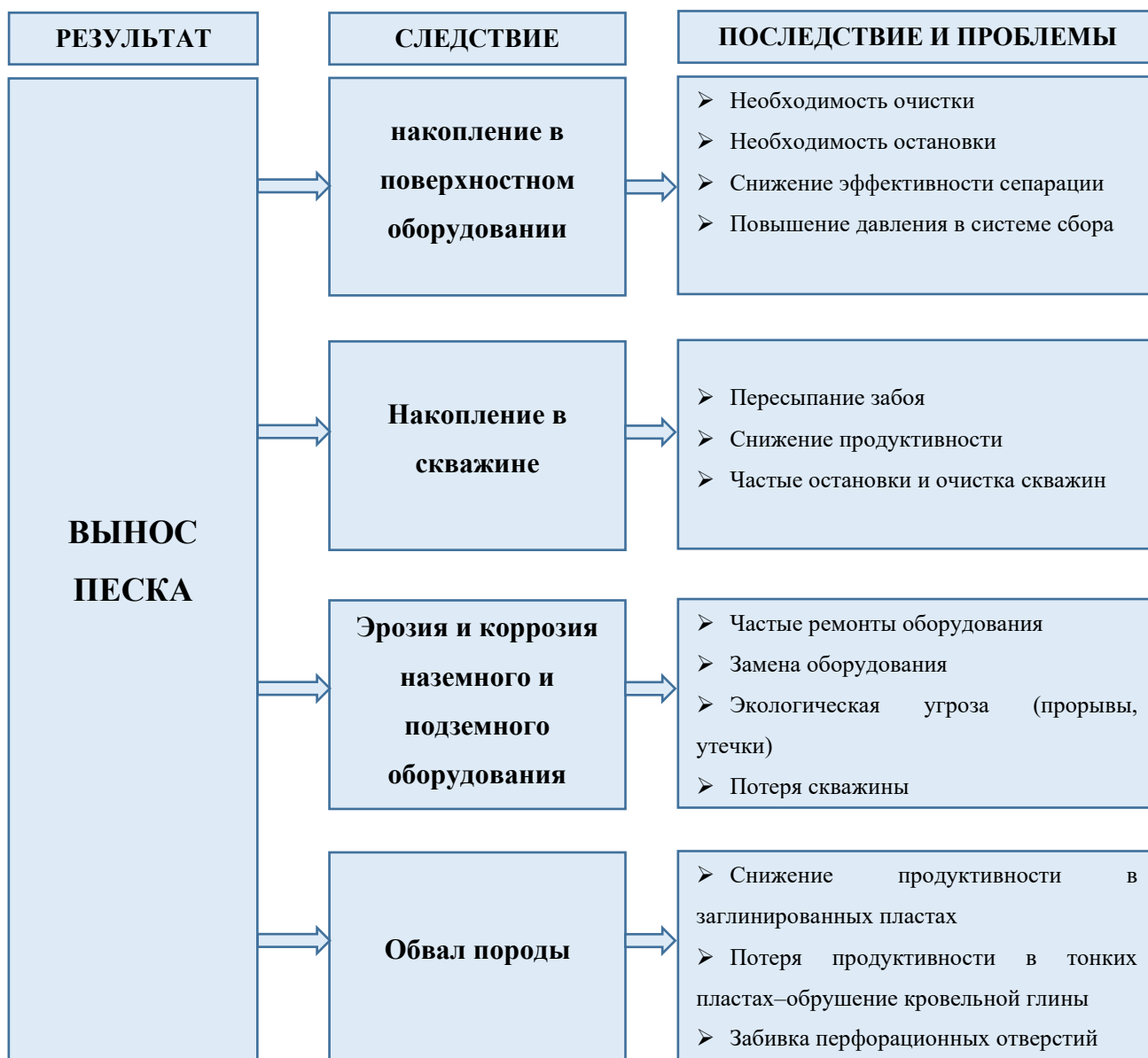


Рисунок 1.4 – Последствия выноса механических примесей

При эксплуатации скважин с использованием ШГНУ происходит износ штанговых муфт и внутренней поверхности насосно-компрессорных труб, особенно в искривленных скважинах. При остановках насоса до 10-20 минут возможно заклинивание плунжера насоса, а при большом осадке возможно заклинивание колонны насосных штанг в НКТ. Абразивный износ и размыв от увеличения утечки жидкости, в последствии приводят к уменьшению подачи насоса и снижению скорости восходящего потока, что влечет за собой образование забойной пробки. Это приводит к ограничению притока в скважину

и влечет за собой преждевременный ремонт и замену насоса с промывкой пробки.

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 [2].

Вынос механических примесей оказывает существенное влияние на показатели наработки 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.

Эксплуатация УЭЦН также осложняется наличием абразивных твердых частиц (таблица 1.1), поскольку происходит износ торцевых частей рабочих колес, ступиц, текстолитовых шайб, подшипниковых узлов, вала, а также других деталей корпуса насоса, имеющих непосредственный контакт с пластовой жидкостью, выносящей твердые примеси.

Таблица 1.1 – Шкала твердости основных материалов выносимых механических примесей (по Моосу)

Материал	Твердость, ед.
Проппант	9
Кварц	7
Плагиоклаз	6
Обломки пород	6-7
Кальцит	3
Биотит, мусковит	2
Гидроокислы железа	1
Угlistое вещество	0
Глина	0

Механические примеси оказывают значительный вред на большинство оборудования, изготовленного из металла. Наиболее подвержены износу детали, находящиеся в местах активного протекания флюида и механических частиц на большой скорости. Суть такого износа заключается в трении твердых частиц о металлическую деталь оборудования, а также в появлении микроскопических царапин и трещин в результате режущего воздействия зерен частиц под большим давлением.

Вынос механических примесей, а именно песка ведёт к образованию трещин, к смятию эксплуатационных колонн, к обрушению кровли призабойной зоны. К числу чаще всего встречающихся последствий выноса КВЧ относятся образование пробок, эрозия внутрискважинного оборудования, отложение песка в наземном оборудовании и т.п. На устранение последствий выноса мехпримесей затрачиваются значительные материальные ресурсы. Из-за большого содержания КВЧ в добываемой жидкости раньше времени выходят из строя промышленные трубопроводы, фонтанные штуцеры, насосно-компрессорные трубы, запорно-регулирующая арматура, насосное и другое промышленное оборудование. Помимо этого, выносимый из пласта песок осаждается на забое скважины, что ведёт к преждевременному прекращению эксплуатации скважины и необходимости проведению дорогостоящего ремонта.

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 [2].

Песок, выносимый из скважин, попадает в промышленную систему нефтегазосбора, забивая сборные трубопроводы, на групповые замерно-насосные установки, забивая замерные узлы, сепараторы, клапаны, а 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 [1].

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 [5].

1.3 Воздействие механических примесей на УЭЦН и его компоненты

На большинстве месторождений Западной Сибири применяется механизированный способ добычи, из которого установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) составляют до 70 процентов. Эксплуатация данного вида насосов не менее подвержена влиянию механических примесей, которые являются наиболее частой причиной выхода из строя УЭЦН (таблица 1.2). Частицы примесей засоряют фильтры насосов, постепенно снижая поступление пластового флюида в насос, а затем и вовсе прекращают подачу жидкости [7].

Таблица 1.2 – Причины отказов УЭЦН на месторождениях Западной Сибири

Причина отказа	Доля в процентах от общего количества
Механические примеси	33
Абразивный износ	12
Коррозия	22
Солеотложения	10
Конструкционный отказ	6
Негерметичность НКТ	4
Организационные причины	7
Другие причины	6

Следующим фактором воздействия на УЭЦН является абразивный износ частицами примесей вращающихся деталей, находящихся в контакте с песчано-жидкостной смесью. Данное воздействие приводит не только к истиранию рабочих органов УЭЦН, но и к их заклиниванию. Принято считать, что более крупные частицы приводят к заклиниванию насоса, а мелкие частицы вызывают повышенную вибрацию и абразивный износ (рисунок 1.5).



Рисунок 1.5 – Износ рабочих ступеней УЭЦН механическими примесями [7]

Засорение, повышенная вибрация и продолжительный интенсивный износ УЭЦН снижают наработку на отказ и приводят к вынужденной замене дорогостоящего оборудования, что влечет за собой ремонт скважин и финансовые потери от простоя такой скважины. Также появляются осложнения, связанные с большими показателями КВЧ в начальный период эксплуатации скважины после проведения ТКРС или ГРП – от 200 до 10000 мг/л. Данная величина зачастую превышает паспортные характеристики насосов, даже в износостойком исполнении.

2 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

2.1 Анализ существующих методов борьбы с повышенным содержанием механических примесей

В настоящее время имеется множество технологий по предотвращению влияния мехпримесей на оборудование, а также типов и конструкций фильтров, однако отработанных и научно обоснованных правил выбора методов защиты для оборудования нефтяных и газовых скважин все еще недостает [2].

Необходимо проводить формирование эффективного комплекса мероприятий по снижению негативного влияния механических примесей на основании анализа о строении выбранного объекта и учитывать взаимовлияние различных видов осложнений в конкретной скважине.

В зависимости от механизма методы защиты ГНО от абразивных частиц в добываемом флюиде делятся на четыре основные группы (Рис. 2.1).

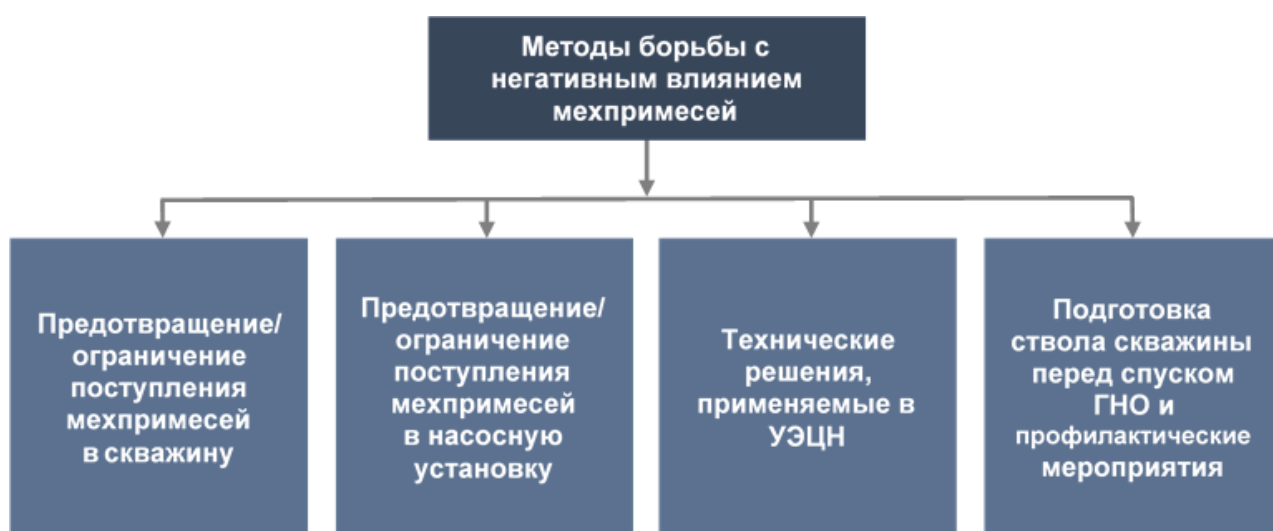


Рисунок 2.1 – Методы борьбы с механическими примесями

Оправданными являются методы борьбы с пескопроявлениями, основанные на предотвращении выноса песка в скважину. С этой целью применяются химические, физико-химические, механические, технологические методы и их комбинации для закрепления пород в ПЗП [2; 5].

В настоящее время существует широкий спектр технологий и технических решений, направленных на снижение влияния мехпримесей на работу внутрискважинного насосного оборудования. На рисунке 2.2 представлена их классификация.



Рисунок 2.2 – Способы снижения влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования

Данная классификация охватывает практически все методы и способы предупреждения выноса мехпримесей из пласта и борьбы с этим осложнением, разработанными научными организациями и испытанными с различной степенью успешности в отечественной практике нефтедобычи.

2.2 Механические методы

К механическим методам относится применение забойных фильтров, устанавливаемых непосредственно в зоне перфорации. Это фильтры в виде перфорированной части обсадной колонны, извлекаемые, устанавливаемые в качестве хвостовика ОК или на пакере ниже части спускаемой колонны.

Распространенным методом защиты насоса от интенсивного выноса механических примесей является их отделение от добываемой жидкости перед входом в электроцентробежный насос защитными фильтрами [5].

К рациональным и доступным относят механические методы. К ним принадлежит оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конфигурации.

Противопесочные фильтры делятся на проволочные, сетчатые, гравийные и гравитационные.

Главными характеристиками фильтра, которые определяют размер выносимых частиц, должны быть, размер и форма фильтрационных отверстий, геометрия элементов фильтрующей оболочки. Размеры проходных отверстий зависят от фракционного состава песка и формы отверстий фильтра.

В настоящее время разработано большое количество конструкций скважинных фильтров, наиболее популярными являются щелевая (перфорационная), каркасно-проволочная и сетчатая конструкции.

Противопесочные фильтры должны удовлетворять следующим критериям:

- необходимая механическая прочность и достаточная устойчивость против коррозии и эрозионного воздействия;
- надежная гидродинамическая связь с пластом и суффозийная устойчивость пород в призабойной зоне;
- возможность механической и химической очистки фильтра без извлечения его из скважины.

Характеристики противопесочных фильтров, их достоинства и недостатки приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Виды противопесочных фильтров

Виды фильтров	Характеристика	Достоинства и недостатки
---------------	----------------	--------------------------

Проволочный фильтр	специальная проволока с особым профилем, намотанная на каркас, такой вариант предпочтительней дырчатых и щелевых фильтров с сеткой, поскольку толщина проволоки намного больше, что обеспечивает конструкции более длительный срок службы. Качественный фильтр должен быть прихвачен сваркой во всех	<p>+: надежная и эффективная конструкция все элементы - труба с отстойником, рабочая поверхность и проволока изготовлены из однородного металла. Комплекс, изготовленный из нержавеющей стали создает все предпосылки для эксплуатации его десятки лет.</p> <p>- : сложность очистки фильтрующих элементов от скапливающихся на его поверхности загрязнений, часто закупориваются мелкими частицами при добыче.</p>
Сетчатый фильтр	дырчатая труба- каркас, обмотанная продольными рядами или по спирали проволокой диаметром 2-5 мм с шагом в 10-25 мм с тем, чтобы сетка не прилегала плотно к каркасу. Сетки для скважинных фильтров классифицируются по своей конфигурации. Они могут	<p>+: простота изготовления, долгий срок службы, т.к. сделаны из высокопрочных материалов, легкость извлечения из ствола для ремонта, локальный разрыв сетки не столь опасен для скважины; сравнительная легкость очистки ячеек от песка.</p> <p>- : дороговизна металлов; высокая сопротивляемость металлов, что отрицательно влияет на дебит. Недостаток металлической сетки</p>
Гравитационный фильтр	Гравитационные фильтры отличаются размерами проходных отверстий. Основаны на принципе гравитации пород, расположенных в зоне проходных отверстий. Породы же в проходных отверстиях, располагаясь под углом, не препятствуют проникновению воды внутри фильтра. Применяются подобные конструкции в песчаных почвах, с размером частиц до 0,25 мм.	<p>+: качественная очистка воды; возможность доставки гравийного материала по межтрубному пространству в фильтровую зону; возможность устройства гравийной прослойки непосредственно в скважине; дополнительная опора для удержания стенок ствола от обрушения.</p> <p>-: сложность подбора одноразмерного гравия; проблема доставки гравия двойной обсыпки в фильтровую зону на глубину более 100 метров.</p>

Гравийный фильтр	Скважина бурится и крепится до кровли продуктивного горизонта, после чего продуктивный пласт вскрывается долотом меньшего диаметра. После этого производится расширение ствола скважины в продуктивном интервале, спуск фильтра с учётом перекрытия продуктивного интервала и закачка гравия (крупнозернистого отсортированного кварцевого песка) в расширенный интервал между пластом и флюидом.	+: малый градиент гидравлического сопротивления по толщине фильтра и низкая интенсивность кольматационных процессов; малое сопротивление каркаса фильтра вследствие возможного увеличения размеров отверстий в 6-10 раз; простота конструкции, равномерные свойства по длине и толщине, равномерный приток по длине фильтра; высокая проницаемость гравия в сравнении с песком продуктивного пласта, отсутствие тупиковых опор; неограниченная поверхность фильтрации и любая форма заполнения гравием каверны. -: дороговизна в сравнении с сетчатыми и проволочными фильтрами
------------------	---	--

Каждая конструкция фильтров имеет определенные оптимальные условия эксплуатации, ряд достоинств и недостатков, но не одна из них не является универсальной. В сложных эксплуатационных условиях, таких как непредвиденный вынос механических частиц неучтенного гранулометрического состава в результате ГТМ или при выполнении других операций, большинство конструкций фильтров будут неспособны задержать эти примеси [4].

Одним из самых существенных недостатков всех конструкций фильтров является засорение фильтра и невозможность его регенерации в процессе эксплуатации.

Далее представим фильтры производства АО «Новомет Пермь».

Фильтр входной щелевой

Щелевой фильтр – входной модуль ФВЩ предназначен для защиты ЭЦН в скважинах, характеризующихся выбросами крупных частиц и пропанта до нескольких г/л. ФВЩ входит в состав УЭЦН и монтируется между гидрозащитой и нижней насосной секцией.

Очистка осуществляется при фильтрации пластовой жидкости сквозь щелевой экран, при этом частицы задерживаются над щелями и в щелях между витками. Формирующиеся из частиц конгломераты под действием сил тяжести

и вибрации отделяются от гладкой поверхности навитого профиля и опускаются на зумпф скважины.

Преимущества:

- Защита УЭЦН от песка и проппанта (Щелевой экран пропускает жидкость и препятствует попаданию песка и проппанта в ЭЦН)
- Увеличение ресурса ЭЦН Благодаря низкой засоряемости щелевого фильтроэлемента, его самоочистки)

Область применения:

- Скважины после ГРП, с залповыми выбросами песка и проппанта
- Скважины, осложненные выносом механических примесей с диаметром частиц >300 мкм

Возможности:

- Помогает защитить погружные насосы с момента начала добычи и на протяжении всего срока службы УЭЦН
- Выпускается в габаритах: 3, 5, 5А

Особенности:

- Спуск и подъем вместе с УЭЦН, без дополнительных операций и установки дополнительных уплотнений
- Сочетание с УЭЦН любых производителей

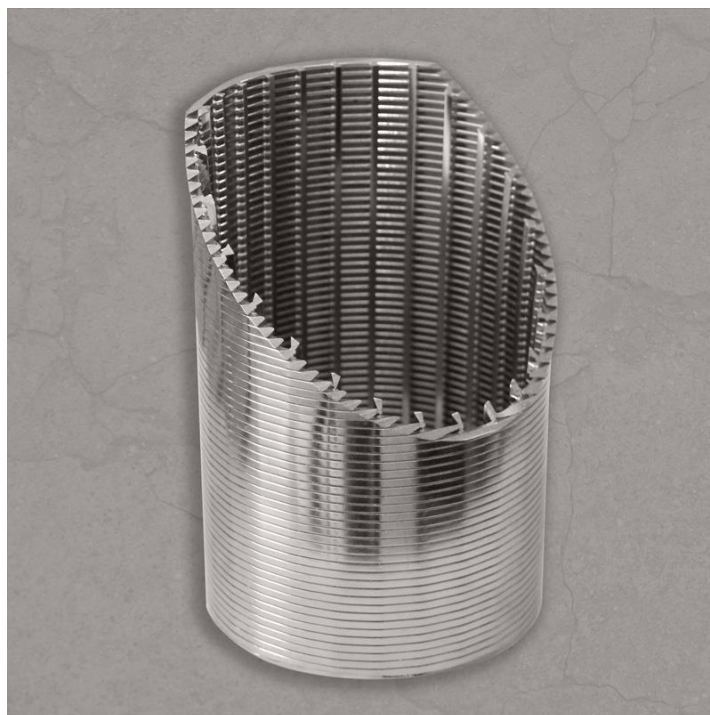


Рисунок 2.3 – Фильтр входной щелевой

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Габарит	Наружный диаметр	Пропускная способность	Тонкость очистки	Содержание мех. примесей	Установочная длина
5	3,62 дюйма	75-440 м ³ /сут	100, 200 мкм	до 3000 мг/л	3.0 - 12.0 м
	92 мм				
5А	4,06 дюйма	80-460 м ³ /сут	100, 200 мкм	до 3000 мг/л	3.0 - 12.0 м
	103 мм				

Фильтр скважинный щелевой

Фильтр скважинный щелевой (ФСЩ) обеспечивает устойчивое функционирование УЭЦН в осложненных выносом песка и пропанта скважинах, в том числе наклонно-направленных и горизонтальных.

ФСЩ состоит из щелевого экрана, узла разобщения, предохранительного клапана и центратора. Устанавливается на основание ПЭД с узлом уплотнения, на кожух ПЭД либо на пакер.

Преимущества:

– Удаление механических примесей в искривленных и горизонтальных скважинах (благодаря высокой прочности фильтрующего элемента, усиленного опорными стержнями)

– Продление работы УЭЦН в случае засорения фильтра (наличие предохранительного клапана позволяет продлить работу УЭЦН и предотвратить перегрев ПЭД)

– Исключение возможности обрыва щелевого экрана (направляющие стержни обеспечивают прочность конструкции и предотвращают обрушение экрана)

Область применения:

– Горизонтальные, сильно наклоненные, гидравлически разрушенные скважины

– Защита ЭЦН от частиц механических примесей 100 мкм и более

Возможности:

– Помогает защитить скважинные насосы с момента запуска добычи на протяжении всего срока службы ЭЦН

– Выпускается в габаритах: 81 мм, 110 мм и 172 мм

Особенности:

– Щелевой фильтр задерживает песок и проппант для предотвращения повреждения насоса и продления срока службы ЭЦН

– Направляющие стержни, обеспечивают достаточную жесткость, при работе в искривленных и горизонтальных скважинах

– Фильтр состоит из нескольких секций, общее количество которых зависит от необходимой пропускной способности

– Наличие предохранительного клапана позволяет продлить работу УЭЦН и предотвратить перегрев ПЭД в случае засорения фильтра



Рисунок 2.4 – Фильтр скважинный щелевой

Щелевой фильтр предназначен для борьбы с механическими примесями 300 микрон и выше, при этом статистика обрывов и полетов такая же, как у труб НКТ. Таким образом щелевой фильтр достигает целевой глубины целым и готовым к работе, даже в искривленных и горизонтальных скважинах.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Габарит	Наружный диаметр	Пропускная способность	Тонкость очистки	Содержание мех. примесей	Установочная длина
3	3,19 дюйма	40-4000 м ³ /сут	100, 150, 200, 300 мкм	до 3000 мг/л	до 6,4 м
	81 мм				
5	4,33 дюйма	40-4000 м ³ /сут	100, 150, 200, 300 мкм	до 3000 мг/л	до 6,4 м
	110 мм				
5А	6,77 дюйма	40-4000 м ³ /сут	100, 150, 200, 300 мкм	до 3000 мг/л	до 6,4 м
	172 мм				

Даже самый эффективный фильтр в конечном итоге засорится. После того, как фильтр больше не сможет обеспечить достаточную подачу для ЭЦН, откроется предохранительный клапан за счёт чего сохраняется непрерывность потока пластовой жидкости и предотвращается перегрев ПЭД. Количество фильтрационных секций подбирается под производительность погружного насоса.

Фильтр скважинный гравитационно-щелевой

Фильтр скважинный гидроциклонный щелевой (ФСГЩ) обеспечивает стабильную работу УЭЦН в скважинах, осложненных большим содержанием твердой фазы в виде пропанта и песка. Устанавливается на основании ПЭД с помощью узла уплотнения.

ФСГЩ содержит щелевой фильтр, на байпасной линии которого вместо предохранительного клапана размещен сепаратор гидроциклонного типа. Геометрические параметры щелевого фильтра и сепаратора выбираются из условия кратного превышения гидравлического сопротивления второго над первым.

Преимущества:

- Предотвращает попадание песка и повреждение ЭЦН (Фильтр и технология разделения очищает жидкость от песка и пропанта, чтобы продлить срок службы ЭЦН)
- Совмещает фильтр и разделительные системы для лучшей защиты (песковые фильтры и гидроциклонную технологию разъединения совмещаются для того, чтобы обеспечить максимальный уровень очистки жидкости от песка)
- Контролирует частицы размером до 100 мкм (улучшенная конструкция предотвращает попадание частиц до 100 микронов и больше, что препятствует повреждению насоса)

Область применения:

- Скважины с гидравлическим разрывом пласта
- Защита ЭЦН от песка и пропанта 100 мкм и более

Возможности:

– Помогает защитить скважинные насосы с момента запуска добычи на протяжении всего срока службы ЭЦН

– Выпускается в габарите 114 мм

Особенности

– Щелевой фильтр блокирует песок и проппант

– Гидроциклонный сепаратор установлен на байпасе щелевого фильтра



Рисунок 2.5 – Фильтр скважинный гидроциклонный щелевой (ФСГЩ)

Гравитационно-щелевой фильтр стабилизирует работу ЭЦН в скважинах с высоким содержанием песка и проппанта. Он устанавливается между насосом и гидрозащитой и служит входного модуля ЭЦН. После засорения щелевого фильтра в работу вступает гидроциклонный сепаратор. В гидроциклонном сепараторе частицы отделяются под действием центробежных сил и оседают в контейнер либо через хвостовик скидываются в зумпф.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Габарит	Наружный диаметр	Пропускная способность	Тонкость очистки	Содержание мех. примесей	Установочная длина
---------	------------------	------------------------	------------------	--------------------------	--------------------

5А	4,49 дюйма	80-700 м ³ /сут	70-100 мкм	до 3000 мг/л	9 м
	114 мм				

Фильтр скважинный дисковый

Фильтр скважинный дисковый (ФСД) – устройство нового типа: задержание механических частиц в нем происходит во всем объеме сетчатых дисков, а не только на поверхности фильтра (как у щелевых фильтров). ФСД состоит из перфорированной трубы и проницаемой цилиндрической насадки, составленной из концентрично установленных на трубе дисков из металлической сетки и обладающей высокой удельной площадью фильтрации.

Преимущества:

- Фильтрует до 8 раз больше песка, чем щелевые фильтры (частицы механических примесей распределяются не только на поверхности и внутри объема фильтра)
- Уменьшает длину фильтра в 3 раза, сохранив площадь поверхности (за счет высокоразвитой наружной поверхности фильтр обладает большей пропускной способностью по сравнению со стандартными щелевыми фильтрами)

Область применения:

- Скважины после ГРП
- Высокодебитные скважины
- Скважины, где применение щелевых фильтров ограничено высокой вероятностью выпадения солей

Возможности:

- Помогает защитить скважинные насосы с момента начала добычи на протяжении всего срока службы ЭЦН
- Возможность многократного использования после очистки
- Тонкость фильтрации 100, 200, 300 и 500 мкм с пропускной способностью до 600 м³/сут

Особенности:

- Перфорированная труба обеспечивает прочную и надежную опору
- Плотно сжатые сетчатые диски образуют фильтрующий элемент, который обеспечивает превосходную фильтрацию, не препятствуя проходу жидкости
- Предохранительный клапан защищает УЭЦН от перегрева
- Низкие гидравлические потери



Рисунок 2.6 – Фильтр скважинный дисковый

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Наружный диаметр	Пропускная способность	Тонкость очистки	Содержание мех. примесей	Установочная длина
4,33 дюйма 110 мм	30-600 м ³ /сут	100, 200, 300 мкм	до 3000 мг/л	1,3-6,9 м

Песок и пропант повреждают ЭЦН, сокращают объемы добычи и становятся причиной дополнительных затрат

63% проблем ЭЦН вызваны твердыми механическими примесями, содержащимися в пластовой жидкости. Связанные с этим производственные проблемы включают снижение эффективности ЭЦН и срока службы, поскольку

песок разрушает компоненты системы, снижает темпы добычи, повышает вероятность отказа оборудования и разрушения рабочих колес и подшипников. Все это приводит к снижению объемов добычи и увеличению затрат.

Щелевые фильтры являются наиболее распространенной технологией борьбы с мехпримесями за счет простоты их конструкции, простотой работы, доступности и низких цен. Проблема состоит в том, что они легко засоряются глиной, кристаллами солей и другими мелкими частицами. Для скважин, где щелевые фильтры склонны к засорению, до сих пор не было предложено долгосрочного решения проблемы.

В скважинном дисковом фильтре используется объемный фильтроэлемент, созданный путем штабелирования и сжатия дисков из металлической сетки вокруг базовой перфорированной трубы.

Металлические сетчатые диски значительно увеличивают площадь поверхности, что позволяет скважинному дисковому фильтру задерживать в шесть-восемь раз больше твердых частиц, чем щелевые экраны, не препятствуя потоку пластовых жидкостей.

Скважинный дисковый фильтр может быть установлен с уплотнительным узлом или чуть ниже кожуха двигателя. Недавний опыт показал, что скважинный дисковый фильтр увеличивает срок службы ЭЦН в два-три раза (а в некоторых случаях даже больше) при одновременном снижении содержания твердых веществ в добываемой жидкости в два раза.

Также, при интенсивном выносе механических примесей применяются сепараторы механических примесей (десендеры) и шламоуловители различных конструкций.

Шламоуловитель модульный (шум)

Шламоуловитель модульный предназначен для защиты насоса от попадания механических примесей, в скважинах после гидроразрыва пласта, в начальный момент эксплуатации УЭЦН. Шламоуловитель работает в составе

погружной установки в качестве дополнительной модуль – секции, устанавливаемой между входным модулем и нижней секцией насоса ЭЦН.

При поступлении пластовой жидкости в шламоуловитель, механические примеси под действием центробежных сил отбрасываются к периферии, и там собираются в аппараты-накопители. Далее, пластовая жидкость поступает в диспергирующие ступени, где происходит измельчение газовых пробок. Подготовленная однородная газожидкостная смесь подается на рабочие ступени для повышения напора, и затем на вход погружного центробежного насоса.

Преимущества:

- Защита УЭЦН от песка и проппанта (центробежная сепарация и сбор механических частиц в специальных карманах-отстойниках)
- Устойчивость к выбросам газа (диспергирующие ступени - измельчают газовые включения, напорные прокачивают ГЖС в основной насос).

Область применения:

- Скважины после проведения гидравлического разрыва пласта
- Защита ЭЦН от попадания песка, проппанта и газа

Возможности:

- Обеспечивает защиту скважинного насоса в начальный период эксплуатации
- Доступен в габаритах: 5, 5А

Особенности:

- Устанавливается в качестве нижней секции насоса.
- Центробежная сепарация и сбор механических частиц в специальных карманах-отстойниках.
- Диспергирующие ступени для измельчения газовых пробок и повышения однородности газожидкостной смеси.
- Напорные ступени для прокачки жидкости в основной насос.



Рисунок 2.7 – Шламоуловитель модульный

Начало добычи в скважине с гидроразрывом пласта может быть осуществлено с использованием ЭЦН. В начале работы трудно спрогнозировать объемы механических примесей и газа.

Шламоуловитель предназначен для предотвращения попадания проппанта и твердых частиц в насос в первые дни и недели добычи в осложненных скважинных условиях. Секция ШУМ устанавливается между входным модулем и нижней секцией насоса ЭЦН.

Блок распределения, измерения и фильтрации

Блок распределения, измерения и фильтрации предназначен для очистки пластовой воды от механических примесей, дозированной закачки в неё ингибитора и её распределения по скважинам с измерением, регулированием и архивированием параметров технологического процесса в базу данных.

Преимущества:

- Упрощение операций ППД (совмещение систем фильтрации и добавления химических реагентов для упрощения работ по закачке воды в пласт)
- Быстрый монтаж (размещение всех элементов в одном блок-боксе обеспечивает легкость в транспортировке, быструю установку и подключение)

– Повышение нефтеотдачи (регулировки и настройки системы на основании анализа данных, защита от аварийных ситуаций)

Область применения:

- Системы ППД
- Гидроструйная эксплуатация нефтяных скважин

Возможности:

– Объединенные системы фильтрации и внесения ингибитора упрощают эксплуатацию нагнетательных скважин

- Подача до 2000 м³/сут



Рисунок 2.8 – Блок распределения, измерения и фильтрации

Особенности:

- Комбинированные системы фильтрации и дозирования химических веществ упрощают эксплуатацию нагнетательных скважин
- Модульная конструкция экономит время доставки и установки

– Эффективные измерения и сбор данных позволяют проводить анализ для дальнейшего увеличения добычи нефти

– Система очистки сочетает в себе целевой фильтроэлемент и полипропиленовый фильтроэлемент тонкой очистки

В блок-боксе размещается следующее оборудование:

– система очистки

– система ввода реагентов

– система измерения и распределения

– автоматизированная система управления технологическими процессами

(АСУ ТП)

Вспомогательные системы: система грузоподъемных механизмов, отопления, освещения, вентиляции и др.

Опционально в конфигурацию можно включить:

– Одно или двухступенчатую фильтрацию

– Ручную или автоматическую регенерацию

– Герметичное исполнение

– Взрывозащитное исполнение

– Дозатор химических реагентов

2.3 Технологические методы

Технологические методы включают в себя такие мероприятия как подбор параметров эксплуатации скважины и ограничение депрессии на пласт. Верно выбранная методика позволит удерживать депрессию ниже критического уровня, при котором происходит разрушение пород, и таким образом, предупреждать вынос механических примесей из пласта [3]. Снижение обводненности - известно, что при обводнении происходит размыв и разрушение глинистых частиц горной породы продуктивных коллекторов нефти и газа, вследствие чего начинается интенсивный вынос пластового песка в

скважины [2].

Внедрение насосов износостойкого исполнения

Эксплуатация скважин в условиях большого содержания выносимых механических примесей отрицательно влияет на работу плунжера и цилиндра. На основании ГОСТ Р 31835-2012 [12] возможно повышение прочности внутренней поверхности цилиндров СШНУ в зависимости от условий эксплуатации (таблица 5).

Производители СШНУ помимо прочих характеристик указывают предельно допустимое значение КВЧ, составляющее как правило 1,25 – 1,3 г/л. При высоких КВЧ применяют штанговые насосы с повышенной абразивной устойчивостью. К примеру, компания ОАО «ПНИТИ» выпускает линейку насосов износостойкого исполнения для различных условий эксплуатации.

Для больших значений взвешенных частиц применяют ШГНУ с улучшенными противоабразивными характеристиками.

Таблица 2.2 – Материалы изготовления цилиндров СШНУ в зависимости от условий эксплуатации

Материал	Условия эксплуатации
Углеродистая сталь с упрочнением внутренней поверхности, серый чугун	Некорродирующая неочищенная нефть без абразивных компонентов
Углеродистая сталь с термохимическим упрочнением внутренней поверхности, низколегированная сталь с термохимическим упрочнением, серый чугун	Некорродирующая обводненная неочищенная нефть с немногими абразивными компонентами
Углеродистая и низколегированная сталь с твердохромированным покрытием внутренней поверхности	Обводненная неочищенная нефть с невысокой коррозией соленой водой и повышенным содержанием абразивных компонентов
Закаленная нержавеющая сталь	Сильно обводненная неочищенная нефть с высокой коррозией соленой водой и немногими абразивными компонентами

Монель-металл	Сильно обводненная неочищенная нефть для тяжелых условий коррозии соленой водой с CO ₂ и H ₂ S, без абразивных компонентов
Монель-металл, сталь с твердохромированным покрытием внутренней поверхности	Сильно обводненная неочищенная нефть для тяжелых условий коррозии соленой водой с CO ₂ и H ₂ S и повышенным содержанием абразивных компонентов

Коррозионно-износостойкие насосы

Данный тип насосов предназначен для агрессивных условий повышенного износа в среде с большим содержанием механических примесей в добываемой нефти. Марка насосов 12X18H10T коррозионно-износостойкого исполнения выполняется из нержавеющей аустенитной стали.

Внутренняя часть канала цилиндра проходит закалку поверхностным упрочнением с твердостью HV 1050-1200 до 100 мкм вглубь металла. Повышение наружной прочности плунжера достигается напылением защитного покрытия твердостью не менее HRA 75 на глубину 0,35 мм. Клапанные пары изготавливаются из кобальтового сплава – стеллита, карбида вольфрама или карбида хрома, а также нержавеющей стали марки 95X18 [13].

СШНУ с эластичным плунжером

Предназначение таких насосов – агрессивная среда с большим содержанием механических примесей. Данный тип насосов отличается использованием в их конструкции нового материала на основе фторопласта. Материал такого плунжера позволяет добиться упругой деформации и высокой износостойкости при низком коэффициенте трения, а также обладает высокой радиационной и химической стойкостью. Применение фторопласта позволило повысить долговечность таких насосов в 2-3 раза, по сравнению с насосами, чей плунжер изготовлен из металла. Также при воздействии на плунжер давления столба жидкости, он прижимается к внутренней поверхности цилиндра, полностью блокируя зазор между парой плунжер-цилиндр.

Достоинства данного плунжера:

- отсутствие зазора между плунжером и цилиндром, как следствие – механические примеси не проникают в зазор, что позволяет уменьшить износ цилиндра;
- плунжер из фторопласта не подвержен коррозии под действием агрессивных сред;
- заклинивание плунжера исключается даже при долгих простоях насоса;
- ход плунжера увеличен при сохранении длины цилиндра;
- низкая стоимость изготовления и ремонтпригодность.

Объемные винтовые насосы

Винтовые насосы предназначаются для откачки жидкостей с высоким содержанием механических примесей. При подборе объемного насоса особого внимания требует подбор геометрии обкладки ротора для обеспечения лучшего прохождения частиц примесей через насос и предотвращения их дробления внутри насоса.

Одним из элементов данного насоса является удлиненный ротор, так называемый «лопастной ротор», предназначенный для разрыхления плотных скоплений твердых частиц, оседающих на приеме насоса. Данная технология широко применяется за рубежом.

Второй элемент винтового насоса – верхняя упорная втулка, обеспечивающая свободное всасывание на входе любых потоков без ограничений, связанных с использованием стопорных пальцев или упорного ниппеля. В отверстие выхода статора вмонтирована верхняя упорная втулка, предназначенная для простоты подгонки ротора. В целом, при данной конструкции нагрузка на головку ротора понижается, продлевая тем самым срок безремонтной эксплуатации насоса [14].

При добыче жидкости с большими КВЧ следует использовать вантовые насосы, оборудованные системой реверсивного потока. Данная конструкция состоит из двух последовательно соединенных друг с другом насосов – добывающего и рециркуляционного. Подобная конструкция обеспечивает

циркуляцию жидкости вокруг насосной системы довольно на продолжительном интервале. Добывающий и рециркуляционный насос соединяются посредством перфорированного патрубка, являющегося центральным входным отверстием для двух насосов, в то время как гибкий вал предназначен для соединения ротора циркуляционного и добывающего насоса. Гибкость вала обеспечивается применением в его конструкции высокопрочных материалов и способен выдержать высокие нагрузки на кручение при совмещенном эксцентрическом движении двух роторов.

Технология встряхивания УЭЦН

Данный способ эксплуатации УЭЦН подразумевает применение СУ на частотно регулируемом приводе (ЧРП) в режиме «встряхивания». Метод позволяет производить периодическое кратковременное изменение ускорения вращения УЭЦН, что позволяет не накапливаться отложениям и пробкам. Метод рассчитан на продление сроков эксплуатации насосов, но не способен решить проблему по очистке от механических твердых частиц. С помощью данного метода также осуществлялся вывод скважин на стационарный режим работы после проведения ремонтных работ. Двигатель при данном режиме периодически отключался по достижении заданного значения давления на приеме ЭЦН и запускался по окончании заданной для конкретной скважины технологической паузы.

Недостатком данного способа является проблема определения временных интервалов, за которые жидкость накапливалась в затрубном пространстве скважины по причине притока из пласта, что не позволяет эффективно выбрать эксплуатационный режим и режим освоения скважины. Помимо данного недостатка частое изменение вращения УЭЦН снижает вероятность долгосрочной работы насоса по причине износа обмоток статора [15].

Метод закрепления проппанта марки Fores RCP

Помимо возможных изменений в конструкции насосного оборудования, применяется метод, основанный на закачке проппанта по технологии RCP.

Использование данной технологии подразумевает создание в ПЗП хорошо проницаемого экрана для пластовой жидкости, который в то же время препятствует выносу твердых частиц несцементированного песка. Для этого в призабойную зону пласта закачивается проппант, фракция которого подбирается в зависимости от данных гранулометрического анализа песка в скважине. Метод позволяет одновременно использовать более двух различных фракций проппанта (рисунок 2.9) [11].



Рисунок 2.9 – Закрепленный проппант марки RCP [11]

Проппант склеивается при достижении давления в 69 атмосфер при нормальной температуре. При нормальном давлении склеивание происходит при температурах от 90°C. При более низких температурах в ПЗП к проппанту добавляют активатор спекания или проводят мероприятия по прогреву ПЗП. В качестве активатора спекания используют особые составы, выделяющие при реакции большое количество тепла на забое скважины. Данные, полученные при проведении мероприятия показали повышенную до 140°C температуру на забое скважины.

2.4 Химические методы

Химические методы– это закачка в пласт скрепляющих растворов, смол и композиций на их составе. Одна из таких технологий основана на использовании смолы Линк (основной разработчик — ЗАО «Геотехно- КИН»). В отличие от других технологий в данном случае в призабойной зоне пласта не формируется

монолитный экран, а создается хорошо проницаемая структура благодаря частичному заполнению порового пространства отверждаемой смолой [6]. Коксование – еще один способ укрепления призабойной зоны, сущность состоит в получении кокса в пласте в качестве вяжущего материала за счет продолжительного окисления нефти в призабойной зоне горячим воздухом [7].

Химические методы предназначены для укрепления призабойной зоны, состоящей из слабосцементированного песка, и основаны на образовании систем из песка и твердого полимера, закачиваемого в ПЗП скважины. Песок скрепляется полимерными составами за счет адгезии его фрагментов между частицами песка на границе раздела.

Современные химические полимеры представлены различными составами на основе уретановых, карбамидформальдегидных, фенолформальдегидных, эпоксидных смол, а также кремниево-органических соединений.

Составы на базе кремнийорганических соединений

Данный вид составов широко применяется при проведении водоизоляционных работ (ВИР), но способны также закреплять песок в нефтяных коллекторах. Особенность кремнийорганических соединений заключается в гидролизе таких соединений с последующим получением гелей кремниевой кислоты. Данные гели устойчивы к температурному воздействию, но существенно снижают проницаемость, ввиду чего их использование сводится к водоизоляционным работам на поровых объемах пласта.

Но проведение опытных промысловых испытаний на Северном море позволило снизить потенциальный вынос песка в 2500 м³/сут при установившемся дебите скважины в 6000 м³/сут на перфорированном забое толщиной 35 м при обводненности в 13%.

Конденсационные смолы

Смолы на базе формальдегида представлены двухкомпонентными составами. При использовании данных смол требуются специальные добавки – отвердители, повышающие сложность проведения работ.

Разновидностью таких смол является карбамидоформальдегидная смола. Крепление ПЗП с помощью данной смолы выполняют по следующей технологии. В скважину намывается крупнозернистый песок, через который прокачивается жидкость состава: одна часть смолы; две части воды и 4-5% объема 10-% ной соляной кислоты. Далее производят продавку водой или нефтью под давлением ниже давления гидроразрыва пласта (ГРП). В результате реакции катализатора – соляной кислоты, вязкость смолы повышается и образуется твердая проницаемая для нефти масса.

Другой распространенной разновидностью конденсационных смол является фенолформальдегид СФЖ-3012. Данная смола в отвержденном виде образует полимер, нерастворимый в воде, кислотах и нефти. Отличительной особенностью данных смол является постепенное увеличение прочности от 3,5 до 50 МПа в течение трех суток. Состав раствора для ОПЗ содержит 50 % СФЖ-3012, 35 % воды и 15 % соляной кислоты в концентрации 10 %.

Из недостатков стоит отметить отверждение данных составов, которое также ухудшает проницаемость в поровом пространстве пласта, подвергнутого данной обработке. Еще одним недостатком конденсационных смол является высокая начальная вязкость, что усложняет процесс обработки призабойной зоны. Опытно-промышленные испытания данных смол показывают низкую эффективность, связанную прежде всего с высокой обводненностью извлекаемой продукции [16].

Составы на основе эпоксидной смолы

Данный тип составов также представлен на рынке полимеров нефтегазовой промышленности в России. Данные полимеры аналогично предыдущим позволяют проводить крепление ПЗП путем закачки двухкомпонентных составов. Но технология также имеет недостатки, по-прежнему связанные с высокой обводненностью добываемой жидкости.

Уретановые предполимеры

Применение данного типа полимеров для крепления песка в ПЗП дает высокие характеристики прочности и проницаемости. В результате ее применения создается внутрипластовый полимерный фильтр высокой прочности до 6 МПа при снижении характеристик проницаемости до 15-20 %.

Образцы уретанового полимера подвергалась изучению на сканирующем электронном микроскопе (СЭМ), что дало возможность определить области скрепления частиц песка уретановым предполимером (рисунок 2.10).

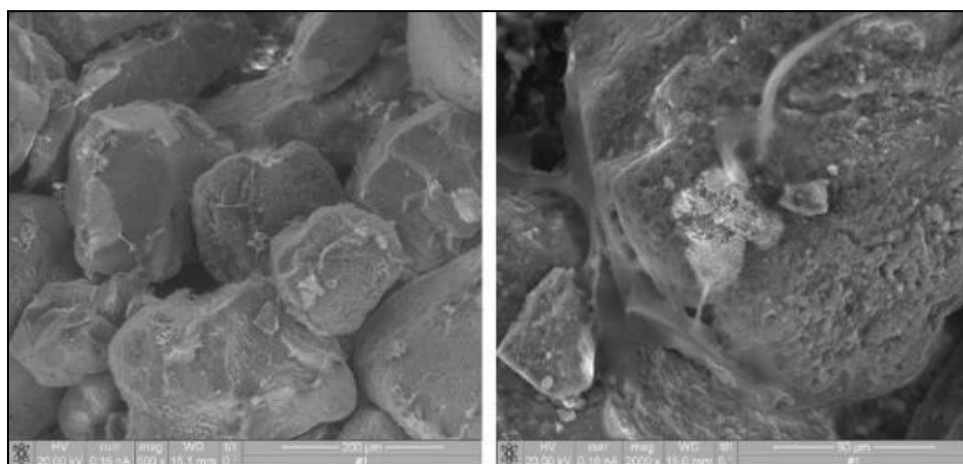


Рисунок 2.10– Фотографии песка, скрепленного уретановым предполимером, полученные электронной микроскопией [17]

На фотографиях, полученных с микроскопа видно наличие большого свободного пространства между частицами песка, что обеспечивает хорошие фильтрационные свойства (рисунок 9).

Важным показателем эффективности крепления песка в ПЗП является способность к сопротивлению разрушению под действием внешних сил. При проверке уретанового предполимера использовали объемное сжатие. При химическом связывании песка составом из предполимера и растворителя, образуется внутрипластовый полимерный фильтр прочностью до 6 МПа и проницаемостью до 80-85% по нефти от начального значения (рисунок 2.11).

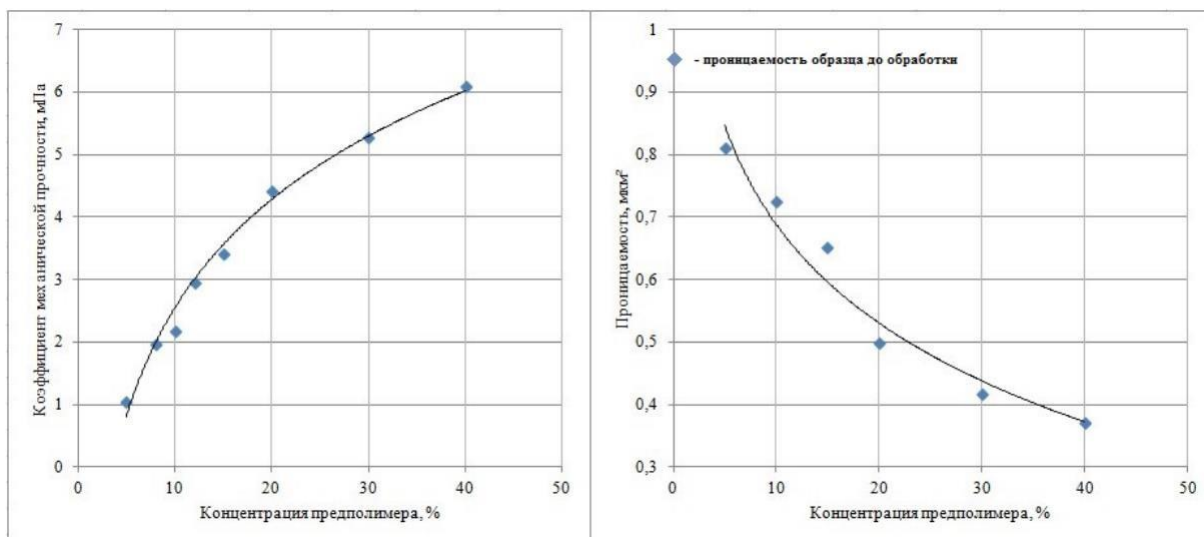


Рисунок 2.11 – Графики зависимости механической прочности и проницаемостисистемы песок-предполимер от концентрации предполимера

На Уренгойском ГКМ проведены испытания более 80 скважин по установке внутрислоевого фильтра по технологии уретанового предполимера.

Существующие химические методы борьбы с механическими примесями позволяют широко применять их для ведения работ на скважинах. Для осуществления представленных методов существует большое число различных химических реагентов. Применимость того или иного реагента определяется геолого-промысловыми условиями для каждой конкретной скважины.

Синтетические полимеры

Классический метод с применением крепления ПЗП синтетическими полимерами основан на закреплении на границе раздела крупнозернистого и среднезернистого песков с полимером, отверждение которого приводит к цементации песка. Данные полимеры широко изучены и успешно применяются в России.

Другой способ подразумевает применение тампонажных составов, создающих при отверждении твердую проницаемую поверхность. В настоящее время в качестве данных составов используются смолы «Линк» и «Геотерм-01». Синтетические смолы имеют высокую прочность, устойчивость к коррозии в условиях пласта, однако недостатком их является закупорка пор и ухудшение

свойств проницаемости, а также сопротивление притоку жидкости из пласта.

Метод проводится в несколько этапов: закачка буферной оторочки, после чего проводят закачку основного состава, гидрофобной жидкости (товарной нефти, солянка и т.д.) в 1,5 – 2 раза превышающей объем основного состава. Затем проводят выдержку для отверждения состава и постепенно вводят скважину в эксплуатацию. Преимущество данной технологии – существенное повышение ННО оборудования, но при этом до двух раз снижается продуктивность пласта.

Данные по применению синтетических полимеров позволяют сделать следующие выводы о воздействии состава на ПЗП скважины:

- Снижение проницаемость не более 15-20 % и минимальное воздействие на фильтрационные свойства скважины;
- Прочностные свойства закрепленного коллектора от 1 до 3 МПа

2.5 Физико-химические методы

Методы физико-химического воздействия на механические примеси основаны на закачке песка или песчано-цементной смеси (ЦПС) в пласт под давлением равным давлению ГРП. Также к данной группе относят метод крепления пород за счет коксования нефти в ПЗП, обработку ПЗП химическим реагентом с последующей термообработкой. Основной сферой применения физико-химических методов является добыча высоковязкой и тяжелой нефти.

Примером использования данной технологии является НГДУ «Хадыженнефть», осуществлявшее закачку крупнозернистого песка или ЦПС в пространство ПЗП при давлении ГРП. На каждую скважину, подвергшуюся данной обработке, было задействовано около 8-10 тонн крупнозернистого песка (размер частиц 1,2 – 2 мм).

Жидкостью, используемой в качестве носителя песка, была выбрана нефть вязкостью 80 – 120 мПа·с. Мероприятия по закачке ЦПС и песка позволили снизить количество отложений песчаных пробок в три - четыре раза. Помимо

данного эффекта было достигнуто увеличение МРП эксплуатации скважин с 30 - 40 дней до трех – четырех месяцев. Крепление ПЗП скважин с использованием ЦПС и воды проводилось с соотношением цемента и песка в количестве один к двум.

Компанией ПАО «Варьеганнефтегаз» была опробована технология гравийной набивки, заключающаяся в закачку песка в заколонное пространство. Песок в данном случае служит в качестве искусственной стенки призабойной зоны и выполняет роль заколонного фильтра, схожего по однородности с породой около забойной зоны. Данная технология была проведена на двух скважинах и несмотря на высокие затраты, одна из скважин, подвергшаяся данной обработке обеспечила показатель наработки в 1000 суток

на пластах Покурской свиты. В итоге было принято решение применить данную технологию на других скважинах этой группы.

К данной группе методов также относится внедренная на скважинах Покурской свиты технология «ЛИНК», основным элементом которой является полимер, к которому добавляется закрепитель, а также газообразователь, вспенивающий закачанную в ПЗП смесь и образующий поровую прослойку. Данная прослойка связывает песок и обладает структурой пемзы, что обеспечивает хорошие показатели фильтрации.

Данная операция состоит из следующих этапов:

- Закачка буферной оторочки в количестве 6 – 8 м³;
- закачка рабочего состава 0,7 – 0,8 м на 1 метр эффективной толщины;
- закачка гидрофобной жидкости – нефти, солярки, масел по объему, превышающему в 1,5 – 2 раза объем закачанного рабочего состава;
- технологическая пауза для выдержки, реагирования и отверждения компонентов;
- ввод скважины в эксплуатацию.

Оценка примененной технологии дала положительные результаты – с каждого доллара, вложенного в данную технологию, было получено 19 долларов прибыли. Технология также оказалась в 2,5 раза более эффективной, чем

применение скважинных десендеров.

2.6 Профилактические методы

Предотвращение проблемы выноса мехпримесей по многим критериям оказывается гораздо более эффективным направлением работы, чем борьба с последствиями [6].

Для профилактики и борьбы с отказами погружного оборудования по механическим примесям осуществляется несколько групп мероприятий:

1. Ограничение КВЧ в технических жидкостях при бурении и освоении. Подготовка жидкостей глушения (промывок) путем использования фильтров очистки жидкости, либо очищения методом отстоя, периодическая промывка автоцистерн, осуществляющих доставку жидкости, необходимо определять и контролировать определенный показатель КВЧ в жидкостях глушения и в промывочных жидкостях [2, 5].

2. Подготовка скважины при ремонте – это очистка призабойной зоны и ствола скважины, в том числе с помощью колтубинговой установки (гибкими трубами).

3. Подготовка насосно-компрессорных труб в условиях трубной базы, проведение внутренней мехочистки, мойка труб и комплектация резьбы защитными колпачками [6].

4. Промывка зумпфа скважины.

Важным условием увеличения МРП механизированного фонда скважин месторождения является поддержание зумпфа в удовлетворительном состоянии [5]. Скважины месторождений, находящиеся на поздней стадии разработки, требуют периодического тщательного обследования состояния зумпфа и интервала перфорации.

5. Контроль за КВЧ в процессе эксплуатации. Необходимо проводить контроль за КВЧ в процессе эксплуатации, контроль вывода на режим и эксплуатации установок.

б. Использование станций управления с частотными преобразователями. Все выходы скважин на режим после ГРП необходимо производить с помощью частотных преобразователей. Непосредственная же борьба с механическими примесями и высоким уровнем КВЧ требует индивидуального подхода и осуществляется посредством разработки комплексной технологии по оборудованию скважин фильтрами, укреплению ПЗП, проведению капитального ремонта совместно с ограничением водопритоков, вывод скважины на оптимальный режим с учетом влияния всех действующих факторов.

Но все же наиболее эффективным является применение комплексной технологии по оборудованию скважин фильтрами, укреплению ПЗП, проведению 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 [2].

Общая результативность борьбы с вредным влиянием механических примесей увеличивается именно при комплексном использовании существующих методов. Конечно, главным критерием, определяющим целесообразность применения того или иного метода, является его экономическая эффективность.

3 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Данный раздел посвящен опыту применения современных методов борьбы с повышенным содержанием механических примесей.

В современных условиях нефтедобычи большой востребованностью на месторождениях Западной Сибири пользуются УЭЦН. Для предотвращения негативного воздействия механических примесей на работу насоса и его компонентов разработаны современные технологии по защите данного типа насосов.

3.1 Контейнер скважинный со шнеком (АО «Новомет-Пермь»)

Помимо значительного вреда механических примесей необходимо учитывать негативное влияние солеотложений на скважинное оборудование. Применяемые гравитационные сепараторы, а также погружные скважинные контейнеры, закрепляемые под ПЭД УЭЦН, не позволяют одновременно бороться с двумя пагубными факторами. С этой целью было создано устройство, позволяющее проводить обработку дозированием ингибитора солеотложений с одновременной очисткой добываемой нефти от механических примесей.

Контейнер КСШ, разработанный компанией АО «Новомет-Пермь», является устройством, предназначенным для одновременного дозирования ингибитора солеотложений и сепарации пластовой жидкости от механических примесей. Устройство оснащено вращающимся шнеком, позволяющим сепарировать пластовую жидкость от механических примесей на основе ранее упомянутого действия центробежной силы вращения. Механические примеси оседают и накапливаются на дне контейнера, вытесняя своим объемом расположенный в нем ингибитор (рисунок 3.1) [20].

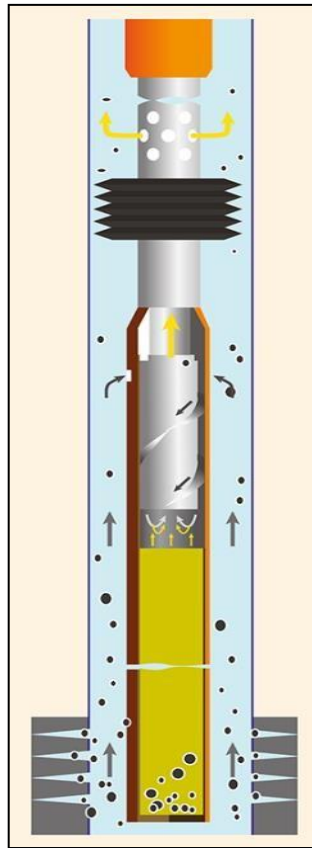


Рисунок 3.1 – Устройство и принцип работы скважинного контейнера со шнеком

Данный контейнер позволяет дозировать ингибитор солеотложений в течение года эксплуатации при коэффициенте сепарации шнека 20%. Контейнер также может иметь две конструкции шнека: для частиц фракции менее 150 мкм и для частиц размером от 150 до 300 мкм.

В таблице 7 собраны данные с пластов скважин Западной Сибири, исходя из которых следует вывод о сравнительно небольшом количестве взвешенных твердых примесей мелкой фракции (до 50 мкм).

Таблица 3.1 – Анализ выноса механических примесей из пластов Западной Сибири

Пласт	КВЧ, мг/л	Размер частиц, мкм
БВ	60	25
Юрские	50	20
ВК	30	50
АВ	80	50

На рисунке 3.2 представлена динамика выноса механических примесей для 15 скважин Западной Сибири, исходя из которой наблюдается в среднем небольшое количество вынесенных частиц на большей части скважин.

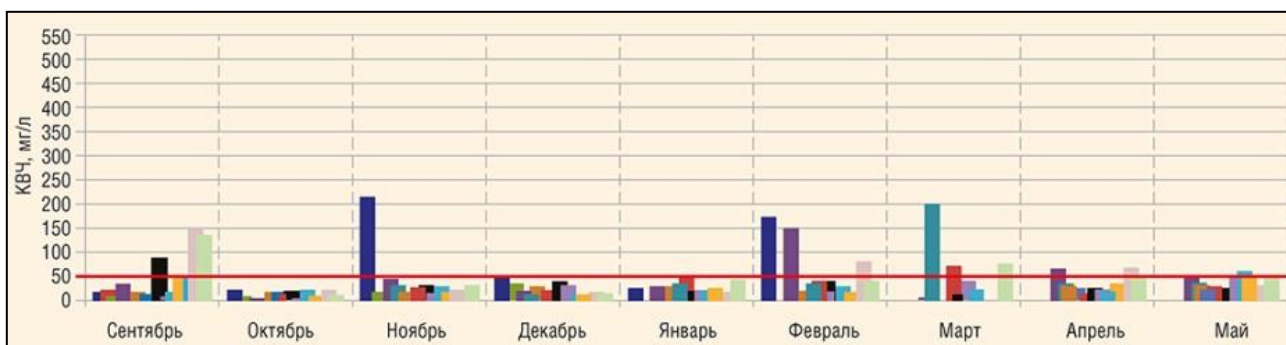


Рисунок 3.2 – Динамика выноса механических примесей на 15 скважинах Западной Сибири в 2018 – 2021 гг. [21]

По данным графика и таблицы следует сделать вывод о постоянном выносе мелкодисперсных твердых частиц в течение года на основной части исследуемого фонда скважин. Для большинства скважин, отличающихся невысокими KVЧ за период исследования в течение одного года, данная информация говорит о необходимости установки контейнера КСШ и возможности успешного его применения в дальнейшем.

Основное достоинство данной разработки заключается в одновременной сепарации пластовой жидкости от механических примесей и подаче ингибитора в скважину. Другим достоинством является отсутствие проблемы выбора между гравитационным сепаратором и погружными скважинными контейнерами в тех случаях, где эксплуатация оправдана труднодоступностью скважины и невысокими KVЧ мелкодисперсных частиц. Помимо двойного назначения, преимущество такого контейнера заключается в относительной дешевизне по сравнению с контейнерами с капсулированным реагентом [21].

3.2 Гидроциклонный сепаратор (АО «Новомет-Пермь»)

Наиболее распространенным и экономически целесообразным методом по защите УЭЦН от твердых частиц является

сепарация добываемой нефти от перед попаданием в насос с помощью фильтрующих устройств гравитационного, либо центробежного типа.

Основная доля выпускаемых гравитационных сепараторов работает по принципу течения жидкости сверху вниз с поворотом на 180 градусов. Одновременно с этим скорость потока уменьшается, из-за чего более крупные частицы первыми осаждаются под действием силы тяжести. Для повышения эффективности осаждения частиц в условиях большой подачи, такие сепараторы оснащаются боковыми неподвижными спиральными лопастями, которые создают вращательное движение потока жидкости. Поток за счет центробежной силы создает прижимное усилие на взвешенные частицы, вследствие чего те оседают на внешних стенках корпуса. Данные сепараторы получили название десендеров, либо гидроциклонных, инерционных сепараторов (рисунок 3.3).

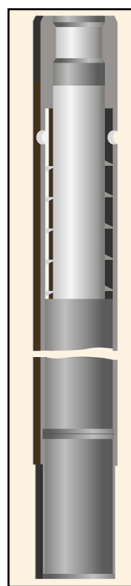


Рисунок 3.3 – Гидроциклонный сепаратор

Технология по внедрению сепараторов весьма надежна по сравнению с классическими фильтрами, но главная их проблема заключается в недостаточной тонкости очистки мелкодисперсных частиц. Тогда как фильтр обеспечивает тонкость очистки в 100 мкм, степень очистки гравитационных десендеров не превышает 250 мкм. Данная проблема была решена при

создании компанией АО «Новомет-Пермь» сепаратора с улучшенными техническими характеристиками [20].

При создании новой конструкции была применена технология компьютерного моделирования, имитирующая потоки жидкости и твердых частиц в сепараторе. Траектория движения частиц, полученная в ходе моделирования, показала, что при повороте потока на 180° более тяжелые частицы смещаются к внешней части шнека, замедляют скорость и оседают в накопительном контейнере. При этом остальная часть более легких твердых примесей продолжает свое движение внутрь корпуса сепаратора и поступают на прием насоса (рисунок 3.4).

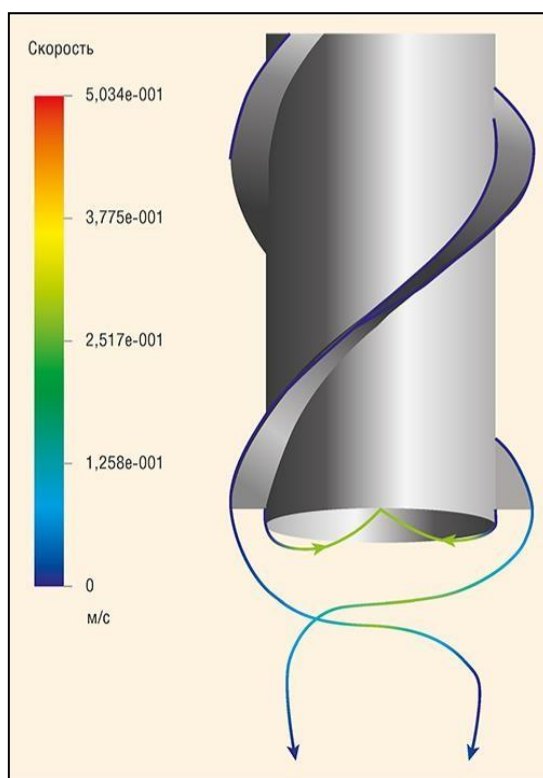


Рисунок 3.4 – Моделирование потока течения жидкости с механическими примесями в гидроциклонном сепараторе

Для тестирования данной разработки в лабораторных условиях был также создан испытательный стенд следующей схемы (рисунок 3.5).

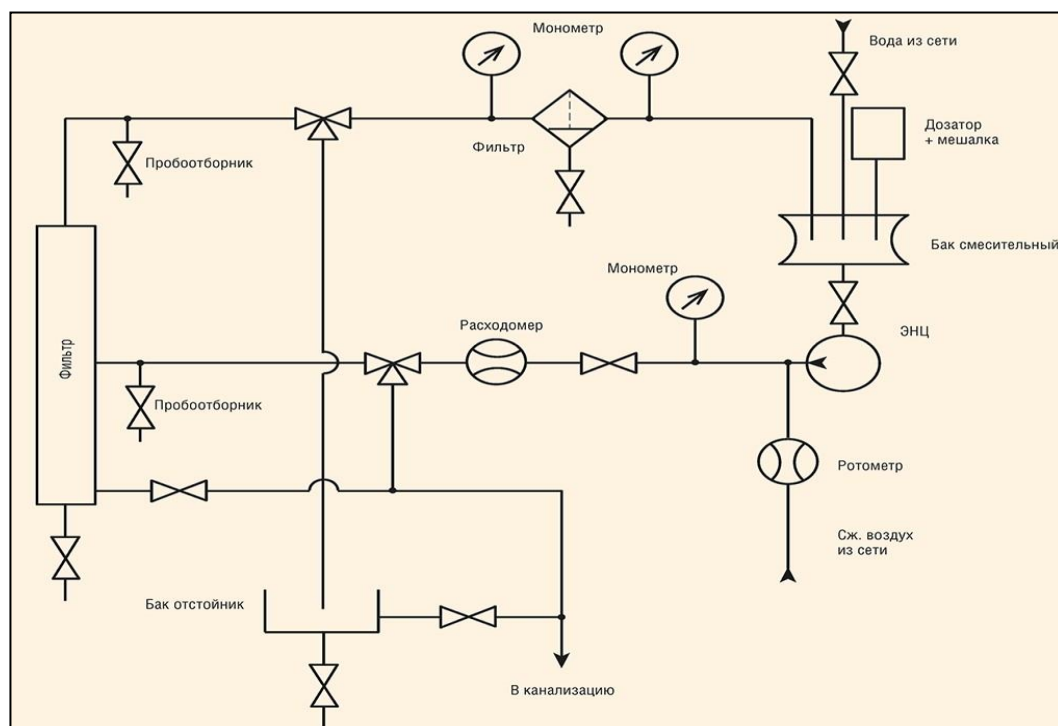


Рисунок 3.5 – Схема испытательного стенда для тестирования гидроциклонного сепаратора

Установка для лабораторных испытаний предназначена для моделирования работы гидроциклонного сепаратора с целью получения данных о коэффициенте сепарации – массовой доле осевших частиц.

При испытании данного устройства были получены данные о возрастающем коэффициенте сепарации пропорционально увеличению диаметра частиц:

- Частицы диаметра 300 мкм – коэффициент сепарации равен 90%;
- Частицы диаметра 200 мкм – коэффициент сепарации составил 85%.

В ходе опытных испытаний сепараторов были получены данные для расчета оптимальной конструкции устройств третьего и пятого габаритов, которые поступили в производство [21].

Эффективность гидроциклонного сепаратора достаточно высока (коэффициент сепарации составляет от 80 до 90 %), но все же не достигает показателей коэффициента сепарации до 100%, как при использовании

щелевых фильтров и гравитационных сепараторов. С данной целью компания АО «Новомет-Пермь» выпустила сепараторы гравитационно-

щелевого и каскадного типов.

3.3 Скважинные фильтры ФСГЩ и ФСК для УЭЦН

Для достижения максимального коэффициента сепарации разработаны фильтры с сепарационной шнековой установкой гравитационно-щелевого и каскадного типов. Устройства работают благодаря параллельному или последовательному соединению щелевого фильтра и сепаратора (рисунок 3.6).

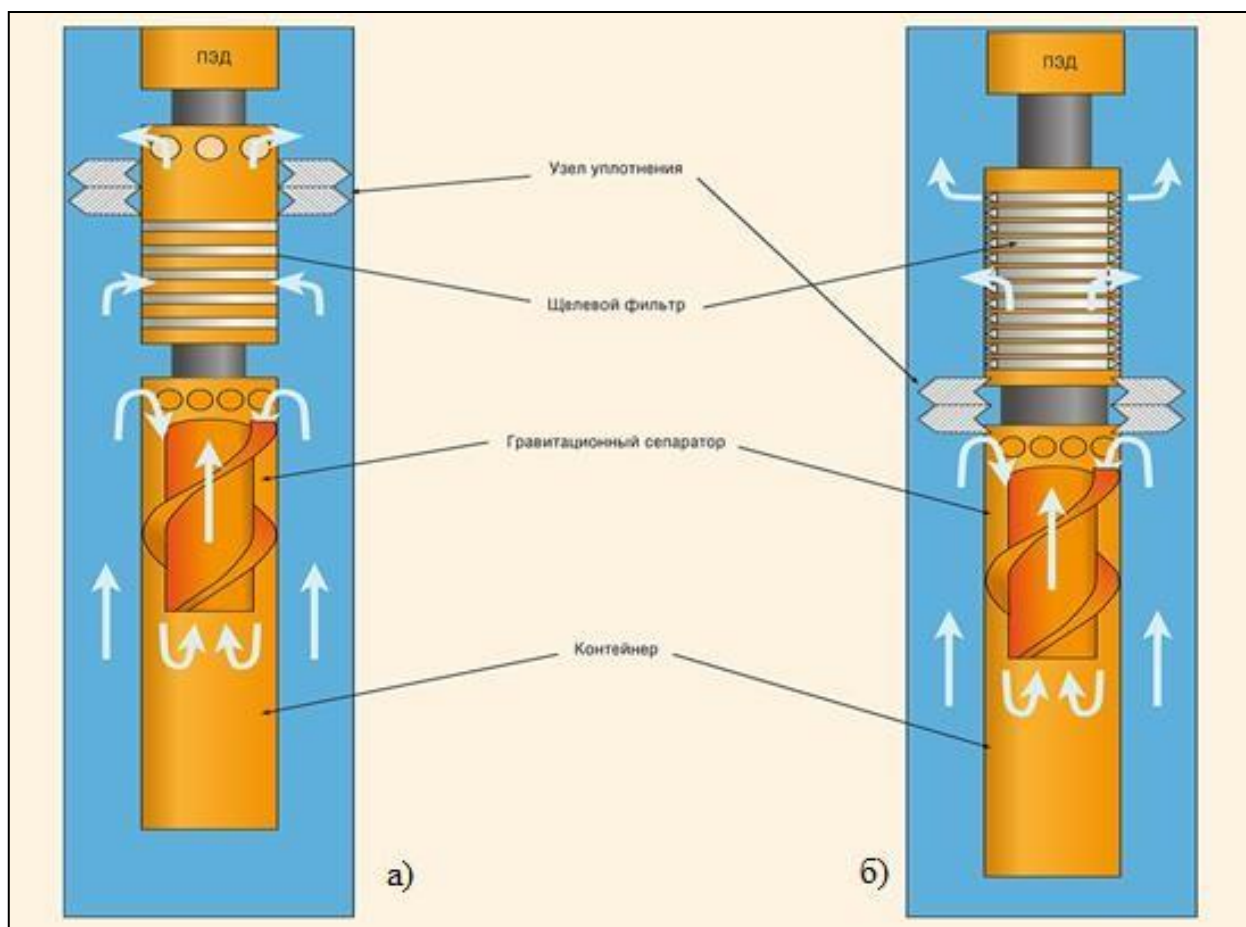


Рисунок 3.6 – Способы соединения фильтра и гравитационного сепаратора [21]

Фильтр скважинный гравитационно-щелевой (ФСГЩ)

В фильтре ФСГЩ соединение фильтра с гидроциклонным сепаратором производится параллельно, в данном случае уплотнительный узел устанавливается выше щелевого фильтра (рисунок 3.7). После пуска УЭЦН поток флюида проходит в основном через щелевой фильтр, обладающий более низким гидравлическим сопротивлением, чем гидроциклонный сепаратор. При

показателях подачи 100 м³/сут гидравлические потери сепаратора пятого габарита составляют 0,5 метра. В то же время щелевой фильтр длиной 5 метров с щелевым зазором в 100 мкм потери составляют 0,03 м. Длина секций и их количество подбираются исходя из обеспечения заданной подачи и необходимой тонкости очистки [20].

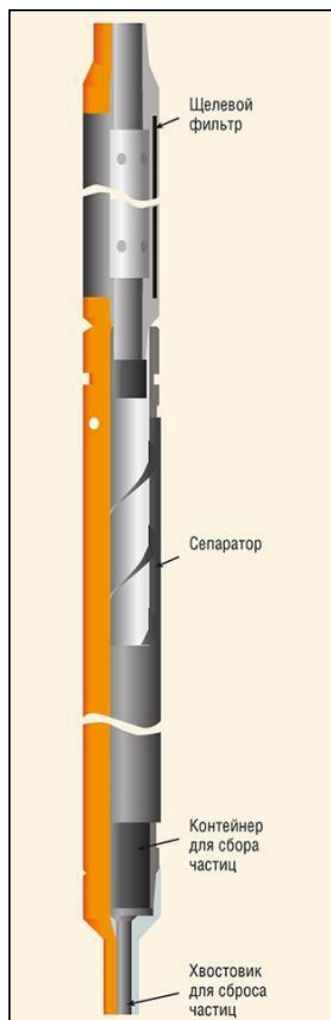


Рисунок 3.7 – Компоновка ФСГЩ производства АО «Новомет-Пермь» [21]

Гравитационный сепаратор вступает в работу при засорении фильтра и увеличении гидравлического сопротивления. Таким образом, установка продолжает функционировать, причем фильтрация пластовой продукции продолжается за счет центробежного осаждения частиц в сепараторе. Такая конструкция способна значительно продлить МРП установок центробежных насосов, по сравнению с обычными щелевыми и сетчатыми фильтрами.

Установка прошла ОПИ в компании АО «Газпромнефть-

Ноябрьскнефтегаз», при этом лабораторные исследования проб скважин выявили отсутствие частиц крупнее 100 мкм. Нарботка на отказ данной установки составила 514 суток вместо 17 суток при использовании обычного щелевого фильтра. Успешные результаты испытаний позволили продолжить внедрение ФСГЩ на другие скважины компании [21].

Фильтр скважинный каскадный (ФСК)

Фильтр каскадного типа обладает компоновкой с последовательным соединением щелевого фильтра и гидроциклонного сепаратора (рисунок 24, рисунок 3.8). Уплотнительный узел в данном случае устанавливается между сепаратором и фильтром [20].

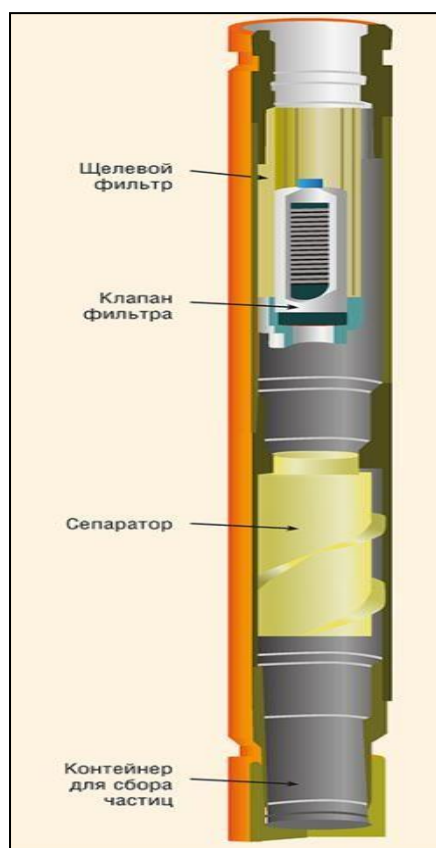


Рисунок 3.8– Компоновка ФСК производства АО «Новомет-Пермь» [21]

Поток жидкости после запуска УЭЦН поступает сперва через сепаратор, а затем через щелевой фильтр, выполняющий функцию второй ступени очистки скважинной жидкости. Данная конструкция позволяет снизить преждевременное засорение щелевого фильтра, поскольку первой ступенью ФСК является сепаратор, отсеивающий большую часть крупных и тяжелых твердых частиц.

ФСК также оснащается предохранительным клапаном для предотвращения перегрева ПЭД. В случае, если происходит засорение щелевого фильтра, в работе остается первая ступень сепарации [21].

Каскадные фильтры имеют два типа конструкции нижней части: первый тип содержит контейнер для накопления отсепарированных твердых частиц; второй же имеет хвостовик для сброса механических примесей в зумпф скважины. Габаритные параметры хвостовиков подобраны таким образом, чтобы при любом режиме течения через них не происходил отбор жидкости, то есть в первую очередь забор скважинной продукции осуществляет гравитационный сепаратор. Таким образом гидравлическое сопротивление хвостовика существенно выше такового у сепаратора.

3.4 Фильтр скважинный дисковый ФСД

По опыту эксплуатации, данный фильтр показал гораздо лучшую фильтрующую способность частиц примесей - в шесть – восемь раз большую, по сравнению с сетчатыми фильтрами. Это достигается за счет увеличенной площади фильтрации при поперечном расположении колец, не препятствуя течению жидкости. Фильтр также пригоден для повторного использования после его очистки.

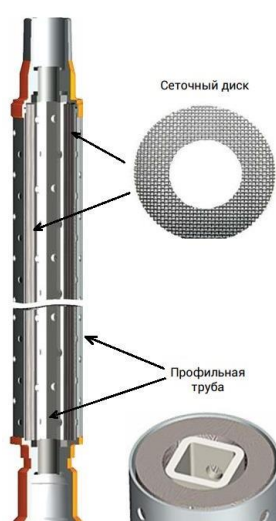


Рисунок 3.9 – Компоновка дискового скважинного фильтра производства АО «Новомет-Пермь»

Из опытно-промысловых испытаний на двух скважинах компании ПАО

«Татнефть», на первой скважине наблюдается снижение показателей КВЧ примерно в 2 раза, а наработка увеличилась до 7 раз по сравнению с ранее используемыми сетчатыми фильтрами (таблица 3.2). По второй скважине удалось снизить КВЧ на 160 мг/л и продлить время наработки на 102 дня [20, 27].

Таблица 3.2 – Испытания скважинных дисковых фильтров производства АО «Новомет-Пермь» на скважинах компании ПАО «Татнефть» в 2015 году.

До внедрения ФСД				После внедрения ФСД		
№ скважины	КВЧ, мг/л	Наработка, сут	Причина отказа	КВЧ, мг/л	Состояние	Наработка, сут
1	219	109	ГТМ	112	В работе	694
2	400	267	Клин	241	Остановлена	369

Скважинные дисковые фильтры также применяются на нефтедобывающих скважинах Казанского НГКМ компании АО «Газпром добыча Томск». На момент 2022 года по установленным фильтрам проводится сбор данных статистики.

3.5 Выводы и рекомендации к выбору методов борьбы с повышенным содержанием механических примесей

В ходе проведенного анализа технологий по защите скважинного оборудования от негативного влияния механических примесей были выявлены сильные и слабые стороны современных технических решений.

Применение фильтров старого типа, таких как щелевые, сетчатые, гравийные некогда являлось наиболее успешным решением в качестве мероприятий по защите погружного оборудования. Современная нефтегазовая промышленность постоянно требует новых разработок от производителей механических средств очистки.

Таким образом, эксплуатация данного типа фильтров в качестве самостоятельных решений является менее эффективной, по сравнению с устройствами, сочетающими в себе двойное назначение. Такими устройствами на данный момент являются гравитационно-щелевые фильтры, осуществляющие одновременную сепарацию твердых частиц и фильтрацию пластовой жидкости.

Свою эффективность показали щелевые фильтры с сепараторами гравитационного типа, наработка на отказ данной установки составила 514 суток вместо 17 суток при использовании обычного щелевого фильтра.

Также разработаны и успешно применяются гидроциклонные сепараторы новой конструкции. При испытании устройства были получены данные о коэффициенте сепарации в 90% при размерах частиц 300 мкм; Частицы диаметра 200 мкм – коэффициент сепарации составил 85% при размерах частиц 200 мкм.

Опытно-промышленные испытания на двух скважинах компании ПАО «Татнефть», показали эффективность ФСД АО «Новомет-Пермь» на первой скважине наблюдается снижение показателей КВЧ примерно в 2 раза, а наработка увеличилась до 7 раз по сравнению с ранее используемыми сетчатыми фильтрами (таблица 3.2). По второй скважине удалось снизить КВЧ на 160 мг/л и продлить время наработки на 102 дня.

Комплексный анализ промышленного оборудования для борьбы с повышенным содержанием механических примесей позволяет существенно продлить МРП насосного оборудования скважин, а также предотвратить и существенно снизить вынос частиц мехпримесей, приводящий к значительным осложнениям и затратам на ремонт.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Матросов Игорь Игоревич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов определяется по средней рыночной стоимости. Оклады в соответствии с окладами сотрудников предприятия.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Районный коэффициент - 1,3; Накладные расходы – 16%.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общий налоговый режим Отчисления во внебюджетные фонды (30,2 %)</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Обоснование перспективности проведения работ по борьбе с механическими примесями на месторождениях Западной Сибири.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Разработка графика выполнения работ Расчет бюджета проведения мероприятия</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

График выполнения работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Алиевич	Д.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Матросов Игорь Игоревич		

Тема работы: Методы борьбы с повышенным содержанием механических примесей на нефтяных месторождениях Западной Сибири

Объектом исследования в настоящей работе является методы борьбы с механическими примесями на нефтяных месторождениях в условиях западной Сибири. В работе проводится анализ применяемых методов и технологий борьбы с механическими примесями.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения
2. SWOT–анализ
- 3 Планирование выполнения работ
- 4 Бюджет проведения работ по проектированию
- 5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.


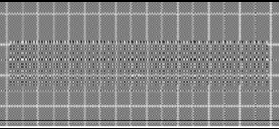
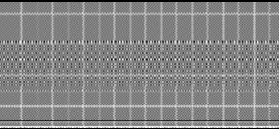




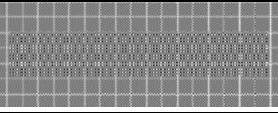

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование – это разделение потребителей на однородные группы, для каждой из которых может понадобиться определенный товар (услуга).

В зависимости от категории потребителей необходимо использовать соответствующие критерии сегментирования

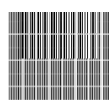
При рассмотрении вопросов применения методов и технологий борьбы с механическими примесями на месторождениях Западной Сибири были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные. Сегментирование сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка

Профиль	Вид услуги		
	Проектирование	Мониторинг	Оптимизация
Экономический			
Охрана труда			
Охрана окружающей среды			



Химические методы



Технологические методы



Механические методы

Таким образом, наиболее благоприятным сегментом и направлением для исследования был выбран проект реализации механических методов и технологий борьбы с механическими примесями на месторождениях Западной Сибири.

Детальный анализ конкурирующих решений, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Важно реалистично оценивать сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты. Для этого составляем таблицу 4.1.

Таблица 4.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности	0,15	4	3	2	0,6	0,45	0,3
2. Удобство в эксплуатации	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3. Энергоэкономичность	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
4. Надежность	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
5. Безопасность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Простота эксплуатации	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	1	2	2	0,05	0,1	0,1

3. Цена	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Финансирование научной разработки	0,08	3	5	4	0,24	0,4	0,32
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
7. Наличие сертификации разработки	0,05	1	3	3	0,05	0,15	0,15
Итого	1				3,83	3,59	3,28

Бф - химические методы, Б_{к1} – технологические методы, Б_{к2} – механические методы

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_1 \quad (4.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Из оценочной карты видим, что наиболее конкурентоспособным является проект реализации механических методов и технологий борьбы с механическими примесями на месторождениях Западной Сибири.

4.1.1 Технология QuaD

Технология QuaD (QUalityADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

В соответствии с технологией QuaD каждый показатель оценивается

экспертным путем по стобалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1. Оценка по технологии QuaD представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Оценка по технологии QuaD

Критерий	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относ. значение	Средневзвешенное значение
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,1	95	100	0,95	0,095
2. Надежность	0,2	100	100	1	0,2
3. Функциональность	0,05	70	100	0,7	0,035
4. Простота обслуживания	0,05	90	100	0,9	0,045
5. Безопасность	0,2	100	100	1	0,2
6. Уровень шума	0,07	100	100	1	0,07
7. Ремонтопригодность	0,08	100	100	1	0,08
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
8. Конкурентоспособность	0,1	95	100	0,95	0,095
9. Перспективность	0,05	80	100	0,8	0,04
10 Цена	0,1	41	100	0,4	0,04
ИТОГО	1				0,9

Оценка качества и перспективности исследуемого варианта по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_1 \quad (4.2)$$

где P_{cp} - средневзвешенное значение показателя качества и перспективности,

B_i - вес показателя (в долях единицы),

B_1 - средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя P_{cp} получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже то

перспективность крайне низкая.

В нашем случае $P_{ср} = 0,9 \cdot 100\% = 90\%$, что указывает на перспективность разработки.

4.2 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта проведен SWOT-анализ. Он проводится в несколько этапов.

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

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4– Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны технологии (С)	Слабые стороны технологии (Сл)
1. Применение механических методов борьбы с мехпримесями экономически оправдано; 2. Увеличение срока эксплуатации внутрискважинного оборудования; 3. Снижение КВЧ в 2-3 раза	1. Сложность очистки фильтрующих элементов; 2. Высокая вероятность засоров; 3. Периодичность замены
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Уменьшение затрат на борьбу с мехпримесями; 2. Увеличение объёма добычи нефти;	1. Ухудшение товарных качеств нефти. 2. Развивающаяся конкуренция методов борьбы с мехпримесями.

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. Её использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора.

Факторы помечаются либо знаком «+» (означает сильное соответствие

сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивные матрицы проекта представлены в таблицах 4.5, 4.6, 4.7, 4.8

Таблица 4.5– Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	V1	-	+	+
	V2	-	+	-

При анализе интерактивной таблицы 4.3 определены сильные коррелирующие стороны и возможности: V1C2C3; V2C2.

Таблица 4.6– Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Возможности проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
	V1	-	-	+
	V2	-	-	0

При анализе интерактивной таблицы 4.4 обнаружены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: V1Сл3.

Таблица 4.7– Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	-	-
	У2	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 4.5 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У2С1С2.

Таблица 4.8– Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Угрозы проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
	У1	-	+	0
	У2	+	+	+

При анализе интерактивной таблицы 4.13 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл2; У2Сл1Сл2Сл3.

Заявленная технология имеет большой потенциал, высокую актуальность и эффективность. Из недостатков стоит выделить высокую вероятность засоров при использовании механических методов борьбы с мехпримесями.

4.3 Планирование выполнения работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в проектировании;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика выполнения проекта.

В рабочей группе предусматриваются два исполнителя: преподаватель и студент (Исполнитель). Составлен перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования и произведено распределение исполнителей по видам работ. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№	Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
1	2	3	4
1	Постановка задачи	Изучение первичной информации об объекте, формулировка требований к техническому проекту, составление задания и плана на работу	Руководитель
2	Обзор литературы	Изучение первичной информации об объекте, составление задания и плана на работу	Исполнитель
3	Анализ данных о мехпримесях	Основные сведения о механических примесях и их влияние на погружное оборудование	Исполнитель
4	Проверка этапа работы	Согласование и ознакомление руководителя с исследованием	Руководитель
5	Анализ методов борьбы с мехпримесями	Современные методы борьбы с повышенным содержанием механических примесей	Исполнитель
6	Проверка этапа работы	Согласование и ознакомление руководителя с исследованием, корректировка работы	Руководитель, Исполнитель
7	Выбор методов борьбы с мехпримесями	Анализ применения современных методов борьбы с повышенным содержанием механических примесей в условиях Западной Сибири	Исполнитель
8	Обработка результатов	Обоснование принятых решений, корректировка замечаний и исправлений, указанных руководителем	Исполнитель
9	Оформление записки	Окончательная проверка руководителем, устранение недочетов	Руководитель, Исполнитель
10	Сдача ВКР	Подготовка к защите и защита ВКР	Исполнитель

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож}$ i используется следующая формула:

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5} \quad (4.3)$$

где $t_{ож i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{min} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

t_{max} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

Ожидаемая трудоёмкость и время выполнения работ приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Календарная продолжительность работ

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел.-дни	t_{max} чел.-дни	$t_{ожi}$, чел.-дни			
Изучение первичной информации об объекте, формулировка требований к техническому проекту, составление задания и плана на работу	1	1	1	Руководитель	1	1
Изучение первичной информации об объекте, составление задания и плана на работу	6	9	8	Исполнитель	8	10
Общие сведения о Процессе образования механических примесей	2	5	4	Исполнитель	4	5
Причины возникновения мехпримесей	7	15	11	Исполнитель	11	12
Влияние мехпримесей на работу нефтепромыслового оборудования	7	11	9	Исполнитель	9	10

Согласование и ознакомление руководителя с исследованием	1	1	1	Руководитель	1	1
Воздействие мехпримесей на работу УЭЦН	6	10	8	Исполнитель	8	8
Анализ существующих методов борьбы с повышенным содержанием мехпримесей	8	10	9	Исполнитель	9	9
Механические, технологические и химические методы	6	10	8	Исполнитель	8	8
Согласование и ознакомление руководителя с исследованием, корректировка работы	2	2	2	Руководитель	2	2
Анализ применения современных способов борьбы с повышенным содержанием мехпримесей в условиях Западной Сибири	9	13	10	Исполнитель	10	12
Обоснование принятых решений, корректировка замечаний и исправлений, указанных руководителем	4	6	5	Исполнитель	5	6
Окончательная проверка руководителем, устранение недочетов	2	2	2	Руководитель	2	2
	14	18	16	Исполнитель	16	16
Подготовка к защите и защита ВКР	2	3	3	Руководитель	3	3
	1	1	1	Исполнитель	1	1
Итого					104	112

На основе таблицы 4.10 строится план-график проведения работ (рисунок 4.1). График строится для ожидаемого по длительности исполнения работ в

рамках технического проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени подготовки ВКР.

По данным таблицы 4.5 и по линейному графику (рисунок 4.1) продолжительность работ для исполнителей проекта составляет:

- для руководителя проекта 7 раб. дн.;
- для исполнителя 107 раб. дн.

№	Исполнители	T _p Дн.	Продолжительность выполнения работ													
			фев			март			апрель			май			июнь	
			3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
1	Руководитель	1	■													
2	Исполнитель	8	■													
3	Исполнитель	4		■												
4	Исполнитель	11		■	■											
5	Исполнитель	9			■	■										
6	Руководитель	1				■										
7	Исполнитель	8				■	■									
8	Исполнитель	9					■	■								
9	Исполнитель	11						■	■							
10	Исполнитель	8							■	■						
11	Руководитель	1									■					
	Исполнитель	10								■	■					
12	Руководитель	1										■				
	Исполнитель	5										■	■			
13	Исполнитель	6											■	■		
14	Руководитель	2												■		■
	Исполнитель	16											■	■	■	■
15	Исполнитель	2														■
	Руководитель	1														■

Рисунок 4.1 – План-график продолжительности работы

4.4 Бюджет проведения работ

В смету проекта включаются затраты на финансирование деятельности исполнителей: материальные затраты, затраты на специальное оборудование, заработная плата всех работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данному проекту, отчисления во внебюджетные фонды, а также накладные расходы.

4.4.1 Материальные затраты

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх.}i} \quad (4.4)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данного проекта, занесены в таблицу 4.9.

Таблица 4.10 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на комплект, (Зм),руб.
Перчатки резиновые	Шт.	10	34,4	344
Очки	Шт.	2	1056	2112
Пробирка мерная	Шт.	20	21,7	434
Шкаф сушильный	Шт.	1	31,687	31687
Суммарная стоимость	34577			
Итого, с транспортными расходами	39764			

4.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование

Данная статья включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, установок и др.), которое необходимо для проведения работ по данной тематике. Определение стоимости специального оборудования производится по действующим прейскурантам. Расчет стоимости затрат приведен в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Стоимость оборудования для проведения эксперимента

Наименование	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
Труба пластиковая	1	0,5	0,5
Весы лабораторные	1	1,5	1,5
Устройство измельчения	1	2	2
Устройство отделения	1	2,5	2,5
Измеритель температуры	1	5,3	5,3
Компрессор	1	6,5	6,5

Общие единовременные затраты на приобретение различного рода специального оборудования составили 18,3 тыс. руб.

4.4.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации определяем в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. От 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента приведен в таблице 4.10. Расчет амортизационных отчислений проводится по формуле линейной амортизации:

$$Am = \text{Сперв.} / \text{СПИ},$$

где Сперв. – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

СПИ – срок полезного использования, месяцев

Таблица 4.12 Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента

Наименование	Стоимость, тыс. руб.	Амортизационная группа	Срок службы, месяцев	Срок использования, месяцев	Сумма отчислений, руб.
Труба пластиковая	0,5	4	84	5	100
Весы лабораторные	1,5	3	60	4	375
Устройство измельчения	2	5	86	4	500
Устройство отделения	2,5	3	60	5	500
Измеритель температуры	5,3	4	84	5	106
Компрессор	6,5	4	84	4	1625
Итоговая сумма амортизационных отчислений					3206

В соответствии со сроками проведения лабораторного исследования, а именно необходимо 5 месяцев на проведение эксперимента, амортизационные отчисления будут составлять 3206 рублей.

4.4.4 Расчет затрат на оплату труда

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп} \quad (4.5)$$

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

$З_{доп}$ – дополнительная заработная.

Основная заработная плата руководителя рассчитывается по формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p \quad (4.6)$$

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

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot M}{F_{д}} \quad (4.7)$$

где $З_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Для исполнителя среднедневная заработная плата с учетом районного коэффициента k_p :

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot M \cdot k_p}{F_{д}} = \frac{16140 \cdot 10,4 \cdot 1,3}{243} = 898 \text{руб}$$

Основную заработную плату за работу над проектом рассчитаем по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot \text{Пр} \quad (4.8)$$

где Пр – продолжительность работы над проектом данного исполнителя в днях.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	Оклад, руб	Районный коэффициент	Месячный оклад работника, руб	Средне-дневная заработная плата, руб	Продолжительность, дн	Основная ЗП, руб
Руководитель	32800	1,3	42640	1825	7	12775
Исполнитель	16140	1,3	20982	898	107	96086

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}} \quad (4.9)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Расчет дополнительной и полной заработной платы приведен в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Расчет полной заработной платы

Исполнитель	Коэффициент дополнительной заработной платы	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб	Полная заработная плата, руб
Преподаватель	0,15	12775	1916,25	14691,25
Исполнитель	0,12	96086	11530,32	107616,32
ИТОГО				122307,57

4.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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, травматизм.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot Z_{\text{полн}} \quad (4.10)$$

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

$Z_{\text{полн}}$ – полная заработная плата работников.

$$Z_{\text{внеб}} = 0,302 \cdot 122307,57 = 36936,88 \text{ руб.}$$

4.4.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые расходы, размножение материалов и т.д. Их величина составляет 16% от общей суммы затрат.

Результаты расчетов по затратам на полную заработную плату, отчисления во внебюджетные фонды, накладные расходы и структура затрат приведена в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Расчет сметы проектирования

Наименование статьи	$\Sigma И_{\text{смет}}$, руб	Структура затрат, %
1. Материальные затраты НТИ	39,764	0,02
2. Амортизационные отчисления	3,206	0,0001
3. Затраты на полную заработную плату исполнителей проекта	122307,57	64,5
4. Отчисления во внебюджетные фонды	36936,88	19,5
5. Накладные расходы	30332,28	16
ИТОГО	189619,7	100

Общая сумма затрат проекта по принятому варианту исполнения научного исследования составляет 189576,73. Наибольшую часть суммы (64,5%) данного проекта составляет заработная плата исполнителям.

Расчет стоимости проведения мероприятий по борьбе в механическими

примесями при эксплуатации механизированного фонда скважин на месторождениях Западной Сибири и эффект от них представлен в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Расчет стоимости внедрения проекта реализации механических методов и технологий борьбы с механическими примесями на месторождениях Западной Сибири.

Показатель, ед. изм.	Значение
Ремонтов за скользящий год	1
Средняя продолжительность ремонта, час	48
Стоимость ремонта скважинного оборудования бригадой ПРС, руб./час	2500
Средняя стоимость ремонта насоса от влияния мехпримесей руб./ед.	225 000,40
Затраты на приобретение скважинных фильтров, руб.	447500
Затраты на монтаж скважинных фильтров, руб.	50000
Затраты на обслуживание, руб./мес	33000
Затраты на обслуживание, руб./год	396000
ВСЕГО затрат на приобретение и обслуживание скважинных фильтров	843500
Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	240000
Простой скважины во время ремонта, суток/год	3
Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./сутки	50474,8
Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	1059972,44
Общие затраты на ремонт насосов руб/год	450000,8
ВСЕГО ПОТЕРЬ	1 800 448,04
ИТОГО	2 643948,04

4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ

Определение ресурсоэффективности проекта можно оценить с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (4.11)$$

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

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

n – число параметров сравнения.

Оценку характеристик проекта проведем на основе критериев, соответствующих следующим требованиям:

1. Экономичность: оптимизация затрат на стадии проектирования приводит к их уменьшению на доли процентов, в абсолютном же измерении речь идет об экономии значительных средств.

2. Гибкость: возможность частых перестроек технологии производства и развития предприятия.

3. Безопасность: обеспечение безопасности работ, как для основного персонала, так и для вспомогательного.

4. Обеспечение надлежащего качества проведения работ.

5. Надежность: проведение работ в пределах допустимых показателей качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

6. Простота и удобство в эксплуатации: возможность использования персоналом более доступных, автоматизированных и адаптивных технологий.

7. Энергоэффективность: использование меньшего количества энергии для достижения результата.

Весовые коэффициенты характеристик проекта приведены в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки	K1	K2
Экономичность	0,15	4	3	4
Гибкость	0,1	4	4	4
Безопасность	0,15	5	4	4
Обеспечение надлежащего качества	0,18	5	5	4
Надежность	0,2	5	4	4
Простота и удобство эксплуатации	0,07	5	5	4
Энергоэффективность	0,15	4	4	5
Интегральный показатель		4,6	4,1	4,15

Интегральный показатель ресурсоэффективности проекта:

$$I_{pi} = 4 \cdot 0,5 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,18 + 5 \cdot 0,5 + 5 \cdot 0,07 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 = 4,6$$

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет достаточно высокое значение (по 5-ти балльной шкале), что говорит об эффективности использования технического проекта.

Выводы

По результатам расчета применение механических методов и технологий борьбы с механическими примесями на месторождениях Западной Сибири является наиболее целесообразным и экономически выгодным решением, по сравнению с другими методами.

Несмотря на то, что прирост прибыли за год после проведения данных работ, практически не отличается, индекс доходности механических методов и технологий борьбы с механическими примесями значительно выше, т.к. затраты на его реализацию значительно меньше.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б7Г2		Матросов Игорь Игоревич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	<p><i>Объект исследования лабораторные исследования механических примесей.</i></p> <p><i>Область применения работа с химическими реагентами при выполнении анализа.</i></p> <p><i>Рабочая зона: лаборатория</i></p> <p><i>Размеры помещения 14м2</i></p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: рабочие места, вентиляционная система (для работы с летучими веществами), аппараты (для проведения анализов и испытаний), шкафы (для хранения лабораторной посуды).</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 20.02.2022) – ТК РФ – Статья 209. Основные понятия 2. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. 3. СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение.
2. Производственная безопасность при разработке при эксплуатации:	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вредные вещества; - микроклимат; - шум на рабочем месте; - вибрации; - производственное освещение. <p>Психофизические факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - умственное перенапряжение; - монотонность труда; - нервозность; <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - электробезопасность (удар током, короткое замыкание, статическое эл-во); - движущиеся машины, механизмы. <p>Средства индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защитная маска; - перчатки;

	<p>- защитные костюмы.</p> <p>Средства коллективной защиты:</p> <p>- лабораторные вытяжки;</p> <p>- огнеупорные прокладки.</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p><i>Селитебная зона:</i></p> <p>- класс I. СЗЗ=1000м</p> <p><i>Анализ воздействия объекта на атмосферу:</i></p> <p>- выбросы;</p> <p>- выхлопные газы;</p> <p><i>Анализ воздействия объекта на гидросферу:</i></p> <p>- сбросы;</p> <p>- утечка материалов</p> <p>- продукты жизнедеятельности персонала;</p> <p><i>Анализ воздействия объекта на литосферу:</i></p> <p>- отходы (образцы химических соединений, оборудование, расходники, люминесцентные лампы, макулатура).</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Природного характера <p>- паводковые наводнения;</p> <p>- лесные и торфяные пожары;</p> <p>- ураганы;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Техногенного характера <p>- прекращение подачи электроэнергии;</p> <p>- пожар на объекте;</p> <p>- нарушение герметичности аппаратов</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожары и взрывы</p> <p>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Матросов Игорь Игоревич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров. [42]

Содержание механических примесей на нефтяных месторождениях определяется лабораторными исследованиями. При исследовании анализируемых образцов нефти и нефтепродуктов помещение должно быть оборудовано рабочими местами для проведения химических экспериментов, вентиляционной системой, для работы с летучими веществами, рядом аппаратов для проведения опытов и дальнейшего анализа результатов, шкафы для хранения лабораторной посуды. Целью данного исследования является химическая лаборатория.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно ТК РФ, N 197 –ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.
- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

5.2 Производственная безопасность

Во время выполнения технологических операций работник может быть подвержен опасным и вредным факторам, способным нанести существенный вред его здоровью. Во избежание последствий воздействия данных факторов на здоровье работника, его рабочая зона должна быть устроена максимально безопасно.

Под идентификацией потенциально вредных и (или) опасных производственных факторов понимаются сопоставление и установление совпадения имеющихся на рабочих местах факторов производственной среды и

трудового процесса с факторами производственной среды и трудового процесса, предусмотренными классификатором вредных и (или) опасных производственных факторов, утвержденным федеральным органом исполнительной власти.

Работник подвержен вредному воздействию, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [43], находясь на территории производственного объекта.

Таблица 5 - Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Воздействие вредных веществ на организм человека	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества Классификация и общие требования безопасности (от 01.01.1977 в действ.ред) ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны от 01.01.1989 в действ.ред.
Факторы, связанные с отклонением показателей микроклимата на рабочем месте	Постановление 40 Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670-20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда" ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны от 01.01.1989 в действ.ред. ГОСТ 30494-2011 Параметры микроклимата в помещениях от 01.03.2013 в действ.ред.
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда ШУМ Общие требования безопасности (от 11.01.2015) СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с изменением № 1) ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Средства и методы защиты от шума Классификация (от 01.07.1981 в действ.ред)
Повышенный уровень общей и локальной вибрации	ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения (от 01.01.1981) ГОСТ 31192.1-2004 (ИСО 5349-1:2001) Вибрация Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека (Действ.редакция 2008-07-01)
Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

<p>Нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса психофизические факторы</p>	<p>Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда (01.11.2005 в действ.ред.) МР 2.2.9.2311-07 Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности (от 18.03.2008 в действ.ред)</p>
<p>Факторы, связанные с электрическим током (удар током, короткое замыкание, статическое эл-во)</p>	<p>ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно-допустимые уровни напряжений прикосновения и токов ГОСТ Р 58698-2019 (МЭК 61140:2016) Защита от поражения электрическим током Общие положения для электроустановок и электрооборудования (от 01.06.2020г.) ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ Актуализированная редакция 06.04.2015 ГОСТ Р 52736- 2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания от 01.07.2008 в действ.ред. ГОСТ 12.1.018-93 ССБТ Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования (от 01.01.1991 в действ.редакции) ГОСТ 31613-2012 15 марта 2019 г. Электростатическая искробезопасность. Общие технические требования и методы испытаний</p>
<p>Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования</p>	<p>ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда Оборудование производственное. Ограждения защитные (01.071982 в действ.ред) ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности (01.01.1992 в действ.ред)</p>

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Вредные вещества

В лаборатории проводятся работы со смазочно- охлаждающими жидкостями, которые обладают небольшим показателем летучести, но при проведении работ над образцами с целью изучения их физико-химических свойств используются высоколетучие вещества, такие как ацетон, этиловый

спирт и др. Предельно допустимая концентрация ацетона в воздухе — 0,2 мг/л. Предельно допустимая концентрация (ПДК) паров этилового спирта в воздухе рабочей зоны: максимальная разовая — 0,2 мг/л, среднесменная — 0,1 мг/л по гигиеническим нормативам. Согласно ГОСТ 12.1.007-76 ацетон и этиловый спирт относятся к 4 классу опасности (малоопасные).

Коллективные средства защиты (СКЗ) – это средства, используемые для предупреждения или уменьшения воздействия факторов, оказывающих вредное влияние на работников: создание специальных ограждений вблизи опасных зон, вывеска предупредительных знаков, допуск к опасным объектам только определенным группам лиц, соблюдение правил техники безопасности согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ НГП), вытяжки. Средства индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы, респираторы, специальные прорезиненные фартуки

Микроклимат

Согласно Конституции РФ, каждый имеет право на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены [45]. Санитарные правила устанавливают гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих мест производственных помещений с учетом интенсивности энергозатрат работающих, времени выполнения работы, периодов года и содержат требования к методам измерения и контроля микроклиматических условий.

Работу в лаборатории причисляем в категории I б (относятся работы интенсивностью энергозатрат 121-150 ккал/ч, (140-174 Вт) производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением). Для категории работ Iб допустимые значения показателей микроклимата в теплое и холодное время года приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, С ⁰		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/сек	
		Фактич. значение	Допустм. значение	Фактич. значение	Допустм. значение	Фактич. значение	Допустим. значение
1	2	3	4	5	6	7	8
Теплый	I б	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0	15-75	0,1	0,3
Холодный	I б	19,0-20,9	23,1-24,0			0,1	0,2

Необходимо предпринимать всевозможные меры для поддержания оптимальных условий работы, такие как: рациональное размещение и слежение за нормальным функционированием отопительных и вентиляционных систем, устройства кондиционирования.

Шум на рабочем месте и вибрации

Источниками являются электродвигатели, насосы и разнообразные машины и механизмы. Допустимые значения уровня шума и вибраций нормируются. Предельное значение уровня шума на рабочих местах, установленное ГОСТ 12.01.003–2014 [2], составляет 80 дБ.

Таблица 5.2 – Значение предельно допустимого звукового давления

Вид трудовой деятельности, рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в составных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, ДБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Химическая лаборатория	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

При длительной работе в данном помещении может возникать дискомфорт.

В целях борьбы с вредным влиянием данных факторов, работников обеспечивают средствами индивидуальной защиты, которые включают в себя перчатки, обувь, стельки, изготовленные из виброизолирующего материала, а также наушники, подавляющие воздействие шума.

К коллективным средствам защиты можно отнести применение специальных виброизолирующих покрытий, установку вибрирующего оборудования на фундамент, препятствующий распространению вибраций.

Для уменьшения воздействия шума рекомендуется воспользоваться СИЗ (наушники, беруши).

Производственное освещение

Важным условием для выполнения работы является качественное освещение. Отсутствие достаточной освещенности снижает остроту восприятия и увеличивает риск несчастных случаев.

Согласно СНиП 23-05-95* производственное освещение подразделяют на естественное и искусственное. Помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь, как правило, естественное освещение.

Таблица 5.3 – Нормы освещенности рабочей зоны

Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности	Горизонтальная
Высота плоскости над полом, м	0,8
Естественное освещение, КЕО, %	
При верхнем или комбинированном освещении	3,5
При боковом освещении	1,2
Совмещенное освещение. КЕО, %	
При верхнем или комбинированном освещении	2,1
При боковом освещении	0,7
Освещенность при комбинированном освещении	
Всего, лк	500
От общего, лк	300
Освещенность при общем освещении, лк	400

Недостаточная освещенность оказывает влияние на работу зрительного аппарата, на психику человека. Также слабое освещение может вызывать усталость центральной нервной системы. Для того, чтобы избежать вредного влияния данного фактора существуют определенные требования к организации освещения рабочих зон. Рабочие места, объекты, подходы к ним, проходы в темное время суток должны быть освещены. В производственных помещениях должно быть предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Распределение яркости на рабочей поверхности должно быть равномерным, без

пульсаций. Установки освещения должны быть достаточно долговечными и безопасными (40Люкс).

психофизические факторы (умственное перенапряжение, монотонность труда, нервозность)

Умственное перенапряжение, в том числе вызванное информационной нагрузкой, может привести к снижению производительности труда, ослаблению внимания, скорости мышления.

Монотонная работа может привести к переоценке продолжительности рабочего времени (рабочая смена кажется значительно длиннее), рабочий с нетерпением ждет окончания смены. Монотонность негативно влияет на эффективность: ухудшаются экономические показатели, повышаются травматизм и аварийность, увеличивается текучесть кадров.

Нервозность возникает при воздействии эмоционально-отрицательных и экстремальных факторов, связанных с выполняемой профессиональной деятельностью.

Меры профилактики стрессовых состояний предусматривают внедрение рациональных режимов труда и отдыха, комплекса оздоровительно-профилактических мероприятий для предупреждения воздействия стресс-факторов на организм работающих. Важным является устранение источника напряжения (МР 2.2.9.2311-07 Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности).

В утреннюю смену рекомендуется предусматривать включение в режим рабочего дня 2-х регламентированных перерывов и микропауз для активного отдыха. В первый перерыв (5-7 мин) целесообразно повышение двигательной активности за счет выполнения физических упражнений, направленных на нормализацию функций высшей нервной деятельности. Вторым перерывом рекомендуется использовать для психологической разгрузки и аутотренинга. Для обеспечения оптимальной работоспособности при работе в вечернюю смену должны более широко использоваться комплексы физических упражнений. При работе в ночную смену продолжительность регламентированного перерыва в

глубокие часы ночи рекомендуется увеличить до 45 мин. Работающим во время перерыва показано выполнение комплекса физических упражнений для релаксации, а также короткий отдых или сон в специально оборудованном помещении.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Электробезопасность

Химическая лаборатория обеспечивается трехфазным переменным током (напряжением 220 В) и постоянным током и является зоной, повышенной электрорисков из-за наличия агрессивной среды, влияющей на изоляцию.

В целях безопасности используются коллективные и индивидуальные средства защиты. Под коллективными средствами защиты подразумевается изоляция проводов, защитное заземление, зануление, защитное отключение, предупреждающие плакаты и указатели напряжения.

Для предотвращения аварийных ситуаций требуется проведение первичного инструктажа и соблюдения правил техники безопасности. Перед проведением работ с использованием электрооборудования (нагревательные приборы, перемешивающие устройства, весы, насосы, компрессоры, роторные испарители, сушильные шкафы, холодильные установки и оргтехника) следует внимательно проверить целостность изоляции, а также используемых розеток. При проведении работ не перекручивать и не располагать возле нагревательных приборов провода электропитания. При появлении признаков неисправности электроприборов или проводов электропитания необходимо обесточить электроприбор или полностью рабочую зону, воспользоваться предупреждающими знаками и вызвать электрика.

Действие электрического тока на организм носит разносторонний характер. Проходя через организм, электрический ток производит термическое, электролитическое и биологическое действие.

Меры защиты от поражения электрическим током:

– Недоступность токоведущих частей, находящихся под напряжением, для случайного прикосновения может быть обеспечена рядом способов, в том числе изоляцией токоведущих частей, размещением их на недоступной высоте, ограждением (сплошным или сетчатым и др.).

– Опасность поражения током при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других нетокведущих частях электрооборудования устраняется с помощью защитного заземления, зануления, защитного отключения, двойной изоляции, а также применением малых напряжений.

– Контроль за состоянием изоляции электроустановок осуществляется путем периодического измерения сопротивления изоляции и испытания повышенным напряжением.

– Для защиты от поражения электрическим током необходимо применять специальные защитные средства (диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, и т.д.).

Методы защиты от статического электричества следующие:

- замена горючих средств менее горючими;
- изменение способности горючих веществ к электризации (антистатические присадки);
- вынос объектов, опасных по генерированию статического электричества, за пределы производственных помещений, в которых могут образоваться пожаро- и взрывоопасные смеси паров и газов;
- проведение регулярных влажных уборок;
- использование увлажняющих устройств.

– При коротком замыкании в электрических сетях с образованием электрической дуги возможно возникновение возгораний горючих веществ, приводящее к пожарам и взрывам, травмированию обслуживающего персонала и посторонних лиц, оказавшихся в зоне влияния дуги. Прохождение тока может вызывать у человека раздражение и повреждение различных органов. Первая помощь при ударе током заключается в прекращении действия электрического тока на организм пострадавшего, проведение закрытого массажа сердца и

искусственного дыхания, если от удара током у пострадавшего остановилось сердце, обработка и наложение повязки на обожженные места.

– При проведении инструктажей по электробезопасности виды и периодичность этих мероприятий аналогичны обычным инструктажам по охране труда:

- вводный (проводится при приёме на работу);
- первичный (перед началом выполнения служебных обязанностей);
- повторный (проводится каждый год)
- периодичность проведения инструктажа по электробезопасности – не менее одного раза в 12 месяцев.

– Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

– При проведении работ используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем, необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм к числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая 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 [16] 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 неплановую проверку

пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ воздействия на селитебную зону

Санитарно-защитная зона - обязательный элемент любого объекта, который является источником воздействия на среду обитания и здоровье человека.

Согласно СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» п.3 Добыча руд и нерудных ископаемых Промышленные объекты по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 т/сутки. относят к I классу опасности, размер СЗЗ устанавливается не менее 1000м.

Опасные производственные объекты должны располагаться на достаточном расстоянии от жилых зон для обеспечения безопасности населения и невозможности проникновения на объект.

Для этого применяют следующие меры:

1. Территория огораживается по периметру.
2. Устанавливается видеонаблюдение и периметральная охранная сигнализация.
3. Устанавливаются специальные информационные и запрещающие знаки.

5.3.2 Анализ воздействия объекта на атмосферу

Источники выбросов загрязняющих веществ делятся на «организованные» и «неорганизованные». Источниками постоянных «организованных» выбросов загрязняющих веществ на рассматриваемых промплощадках являются при низкотемпературной сепарации газа:

Таблица 5.4 – Перечень источников выбросов в атмосферу

Наименование производства и источников выброса	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Наименование вещества	Периодичность,	Годовая величина залповых выбросов, тонн
ТМПГ №1: сепаратор С-1/1.	без.обезвр., без утилиз.	Углеводороды предельные C ₁ -C ₅	постоянно	15,732

Специальные мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ не разрабатываются. В связи с тем, что объекты нефтяной промышленности являются предприятиями с непрерывным режимом работы, для них предусматриваются мероприятия общего характера, согласно РД 52.04.52-85.

5.3.3 Анализ воздействия объекта на гидросферу

Для предотвращения попадания в водную среду загрязняющих веществ (химреагенты, ГСМ и др.) с промплощадок проведено их обвалование с устройством гидроизоляционной подушки. Организованный отвод дождевых и талых вод с территории промплощадки производится по специальным водоотводным канавам, по которым вода собирается в специальные отстойники. По мере накопления вода подается на очистные сооружения.

Важнейшим мероприятием по защите поверхностных вод на территории месторождения является очистка хозяйственных и промышленных сточных вод до установленных требований.

5.3.4 Анализ воздействия объекта на литосферу

Около 5% всех загрязнений от нефтегазовых промыслов приходится на почву. Бурение скважин, обустройство нефтегазовых месторождений, сооружение подземных хранилищ приводит к изменениям почвенной среды и

ландшафта.

Для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций вредных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – ПДК вредных химических веществ в почве [55]

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этенилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтяной скважины согласно [34]. Если всё же загрязнение почвы неизбежно, то необходима её последующая рекультивация.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране окружающей среды». основополагающим законом, регламентирующим организацию работ по профилактике ЧС, порядку действий в ЧС и ликвидации их последствий, является Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

5.4.1 Анализ возможных ЧС

В целях защиты жизни, здоровья, имущества граждан и юридических лиц, государственного и муниципального имущества от пожаров, Федеральным законом определены основные положения технического регулирования в области пожарной безопасности и устанавливаемые общие требования пожарной безопасности к объектам защиты (продукции), в том числе к зданиям,

сооружениям и строениям, промышленным объектам, пожарно-технической продукции и продукции общего назначения [46].

Помещения лабораторий относятся к пожароопасным объектам. Класс взрывопожарной и пожарной опасности нефтяной лаборатории – В-1б, 2, категория помещений - В

Легковоспламеняющиеся жидкости являются источником возникновения аварийных ситуаций, поэтому необходимо следовать правилам пользования с ЛВЖ:

- Не оставлять открытыми емкости с ЛВЖ;
- Закрытую посуду с ЛВЖ не оставлять вблизи нагревательных поверхностей;
- При возникновении пожара воспользоваться средствами пожаротушения: огнетушителями, асбестовым одеялом, песком.

Общие требования пожарной безопасности:

1. Ответственность за пожарную безопасность в лаборатории возлагается на начальника лаборатории.

2. Нефть и нефтепродукты, используемые в лаборатории, представляют собой легковоспламеняющиеся жидкости (далее ЛВЖ) и горючие жидкости (далее ГЖ).

3. Бензиновый растворитель «Нефрас», толуол, ацетон и другие подобные им нефтепродукты содержат фракции, легко переходящие в парообразное состояние при низких температурах. Пары таких нефтепродуктов смешиваются с воздухом, образуя горючие и взрывоопасные смеси.

Меры по обеспечению пожарной безопасности:

1. Все работы с ЛВЖ и ГЖ, при которых происходит выделение паров и газов, необходимо выполнять только в вытяжных шкафах и при работающей вентиляции.

2. Рабочие поверхности лабораторных столов, вытяжных шкафов, стеллажей, предназначенных для работы с ЛВЖ, кислотами, щелочами и другими химическими веществами должны иметь несгораемое покрытие стойкое к

химическому воздействию данных веществ, с устройством бортиков для предотвращения пролива жидкости.

3. В помещении лаборатории разрешается использовать только баллоны с инертными газами (азот, гелий). Запрещается работать с неисправными баллонами.

4. Хранение химических реактивов в лаборатории осуществлять с учетом их физико-химических свойств, признаков совместимости и однородности огнетушащих веществ. Банки со щелочными металлами необходимо помещать в металлические ящики с крышками, стенки и дно которых выложены асбестом. В лаборатории запрещается иметь щелочные металлы в количестве, превышающем сменную потребность.

5. В помещении, где производятся работы с вредными, токсичными и пожароопасными веществами, необходимо за 10-15 минут до начала работы включить приточно-вытяжную вентиляцию и выключить ее через 15-30 минут после окончания работы с ними. Проверить работу принудительной вентиляции вытяжных шкафов при закрытой шторке шкафа.

5.4.2 Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации ее последствий

При возникновении пожара в лаборатории необходимо:

- немедленно прекратить проведение испытаний;
- выключить вентиляцию и все электронагревательные приборы;
- закрыть окна и двери;
- немедленно сообщить руководителю лаборатории, при необходимости вызвать пожарную охрану по телефону 01;
- приступить к ликвидации пожара первичными средствами пожаротушения (пожарными кранами, огнетушителями);
- принять меры по сохранности материальных ценностей.

Собирать и утилизировать вредные вещества следует в соответствии с правилами утилизации отходов, сыпучие и твердые собрать совком, при разливе кислот поверхность нейтрализовать.

В случае превышения ПДК паров нефтепродуктов, газов в воздухе рабочей зоны необходимо включить вытяжную и приточную вентиляцию, проветрить помещение. Провести повторный замер воздуха рабочей зоны на наличие углеводородов нефти и газов. Убедиться, что ПДК не превышен. После этого приступить к дальнейшему выполнению работ.

Выводы

В ходе работы был проведен анализ возможных вредных и опасных производственных факторов, которые могут оказывать отрицательное влияние на физическое состояние рабочего персонала.

Лабораторные исследования механических примесей выполняются с опасными и летучими веществами, которые легко воспламеняемые и горючие жидкости. В работе с такими веществами требует повышенного соблюдения всех норм и правил работы и рабочей среды. Работник обязан соблюдать производственную безопасность при работе с вредными веществами. Работа в лаборатории причислена к категории I б (относятся работы интенсивностью энерготрат 121-150 ккал/ч, (140-174 Вт) производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением). По классификации условий труда, условия труда работников лабораторий относятся ко 2-му классу (допустимые условия труда). Группа персонала лаборатории имеет II группу допуска.

Помещения лабораторий относятся к пожароопасным объектам. Класс взрывопожарной и пожарной опасности нефтяной лаборатории – В-1б, 2, категория помещений – В.

Помещение должно быть оборудовано рабочими местами для проведения химических экспериментов, вентиляционной системой, для работы с летучими

веществами, рядом аппаратов для проведения опытов и дальнейшего анализа результатов, шкафы для хранения лабораторной посуды.

Химическая лаборатория обеспечивается трехфазным переменным током (напряжением 220 В) и постоянным током и является зоной, повышенной электороопасности из-за наличия агрессивной среды, влияющей на изоляцию.

В целях безопасности используются коллективные и индивидуальные средства защиты. Для предотвращения аварийных ситуаций требуется проведение первичного инструктажа и соблюдения правил техники безопасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Снижение проявления механических примесей на территории Западной Сибири может значительно облегчить процесс эксплуатации за счёт увеличения межремонтного периода. Современный анализ состава механических примесей позволяет определить наиболее частые проблемы при эксплуатации насосов на различных скважинах Западной Сибири. В связи с этим был проведен анализ современных групп методов по борьбе с механическими примесями: технологические, физико-химические, химические и механические.

В качестве основного и необходимого метода применяются механические способы защиты внутрискважинного оборудования. В их число входят фильтры, сепараторы и погружные скважинные контейнеры. Современный опыт применения данных устройств показывает существенное увеличение наработки на отказ и снижение КВЧ в добываемой пластовой жидкости.

Свою эффективность показали щелевые фильтры с сепараторами гравитационного типа, наработка на отказ данной установки составила 514 суток вместо 17 суток при использовании обычного щелевого фильтра.

Также разработаны и успешно применяются гидроциклонные сепараторы новой конструкции. При испытании устройства были получены данные о коэффициенте сепарации в 90% при размерах частиц 300 мкм; Частицы диаметра 200 мкм – коэффициент сепарации составил 85% при размерах частиц 200 мкм.

Опытно-промысловые испытания на двух скважинах компании ПАО «Татнефть», показали эффективность ФСД АО «Новомет-Пермь» на первой скважине наблюдается снижение показателей КВЧ примерно в 2 раза, а наработка увеличилась до 7 раз по сравнению с ранее используемыми сетчатыми фильтрами (таблица 3.2). По второй скважине удалось снизить КВЧ на 160 мг/л и продлить время наработки на 102 дня.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации в 6 т.: Справочное пособие / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов Москва: Недра-Бизнесцентр, - Т.3., 2003. 431 с.
2. Бренда Бакурадзе. Химический метод ликвидации пескопроявления (коксование) // Банк технологий [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://бт.риэнм.рф/> 15.02.2018/ (дата обращения: 25.05.2018).
3. Гарифуллин А.Р. «Опыт борьбы с мехпримесями в ООО «РН-Юганскнефтегаз», Инженерная практика №2, 2010г. с. 20-25.
4. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями// Инженерная практика. 2010. № 02. С. 6 – 13.
5. Клещенко И.И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие / И.И Клещенко, Г.П. Зозуля, А.К. Ягафаров. ТюмГНГУ, 2010. 344 с.
6. Клыков В.Ю., Емельянов Д.В. «Проблемы с выносом механических примесей и пути решения при эксплуатации на месторождениях ОАО «Удмуртнефть», Инженерная практика №2, 2010г. с. 49-57.
7. Колмаков Е.А. Обзор конструкций фильтров в составе погружных электро-центробежных насосов при добыче нефти/ Е.А. Колмаков, И.В. Кондрашов, И.В. Зеньков // Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2016. № 1. С. 150 – 155.
8. Купавых В.А. Гранулометрический анализ механических примесей продукции нефтяных скважин и технология их фильтрации. // Нефтегазовое дело, 2016. Т. 14. № 1. С. 74–79.
9. Лыкова Н.А. Оборудование для работы УЭЦН в условиях интенсивного выноса механических примесей // Инженерная практика. 2017. № 03. С. 58 – 62.
10. Мамаев В.Н. Предотвращение выноса песка из добывающих скважин / В.Н Мамаев, А.Р. Мавзютов, А.Р. Эпштейн, Я.Р. Сафаров // Экспозиция нефть

газ. 2015. № 5 (44). С. 29 – 31.

11. Михайлов А.Г. Комплексная защита скважинного оборудования при пескопроявлении в ООО «РН- Пурнефтегаз» / А.Г. Михайлов, В.А. Волгин, Р.А. Ягудин, В.А. Стрижнев, В.В. Рагулин // Территория нефтегаз. 2010. № 12. С. 84 – 89.

12. Муллаев Б.Т. Месторождение Узень. Проблемы и решения. Том 1. / Б.Т. Муллаев, А.Ж. Абитова, О.Б. Саенко, Б.Ж. Туркпенбаева, 2016. 425 с.

13. Незасорная эксплуатация: Борьба с механическими примесями при механизированной добыче нефти // Редакция журнала «Инженерная практика». Инженерная практика, 2010. № 4. С. 44–55.

14. Трулев А.В., Сабиров А.А. «Погружные УЭЦН с широкими каналами в проточной части для добычи пластовой жидкости из малодебитных скважин с высоким содержанием механических примесей», Инженерная практика №1-2, 2017 с. 60-63.

15. Шакиров Э.И. «Опыт применения технологий добычи и ограничения пескопроявления на пластах пачки Барсуковского направления», Инженерная практика №2, 2010 с. 58-65.

16. ГОСТ Р 31835-2012. «Насосы скважинные штанговые. Общие технические требования.»

17. «Скважинные штанговые насосы для особых условий эксплуатации» Пермский научно-исследовательский технологический институт. URL: <http://pniti.ru/2017/12/07/skvazhinnye-shtangovye-nasosy-dlya-osob/> (дата обращения: 20.05.2022).

18. Феофилактов С.В., Холдин Д.С. «Система управления и мониторинга для установок штанговых винтовых насосов», Инженерная практика №9, 2017г. с. 21-23.

19. Красноборов Д.Н. «Эксплуатация малодебитного осложненного фонда УЭЦН в ООО «Лукойл-Пермь», Инженерная практика №7, 2010г. с. 36-41.

20. «Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин»: в 4 т.: монография / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом –

Юг. Т. 2. – 2012. – 576 с.

21. Цицорин А.И., Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А. «Химические методы ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах» // <http://oilandgasjournal.ru/> URL: http://oilgasjournal.ru/vol_10/kaushansky.pdf (дата обращения (29.05.2022)).

22. Цицорин А.И. Химические методы ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах / А.И. Цицорин, В.Б. Демьяновский, Д.А. Каушанский // Электронный научный журнал «Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика». № 2(10), 31.12.2014 [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://oilgasjournal.center.ru/> 15.02.2018/ (дата обращения: 25.04.2022).

23. ГОСТ Р 53710-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки.»

24. АО «НОВОМЕТ-ПЕРМЬ» Узел уплотнительный УП146-60.0/2.Паспорт 415.631.0000-02 ПС. 2020г.

25. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 30.04.2021)

26. ГОСТ 12.2.049-80 «Система стандартов безопасности труда.Оборудование производственное. Общие эргономические требования»;

27. ГОСТ 19605-74 «Организация труда. Основные понятия. Термины и определения»;

28. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 «Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем»;

29. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.»;

30. ГОСТ 12.01.003-83 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.»;

31. ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.»;

32. ГОСТ 24346-80 «Вибрация. Термины и определения.»;

33. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Пожарная безопасность. Общие требования.»;

34. ГОСТ 34347-2017 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.»;

35. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.»;

36. ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.»;

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

38. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) и ориентировочно-допустимые концентрации (ОДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы.»;

39. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.»;

40. СанПиН 3.5.2.1376-03 «Санитарно-эпидемиологические требования к организации и проведению дезинсекционных мероприятий против синантропных членистоногих.»

41. ГОСТ Р 55415-2013 «Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки.»;