

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К БОРЬБЕ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276:665.6-021.467(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Тищенко Игорь Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

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
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Тищенко Игорь Андреевич

Тема работы:

Комплексный подход к борьбе с механическими примесями в процессе разработки нефтяных месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-12/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2021
--	------------

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	Основные сведения о механических примесях: определение, описание, виды, характеристики, классификация. Природа возникновения механических примесей. Влияние механических примесей на погружное оборудование. Анализ современных технологий, применяемых для борьбы с механическими примесями на месторождениях Западной Сибири. Воздействие механических примесей на УЭЦН и его компоненты. Анализ эффективности применения технологий для увеличения межремонтного периода УЭЦН.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Спицына Любовь Юрьевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Основные сведения о механических примесях и их влиянии на погружное оборудование	
Современные методы борьбы с механическими примесями	
Анализ эффективности применения технологических решений на месторождениях Западной Сибири	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пулькина Наталья Эдуардовна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Тищенко Игорь Андреевич		31.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АСПО** – асфальтено-смоло-парафиновые отложения;
- ВЗД** – винтовой забойный двигатель;
- ГНО** – глубинно-насосное оборудование;
- ГЗ** – гидрозащита;
- ГЗД** – гидравлический забойный двигатель;
- ГРП** – гидравлический разрыв (гидроразрыв) пласта;
- ГТМ** – геолого-технические мероприятия;
- ГНКТ** – гибкие насосно-компрессорные трубы;
- ЗВ** – загрязняющие вещества;
- ЗУ** – замерная установка;
- КВЧ** – концентрация взвешенных частиц;
- КРС** – капитальный ремонт скважин;
- МРП** – межремонтный период;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- НГКМ** – нефтегазоконденсатное месторождение;
- НнО** – наработка на отказ;
- ОПЗ** – обработка призабойной зоны (пласта);
- ОПИ** – опытно-промышленные испытания;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ПСК** – погружной скважинный контейнер;
- ПСМ** – погружной сепаратор механических примесей;
- ПЭД** – погружной электродвигатель;
- СИЗ** – средства индивидуальной защиты;
- СКЗ** – средства коллективной защиты;
- ССБТ** – система стандартов безопасности труда
- СУ** – станция управления;
- СШНУ** – скважинная штанговая насосная установка;
- УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;

УШВН – установка штангового винтового насоса;
УШГН – установка штангового глубинного насоса;
УСПШ – установка сепарационная пескозащитная шнековая;
ФСД – фильтр скважинный дисковый;
ФСГЩ – фильтр скважинный гравитационно-щелевой;
ЧРП – частотно-регулируемый привод;
ЧС – чрезвычайная ситуация.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 93 страниц, в том числе 24 рисунка, 15 таблиц. Список литературы включает 50 источников. Работа содержит 1 приложение.

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

Объектом исследования являются методы и технологии по борьбе и предотвращению негативного воздействия механических примесей

Цель исследования – анализ методов и технологий механической защиты внутрискважинного оборудования на скважинах, осложненных воздействием механических примесей на месторождениях Западной Сибири.

В выпускной квалификационной работе была рассмотрена природа возникновения механических примесей и факторы их негативного воздействия при разработке и эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений. Рассмотрены группы методов и технологии, применяемые для борьбы и предотвращения отрицательного влияния механических примесей.

Проведен анализ современных технологий механической защиты оборудования от механических примесей. В ходе анализа выявлена наибольшая эффективность при внедрении фильтров дискового (ФСД), гравитационно-щелевого (ФСГЩ) и каскадного (ФСК) типов, способных повысить среднюю наработку оборудования (СНО) скважин и снизить КВЧ в пластовой продукции.

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

Потенциальная экономическая эффективность связана с увеличением межремонтного периода (МРП), полученной дополнительной добычей нефти и эффективной эксплуатацией внутрискважинного оборудования за счет внедрения нового вида фильтров - ФСД.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЯХ И ИХ ВЛИЯНИИ НА ПОГРУЖНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.....	13
1.1 Природа возникновения механических примесей, их классификация и свойства.....	15
1.2 Факторы негативного воздействия механических примесей на погружное оборудование.....	17
1.3 Воздействие механических примесей на УЭЦН и его компоненты..	19
1.4 Способы предотвращения поломок и снижения износа УЭЦН	21
2 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И БОРЬБЕ С НЕГАТИВНЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ.....	25
2.1 Технологические методы	25
2.2 Химические методы.....	30
2.3 Физико-химические методы	35
2.4 Механические методы.....	36
2.4.1 Щелевые фильтры.....	37
2.4.2 Гравитационные сепараторы	40
2.4.3 Гравитационно-щелевые фильтры.....	42
2.4.4. Модульные шламоуловители	44
2.4.5 Дисковые скважинные фильтры.....	46
3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	48
3.1 Контейнер скважинный со шнеком (АО «Новомет-Пермь»).....	48

3.2 Гидроциклонный сепаратор (АО «Нововет-Пермь»).....	51
3.3 Скважинные фильтры ФСГЩ и ФСК для УЭЦН	54
3.4 Выводы и рекомендации по комплексному подходу к борьбе с механическими примесями	57
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	60
4.1 Расчет экономической эффективности от внедрения технологии с использованием дискового скважинного фильтра механических примесей на месторождении «Х» Западной Сибири.....	60
4.2 Расчет дополнительной добычи	62
4.3 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений	63
4.4 Расчет эксплуатационных затрат	64
4.5 Расчет экономического эффекта мероприятия	66
4.6 Выводы по расчетам экономической части	69
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	72
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	72
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства.....	72
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	73
5.2 Производственная безопасность	74
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов	75
5.2.1.1 Повышенная запыленность и загазованность воздушной среды	75
5.2.1.2 Повышенный уровень шума и вибраций.....	76
5.2.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	77

5.2.1.4 Токсическое и раздражающее воздействие химических веществ на организм человека	78
5.2.1.5 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.....	79
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов	80
5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	80
5.2.2.2 Оборудование и приборы, работающие под давлением.....	80
5.2.2.3 Пожароопасность и взрывоопасность на рабочем месте.....	80
5.2.2.4 Опасность поражения электрическим током.....	81
5.3 Экологическая безопасность	82
5.3.1 Защита атмосферы	82
5.3.2 Защита гидросферы	83
5.3.3 Защита литосферы	84
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	85
5.5 Выводы по разделу социальная ответственность.....	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:	88

ВВЕДЕНИЕ

Ввиду большой востребованности нефтепродуктов в современных реалиях, нефтедобывающим компаниям России приходится наращивать, либо поддерживать объемы нефтедобычи на стабильно высоком уровне. Как следствие, возникают техногенные процессы, связанные с разрушением пород-коллекторов и выносом механических примесей вместе со скважинной продукцией.

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.

Чтобы избежать частых поломок и ремонта дорогостоящего оборудования, нефтедобывающие компании вынуждены применять различные меры по борьбе с механическими примесями. Данные меры представляют собой современные технологические решения, созданные с целью

предотвратить попадание примесей в насосное оборудование и значительно продлить срок его непрерывной эксплуатации.

Актуальность данной работы заключается в необходимости применения технологий по борьбе с механическими примесями для защиты скважинного оборудования при эксплуатации нефтяных скважин и продления МРП эксплуатации оборудования.

Целью данной работы является анализ технологий по борьбе и предотвращению негативного влияния механических примесей на месторождения Западной Сибири для выявления наиболее эффективных технологических решений.

Задачи, поставленные в данной работе: обзор основных сведений о механических примесях, классификации и природе их возникновения; рассмотрение влияния механических примесей на УЭЦН и его компоненты; анализ методов по борьбе и предотвращению негативного воздействия механических примесей, и оценка их эффективности с целью снижения влияния механических примесей на работу УЭЦН и увеличения межремонтного периода.

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

Механические примеси представляют собой содержащиеся в сырой нефти во взвешенном состоянии частицы песка, глинистых материалов, солей и минералов.

Возникновение механических примесей, в первую очередь связано с первичным вскрытием пласта, при котором в процессе бурения скважины происходит образование мелких частиц твердой фазы в буровом или промывочном растворе, засоряющих пористую среду продуктивного пласта. В зависимости от свойств коллектора, твердая фаза глинистого раствора может распространяться на большие расстояния – порядка ста метров (рисунок 1) [1, 2].

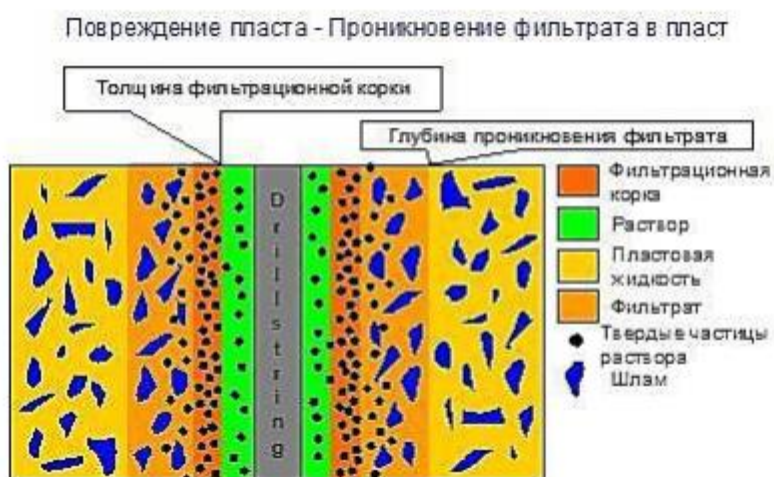


Рисунок 1 – Проникновение глинистого раствора в пласт

Во время эксплуатации скважин нефтегазовых месторождений, имеющих коллекторы с рыхлыми и слабосцементированными породами, происходит разрушение призабойной зоны пласта и проникновение на забой скважины разрушенной породы, что может привести к значительным осложнениям.

Высокое содержание механических примесей часто влияет на достоверность показателей и может значительно затруднить выявление точных данных по плотности, молекулярной массе, содержанию асфальто-смолисто-

парафиновых отложений (АСПО) и других химических веществ, при отборе проб для исследования нефти.

По происхождению механических примесей, содержащихся в скважинной продукции, выделяют три группы в которых преобладает пластовое происхождения частиц (таблица 1).

Таблица 1 – Природа происхождения механических примесей

Происхождение	Доля в процентах от общего количества
Пластовое	50-60
Поверхностное	10-20
Смешанное (пластово-поверхностное)	15-25

По процентному составу механических примесей в скважинной продукции преобладают частицы железа и магнитные частицы (таблица 2).

Таблица 2 – Состав механических примесей

Состав	Доля в процентах от общего количества
Железо и магнитные частицы	25-65
Минеральные соли из пласта	20-25
Поверхностные частицы	10-50

Главной характеристикой механических примесей, определяющей их концентрацию в пластовом флюиде, является количество взвешенных частиц (КВЧ) [мг/л]. Среди факторов, определяющих данную величину, выделяют: глубину залегания и пластовое давление; проницаемость пласта; физико-химические свойства добываемой жидкости; обводненность; плотность перфорации; дебит скважины; депрессию; тип технической жидкости для проведения ремонтных работ [3].

Немаловажно также негативное влияние механических примесей на скважинное оборудование. Механические примеси, как правило попадают из продуктивного нефтяного пласта в насосное оборудование вместе с основной продукцией на забое скважины. Это является следствием вымывания породы в виде песка и слабосцементированных пород, входящих в состав породы-коллектора. Попадая внутрь корпуса ШГН или УЭЦН, неотфильтрованные механические примеси, ввиду своих абразивных свойств, подвергают износу

рабочие детали насосов. Например, песок, выносимый из продуктивного пласта, подобно пескоструйной установке, способен стачивать практически любые марки стали [1].

1.1 Природа возникновения механических примесей, их классификация и свойства

Возникновение механических примесей в скважинной продукции различно по своей природе. В первую очередь их появление связано с первичным вскрытием пласта, при котором происходит образование мелких твердых частиц в буровом растворе, засоряющих пористую среду продуктивного пласта (рисунок 2). В зависимости от свойств коллектора, данные частицы могут распространяться на расстояния до 100 метров.



Рисунок 2 – Источники возникновения механических примесей

При добыче пластовой жидкости из слабосцементированных коллекторов, происходит разрушение призабойной зоны пласта и проникновение скважинной продукции на забой скважины. Так же появление механических примесей может быть связано с коррозией скважинного оборудования, а также продуктами разрушения породы пласта после проведения гидроразрыва [6]. После проведения ГРП в стволе скважины

остается пропант, закачанный в пласт для расклинивания породы пласта. Его объемы могут составлять от 100 килограммов до десятка тонн.

Еще одним источником возникновения механических примесей являются технологические жидкости, закачиваемые в скважину: растворы глушения, промывочные жидкости, химические реагенты, жидкости глушения.

Механизмами, приводящими к выделению и выносу песка со скважинной продукцией, являются следующие:

- Прорыв воды;
- превышение максимальной величины депрессии на забое скважины;
- аномальные вертикальные нагрузки на пласт;
- частые изменения перепадов давления на забое скважины из-за внезапных остановок оборудования скважины;
- истощение эксплуатируемого пласта.

Причины выноса механических примесей от разрушения породы коллектора условно подразделяются на три группы по условиям их происхождения, а именно: геологические (литологические свойства пласта и особенности залегания), технологические (характер вскрытия продуктивных пластов и условия эксплуатации скважин) и технические (конструкция забоя скважины).

Геологическими причинами разрушения коллектора являются: пластовое давление, глубина залегания пласта, горизонтальное горное давление на пласт, цементированность породы, плотность и проницаемость, характеристика пластового песка (глинистость и угловатость), длительность выноса песка, а также проникновение пластовой воды в залежь и растворение цементирующего материала.

Технологическими причинами являются величины репрессии и депрессии, воздействующие на пласт, дебит скважины, скин-эффект, т.е. снижение естественной проницаемости, а также фильтрационные нагрузки и нарушения капиллярного сцепления пластового песка.

Технические причины представлены конструктивными особенностями забоя скважины, а также свойствами фильтрующей поверхности (закупорка перфорационных каналов, интервал вскрытия пласта и т.д.)

Основная величина, характеризующая содержание механических примесей в пластовом флюиде, является концентрация взвешенных частиц (КВЧ), измеряемая в мг/л. Характеристики, составляющие данную величину, могут быть следующие:

- Глубина залегания и пластовое давление;
- проницаемость пласта;
- физико-химические свойства добываемой жидкости;
- обводненность;
- плотность перфорации;
- дебит скважины;
- депрессия;
- тип жидкости, используемой для ремонтных работ.

Исходя из данного раздела можно сделать вывод, что основными причинами возникновения примесей в добываемой продукции являются условия залегания пластовой породы, степень ее сцементированности и технологические операции по бурению, ремонту и обслуживанию скважины [3].

1.2 Факторы негативного воздействия механических примесей на погружное оборудование

Негативное влияние механических примесей в скважинной продукции обусловлено износом глубинного оборудования от абразивного и засоряющего воздействия, а также образованием песчаной пробки на забое скважины [4,5]. Воздействие частиц примесей на детали и узлы ГНО подразумевает радиальный износ подшипников ЭЦН, проточку каналов рабочих ступеней, износ плунжерной пары. При любой негерметичности НКТ песок размывает каналы протекания жидкости в местах резьбовых соединений (рисунок 3).



Рисунок 3 – Последствия выноса механических примесей

На большинстве месторождений Западной Сибири износ от воздействия механических примесей составляет 30 – 50 процентов от общего количества поломок ГНО, в то же время коррозия – 20 – 25 процентов, а образование солей – 15 – 20%.

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.

Эксплуатация УЭЦН также осложняется наличием абразивных твердых частиц (таблица 3), 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 3 – Шкала твердости основных материалов выносимых механических примесей (по Моосу) [6]

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.

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 4). Частицы примесей засоряют фильтры насосов, постепенно снижая поступление пластового флюида в насос, а затем и вовсе прекращают подачу жидкости [7].

Таблица 4 – 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 4).



Рисунок 4 – 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.

1.4 Способы предотвращения поломок и снижения износа УЭЦН

Мероприятия по защите УЭЦН от влияния механических примесей могут иметь различный характер. Для снижения воздействия применяются станции управления с частотно-регулируемым приводом (ЧРП). Использование станций управления с ЧРП позволяет проводить плавный отбор жидкости глушения.

Для скважин, запущенных в работу после ГРП, проводятся контрольные проверки качества вывода на режим и эксплуатации скважин. Осуществляются систематические проверки качества работы УЭЦН по показаниям погружных датчиков, а также проверки настроек по станции управления и ЧРП.

Также осуществляется очистка призабойных зон и стволов скважин колтюбинговыми установками.

Другим мероприятием является очистка жидкости, поступающей на прием насоса с помощью скважинных фильтров различных марок и сепараторов механических примесей. Существуют два способа установки фильтров:

- 1) Фильтры, скважинные, спускаемые на обсадной колонне;
- 2) Фильтры, спускаемые в составе насосных установок, либо в составе колонны НКТ на пакере [8].

К первому виду относятся: сетчатые скважинные фильтры; фильтры в виде перфорированной части обсадной колонны (ОК); фильтры, устанавливаемые в качестве хвостовика ОК или на пакере ниже спускаемой части колонны. К фильтрам второй категории относятся входные модульные фильтры, сепарационные пескозащитные шнековые установки, шламоуловители. Стоит учитывать недостатки, которым подвержены фильтрующие элементы: коррозия, сложность монтажа и необходимость проведения спускоподъемных операций. Высока также вероятность засорения после проведения ГРП и ремонтных работ. Достоинством фильтров является тонкость очистки, составляющая от 100 до 150 мкм.

Сепараторы твердых частиц представляют собой устройства, основанные на принципах гравитационного, либо центробежного осаждения частиц. В сепараторах гравитационного типа жидкость протекает сверху вниз с разворотом на 180 градусов и одновременным снижением скорости потока, в результате чего более крупные частицы оседают в местах разворота за счет действия силы тяжести. Из достоинств данного оборудования стоит отметить высокую степень очистки флюида от крупных частиц размером более 250 мкм. Недостаток же следует из достоинства – невозможность проведения тонкой очистки от частиц размером менее 200 мкм.

Для продления сроков МРП эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, разрабатываются и внедряются новые технологии по уменьшению и предотвращению износа насосного оборудования.

Как было отмечено ранее, установка фильтров и проведение технологических операций в скважине не всегда дают хороший результат. С этой целью специалистами компании ЗАО «Римера» была создана ступень УЭЦН 5-20 на номинальную подачу 20 м³/сут с шириной каналов проточной части как у ступени на 125 м³/сут (рисунок 5).

Данная разработка отличается высокой энергоэффективностью и оптимальной подачей при заданных характеристиках. УЭЦН с широкими каналами, такими как 80м³/сут и 125м³/сут, дают высокую эффективность при работе с высоким содержанием частиц механических примесей, в условиях солеотложения, наличия большого количества свободного газа. Ступени изготовлены литьем из материала нирезист, превосходящего по качеству традиционный материал по устойчивости к коррозии и износу. Показателем эффективности данной разработки являются опытно-промышленные испытания.

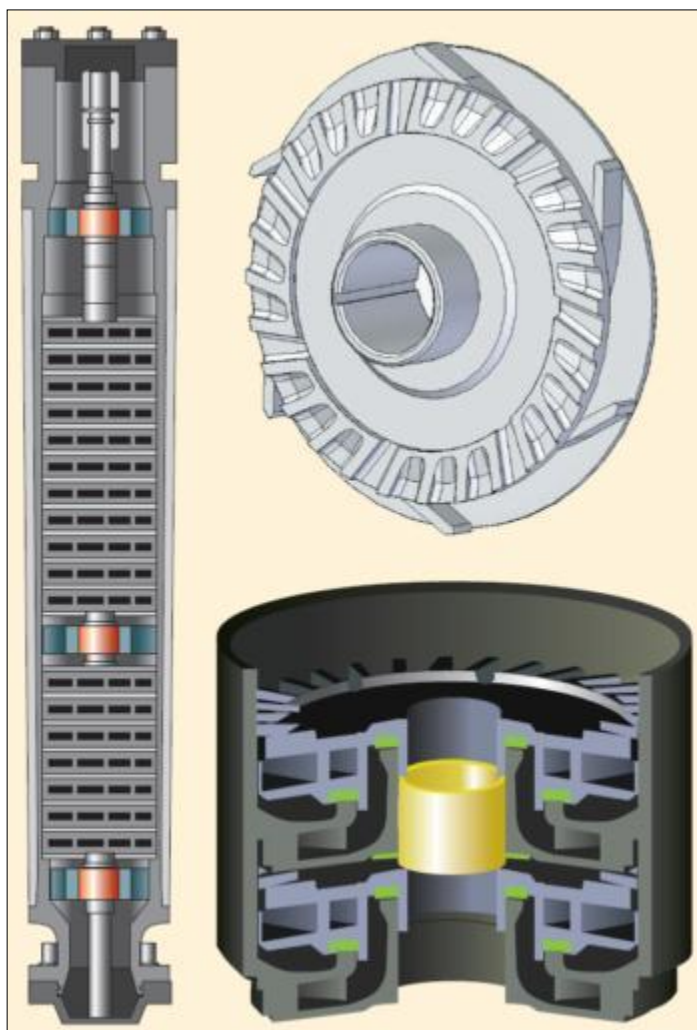


Рисунок 5 – Ступень 5-20 производства ЗАО «Римера» [10]

Другой технологией, разработанной компанией ОАО «Ижнефтемаш» является гидрозащита, обладающая, по сравнению с классическими гравитационными аналогами, динамическим лабиринтом, способным повысить эффективность сепарации механических примесей до 300 раз. Данная разработка способна существенно продлить показатели наработки на отказ (ННО) погружных электродвигателей УЭЦН [10].

Защита оборудования УЭЦН также осуществляется с помощью химических методов, одним из которых является закачка ингибитора солеотложения с помощью электронасосных установок дозирования реагента (УДЭ). Данный ингибитор позволяет проводить очистку скважин от механических примесей сложного состава, представленных кварцами, кальцитами и продуктами коррозии скважинного оборудования. Результат,

полученный компанией ООО «РН-Пурнефтегаз» на месторождениях Барсуковского направления позволил повысить ННО в 1,9 раз. Данный показатель является общим для всех скважин, находящихся в эксплуатации. Остановки скважин после запуска УДЭ в работу показали отсутствие механических примесей и солеотложений. Данная технология применима для скважин с наличием засорений УЭЦН, но не подверженных абразивному износу [11].

Еще одним видом ингибирования солеотложений является примененная компанией АО «Газпром добыча Томск» технология по установке погружных скважинных контейнеров (ПСК) производства ООО «Новотекс». Контейнер состоит из восьми секций, каждая длиной 2,5 м с упакованным в них ингибитором солеотложений ИКД-ФКБ-1». Переводник в верхнюю секцию устанавливается при спуске контейнера. Производитель гарантирует надежную работу ингибитора в течение одного года с момента ввода в эксплуатацию, но не более 18 месяцев с момента поставки оборудования. На данный момент оборудование находится в эксплуатации, проводится сбор статистики по работе оборудования.

Следующей группой методов являются методы по закачке полимеров в призабойную зону пласта, предназначенные для крепления ПЗП и предотвращения выноса песка в скважину. Полимеры скрепляют пространство ПЗП и образуют твердую фазу в нефти с высокими показателями прочности и незначительным снижением проницаемости породы [9].

Данные решения по предотвращению поломок и износа УЭЦН являются технологическими, механическими, химическими и физико-химическими методами, подробный обзор которых проведен во второй главе данной работы.

2 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И БОРЬБЕ С НЕГАТИВНЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

Современные способы борьбы с негативным воздействием механических примесей включают в себя четыре группы методов, среди которых различают технологические, химические, физико-химические и механические методы (рисунок 6).

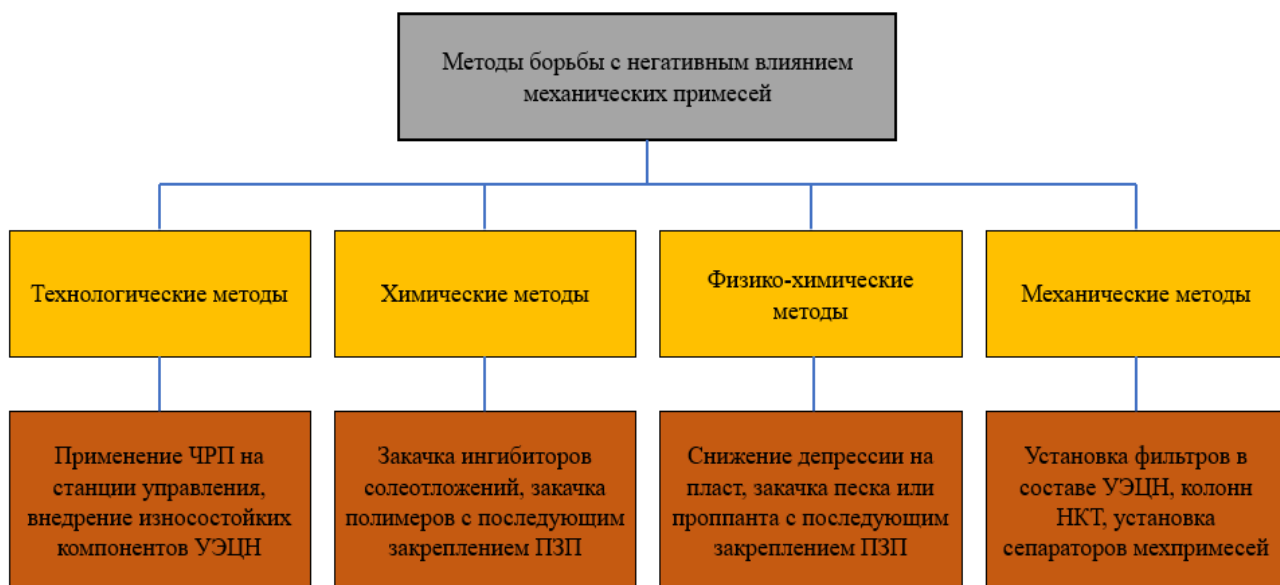


Рисунок 6 – Методы борьбы с механическими примесями

2.1 Технологические методы

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 5 – 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 предназначены 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 винтовые 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 7) [11].



Рисунок 7 – 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.

2.2 Химические методы

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 внутрислоистовый полимерный фильтр высокой прочности до 6 МПа при снижении характеристик проницаемости до 15-20 %.

Образцы уретанового полимера подвергались изучению на сканирующем электронном микроскопе (СЭМ), что дало возможность определить области скрепления частиц песка уретановым предполимером (рисунок 8).

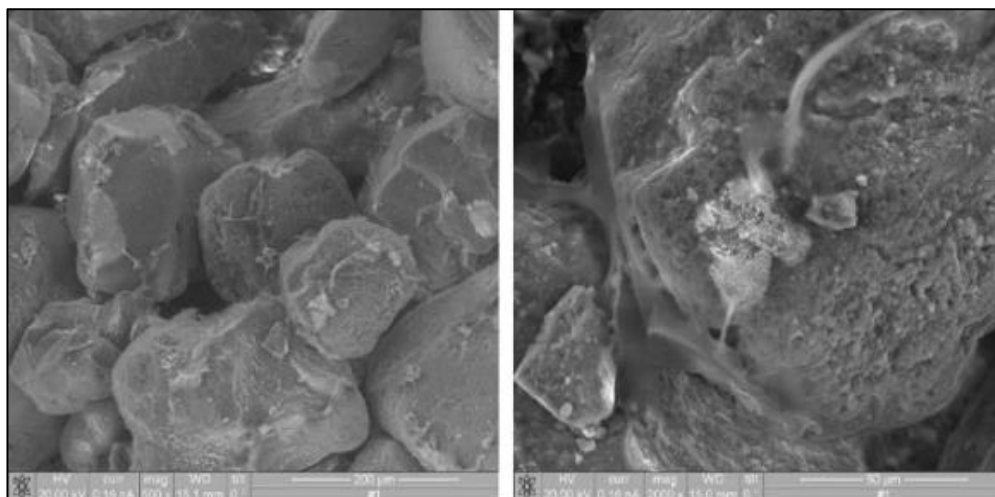


Рисунок 8 – Фотографии песка, скрепленного уретановым предполимером, полученные электронной микроскопией [17]

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 8).

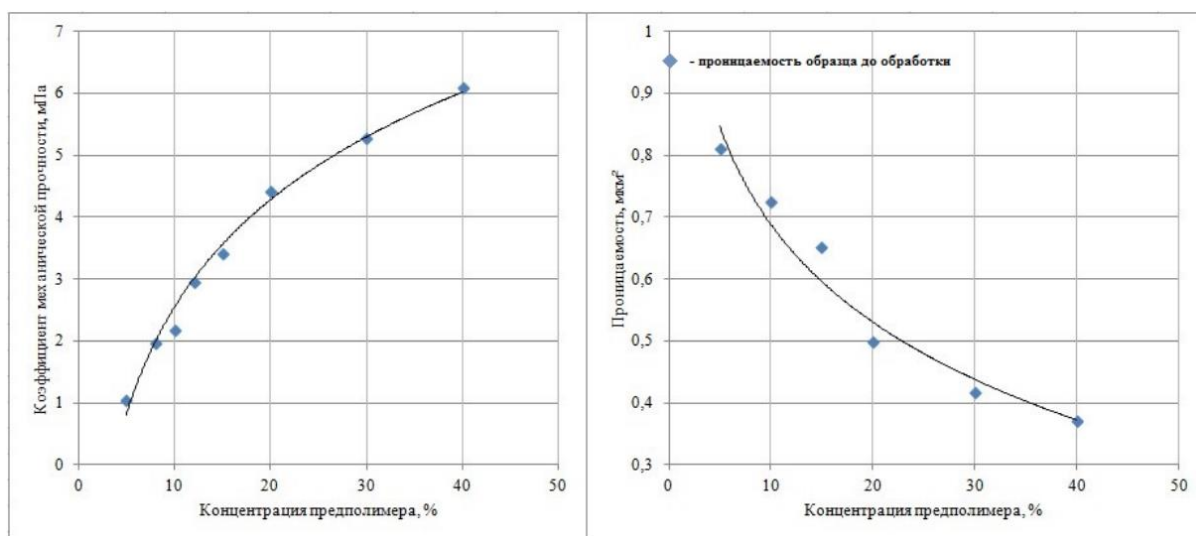


Рисунок 9 – Графики зависимости механической прочности и проницаемости системы песок-предполимер от концентрации предполимера [17]

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

2.3 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, солянки, 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.

2.4 Механические методы

Механические методы включают в себя установку фильтров разнообразной конструкции. В их число входят сетчатые, дисковые, шнековые, спиральные, щелевые, проволочные (одно- и многослойные), подвешиваемые на колонне НКТ, а также гравийные фильтры в подвесном исполнении, либо намываемые с поверхности. В случае применения проволочного или щелевого фильтра, не подразумевающего гравийной намывки, требуется подбор размеров щелевых отверстий с учетом фильтруемых твердых частиц.

При наличии большого количества мелкозернистого песка оптимальным выбором являются гравийные фильтры наружной обсыпки, либо гравийные подвесные фильтры. Они позволяют задерживать мелкие частицы в том случае, когда диаметр отверстий сетчатого и раскрытие щелевого фильтра приводят к быстрому их засорению.

При выборе гравийных фильтров учитывают наиболее малые фракции пластового песка, присутствующего в интервале перфорации. Недостатком данных фильтров является гравий, засорение которого мелкими частицами приводит к солеотложениям, закупорке пор песком и отложению железных окислов. Проницаемость ПЗП в данном случае снижается и требует проведения кислотных обработок, которые далеко не всегда способны восстановить изначальные показатели фильтрации скважины.

Вспомогательным методом борьбы с механическими примесями является установка песочных якорей. Песочный якорь используется для выделения крупных частиц песка из общего потока жидкости при работе установок ШГН. Принцип работы якоря – гравитационный, за счет низкой скорости течения нефти, чашки песчаного якоря отделяют песок и осаждают его в бункер из НКТ с глухим нижним концом, установленный под якорем. При низком гидравлическом сопротивлении, данная система обеспечивает продолжительную безремонтную эксплуатацию ШГН.

2.4.1 Щелевые фильтры

Щелевые фильтры по конструкции представляют собой перфорированный каркас круглого сечения с продольными перфорационными отверстиями. Отверстия представляют собой щели фиксированной ширины и длиной около 76 мм (рисунок 10) [3].

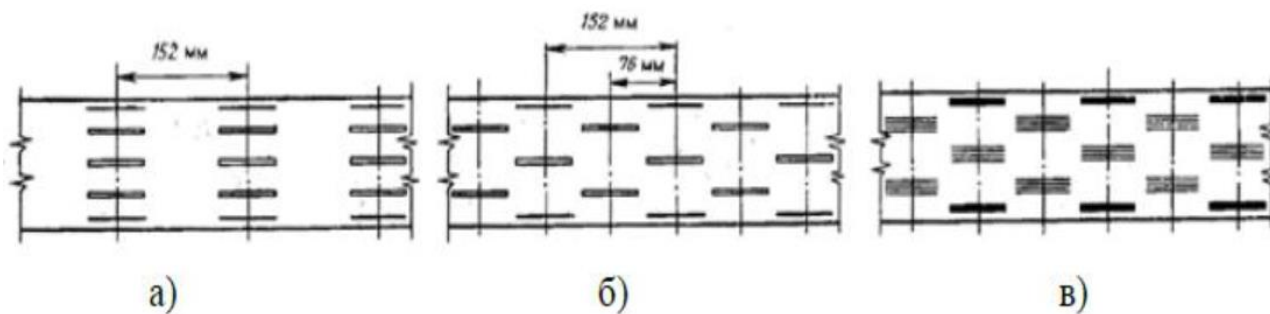


Рисунок 10 – Щелевые фильтры:

- а) с симметричным расположением щелей, б) с расположением щелей в шахматном порядке, в) с двойными щелями

Недостаток данного типа фильтров – низкая скважность – суммарная площадь отверстий мала по отношению к общей площади фильтра. Для увеличения скважности производители перешли на другой более совершенный тип фильтра, в котором применяется технология сварки профилированных элементов (кольца, стержни) к опорным конструкциям. Это придает жесткость конструкции и препятствует смятию фильтра при проведении спускоподъемных операций.

Отдельным типом щелевых фильтров является проволочный фильтр, основным элементом которого – профилированная проволока треугольного сечения, которая наматывается на каркас, состоящий из параллельных стержней. Ранние конструкции данного типа фильтров имели проволоку круглого сечения, что со временем приводило к засорению, закупорке и расклиниванию фильтрующих обмоток.

Современные фильтры с проволокой треугольного профиля позволяют регулировать межвитковое расстояние и адаптировать фильтры под конкретные условия. В процессе добычи пластовой жидкости с твердыми частицами, поверхность щелей не засоряется и не способствует закреплению и уплотнению породы на поверхности фильтра (рисунок 11).

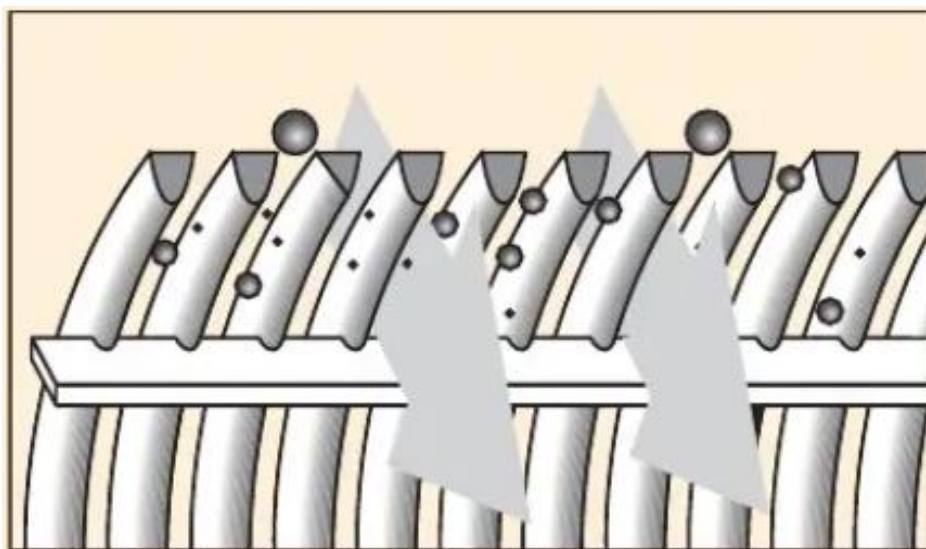


Рисунок 11 – Каркас щелевого фильтра с треугольным сечением проволоки [18]

Основная доля фонда добывающих нефтяных скважин компании ООО «РН-Юганскнефтегаз» имеет КВЧ от 100 до 500 мг/л. Для профилактики и борьбы с механическими примесями компания применяет скважинные фильтры щелевого типа марки ФС-73 (приложение А). Данный фильтр крепится на забой скважины в зоне перфорации при помощи отсекающего пакера и комплекта переводников. Фильтрующий элемент изготовлен из нелегированной стали и обеспечивает тонкость фильтрации 300 мкм [19].

Главным преимуществом данного фильтра является осуществление нескольких спускоподъемных рейсов УЭЦН без извлечения фильтра. Внедрение данного фильтра на 43 скважинах позволило существенно повысить среднюю наработку на отказ УЭЦН (рисунок 12). Недостатком данного фильтра являются сравнительно большие затраты на проведение ТРС, наличие риска прихвата и аварий при извлечении фильтра, а также ухудшение потока при засорении.

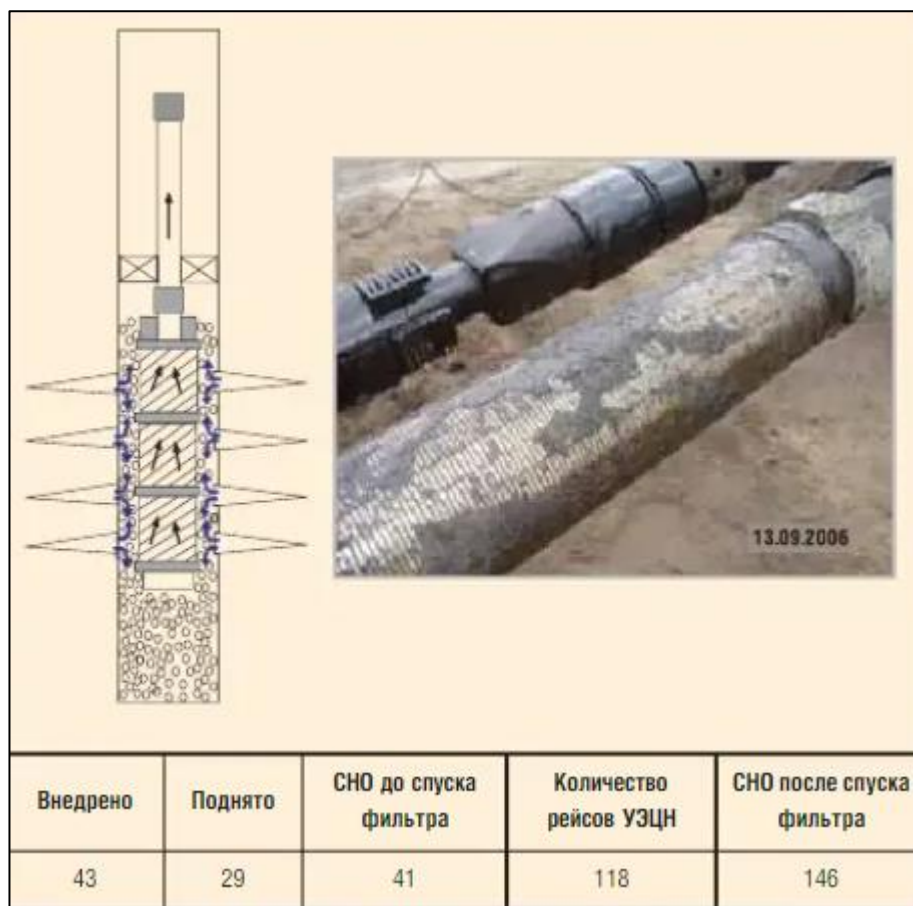


Рисунок 12 – Опыт внедрения скважинных фильтров ФС-73

2.4.2 Гравитационные сепараторы

Гравитационный погружной сепаратор механических примесей ПСМ (рисунок 13) предназначен для защиты УЭЦН в скважинах с большим содержанием мелкодисперсного песка. Сепаратор высокоэффективен при отделении частиц размером менее 100 мкм.

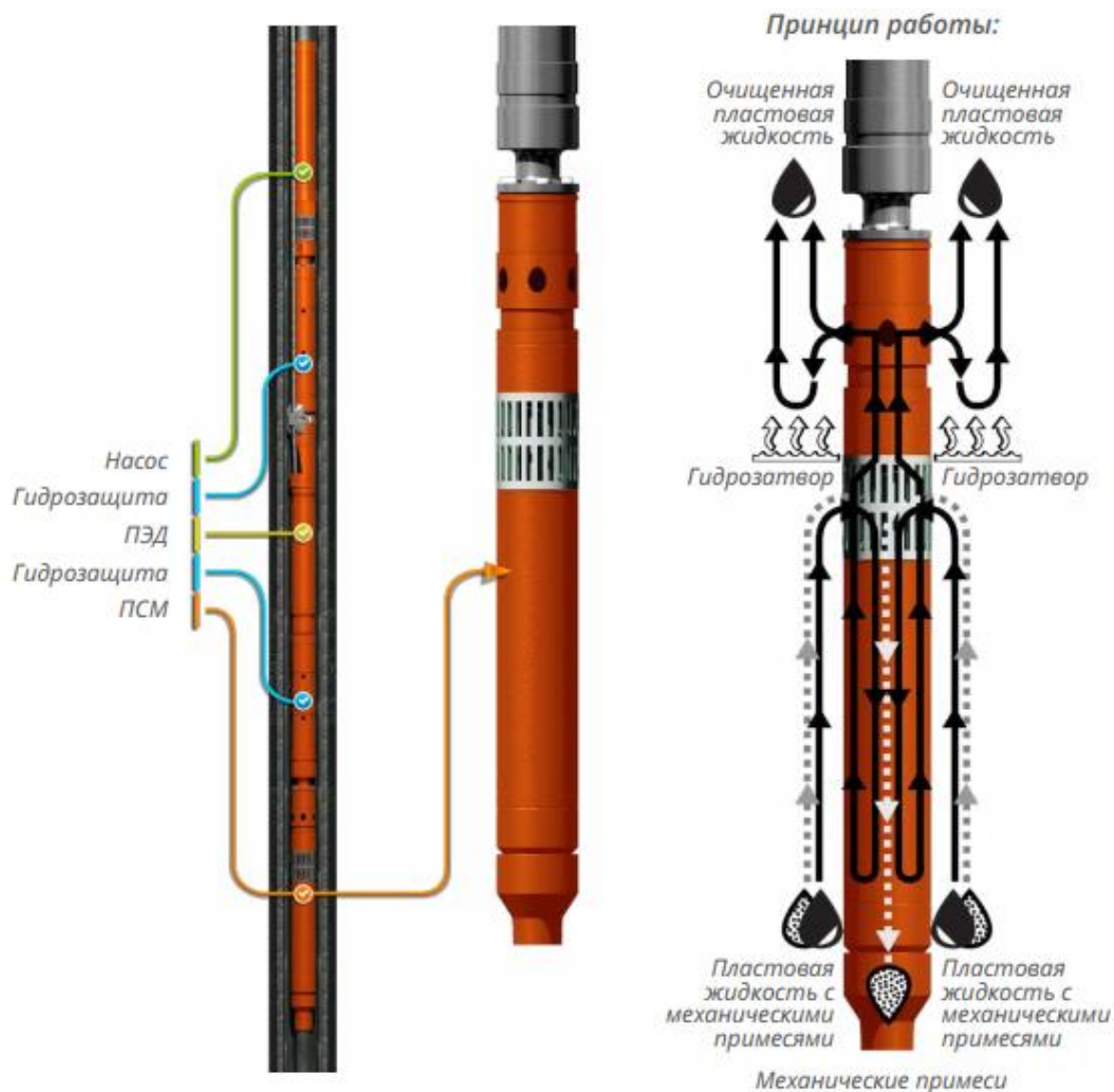


Рисунок 13 - Принцип действия сепаратора механических примесей ПСМ 5-114 производства АО «Новомет-Пермь»

Монтаж сепаратора осуществляется на нижнюю часть гидрозащиты (ГЗ), верхняя часть которой соединяется с двигателем с двухсторонним выходом вала. ПСМ входит в компоновку электроцентробежных насосов и устанавливается без уплотнения. Приводится в действие приводом ПЭД [20].

Принцип работы гравитационного сепаратора заключается в прохождении через вращающийся геликоидальный шнек потока частиц, которые под действием центробежной силы перемещаются на внешний диаметр. Часть очищенной жидкости поступает на вход УЭЦН, а другая часть – обратно на вход в ПСМ, образуя кольцевой затвор между корпусом ПСМ и ОК скважины. Создание такого разобщителя препятствует попаданию

неочищенной жидкости. Далее большая часть отсепарированных частиц песка оседает и накапливается в контейнере для механических примесей. При заполнении контейнера дальнейшее осаждение частиц происходит в зумпфе скважины.

Компания ООО «РН-Юганскнефтегаз» также провела испытания оборудования сепараторов гравитационного типа марки ПСМ 5-114 производства АО «Новомет-Пермь». Установка осуществляет защиту УЭЦН при пуске – в период наибольшего выноса механических примесей, а также производит сепарацию и накопление в контейнере механических частиц.

Проведенные испытания пяти комплектов показали рост СНО с 163 до 274 суток после внедрения оборудования. В итоге рост СНО составил 111 суток, что говорит об их высокой эффективности.

Преимуществами данного сепаратора являются:

- Сепарация механических частиц размером от 100 до 1200 мкм;
- накопление осадка механических примесей в контейнере, последующий сброс ниже интервала перфорации;
- разобщение пластовой и очищенной нефти без дополнительного оборудования;
- особенность конструкции позволяет направить поток частиц сверху вниз, исключая их накопление в зоне сепарационного шнека, что значительно повышает долговечность устройства.

2.4.3 Гравитационно-щелевые фильтры

Фильтры марки ФСГЩ производства АО «Новомет-Пермь» предназначены для работы электроцентробежных насосов в условиях с большим количеством твердых крупных частиц проппанта или песка. Монтаж данного фильтра осуществляется на основании ПЭД при помощи уплотнительного узла (рисунок 14).

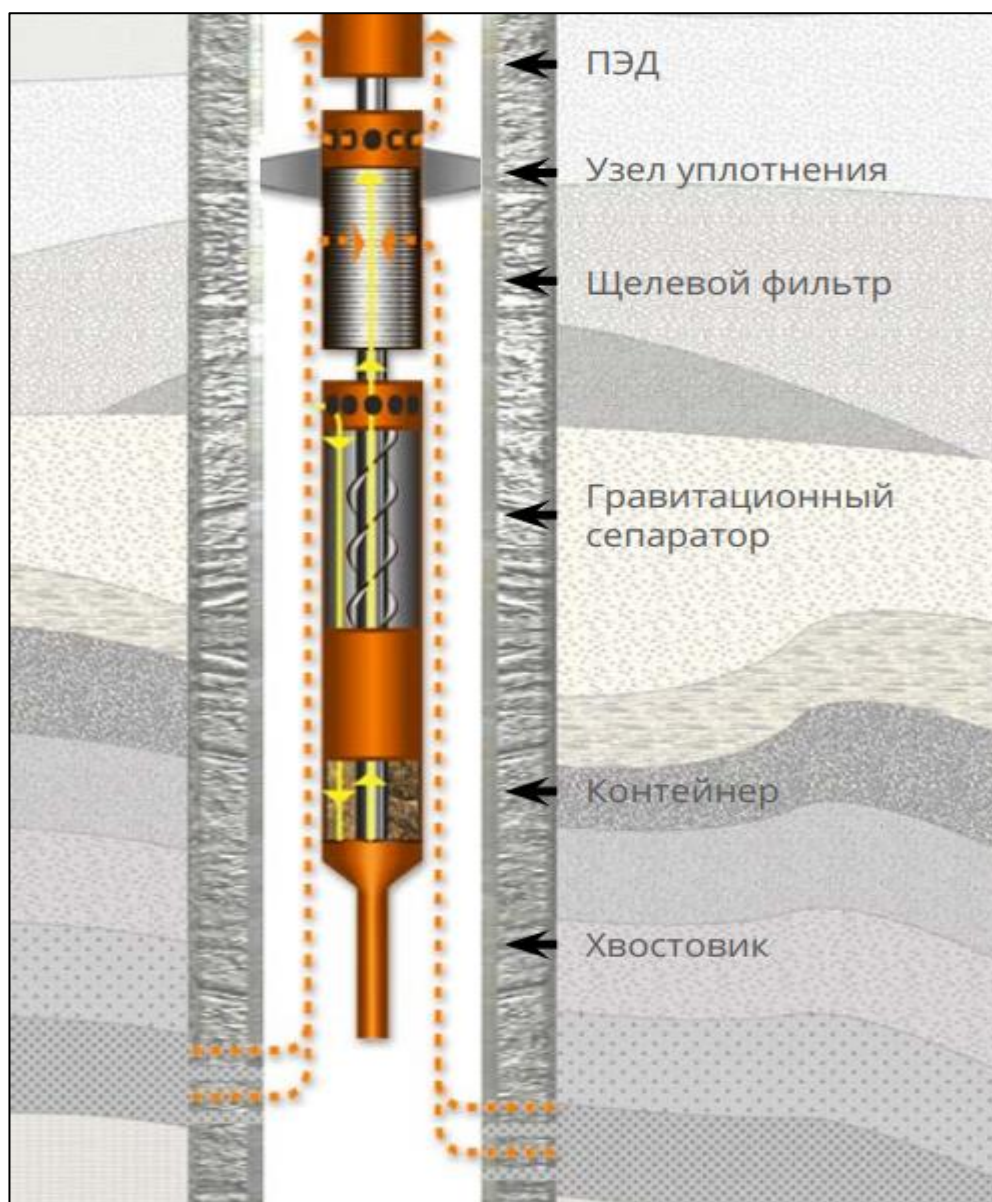


Рисунок 14 – Фильтр скважинный гравитационный щелевой [20]

Фильтр состоит из непосредственно щелевого фильтра и оснащается сепаратором гидроциклонного типа вместо спускного предохранительного клапана. Размеры фильтра и сепаратора в компоновке ФСГЩ подбирают исходя из условия: гидравлическое сопротивление сепаратора должно кратно превосходить данный показатель у фильтра [20].

Принцип действия заключается в центробежной силе вращающейся шнекороторной установки, расположенной в корпусе сепаратора. Проходя через щелевой фильтр, скважинная продукция вместе с неотфильтрованными частицами примесей поступает сверху вниз через сепаратор. Взвешенные твердые частицы оседают за счет центробежной силы ротора в хвостовике,

сбрасывающем твердый осадок в зумпф скважины, а скважинная продукция поднимается далее по внутренней роторной части.

В целом, данное устройство обеспечивает одновременную фильтрацию скважинной продукции за счет фильтра и очистку - за счет дальнейшего ее движения с последующим осаждением примесей - с помощью сепаратора.

Преимущества установки:

- Очистка скважинной продукции посредством щелевого фильтра и центробежной силы шнекового ротора;
- увеличение наработки на отказ УЭЦН за счет применения вместо предохранительного клапана байпасной линии щелевого фильтра;
- песок и частицы других примесей оседают на щелевом фильтре, после чего происходит их сброс через хвостовик в пространство скважины ниже уровня перфорации.

2.4.4. Модульные шламоуловители

Устройство модульного шламоуловителя (ШУМ) производства компании АО «Новомет-Пермь» предназначено для предохранения ЭЦН от твердых частиц примесей на скважинах, эксплуатируемых в начальный период после проведения ГРП (рисунок 15).

Установка шламовых уловителей производится в качестве дополнительного модуля в компоновке УЭЦН. Шламоуловитель крепится между входным модулем и нижней секцией насоса ЭЦН [20].

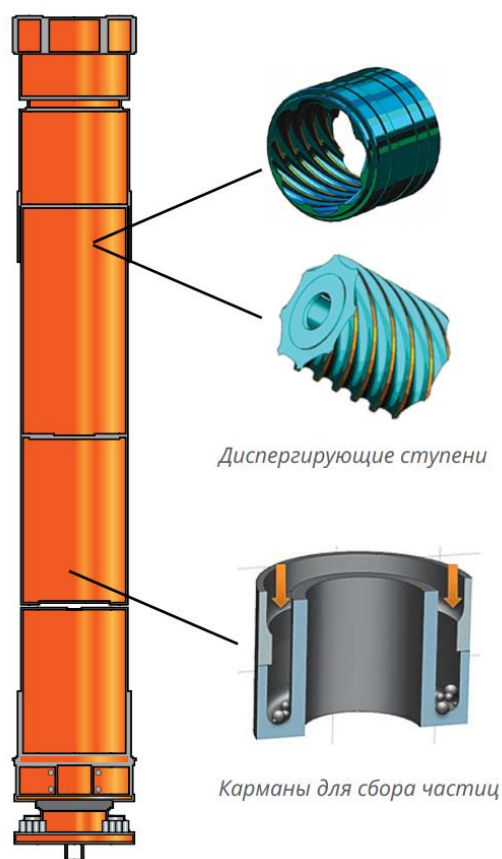


Рисунок 15 – Модульный шламоуловитель производства АО «Новомет-Пермь»

Принцип работы ШУМ основан на действии центробежной силы, отбрасывающей частицы примесей из скважинной жидкости с помощью подвижных частей диспергирующих ступеней, выполненных в виде шнекового ротора, к неподвижным ответным боковым частям данных ступеней, после чего примеси оседают в накопительные емкости. Одновременно с этим в данных ступенях происходит диспергирование (измельчение) газовых пробок в жидкости, после чего однородная смесь жидкости и газа поступает к рабочим ступеням для увеличения напора, а затем подается на прием ЭЦН.

Преимущества технологии ШУМ:

- Монтаж ШУМ осуществляется в качестве нижней секции ЭЦН, за счет чего сборка УЭЦН проводится за одну операцию;
- Механические примеси собираются в специальные накопительные емкости – отстойники;
- Диспергирующие ступени позволяют разрушать газовые пробки, повышая однородность добываемой пластовой жидкости;

- Установка оснащена напорными ступенями для подачи газожидкостной смеси под давлением на прием ЭЦН.

2.4.5 Дисковые скважинные фильтры

Дисковые скважинные фильтры (ФСД) представляют собой устройства, выполненные в виде перфорированной трубы с оболочкой из проницаемого цилиндрического кожуха, составленного из однородных колец металлической сетки. Фильтр монтируется на нижнюю часть ПЭД с помощью уплотнительного узла. Данная конструкция обладает высокой удельной фильтрующей поверхностью (рисунок 16).

Особенностью конструкции является двухслойная компоновка, состоящая из продольной трубы с перфорациями для забора жидкости и поперечно расположенными кольцами, являющимися фильтрующим элементом твердых частиц. Также устройство имеет предохранительный клапан для защиты ПЭД при засорении фильтрующего дискового слоя.

Назначение данного типа фильтров - скважины с высоким содержанием твердых частиц размером от 100 до 300 мкм, в зависимости от исполнения и тонкости фильтрации фильтра. Фильтр позволяет существенно (в 2-3 раза) повысить показатели наработки на отказ насосного оборудования.

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.

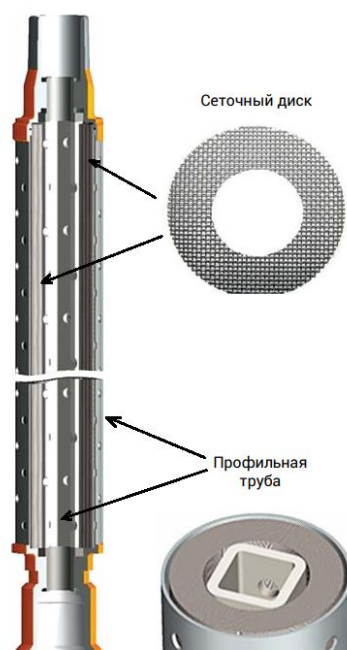


Рисунок 16 – Компоновка дискового скважинного фильтра производства АО «Новомет-Пермь»

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 6). По второй скважине удалось снизить КВЧ на 160 мг/л и продлить время наработки на 102 дня [20, 27].

Таблица 6 – 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	Нароботка, сут	Причина отказа	КВЧ, мг/л	Состояние	Нароботка, 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 2021 года по установленным фильтрам проводится сбор данных статистики.

3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Данный раздел посвящен опыту применения современных технологий по внедрению оборудования для защиты скважинного оборудования от негативного воздействия 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 17) [20].

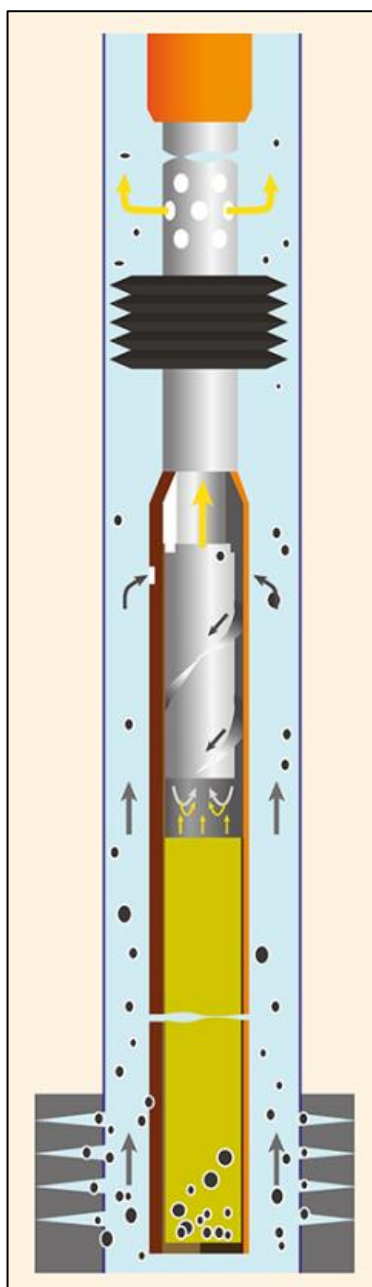


Рисунок 17 – Устройство и принцип работы скважинного контейнера со шнеком

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 7 – 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 18 представлена динамика выноса механических примесей для 15 скважин Западной Сибири, исходя из которой наблюдается в среднем небольшое количество вынесенных частиц на большей части скважин.

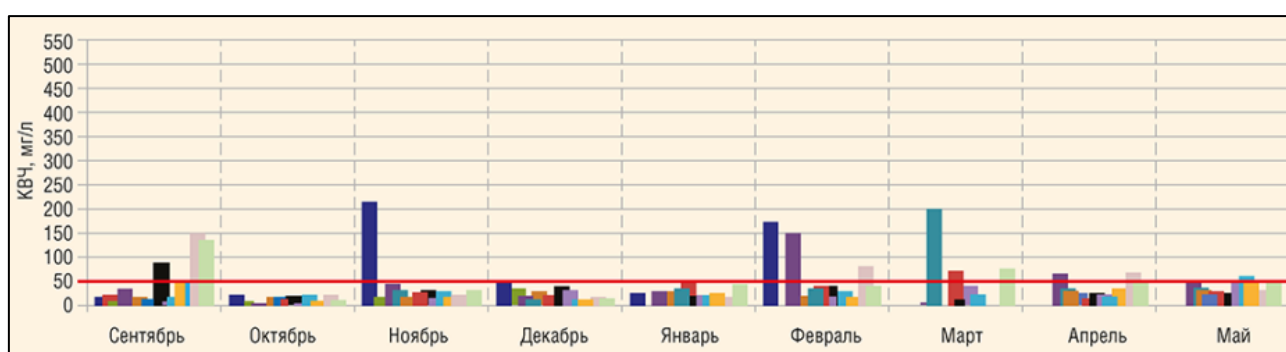


Рисунок 18 – Динамика выноса механических примесей на 15 скважинах Западной Сибири в 2012 – 2013 гг. [21]

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 КВЧ 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 КВЧ 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 19).

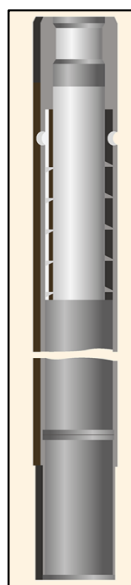


Рисунок 19 – Гидроциклонный сепаратор

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 20).

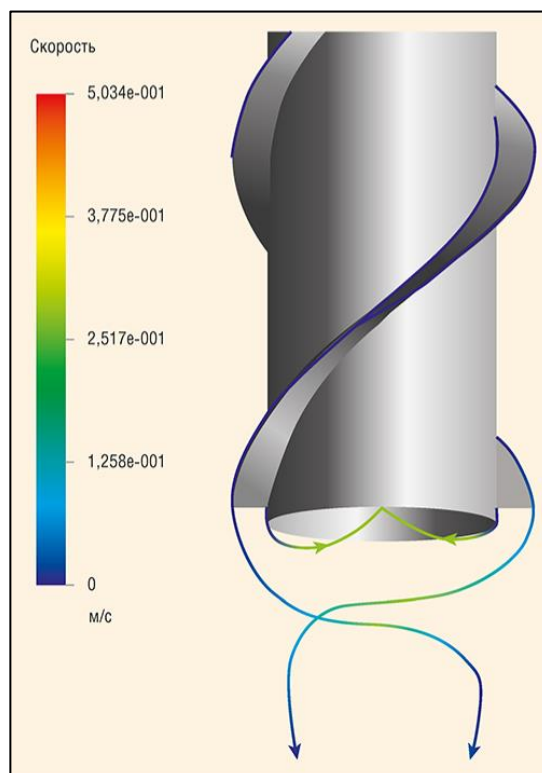


Рисунок 20 – Моделирование потока течения жидкости с механическими примесями в гидроциклонном сепараторе

Для тестирования данной разработки в лабораторных условиях был также создан испытательный стенд следующей схемы (рисунок 21).

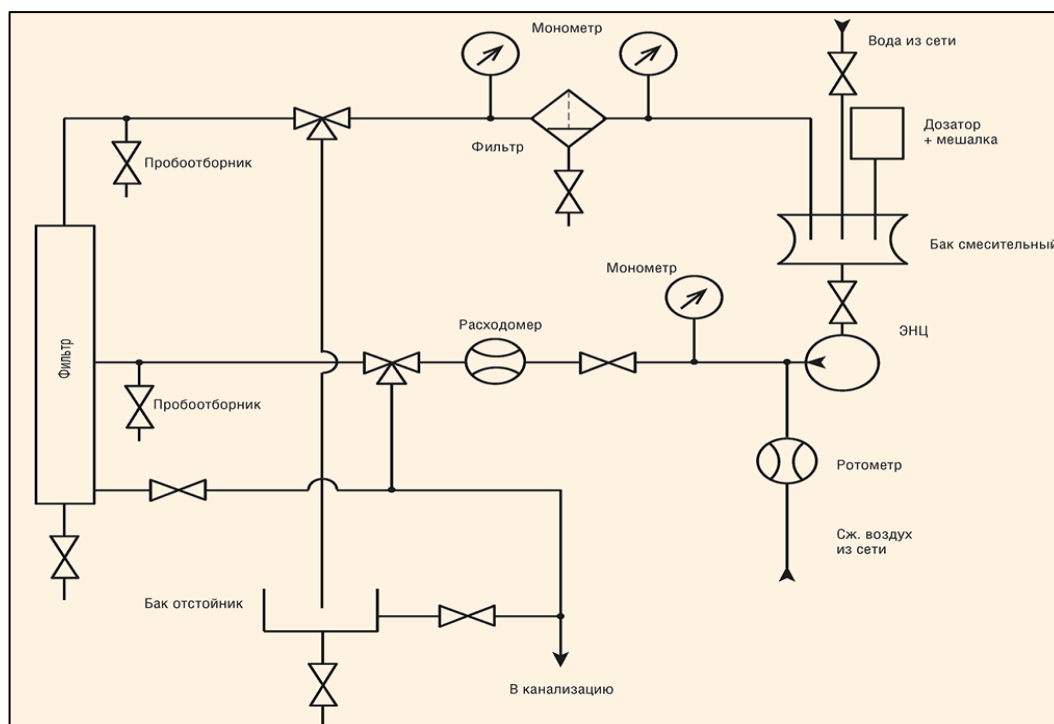


Рисунок 21 – Схема испытательного стенда для тестирования гидроциклонного сепаратора

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 separации разработаны фильтры с сепарационной шнековой установкой гравитационно-щелевого и каскадного типов. Устройства работают благодаря параллельному или последовательному соединению щелевого фильтра и сепаратора (рисунок 22).

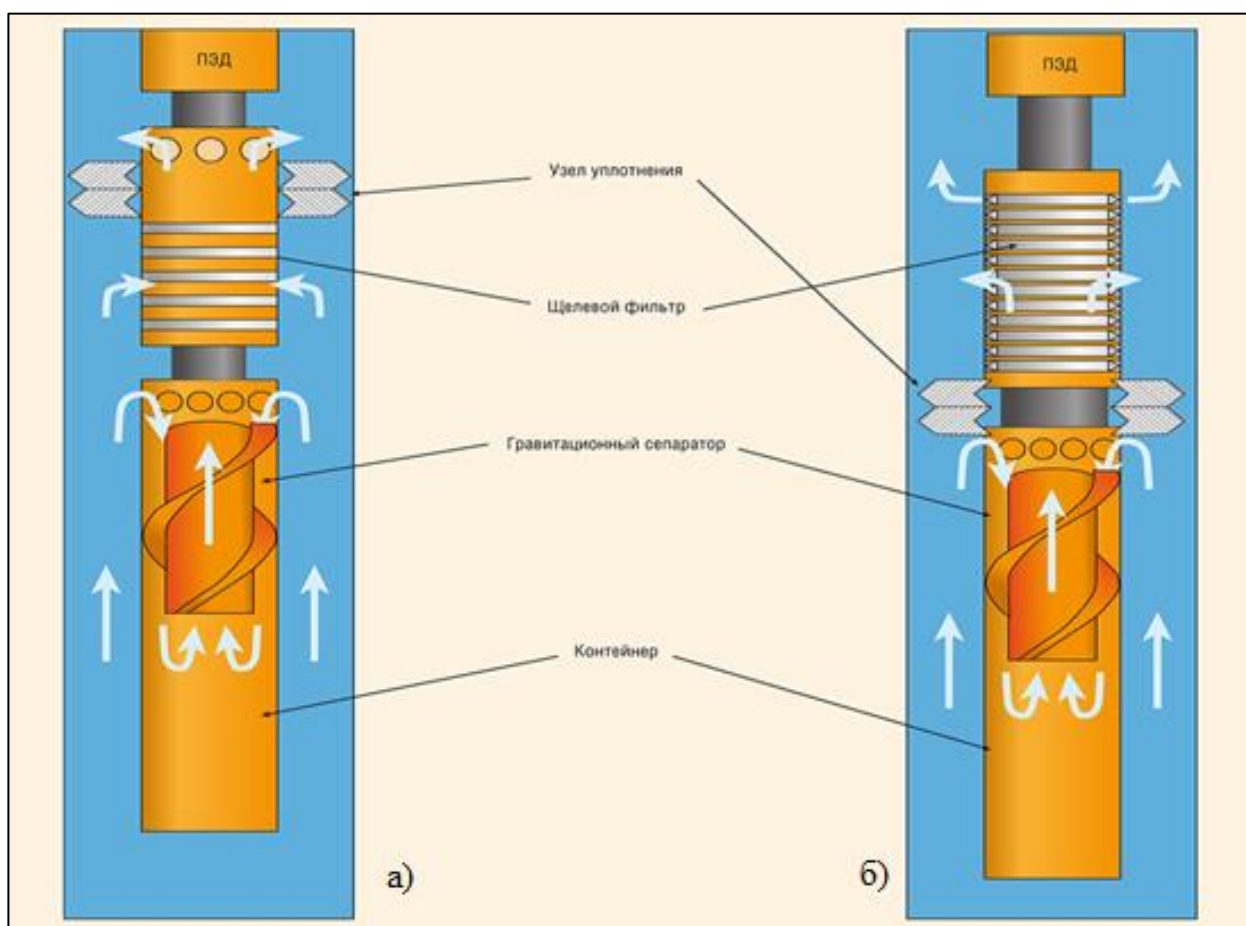


Рисунок 22 – Способы соединения фильтра и гравитационного сепаратора [21]

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 23, рисунок 22, а). 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].

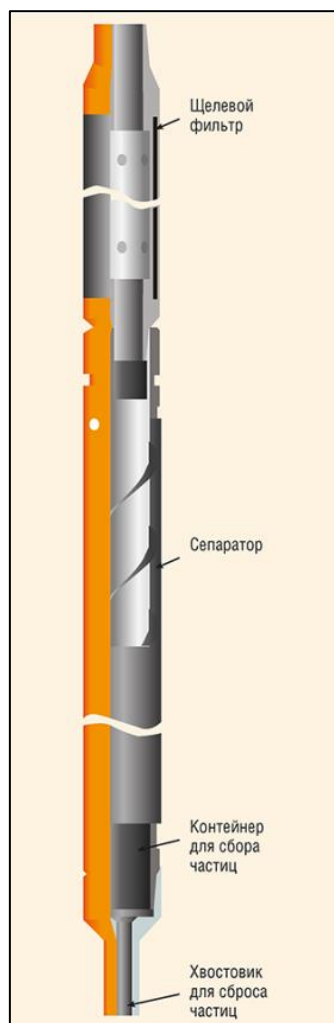


Рисунок 23 – Компоновка ФСГЩ производства АО «Новомет-Пермь» [21]

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 22, б). Уплотнительный узел в данном случае устанавливается между сепаратором и фильтром [20].

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.

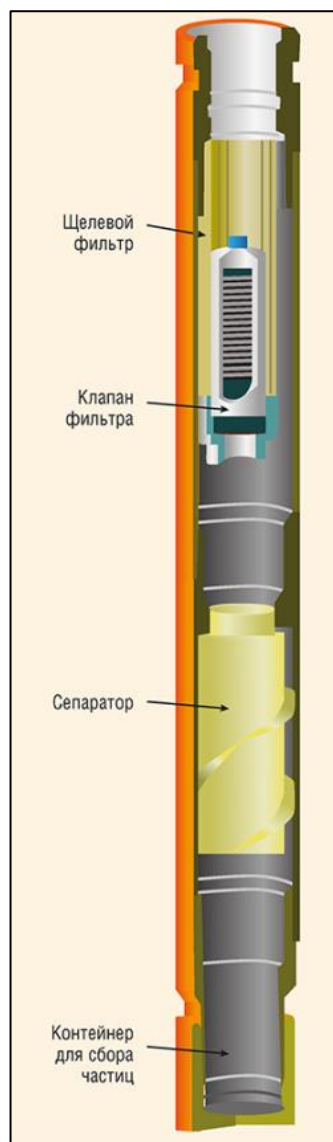


Рисунок 24 – Компоновка ФСК производства АО «Новомет-Пермь» [21]

3.4 Выводы и рекомендации по комплексному подходу к борьбе с механическими примесями

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 стало менее эффективным, 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 6). По второй скважине удалось снизить КВЧ на 160 мг/л и продлить время наработки на 102 дня.

Комплексный анализ промышленного оборудования для борьбы с механическими примесями 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
2Б7П	Тищенко Игорю Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет проекта – не более 10 млн. руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 1,2 млн. руб. из расчета продолжительности ремонтных работ и других затрат в течение 1 года.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода на оплату труда, сбор, транспорт и технологическую подготовку нефти и т.д. Нормы, расходов на проведение ТКРС.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС = 20%; Таможенная пошлина = 20% долл. США/тонну нефти; Налог на прибыль = 20%; Ставка НДС = 919руб./тонну нефти

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет эффективности результатов исследования.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение текущих затрат на проведение текущего ремонта скважины с целью установки дискового скважинного фильтра.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Произведен расчет экономической эффективности проведения установки ФСД для борьбы с механическими примесями. Экономический эффект составляет 38%.

Перечень графического материала:

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		01.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Тищенко Игорь Андреевич		01.04.2021

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет экономической эффективности от внедрения технологии с использованием дискового скважинного фильтра механических примесей на месторождении «Х» Западной Сибири

Разработка нефтяных месторождений на Западной Сибири зачастую осложнена повышенным содержанием механических примесей в скважинной продукции. Как было упомянуто ранее, большая часть фонда скважин Западной Сибири использует механизированный способ добычи нефти. Для решения данной проблемы на скважинах месторождения «Х» могут быть применены дисковые скважинные фильтры и проведены мероприятия по контролю за выносом механических примесей на период вывода скважины на режим и во время эксплуатации.

На данный момент на нефтедобывающих скважинах данного месторождения успешно применяются дисковые скважинные фильтры (ФСД). В данном разделе будет проведен расчет экономической эффективности от монтажа на установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) ФСД в компоновке уплотнительного узла УП146-73.0/0 производства АО «Новомет-Пермь» на месторождении «Х» [20, 27]. Основным показателем экономической целесообразности данного мероприятия будет являться увеличенный межремонтный период, а также полученная вследствие этого дополнительная добыча нефти.

Расходы на проведение данного мероприятия будут складываться из единовременных затрат на покупку оборудования и эксплуатационных затрат, связанных с текущими издержками на оплату электроэнергии, добычу нефти, переработку, транспортировку, обслуживание скважины в течение года и заработную плату работников.

Поскольку проектируемое мероприятие по установке на забой УЭЦН дискового скважинного фильтра и контролю за содержанием примесей в добываемой нефти проводится в течение одного года и эффект от его проведения наблюдается только в текущем году, то экономическая эффективность рассчитывается без учета дисконтирования. В таблицах 8 и 9 приведены исходные данные для проведения расчета.

Таблица 8 – Показатели работы фонда добывающих скважин и стоимости оборудования

Показатель	Значение до внедрения ФСД	Значение после внедрения ФСД
Средний дебит по нефти, т/сут.	12	12
Средняя наработка на отказ, сут.	109	210
Средняя продолжительность ремонта, час	120	120
Средняя стоимость ТКРС руб./ед.	549760	549760
Затраты на приобретение скважинного дискового фильтра, руб./ед.	0	68570

Таблица 9 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
Цена реализации:		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)*	руб./т	27077,71
Нефти на внешнем рынке**	долл. США/баррель	65
Налоги и платежи (НК РФ):		
Таможенная пошлина*	долл. США/т	54,9
НДС	%	20
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДС*	руб./т	919
Эксплуатационные затраты:		
Стоимость 1 операции ТКРС*	руб./бр. час	6138,9
Энергетические расходы на 1 тонну добычи нефти механизированным способом*	руб./т	84
Расходы на оплату труда*	тыс. руб./скв.	1051

Продолжение таблицы 9

Сбор и транспорт нефти*	руб./т	394,7
Технологическая подготовка нефти*	руб./т	350,2
Расходы по экспорту нефти*	руб./т	1178
Дополнительные данные:		
Курс российского рубля**	руб./долл. США	74,08
Доля нефти для продажи на внешнем рынке*	%	52

* по данным на 2021 год [22];

** средневзвешенный за 2021 год.

4.2 Расчет дополнительной добычи

Расчет прироста добычи нефти. Дополнительная добыча нефти (ΔQ) от оборудования скважин дисковым скважинным фильтром вычислим согласно ГОСТ Р 53710-2009 от 01.07.2011 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки» [26]:

$$\Delta Q_t = (q_1 - q_2) \cdot 365 \cdot K_э + \Delta \text{МРП} \quad (1)$$

где q_1 и q_2 – среднесуточные дебиты скважины по нефти до и после внедрения, т/сут;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

$\Delta \text{МРП}$ – дополнительная добыча нефти в результате увеличения межремонтного периода, т/год.

$$\Delta \text{МРП} = (N_{\text{до}} - N_{\text{после}}) \cdot T \cdot q_{\text{ср}} \quad (2)$$

где $N_{\text{до}}$ – количество ремонтов за скользящий год до установки фильтра, по причине срыва подачи;

$N_{\text{после}}$ – количество ремонтов за скользящий год после установки фильтра, по причине срыва подачи;

$q_{\text{ср}}$ – средний дебит одной скважины, т/сут;

T – средняя продолжительность ремонта, час;

$$N_{\text{до}} = \frac{365}{\text{сно}_{\text{до}}} \quad (3)$$

$$N_{\text{после}} = \frac{365}{\text{СНО}_{\text{после}}} \quad (4)$$

где $\text{СНО}_{\text{до}}$ и $\text{СНО}_{\text{после}}$ – средняя наработка на отказ до и после установки ФСД в компоновке УП146-73.0/0 соответственно, сут.

$$N_{\text{до}} = \frac{365}{109} = 3,34;$$

$$N_{\text{после}} = \frac{365}{210} = 1,74;$$

$$\Delta \text{МРП} = (3,34 - 1,74) \cdot \frac{120}{24} \cdot 12 = 96,63 \text{ т/год};$$

$$\Delta Q_t = 0 + 96,63 = 96,63 \text{ т/год}.$$

При этом дебит скважины за год при использовании скважинного дискового фильтра составил:

$$Q_n = 12 \cdot 365 + 96,63 = 4476,63.$$

4.3 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений

К единовременным затратам относятся затраты на приобретение фильтра УП146-73.0/0:

$$Z_{\text{ед}} = 68570 \text{ руб.}$$

Согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. От 28.04.2018) «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы», «Фильтр» относится к третьей амортизационной группе (от 3 до 5 лет включительно); оборудование для подготовительных работ при ремонте и обслуживании эксплуатационных скважин и прочее оборудование; код ОКОФ2 – 330.28.29.12.130, куда относится все имущество, в т.ч. фильтры забойные щелевые, фильтры жидкого топлива и масел, фильтры механических частиц и фильтры жидкостные емкостные. Норма амортизации составляет 50% в год. Срок полезного использования – 5 лет.

Рассчитаем размер амортизационных отчислений за 1 год использования. Размер амортизационных отчислений за первый год вычислим линейным методом.

$$A_{\Gamma} = \frac{C_{\Pi} \cdot H_A}{100\%} = \frac{68570 \cdot 50}{100} = 34285 \text{ руб.} \quad (5)$$

где C_{Π} – первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб;
 H_A – норма амортизационных отчислений, %.

4.4 Расчет эксплуатационных затрат

При расчете эксплуатационных затрат на дополнительную добычу нефти необходимо учитывать только переменные затраты, зависящие от объема добычи нефти. Затраты включают в себя текущие издержки на добычу дополнительной нефти и затраты на закачку реагента (при необходимости). Дополнительным капитальным вложением будет являться покупка газосепаратора-диспергатора.

Расчет себестоимости одной тонны нефти до установки фильтра ФСД в составе УП146-73.0/0 на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$Z_{\text{э}} = Q_0 \cdot Y_{\text{э}} \quad (6)$$

где $Y_{\text{э}}$ – удельные затраты на электроэнергию для добычи нефти механизированным способом, руб./т;

Q_0 – объем добычи нефти до внедрения ФСД

$$Q_0 = Q_{\text{н}} - \Delta \text{МРП} \quad (7)$$

$$Q_0 = 4476,6 - 96,6 = 4380 \text{ т};$$

$$Z_{\text{э}} = 4380 \cdot 84 = 367920 \text{ руб.}$$

Затраты на сбор и транспорт нефти:

$$Z_{\text{тн}} = Q_0 \cdot Y_{\text{тн}} \quad (8)$$

где $Y_{\text{тн}}$ – удельные затраты на сбор и транспорт нефти, руб./т.

$$Z_{\text{тн}} = 4380 \cdot 394,7 = 1728787 \text{ руб.}$$

Затраты на технологическую подготовку нефти:

$$Z_{\text{п}} = Q_0 \cdot Y_{\text{п}} \quad (9)$$

где $Y_{\text{п}}$ – удельные затраты на подготовку нефти, руб./т.

$$Z_{\text{п}} = 4380 \cdot 350,2 = 1533877 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$Z_{\text{т}} = Q_0 \cdot X \cdot Y_{\text{т}} \quad (10)$$

где $Y_{\text{т}}$ – удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти, руб./т;

X – доля нефти на экспорт, %.

$$Z_{\text{т}} = 4380 \cdot 0,52 \cdot 1178 = 2683014 \text{ руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$Z_{\text{от}} = n \cdot Y_{\text{рем}} \quad (11)$$

где $Y_{\text{от}}$ – удельные затраты на оплату труда за одну скважину в год, тыс. руб./скв.;

n – количество скважин.

$$Z_{\text{от}} = 1 \cdot 1051000 = 1051000 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт УЭЦН после срыва подачи):

$$Z_{\text{рем}} = N \cdot Y_{\text{рем}} \quad (12)$$

где $Y_{\text{рем}}$ – удельные затраты на ремонт одной скважины в год, руб.;

N – количество ремонтов.

$$Y_{\text{рем}} = C_{\text{бр}} \cdot T \quad (13)$$

где $C_{\text{бр}}$ – стоимость 1 часа работы бригады ТКРС, руб./бр. час; T – средняя продолжительность ремонта, час.

$$Y_{\text{рем}} = 6139 \cdot 120 = 736668 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{рем}} = 3,34 \cdot 736668 = 2466824 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки ФСД УП146-73.0/0:

$$C_1 = \frac{Z_{\text{общ}}}{Q_0} \quad (14)$$

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{э}} + Z_{\text{тн}} + Z_{\text{п}} + Z_{\text{т}} + Z_{\text{от}} + Z_{\text{рем}} \quad (15)$$

где $Z_{\text{общ}}$ – общие эксплуатационные затраты до внедрения мероприятий, руб.

$$Z_{\text{общ}} = 367920 + 1728787 + 1533877 + 2683014 + 1051000 + 2466824 =$$

= 9831422 руб;

$$C_1 = \frac{9831422}{4380} = 2244,6 \text{ руб./т.}$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после установки ФСД в составе УП146-73.0/0:

Энергетические затраты:

$$З_э = 4476,6 \cdot 84 = 376037 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{тн} = 4476,6 \cdot 394,7 = 1766927 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_п = 4476,6 \cdot 350,2 = 1567716 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_т = 4476,6 \cdot 0,52 \cdot 1178 = 2742206 \text{ руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{от} = 1 \cdot 1051000 = 1051000 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт УЭЦН после срыва подачи):

$$З_{рем} = 1,74 \cdot 736668 = 1280399 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти после установки ФСД УП146-73.0/0:

$$C_2 = \frac{З_{общ}}{Q_H} \quad (16)$$

$$З_{общ} = 376037 + 1766927 + 1567716 + 2742206 + 1051000 + 1280399 = 8784285 \text{ руб.};$$

$$C_2 = \frac{8784285}{4476} = 1962,25 \text{ руб./т.}$$

4.5 Расчет экономического эффекта мероприятия

Экономический эффект при технико-экономическом обосновании внедрения дискового скважинного фильтра на забой скважины определяется по формуле [25]:

$$\mathcal{E} = \frac{\Delta \mathcal{E}}{(C + E_H \cdot K)} \cdot 100\% \quad (17)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – выручка от реализации продукции, руб.;

C – текущие годовые затраты $Z_{\text{общ}}$, руб.;

E_n – нормативный коэффициент эффективности равен 0,15;

K – капитальные вложения ($Z_{\text{ед}}$ + средняя стоимость одного ТКРС), руб.

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \text{МРП} \cdot C_T \quad (18)$$

где C_T – оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Оптовая цена за единицу продукции складывается из объема 1 барреля нефти, равного 0,1364 т, стоимости 1 барреля нефти, равной 65 долл. США/баррель и среднего курса доллара, равного 74,08 руб./долл. США. Для расчета использованы средневзвешенные данные за 2021 год.

$$\Delta \mathcal{E} = 96,6 / 0,1364 \cdot 65 \cdot 74,08 = 3411297,97 \text{ руб.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{3411297,97}{(8784285 + 0,15 \cdot (68570 + 549760))} \cdot 100\% = 38\%$$

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{ср}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \cdot 100\% \quad (19)$$

где C_1 – себестоимость одной тонны нефти до внедрения мероприятия по установке ФСД, руб./т.;

C_2 – себестоимость одной тонны нефти после внедрения мероприятия по установке ФСД, руб./т.

$$C_{\text{ср}} = \frac{2244,6 - 1962,25}{2244,6} = 12,58\%$$

Объем выручки определяется от реализации продукции на внутреннем и внешнем рынках. При реализации на экспорт выручка определяется с учетом доли продукции, реализуемой на экспорт по соответствующей цене в твердой валюте, с переводом ее в рублевый эквивалент по принятому курсу.

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке:

$$\Delta B_{\mathcal{E}} = Q_n \cdot X \cdot C_{\mathcal{E}} \cdot C_{\$} \quad (20)$$

где $C_{\mathcal{E}}$ – цена реализации нефти на внешнем рынке (экспорт);

$C_{\$}$ - средневзвешенный курс доллара за 2021 год.

$$\Delta B_3 = \frac{96,6}{0,1364} \cdot 0,52 \cdot 65 \cdot 74,08 = 1773874,95 \text{ руб.}$$

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_{\text{н}} \cdot (1 - X) \cdot C_{\text{вн}} = 96,6 \cdot (1 - 0,52) \cdot 27077,7 = 1255538,8 \text{ руб.}$$

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

Налог на добычу полезных ископаемых в отношении нефти определяется по формуле [23]:

$$\text{НДПИ} = Q \cdot (K_{\text{ц}} \cdot B_{\text{с}} - D_{\text{м}}) \quad (21)$$

где $B_{\text{с}} = 919$ руб. – ставка НДПИ в период с 1 января по 31 декабря 2021 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной.

$$K_{\text{ц}} = \frac{(C - C_{\text{баз}}) \cdot C_{\$}}{261} \quad (22)$$

где C – цена нефти на мировом рынке, долл./барр.;

$C_{\text{баз}}$ – базовая цена нефти (15 долл./барр.);

$C_{\$}$ – курс доллара на 2021 год;

$$K_{\text{ц}} = \frac{(65 - 15) \cdot 74}{261} = 14,17;$$

$D_{\text{м}}$ – коэффициент особенности добычи:

$$D_{\text{м}} = K_{\text{ндпи}} \cdot K_{\text{ц}} \cdot (1 - K_{\text{в}} \cdot K_{\text{з}} \cdot K_{\text{д}} \cdot K_{\text{дв}} \cdot K_{\text{кан}}) \quad (23)$$

где $K_{\text{ндпи}} = 559$ руб./т. на период с 1 января по 31 декабря 2021 года;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка;

$K_{\text{з}}$ – коэффициент, характеризующий величину запасов участка;

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

$K_{\text{дв}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов залежи;

$K_{\text{кан}}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти;

Значения коэффициентов $K_{\text{в}}$, $K_{\text{з}}$, $K_{\text{д}}$, $K_{\text{дв}}$, $K_{\text{кан}}$ равны 0,3; 1; 1; 0,3; 1 соответственно.

$$D_{\text{м}} = 559 \cdot 14,17 \cdot (1 - 0,3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,3 \cdot 1) = 7208,1$$

Произведем расчет НДПИ по формуле (6.21):

$$\text{НДПИ} = 96,6 \cdot (14,17 \cdot 919 - 7208,1) = 561644,96 \text{ руб.}$$

Таможенная пошлина:

$$\text{ТП} = \Delta Q_{\text{н}} \cdot X \cdot C_{\text{ТП}} \cdot C_{\text{\$}} \quad (24)$$

где $C_{\text{ТП}}$ – размер таможенной пошлины на 1т. нефти, долл. США/т [24].

$$\text{ТП} = 96,6 \cdot 0,52 \cdot 54,9 \cdot 74,08 = 204294,14 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль:

$$\text{НП} = \text{П} \cdot C_{\text{НП}} \quad (25)$$

где $C_{\text{НП}}$ – ставка налога на прибыль (20%);

П – валовая прибыль, руб.

Валовая прибыль:

$$\begin{aligned} \text{П} = \Delta B_{\text{вн}} + \Delta B_{\text{э}} - \Delta Z_{\text{э}} - \Delta Z_{\text{тн}} - \Delta Z_{\text{п}} - \Delta Z_{\text{т}} - \Delta Z_{\text{рем}} - Z_{\text{ед}} - A_1 - \text{НДПИ} - \text{ТП} = \\ 1255538,8 + 1773874,95 - 8116,9 - 38139,75 - 33839,73 - 59191,5 + \\ 1186425 - 68570 - 34285 - 561644,96 - 204293,1 = 3207758 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (6.26)$$

$$\text{НП} = 1914301 \cdot 0,2 = 641551,5 \text{ руб.} \quad (26)$$

Чистая прибыль составит:

$$\text{ЧП} = \text{П} - \text{НП} = 3207758 - 641551,5 = 2566206 \text{ руб.} \quad (27)$$

4.6 Выводы по расчетам экономической части

По итогам проведенной работы метод внедрения дисковых скважинных фильтров УЭЦН на месторождении «Х» позволил повысить эффективность эксплуатации скважин, осложненных высоким содержанием механических примесей, вследствие чего увеличился межремонтный период эксплуатации. Технология также позволила снизить затраты на проведение текущих ремонтных работ, что позволило дополнительно извлечь до 100 тонн нефти.

Экономический эффект от применения ФСД составил 38%, что говорит о целесообразности данной технологии при дальнейшем переоборудовании скважин месторождения «Х», на территории Западной Сибири. Показатели чистой прибыли соответствуют дополнительно извлеченному объему нефти и актуальны при разработке данного месторождения на 2021 год.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Тищенко Игорю Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Комплексный подход к борьбе с механическими примесями в процессе разработки нефтяных месторождений Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: оценка эффективности применения фильтров на скважинах, оборудованных УЭЦН. Область применения: для повышения эффективности работы и увеличения межремонтного периода УЭЦН на скважинах Западной Сибири
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021); 2. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. 3. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. 4. ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования
2. Производственная безопасность: <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (коллективной и индивидуальной) <p>2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства 	<p>2. Производственная безопасность</p> <p>2.1. Вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенная запыленность; – превышение уровней шума и вибрации; – низкая освещённость рабочей зоны; – токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; – повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. <p>2.2. Опасные факторы при разработке</p>

<p>защиты);</p> <ul style="list-style-type: none"> – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (источники, средства защиты). 	<p>и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы; – сосуды и аппараты, находящиеся под давлением; – пожаро- и взрывоопасность; – опасность поражения электрическим током.
<p>3. Экологическая безопасность: защита селитебной зоны</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>3. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – воздействие объекта на атмосферу; – воздействие объекта на гидросферу; – воздействие объекта на литосферу; – решение по обеспечению экологической безопасности.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <ul style="list-style-type: none"> – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Тищенко Игорь Андреевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Рабочее место оператора находится на кустовой площадке нефтегазового промысла на открытом воздухе при любых погодных условиях и в любое время года. Из-за непрерывности нефтедобывающего производства они работают в ночные смены, в выходные и праздничные дни. Место их работы отличается достаточно высоким уровнем опасности, кроме того велика вероятность возникновения различных экстремальных ситуаций, которые создают угрозу здоровью работника. По этой причине мероприятия по оздоровлению и улучшению условий труда обязательны для проведения в производственном процессе. Необходимо создать наиболее благоприятные условия, необходимые для производительного труда и устранения причин профессиональных заболеваний и производственного травматизма, что возможно лишь при строгом следовании инструкциям по охране труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Рабочие смены оператора делятся на две, по 12 часов каждая [28], так как необходим постоянный контроль за состоянием скважин. Не допускаются к работе женщины, подростки и лица, не имеющие соответствующих допусков. Перед началом работы сотрудник должен быть снабжён спецодеждой в количестве двух комплектов.

Работникам выплачиваются льготы и компенсации в случае получения ими физического ущерба, т.к. работы на нефтяных и газовых промыслах являются вредными и опасными для здоровья. Это могут быть увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазовым оборудованием, которое должно отвечать требованиям надёжности и

безопасности. Конструкция оборудования должна содержать защитные средства, и обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора для того, чтобы обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений. Рабочая область должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.049-80 [29], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ 19605-74 [3] и ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [31].

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований ГОСТ 12.2.049-80 [29]. К такой оснастке относятся слесарный инструмент, переносные прибор, обтирочный материал, техническая документация и другое в зависимости от поставленных задач. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, оборудование должно находиться в исправном состоянии. Организация рабочего места в соответствии с эргономическими требованиями регламентируется согласно ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [31]. Оператор должен иметь при себе газоанализатор, для определения степени загазованности закрытых помещений.

5.2 Производственная безопасность

Во время выполнения технологических операций работник может быть подвержен опасным и вредным факторам, способным нанести существенный вред его здоровью.

В таблице 10 приведены опасные и вредные факторы для рассматриваемых в работе методов повышения эффективности эксплуатации скважин за счет оборудования за счет применения сепараторов механических примесей.

Таблица 10 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по повышению эффективности эксплуатации скважин, осложнённых примесями.

Факторы (ГОСТ 12.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
1. Повышенная запыленность и загазованность воздушной среды;	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.» [32];
2. Превышение уровней шума и вибрации;	+	+	+	ГОСТ 12.01.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» [33];
3. Низкая освещенность рабочей зоны;	+	+	+	ГОСТ 12.4.011-89 «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.» [34];
4. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ;	+	+	+	ГОСТ 24346-80 «Вибрация. Термины и определения.» [35];
5. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.» [36];
6. Движущиеся машины и механизмы;	+	+	+	ГОСТ 34347-2017 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.» [37]; ГОСТ Р 12.1.019-2009 «ССБТ. Электробезопасность Общие требования и номенклатура видов защиты.» [38];

Продолжение таблицы 10

7. Сосуды и приборы, находящиеся под давлением;	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.» [39];
8. Пожаро- и взрывоопасность;		+	+	СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.» [40]
9. Опасность поражения электрическим током.	+	+	+	ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.» [41] ГОСТ 12.2.049-80 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования» [29]

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

5.2.1.1 Повышенная запыленность и загазованность воздушной среды

В процессе производственных операций по креплению призабойной зоны пласта для повышения эффективности эксплуатации скважин при пескопроявлении рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов, выделяемых различными транспортными средствами, которые также поднимают в воздух большое количество пыли, негативно влияющей на организм работника.

Кроме того, рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов (попутный газ и испарения лёгких углеводородных соединений) источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов, а также разгерметизация элементов фонтанной арматуры, необходимых для проведения технологических операций.

В запыленном и загазованном воздухе дыхание становится затруднительным, доступ кислорода уменьшается, возникает вероятность возникновения лёгочных заболеваний.

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 11 приведены ПДК для различных видов пыли в воздухе.

Таблица 11 ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта [32].

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

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Средства индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы. В случае превышения запыленности и загазованности рабочей зоны необходимо проводить мероприятия по предупреждению их воздействия на организм работника. К таким мероприятиям можно отнести герметизацию оборудования, контроль воздушной среды рабочей зоны, и средства индивидуальной защиты: фильтрующие противогазы, защитные маски, респираторы.

5.2.1.2 Повышенный уровень шума и вибраций

При проведении технологических операций на нефтегазовых промыслах оператор подвержен воздействию повышенного уровня шума и вибраций, способных навредить органам слуха. Предельно допустимый уровень шума, согласно [33], на производственных объектах не должен превышать 80 дБ. Уровень вибраций в рабочей зоне также регламентирован, согласно [35]. Некоторые предельно допустимые величины нормируемых параметров

производственной локальной вибрации при длительности вибрационного воздействия 480 мин (8 ч) приведены в таблице 12.

Для снижения воздействия повышенного уровня шума и вибраций на нефтегазовых промыслах необходимо рациональное планирование расположения технологических объектов, снижение уровня шума в его источнике, рациональное планирование режима труда и отдыха работников, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: звукоизолирующие наушники, беруши, виброгасящая обувь, перчатки.

Таблица 12 – Предельно допустимые значения производственной локальной вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X, Y, Z			
	виброускорения		виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с*10 ⁻²	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11	141	1,4	109

5.2.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Проведение различных технологических операций на кустовых площадках, рабочем месте оператора, может занимать достаточно много времени, по этой причине работы могут проводиться в вечернее и в ночное время, когда уровень естественной освещённости очень низок. Согласно [42] рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены. Для освещения кустовых площадок используются прожекторы, подвешенные на определённой высоте, что необходимо для избегания их слепящего воздействия. Минимальная освещённость кустовых площадок должна быть не менее 13 лк [42].

5.2.1.4 Токсическое и раздражающее воздействие химических веществ на организм человека

При выполнении различных технологических операций на кустовых площадках, при работе со скважинами, работники подвержены воздействию токсических и раздражающих веществ. Это могут быть лёгкие, летучие фракции нефти, испарения нефти, попутный газ.

Очень опасной может быть комбинация углеводорода и сероводорода. Совместное их воздействие на организм проявляется значительно быстрее, чем изолированное и в первую очередь поражению поддаётся центральная нервная система. Углеводороды могут влиять на сердечно-сосудистую систему, эндокринный аппарат, нарушать функции печени, приводят к снижению в крови содержания гемоглобина и эритроцитов. Отравление парами нефти обычно сопровождается удушьем, головокружением, тошнотой, общей слабостью организма. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны регулируется согласно [32].

Значения ПДК для наиболее распространённых веществ на нефтегазовых промыслах представлены в таблице 13.

Таблица 13 – ПДК для вредных веществ в воздухе на рабочих местах [32]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Метанол	15	3
Углеводороды предельные C12-C19	1	4
Диоксид серы	10	3
Бензол	2	2
Сажа	4	3
Углерода оксид	5	4

Для снижения рисков заболеваний и отравлений работники нефтегазового промысла должны быть снабжены средствами индивидуальной защиты согласно [34]. Для этих целей выдается спецодежда, спецобувь, перчатки, фильтрующие противогазы, респираторы, защитные очки и прочие средства защиты.

5.2.1.5 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Рабочая зона оператора – это преимущественно кустовые площадки, находящиеся на природе в открытой местности. В связи с этим, при выполнении любых работ, возможен контакт с живностью, обитающей в дикой природе, окружающей месторождение.

Кровососущие насекомые способны нанести незначительный ущерб здоровью в виде кожного зуда, небольших воспалений, однако они также способны переносить различные инфекции. Для того, чтобы обезопасить себя, рабочим необходимо применять средства индивидуальной защиты – москитные сетки, плотную одежду, инсектицидные спреи. Если наверняка известно о присутствии в области рабочей зоны насекомых, передающих заболевания, то необходимо проводить дезинсекцию, согласно [43].

Для того, чтобы обезопасить себя от укусов пресмыкающихся, в частности, змей, обитающих на территории месторождений, стоит избегать непосредственного контакта с ними, а на случай внезапного контакта со змеей – надевать средства индивидуальной защиты: плотную рабочую одежду, сапоги.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов

5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При проведении работ по снижению пескопроявления скважины, проводят различные операции, например, крепление призабойной зоны пласта путём закачивания крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в пласт при давлении гидроразрыва пласта. Для этого используется большое количество различных транспортных средств и агрегатов на базе автомобилей, вследствие чего возникает вероятность травматизма для работников со стороны движущихся машин и механизмов. Техника безопасности при проведении производственных работ, правильное расположение рабочих агрегатов относительно скважин и относительно друг друга регулируется согласно [39].

5.2.2.2 Оборудование и приборы, работающие под давлением

Высокий уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие, нанести травмы работникам, в том числе несовместимых с жизнью. Во избежание опасных для жизни ситуаций всё оборудование должно соответствовать ГОСТ 34347-2017 [37]. Работники же должны знать и соблюдать технику безопасности при работе с оборудованием, находящимся под высоким давлением, для чего периодически проводятся инструктажи.

Недопустима подача в сосуды сжатого воздуха или газа с большим содержанием паров масла, которое при перегреве разлагается и, соединяясь с воздухом, может образовывать взрывоопасную смесь.

5.2.2.3 Пожароопасность и взрывоопасность на рабочем месте

Нефтегазовые промыслы особенно подвержены возникновению пожаров и опасных взрывов. Чтобы избежать опасных ситуаций территория нефтегазового комплекса должна быть всегда в чистоте и порядке,

легковоспламеняющиеся предметы должны храниться в изоляции, бытовой мусор должен утилизироваться, не допускается хранение нефти и нефтепродуктов в открытом виде, в ямах и открытых резервуарах.

Для предупреждения пожаров все нефтегазопромысловые объекты должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, современными автоматическими средствами сигнализации, автоматическими стационарными системами тушения пожаров, первичными средствами пожаротушения. Данные правила безопасности регламентируются согласно [36]. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в [40].

При небольших возгораниях первичные средства пожаротушения такие как пожарные стволы, действующие от внутреннего пожарного трубопровода, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла и др. При крупных возгораниях применяют стационарные установки пожаротушения, в которых все элементы смонтированы и постоянно находятся в готовности к действию. Они могут быть автоматическими или дистанционными (приводятся в действие людьми). Не менее распространены спринклерные установки. Они представляют собой сеть водопроводных труб, расположенных под перекрытием. В трубах постоянно находится вода. В них через определенные расстояния смонтированы оросительные головки - спринклеры.

5.2.2.4 Опасность поражения электрическим током

Все нефтегазовые комплексы полностью электрифицированы, поэтому рабочие постоянно сталкиваются с приборами и оборудованием, находящимся под напряжением. Поэтому работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их основное устройство, принцип работы. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в

электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, может стать причиной летального исхода.

Индивидуальные основные изолирующие электротехнические средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками. Индивидуальные дополнительные электротехнические средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – повысить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрическая обувь, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. Основные требования к электробезопасности на предприятиях представлены в ГОСТ Р 12.1.019-2009 [38].

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Защита атмосферы

Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 70-75% [44], приходится на атмосферу. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Выбросы ЗВ на технической площадке УПН складываются из выбросов от работы нефтяных и газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры. Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок, буровые установки, газопроявление и выбросы

попутного нефтяного газа, прорывы выкидных линий и прочие аварии, причинами которых обычно являются некачественное строительство; механические повреждения; коррозия трубопроводов; изменение проектных решений в процессе строительства.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 14.

Таблица 14 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне

Наименование загрязняющих веществ	ПДК в воздухе, мг/м ³	Класс опасности
Двуокись азота	0,085	2
Окись углерода	5	4
Углеводороды	5	4
Сажа	0,15	3
Метанол	1	3
Бензин	100	4
Серы диоксид	10	3

5.3.2 Защита гидросферы

Порядка 20% [46] всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы.

Источников загрязнения водоёмов может быть очень много, это поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды, загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции

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

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену. Содержание растворенной нефти не должно быть выше 10 мг/л. Для оценки загрязнения воды, поглощающей кислород, введен коэффициент биохимической потребности в кислороде (БПК), который не должен превышать 3 мг/л согласно [46].

Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. Система сбора и транспорта продукции скважин должна быть надёжно герметизирована. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться под землей. Сбор разливов нефтепродуктов необходимо проводить в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН.

5.3.3 Защита литосферы

Около 5% [45] 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 15.

Таблица 15 – ПДК вредных химических веществ в почве [41]

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

Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтегазового комплекса согласно [47]. Если всё же загрязнение почвы неизбежно, то необходима её последующая рекультивация, согласно [47].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, а также могут быть следствием экологических и стихийных факторов. На нефтегазовых промыслах из всех чрезвычайных ситуаций наиболее вероятны и опасны пожары и взрывы. Причиной возникновения пожара может открытый огонь, искра, трение, удары, перегревы деталей механизмов, неисправностей в электроснабжении.

Чтобы не допустить пожароопасной ситуации все объекты на промысле должны быть правильно расположены относительно друг друга: от устья скважины до общественных зданий расстояние должно быть не менее 500 м, до насосных станций и резервуаров от 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м. Всё электрооборудование на промысле должно проходить своевременную проверку, работать с ним должны только специально обученные люди и персонал, прошедший инструктаж. Все установки на промысле должны быть снабжены системами противопожарной сигнализации и противопожарной автоматикой [49].

В случае возникновения открытого огня необходимо его ликвидировать средствами первичного пожаротушения: огнетушителями, струёй воды, изоляцией огня от кислорода и т.д. Если тушение открытого огня не представляется возможным, в связи с его площадью и интенсивностью,

необходима срочная эвакуация рабочего персонала по заранее разработанному плану действий согласно [50], который включает в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи, укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций, использование СИЗ в случае необходимости, оказание медицинской помощи пострадавшим, организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

Чтобы снизить вероятность возникновения ЧС необходим комплекс по предупреждению подобных ситуаций. К нему можно отнести – повышение надежности технологического оборудования, совершенствование рабочих процессов, своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок, применение высококачественного сырья и материалов, участие в работах высококвалифицированного персонала.

5.5 Выводы по разделу социальная ответственность

В данном разделе изучены нормативные документы, регламентирующие работу человека, занимающего должность оператора в условиях нефтедобывающего производства. Проведен анализ вредных и опасных производственных факторов. Изучены факторы, загрязняющие окружающую среду и предложены меры по их устранению согласно приведенным в тексте документам.

Для эффективной работы операторов нефтедобычи определены нормы рабочего времени, а также условия, в которых выполняются работы. При работах устанавливается достаточное пространство для совершения оператором работ, выдается инструмент в искробезопасном исполнении. Исполнители работ также обеспечиваются необходимым комплектом средств индивидуальной защиты, включающим спецобувь, спецодежду, защитную каску, защитные очки, перчатки и противогаз.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплексный подход к борьбе с механическими примесями позволяет выявить слабые стороны применяемого в добыче нефти оборудования. 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.

С целью повышения эффективности работы скважин на месторождении «Х» был проведен экономический расчет внедрения установки скважинного дискового фильтра ФСД производства АО «Новомет-Пермь». Устройство показало свою эффективность увеличением ННО на 100 суток с полученным дополнительным извлечением нефти в количестве 96,6 тонн. Полученная чистая прибыль от внедрения мероприятия составила 2566206 рублей, а экономический эффект составил 38%.

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.

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, наработка увеличилась до 7 раз по сравнению с ранее используемыми сетчатыми фильтрами (таблица 6). По второй скважине удалось снизить КВЧ на 160 мг/л и продлить время наработки на 102 дня.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Апасов Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учебное пособие / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 187с.
2. Апасов, Г.Т. Применение комплексного метода для восстановления продуктивности скважин: Материалы VIII науч.-техн. конф. «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) / Г.Т. Апасов, Т.К. Апасов, Г.А. Дунамалян. Тюмень, 2014. – Том 1 – С. 276 – 281.
3. Яковлев А.Л., Савенок О.В. «Анализ эффективности применяемого оборудования и возможных причин отказа при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края» / Горный информационно-аналитический бюллетень. 2016. №5. С. 149-163.
4. Бабаев С.Г. Надёжность нефтепромыслового оборудования. – М.: Недра, 1987. – 264 с.
5. Справочник инженера по бурению / под ред. В.И. Мицевича, М.А. Сидорова. – Т. 1. – М.: Недра, 1973. – 520 с.
6. Камалетдинов Р.С., Лазарев А.Б. «Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями», Инженерная практика №2, 2010г. с. 6-13.
7. Мельниченко В.Е., Жданов А.С. «Опыт работы оборудования УЭЦН в условиях повышенного содержания мехпримесей на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», Инженерная практика №2, 2010г. с. 32-37.
8. Козлов В.С. Методы, применяемые для выноса песка при глубино-насосной эксплуатации скважин на нефтепромыслах Азербайджана. Баку: ГНТК Совмина Азерб.ССР, 1959. – 96с.
9. Цищорин А.И., Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А. «Химические методы ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах», Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. Электронный научный журнал., 2013. С. 8. // URL: http://oilgasjournal.ru/vol_10/kaushansky.html (дата обращения: 20.05.2021)

10. 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.

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

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

13. «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: 20.05.2021).

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

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

16. «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.

17. 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 (29.05.2021)).

18. 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.

19. Гарифуллин А.Р. «Опыт борьбы с мехпримесями в ООО «РН-Юганскнефтегаз», Инженерная практика №2, 2010г. с. 20-25.

20. Борицова Е.В. «Каталог продукции АО «Новомет-Пермь», февраль 2020г.
21. Лыкова Н.А. «Защита УЭЦН от засорения: Комплексный подход», Инженерная практика №4, 2016г. с. 44-50.
22. Электронный портал федеральной налоговой службы // Данные для расчета Опубликовано данные для расчета НДС и НДС на 2021 год. URL: https://www.nalog.gov.ru/rn77/news/activities_fts/10803883/ (дата обращения 05.06.2021).
23. БКС Экспресс – новости фондового рынка и экономики / URL: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/ndpi-pochemu-eti-4-bukvy-tak-vazhny-dlia-rossiiskikh-neftianikov> (дата обращения 05.06.2021).
24. АЛЬТА СОФТ Новостной портал/ URL: https://www.alt.ru/laws_news/80759/ (дата обращения 07.06.2021).
25. «Роль капитального строительства в инвестиционном процессе» / Электронная скан-библиотека // URL: <http://bookdata.org/construction/investments07/economics04.php> (дата обращения 07.06.2021).
26. ГОСТ Р 53710-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки.»
27. АО «НОВОМЕТ-ПЕРМЬ» Узел уплотнительный УП146-60.0/2. Паспорт 415.631.0000-02 ПС. 2020г.
28. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 30.04.2021)
29. ГОСТ 12.2.049-80 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования»;
30. ГОСТ 19605-74 «Организация труда. Основные понятия. Термины и определения»;
31. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 «Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем»;

32. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.»;
33. ГОСТ 12.01.003-83 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.»;
34. ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.»;
35. ГОСТ 24346-80 «Вибрация. Термины и определения.»;
36. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования.»;
37. ГОСТ 34347-2017 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.»;
38. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.»;
39. ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.»;
40. СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.»;
41. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) и ориентировочно-допустимые концентрации (ОДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы.»;
42. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.»;
43. СанПиН 3.5.2.1376-03 «Санитарно-эпидемиологические требования к организации и проведению дезинсекционных мероприятий против синантропных членистоногих.»
44. ГОСТ Р 55415-2013 «Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки.»;

45. ГН 2.2.5.686-98 «Химические факторы производственной среды. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.»;

46. СанПиН 4630-88 «Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения.»;

47. СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений.»;

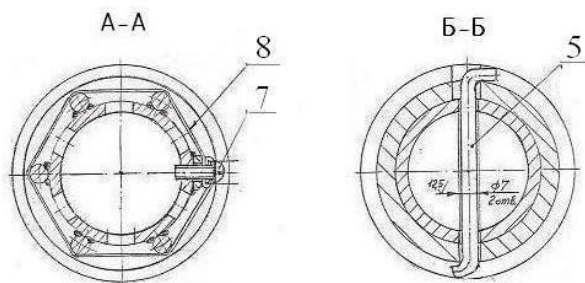
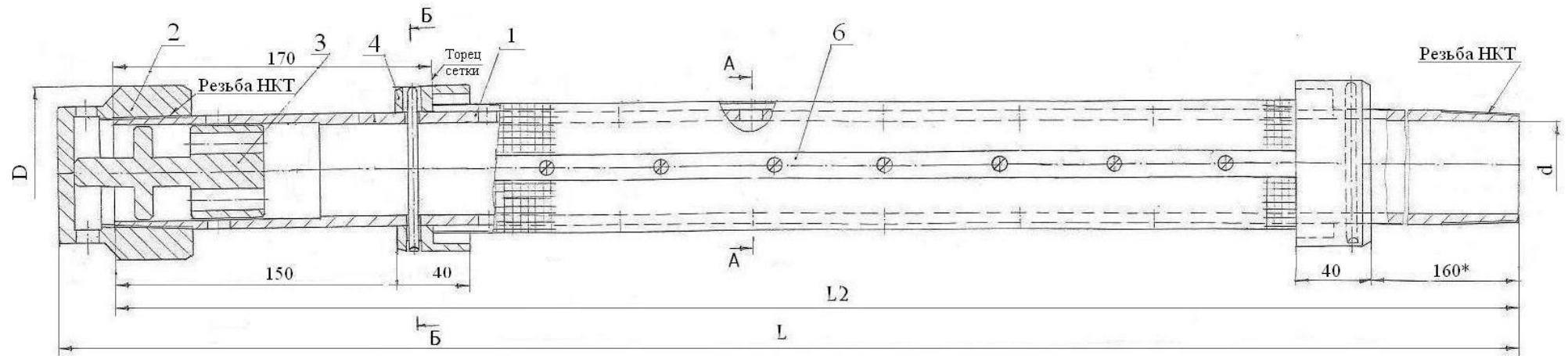
48. ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.»

49. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»;

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

Приложение А

Схема А.1 – Фильтры скважинные ФС-60; ФС-73; ФС-89



- 1 - Корпус
- 2 - Заглушка
- 3 - Золотник
- 4 - Крышка
- 5 - Шлифт
- 6 - Планка
- 7 - Винт
- 8 - Сетка