

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ /А. Н. Сокольников

« » 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Инновационные методы борьбы с отложениями механических примесей в
полости трубопровода и восстановление пропускной способности

Руководитель

доцент, канд. техн. наук А. Н. Сокольников

Выпускник

В. М. Файзрахманов

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Инновационные методы борьбы с отложениями механических примесей в
полости трубопровода и восстановление пропускной способности»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Иновационные методы борьбы с отложениями механических примесей в полости трубопровода и восстановление пропускной способности» содержит 96 страниц текстового документа, 24 иллюстрации, 14 таблиц, 30 формул, 40 использованных источников, 6 листов графического материала.

СРЕДСТВО ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ, КАМЕРА ПУСКА ПРИЕМА, СКРЕБОК, ВНУТРЕННЯЯ ПОЛОСТЬ ТРУБОПРОВОДА.

Цель работы: анализ существующих типов очистных устройств трубопроводов и разработка очистного скребка с улучшенными характеристиками.

Задачи работы:

- изучить состав объектов и оборудования системы сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции;
- рассмотреть методы и оборудование для борьбы с отложениями механических примесей в полости трубопровода и восстановление пропускной способности;
- модернизировать очистное устройство;
- произвести необходимые расчеты;
- рассмотреть вопросы экологичности и безопасности;
- рассчитать экономический эффект предлагаемого метода.

В ходе выполнения работы был произведен расчет центральной пружины, расчет боковой пружины и расчет резьбового соединения на срез.

В экономической части определены объемы общих затрат на запуск очистного устройства, объемы затрат на устранение возможной аварийной ситуации.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат	3
Введение.....	6
Основная часть	8
1 Основные сведения о системе сбора скважинной продукции	8
1.1 Анализ принципиальной схемы сбора и подготовки продукции скважин	9
1.1.1 Сборный коллектор.....	14
1.1.2 АГЗУ	14
1.1.3 Дожимная насосная станция	15
1.1.4 Нефтегазовый сепаратор	16
1.2 Транспорт скважинной продукции	17
2 Особенности очистных работ нефтепровода	19
2.1 Типы внутритрубной очистки.....	19
2.2 Анализ технологии внутритрубной очистки нефтегазопроводов.....	21
2.2.1 Эксплуатация камер пуска и приема СОД	22
2.3 Виды и характеристики поршней для очистки нефтепровода	25
2.3.1 Очистной пыж поролоновый литой	25
2.3.2 Очистные устройства из полиуретана	27
2.3.3 Очистные устройства типа СКР	31
2.4 Оснастка очистных поршней	34
3 Патентно-информационный обзор.....	36
3.1 Патент № 2177378 – Поршень очистной дисковый двунаправленный	36
3.2 Патент № 2322563 – Устройство для очистки внутренней полости трубопровода	40
3.3 Патент №2327535 – Скребок	42
3.4 Патент №152475 – Поршень очистной трубопроводный	46

3.5 Патент № 98154 – Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода	48
3.6 Патент № 116796 – Устройство контроля очистки трубопровода	50
4 Техническое предложение	54
5 Расчетная часть.....	57
5.1 Расчет центральной пружины.....	57
5.2 Расчет боковой пружины.....	64
5.3 Расчет резьбового соединения на срез.....	68
6 Безопасность и экологичность.....	72
6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	72
6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	73
6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	75
6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	76
6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	78
6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	79
6.7 Экологичность проекта	80
7 Экономическая часть	82
7.1 Затраты на проведение очистки трубопровода.....	82
7.2 Затраты на устранение возможной аварии.....	87
Заключение	91
Список сокращений	93
Список используемых источников.....	94

ВВЕДЕНИЕ

На нефтегазовых месторождениях в эксплуатации находится тысячи километров нефтегазопроводов. Они работают под различными нагрузками, различным давлением, в разных климатических и геологических условиях, но все они подвержены внутреннему загрязнению и снижению пропускной способности.

Механическая очистка при помощи специализированных скребков, чистящими элементами которых являются диски, ножи и проволочные щетки – наиболее эффективный и распространенный способ очистки внутренней поверхности промыслового трубопровода. Отложения парафина, твердые механические примеси, которые поступают из скважины – с этим работают скребки, которые различаются по эффективности удаления отложений, по износостойкости и проходимости, а также по назначению. Современные скребки способны проходить до сотни километров без чрезмерного износа, при регулярной очистке нефтепровода.

Целью данной работы является анализ существующих типов очистных устройств трубопроводов и разработка очистного скребка с улучшенными характеристиками.

Актуальность работы заключается в решении проблемы подбора очистного устройства для качественной очистки трубопровода, что приводит к снижению риска остановки перекачки скважинной продукции и снижению экономических потерь в связи с простоем системы сбора.

Для достижения цели необходимо выполнить следующие задачи:

- изучить состав объектов и оборудования системы сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции;
- рассмотреть методы и оборудование для борьбы с отложениями механических примесей в полости трубопровода и восстановление пропускной способности;
- модернизировать очистное устройство;

- произвести необходимые расчеты;
- рассмотреть вопросы экологичности и безопасности;
- рассчитать экономический эффект предлагаемого метода.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Основные сведения о системе сбора скважинной продукции

На нефтегазовых месторождениях оборудование и систему трубопроводов, которые были построены для сбора и доставки продукции отдельных скважин до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды называют общим понятием – «Система сбора».

Многофазная смесь, которая состоит из нефти, газа, солей, смол, пластовой воды и механических примесей, называется скважинной продукцией. Состав данной смеси неоднороден, ведь с течением времени меняется ее изначальный состав.

Газы, входящие в состав нефти бывают органического и неорганического происхождения. Органические метан, этан, пропан, бутан и неорганические сероводород, углекислый газ и гелий. Вода, которая добывается вместе с нефтью из скважины называется пластовой водой и является полярной жидкостью, она неоднородна с нефтью, так как нефть – углеводородная неполярная жидкость. Вместе они создают две фазы в скважинной продукции, между которыми имеется поверхность раздела. Минеральные соли, такие как хлористый натрий, хлористый кальций, хлористый магний содержатся как раз в пластовой воде.

Мерник, насос, трубы и сырьевые резервуары нефтесборного пункта – основные составляющие системы сбора скважинной продукции на промысле. Тем не менее, учитывая требования нефтепереработки система сбора может быть самостоятельной, например куда более целесообразно использовать отдельную систему сбора необводненной нефти на промысле и с ее помощью миновать процесс обезвоживания этой нефти и сдавать напрямую нефтепроводному управлению.

Разделяют самотечные и напорные системы сбора. В самотечных нефть движется благодаря влиянию гравитационных сил, они используются на

промыслах, где местный рельеф обеспечивает перемещение нефти из-за перепада высот начального и конечного пунктов ее сбора. Насосы в этом случае не применяются. Системы, в которых перемещение нефти осуществляется принудительно, посредством влияния напора, который создается центробежным или поршневым насосом называются напорными системами сбора нефти. К ним также относятся системы, перемещение нефти в которых происходит благодаря влиянию пластовой энергии. [2]

1.1 Анализ принципиальной схемы сбора и подготовки продукции скважин

Чаще всего в расположении современных месторождений находятся герметизированные системы сбора, подготовки и транспорта продукции скважин, которые позволяют полностью исключить потери легких фракций нефти.

Продукция с площадок кустов скважин под избыточным давлением 0,6 МПа и температурой около +3 °С поступает на технологическую площадку, которая изображена на рисунке 1.

Для снятия основной нагрузки по газу нефтегазодводяная смесь (далее – НГВС) поступает в трубные устройства предварительного отбора газа (далее – УПОГ), а затем во входные нефтегазовые сепараторы (далее – С). Работа сепараторов осуществляется в параллельном режиме. Рабочий уровень жидкости в сепараторах, не менее половины аппарата, поддерживается регулирующее-отсечными затворами, а давление 0,6 МПа затвором, установленным на трубопроводе подачи газа в газовые сепараторы (далее – ГС).

После сепараторов С в трубопровод организована подача деэмульгатора и ингибитора коррозии насосами типа НДг блока дозирования реагентов (далее – БДР).

Далее НГВС направляется в теплообменник ТО. Их два – один рабочий и один резервный. Теплообменник ТО представляет собой теплообменный блок, в котором НГВС нагревается до температуры +10 °С обратным потоком нефти. ТО позволяет, с одной стороны, достичь температуру наиболее эффективного отделения воды от нефти в трехфазных сепараторах ТФС (расположенных далее по схеме), а с другой – привести разогретую нефть до рабочей температуры +5...+30 °С.

Нагретая НГВС подается на вход трехфазных сепараторов ТФС, работа которых также осуществляется параллельно. Для подачи НГВС помимо сепараторов ТФС предусмотрена байпасная линия («байпас» на рисунке 1).

В сепараторах ТФС происходит сброс воды до остаточной обводненности 10 %. Межфазный уровень в отстойном отсеке и текущий уровень нефти в нефтесборном отсеке сепараторов ТФС контролируется регулирующее-отсечными затворами. Избыточное давление в аппаратах 0,3 МПа поддерживается регулирующим затвором.

Нефтяной газ из сепараторов ТФС направляется на очистку от капельной жидкости в ГС и далее на узел распределения газа.

Пластовая вода из сепараторов ТФС по общему трубопроводу под избыточным давлением, 0,2...0,25 МПа, отводится на установку по подготовке пластовых и сточных вод. Замер, суммирование количества воды, сбрасываемой на очистку, осуществляется расходомером. [5]

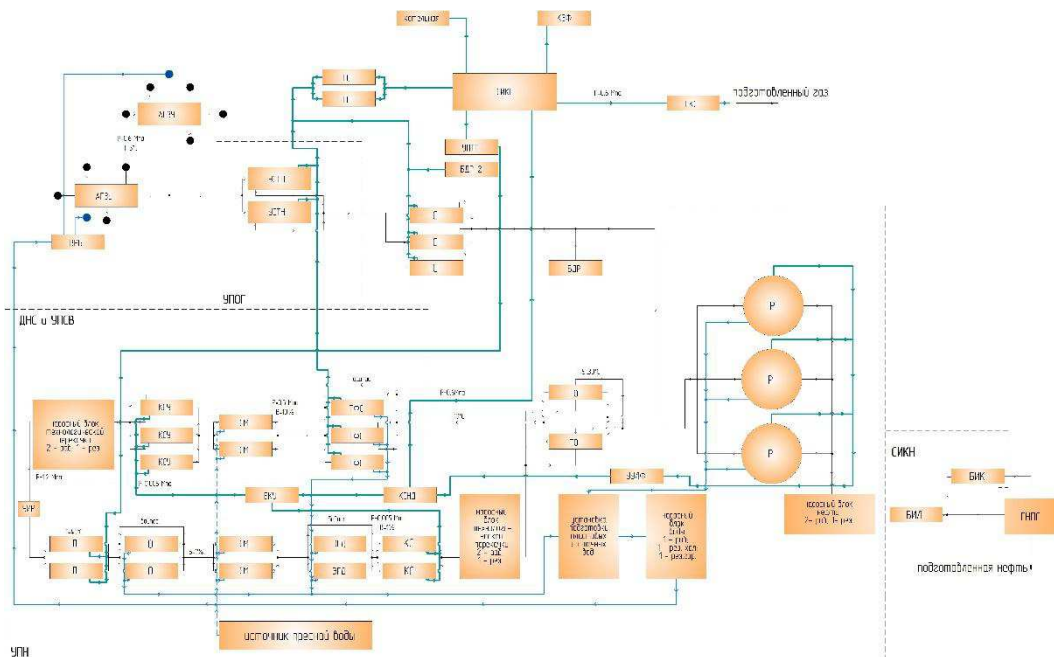


Рисунок 1 – Принципиальная схема сбора и подготовки скважинной продукции

Нефть из сепараторов ТФС по общему трубопроводу через узел смешения СМ поступает в концевые сепарационные установки КСУ для разгазирования перед подачей в печи и далее в оборудование глубокого обезвоживания.

Избыточное давление в КСУ находится в пределах 0,005...0,3 МПа.

Водонефтяная эмульсия из КСУ подается на прием 4-х насосов типа ЦНСн или НК (3 рабочих + 1 резервный) блока технологической перекачки. На линии нагнетания насосов установлен регулирующее-отсечной затвор.

Нефтяной газ из КСУ направляется на площадку компрессорной станции низкого давления КСНД. [3]

Насосами блока технологической перекачки нефть подается под давлением 1,2 МПа через узел измерения расхода на вход в печь огневого подогрева П для нагрева для температуры +45 °С для обеспечения эффективного протекания процессов глубокого обезвоживания. Газ для питания горелок П отбирается из расходного коллектора узла учета и распределения газа СИКГ.

Из печи П нефтеводная эмульсия поступает на технологическую площадку отстойников нефти О, работа которых осуществляется параллельно по полному сечению аппарата. В отстойниках происходит сброс воды до

остаточной обводненности 1 %. Межфазный уровень в отстойниках «нефть – вода» регулируется регулирующие-отсечными затворами.

После отстойников нефть через узел смешения СМ подается в электродегидраторы ЭДГ, в которых происходит обезвоживание нефти в электрическом поле до обводненности 0,5 %. Работа электродегидраторов осуществляется по полному сечению аппарата. Межфазный уровень в и избыточное давление 0,7 МПа в аппаратах поддерживается регулирующие-отсечными затворами. Технологической схемой предусматривается байпас оборудования глубокого обезвоживания – отстойников нефти О и электродегидраторов ЭДГ.

Из ЭДГ нефть через влагомер поступает на вход концевых сепараторов КС, где происходит разгазирование горячей нефти. Избыточное давление в концевых сепараторах составляет 0,005 МПа.

Нефтяной газ из КС направляется в блок компрессорных установок БКУ на площадке КСНД.

Насосами 3-х насосов типа ЦНСн или НК (2 рабочих и 1 резервный) второго блока технологической перекачки через теплообменник ТО для охлаждения обратным потоком сырой нефти от скважин до температуры +5...+30 °С в резервуары Р (2 рабочих и 1 резервный). В теплообменнике температура товарной нефти регулируется подачей потока холодного теплоносителя (сырой нефти) затвором. Обязка резервуаров обеспечивает их взаимозаменяемость, возможность последовательной и параллельной работы, порезервуарную сдачу нефти.

Нефть из резервуаров Р поступает на прием 3-х насосов типа ЦНСн или НК внешней перекачки (1 рабочий, 1 «горячий» резерв, 1 «холодный» резерв). Внутреннюю перекачку осуществляют 3 насоса типа ЦНСн (1 рабочий, 1 «горячий» резерв, 1 «холодный» резерв), вода поступает тоже на 3 насоса типа ЦНСн или НК и далее на установку подготовки пластовых и сточных вод.

При откачке подтоварной воды из Р необходимо следить за межфазным уровнем в резервуарах во избежание попадания нефти на установку по подготовке пластовых и сточных вод.

Товарная нефть после насосов внешней перекачки подается на входной коллектор блока измерительных линий БИЛ системы измерения количества и качества нефти СИКН. После БИЛ нефть поступает на ГНПС. Из выходного коллектора БИЛ через щелевое пробозаборное устройство с лубрикаторм отбирается часть нефти в блок измерений показателей качества нефти БИК для определения ее качественных показателей. После БИК нефть возвращается на ГНПС.

Нефтяной газ от УПОГ, первой ступени сепарации С направляется для дополнительной очистки от капельной жидкости в газовые сепараторы ГС. Очищенный от капельной жидкости газ подается в измерительную линию (1 рабочая и 1 резервная) системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа СИКГ и оттуда с избыточным давлением 0,6 МПа направляется на ГКС с частичным отбором газа на установку подготовки топливного газа УПТГ. После УПТГ топливный газ компримируется и закачивается в газоутилизирующие скважины. При авариях и плановых установках ГКС газ из ГС направляется на факельную систему высокого давления для сжигания (КЗФ на схеме – комплекс зажигания факела).

Нефтяной газ, отделившийся на второй ступени сепарации в ТФС подается на ГС также для очистки от капельной жидкости и далее, после СИКГ, направляется на котельную, печи огневого подгoreва, КЗФ.

Конденсат из ГС отводится в емкости приемные ЕП.

Для предотвращения гидратообразования насосами блока дозирования реагентов БДР-2 в линию газа от сепараторов С до ГС осуществляется подача метанола.

Газ от КС и КСУ с избыточным давлением 0,005 МПа направляется на компримирование в блок компрессорных установок БКУ на площадке компрессорной станции низкого давления КСНД.

Пары (газ) от резервуаров Р направляется в установку улавливания легких фракций УУЛФ, расположенную на площадке КСНД. УУЛФ предотвращает срабатывание дыхательных клапанов Р на «вдох» и «выдох».

Компримированный газ до избыточного давления 0,6 МПа от КСНД направляется в СИКГ и далее на ГКС.

Вода, отделившаяся в результате технологического процесса подготовки НГВС в поступает в установку подготовки пластовых и сточных вод, а оттуда на блочную кустовую насосную станцию БКНС. БКНС предназначена для закачки в пласт очищенных пластовых вод, производственных и дождевых стоков. В БКНС установлено 3 высоконапорных насоса ЦНСн (1 рабочий и 2 резервных). На входе в насосы установлены фильтры для задержки механических примесей. Пройдя насосный агрегат, вода поступает на водораспределительную батарею ВРБ, и оттуда к скважинам. Для смазки и охлаждения подшипников электродвигателей и насосов предусмотрена централизованная маслосистема БМ. Охлаждение масла – воздушное. Подача масла из маслобаков осуществляется маслонасосом НШ (1 рабочий и 1 резервный) через фильтры и маслоохладитель.

На каждом объекте предусмотрена дренажная система в виде емкостей приемных. На каждой приемной емкости установлен погружной насос типа ВНД. Далее рассмотрим и изучим оборудование системы сбора скважинной продукции более подробно. [5]

1.1.1 Сборный коллектор

Сборным коллектором называют трубопровод увеличенного диаметра, с помощью которого скважинная продукция собирается и далее транспортирует на промысловый сборный пункт для дальнейшей подготовки.

1.1.2 АГЗУ

Автоматическая групповая замерная установка. Она автоматически измеряет среднесуточный объем газа и массу нефти, добываемых из скважины. Также АГЗУ позволяет контролировать технические режимы скважины.

Обычно АГЗУ состоит из двух блоков технологического и аппаратурного. Технологический включает в себя распределительное устройство (емкость сепарационная); регулятор расхода жидкости; регулятор расхода газа; средства измерений; запорная арматура; технологические трубопроводы; сооружение/сооружения для размещения оборудования технологического блока. Аппаратурный блок зачастую состоит из: блока управления, блока индикации и блока питания.

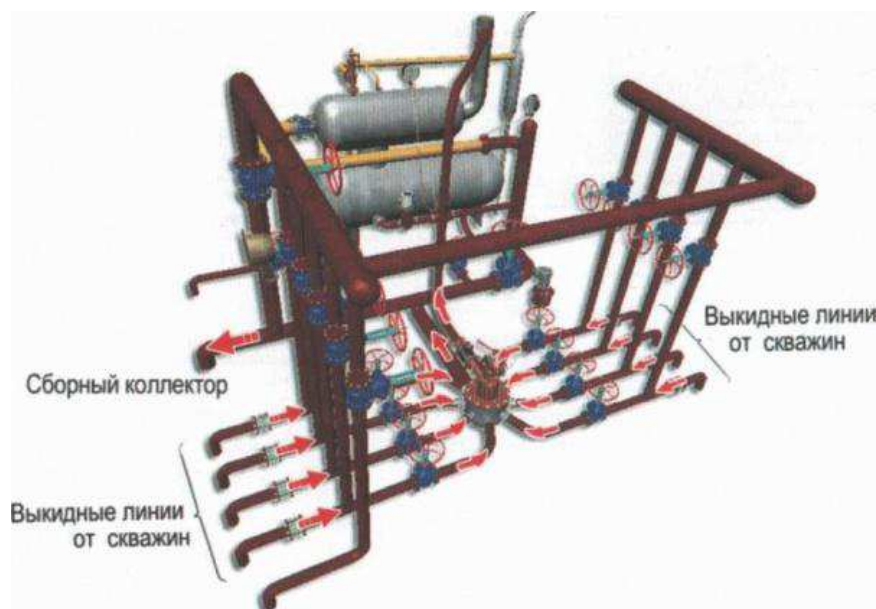


Рисунок 2 – Автоматическая групповая замерная установка

Установки АГЗУ имеют различные вариации исполнения, им необходимо отвечать самым высоким требованиям в области безопасности и надежности, технологическим требованиям, ведь им предстоит работать в различных окружающих условиях.

1.1.3 Дожимная насосная станция

Необходимость использования дожимных насосных станций (далее – ДНС) заключается в том, что зачастую на отдаленных нефтяных месторождениях энергии нефтегазонасного пласта недостаточно для того, чтобы транспортировать нефть к установкам предварительного сброса воды, где происходит отделение от нефти пластовой воды и попутного газа, а также подогрев нефти и приращение удельной энергии потока добываемой нефти до следующей системы подготовки нефти.



Рисунок 3 – Дожимная насосная станция

ДНС, посредством насосов, придает нефти дополнительное давление, которое необходимо для ее транспортирования к высоконапорным участкам через системы сбора и подготовки. Также ДНС выполняют функции сепарации нефти, очищая ее от механических примесей, шлама, мелкокристаллической взвеси, продуктов коррозии и других твердых частиц, которые извлекаются потоком к устью скважин и попадают в систему нефтегазосбора, создавая там серьезные проблемы.

1.1.4 Нефтегазовый сепаратор

Нефтегазовый сепаратор – это устройство, в котором происходит отделение нефти от попутного газа или воды, за счет их различных плотностей. Этот процесс называется сепарацией, он проходит несколько стадий и от количества этих стадий зависит объем дегазированной нефти, полученной из скважинной жидкости.



Рисунок 4 – Нефтегазовый сепаратор

Принцип работы сепаратора основывается на действии на жидкость центробежной силы, которое разделяет жидкость на твердую и жидкую фазы. По основной трубе суспензия попадает в верхнюю часть барабана, где очищается от тяжелых элементов, оттуда вытесняется в каналы тарелкодержателя, а после – в сепарационную камеру.

1.2 Транспорт скважинной продукции

На современных месторождениях наиболее обильно используется трубопроводный транспорт нефти и газа, так как данный вид транспорта обеспечивает бесперебойные поставки в огромных объемах, обладает наименьшими операционными издержками, позволяет охватывать практически любые расстояния.

Главные требования, которые предъявляются современным системам сбора, транспорта и подготовки это:

- полная герметизация системы сбора;
- высокая экономичность;
- наиболее быстрый ввод в эксплуатацию;
- автоматизация;
- надежность;
- сокращение потерь;
- сокращение вовлеченности человека в работу.

Можно сделать вывод, что промысловые системы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа необходимо рассматривать, как единую технологическую систему со взаимосвязанными процессами, охватывающую не только отдельный промысел, но и целый нефтедобывающий район. Необходимо максимально сокращать число объектов на промысле и концентрировать все основные на пункте сбора. [1]

2 Особенности очистных работ нефтепровода

Накопление отложений парафина, механических примесей, продуктов коррозии, скопления в низких местах трубопроводов воды, а верхних точках трубопроводов воздушных пробок – все это приводит к снижению пропускной способности нефтепровода в процессе его эксплуатации. Внутренняя коррозия приводит к повышению шероховатости стенок труб. Из-за уменьшения пропускной способности нефтепровод становится менее эффективным, повышаются затраты на перекачку продукта, качество перекачиваемого продукта снижается, так как он загрязняется механическими примесями.

Чтобы поддерживать пропускную способность и предотвратить накопление воды и внутренних отложений, в то же время подготовить часть нефтепровода для осмотра и повторного внутритрубного тестирования, внутреннюю полость нефтепровода необходимо очищать, посредством очистных устройств.

Очистные устройства передвигаются внутри нефтепровода благодаря действию перепада давлений, которое возникает на их торцах в потоке транспортируемой жидкости. В процессе своего передвижения, они осуществляют те технологические задачи, для которых они предназначены. Главной же целью внутритрубных очистных устройств остается очистка внутренней полости нефтепровода от различных отложений, таких как:

- парафино-смолистые отложения;
- остатки глиняных тампонов, оставшиеся после ремонта нефтепровода;
- камни, песок;
- скопления воды и газа, а также посторонние предметы.

2.1 Типы внутритрубной очистки

В зависимости от цели проведения работ различают несколько типов внутритрубной очистки:

– периодическая внутритрубная очистка проводится с целью предотвращения снижения пропускной способности трубопровода и развития внутренней коррозии, посредством удаления парафиновых отложений и скоплений газа и воды;

– целевая внутритрубная очистка проводится с целью очистки остатков гермитизаторов после проведения ремонтных работ на линейной части трубопроводов;

– внеочередную очистку проводят в том случае, если пропускная способность нефтегазопровода снизилась в период между периодическими очистками на 2% и более;

– преддиагностическую внутритрубную очистку проводят с целью обеспечения необходимого уровня внутритрубной очистки, согласно техническим характеристикам перед запуском внутритрубных инспекционных приборов.

Главный инженер разрабатывает и утверждает инструкции, и согласно им в дальнейшем проводится очистка внутренней полости трубопровода. Инструкции разрабатываются для каждого участка нефтепровода. Преддиагностическую и периодическую очистку трубопровода осуществляют пропуском не менее чем двух очистных устройств. Устройства с открытыми байпасными отверстиями и устройства с закрытыми байпасными отверстиями запускаются с обязательным соблюдением периодичности в сутки. Требования периодической очистки; годовой план внутритрубной диагностики; необходимость целевой очистки трубопровода после проведения ремонтных работ обязательно учитываются при составлении годовых и месячных планов работ, с помощью которых организуют очистку трубопровода.

2.2 Анализ технологии внутритрубной очистки нефтегазопроводов

Повысить пропускную способность, а также уровень надежности нефтепроводов – одна из главных целей внутритрубной очистки. Осуществить данную технологию возможно несколькими способами:

- продувка газопровода потоком газа с помощью продувочных свеч;
- очистка внутренней полости трубопровода с помощью внутритрубных очистных устройств (очистной поршень, скребок, поршень-разделитель);
- ввод ингибиторов.

В зависимости от типов загрязнений трубопровода принимается методика выбора очистного устройства. Правильно выбрать очистное устройство – важный этап эффективного проведения внутритрубной очистки.

Основным видом деятельности скребков является очистка внутренней полости от остатков мусора, например ветошь, шлак, остатки электродов т.д., в ходе капитального ремонта на трубопроводе.

Очистные поршни оснащаются специальными манжетами, которые выполнены из полиуретана и дисками, которые снижают давление на поршень со стороны внутренней стенки трубопровода. Обычно такие поршни применяют после окончания пуско-наладочных работ, а также в процессе эксплуатации.

Продувка с пропуском очистных устройств является одним из самых эффективных способов очистки нефтепровода. Движение очистных устройств обусловлено давлением продукта. Данные очистные устройства делятся на:

- манжетные поршни;
- эластичные цилиндрические разделители;
- скребки с режущими очистными инструментами (лезвиями или ножами);
- щеточные скребки с круглыми щетками – ерши;
- шаровые разделители.

Схема поршня, который применяется для очистки внутренней полости трубопровода от твёрдых загрязнений и воды показана на рисунке 5.

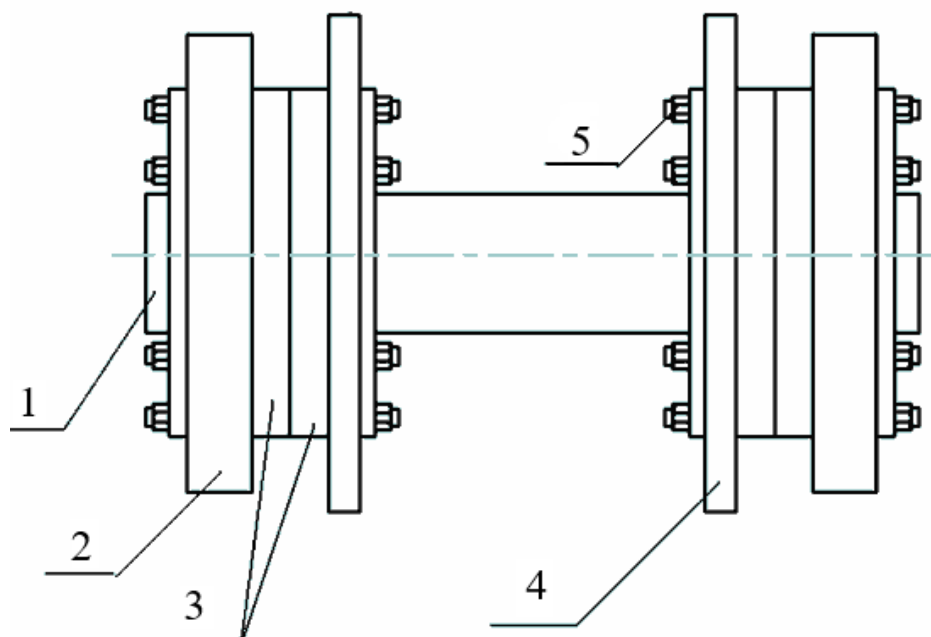


Рисунок 5 – Схема очистного поршня: 1 – металлический корпус; 2 – диск полиуретановый ведущий; 3 – диски проставочные; 4 – диск полиуретановый, чистящий; 5 – крепежные болты

Для того, чтобы спланировать и реализовать операции очистки с применением механических очистных устройств, необходимо учесть характеристики очищаемого трубопровода, характеристики установленной на нем арматуры, а также требования к устройствам запуска и приема. Диаметр трубопровода играет важную роль как при определении характера операций, так и при первоначальном выборе очистного устройства.

2.2.1 Эксплуатация камер пуска и приема СОД

Камеры пуска и приема средства очистки и диагностики (далее – КПП СОД) предназначены для осуществления работ по запуску в трубопровод и приему из трубопровода очистных устройств, таких как: очистные поршни,

магнитные дефектоскопы, скребки-разделители и т.д. То есть КПП СОД – это собой тупиковый участок трубопровода с концевым затвором, при этом, диаметр данного участка больше диаметра трубопровода.

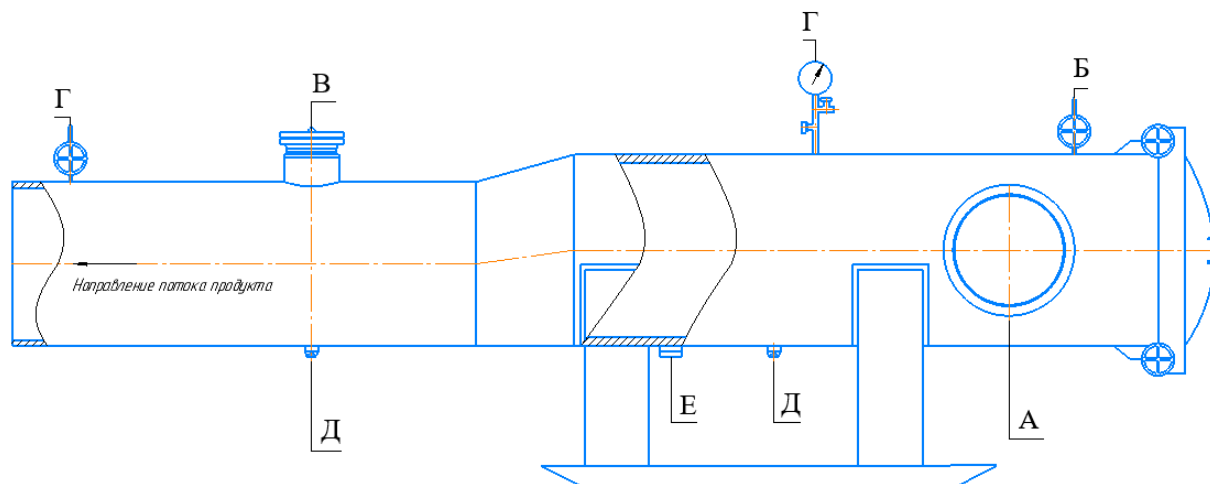


Рисунок 6 – Схема КПП СОД: А – патрубок подвода продукта; Б – патрубки для сброса воздуха; В – патрубок для установки запасовочного устройства; Г – патрубок для установки манометра; Д – патрубки для присоединения дренажных трубопроводов; Е – датчик контроля герметичности

Состав блока камеры пуска и приема СОД позволяет осуществлять работы по следующим направлениям регламентного технического обслуживания:

- очистка трубопровода путем пропуска очистного поршня;
- внутритрубная профилометрия трубопровода с использованием профиломера для определения формы поперечного сечения;
- диагностика текущего технического состояния трубопровода и его антикоррозионного покрытия методами неразрушающего контроля с использованием поршней диагностических.



Рисунок 7 – КПП СОД

Порядок запуска очистного устройства:

- перед запуском очистного устройства производится освобождение камеры от нефти в емкость Е1 (рисунок 8);
- в камеру запуска помещается ОУ, закрывается концевой затвор и производится заполнение камеры нефтью (рисунок 8);
- после подтверждения готовности к запуску ОУ открываются задвижки 1 и 2, а задвижка 3 закрывается (рисунок 8);
- после срабатывания линейного сигнализатора о прохождении ОУ в магистраль задвижки 1,2 и 3 возвращаются в исходное состояние в обратном порядке (рисунок 8).

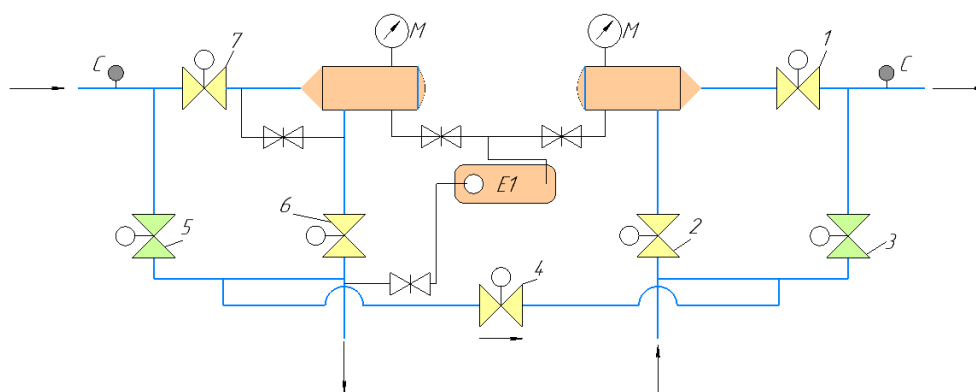


Рисунок 8 – Камера запуска-приема СОД: С – сигнализатор; М – манометр; E1 – емкость подземная для опорожнения камер пуска-приема очистного устройства

Порядок приема очистного устройства:

- открываются задвижки 6 и 7, и одновременно закрывается задвижка 5 (рисунок 8);
- после получения сигнала о входе ОУ в камеру, задвижки 6 и 7 закрываются, отключая камеру от трубопровода, а задвижка 5 открывается для приема нефти на перекачивающую станцию (рисунок 8);
- производится сброс давления и освобождение камеры от нефти в дренажную емкость E1 (рисунок 8);
- после дренирования нефти затвор камеры открывается, удаляются продукты очистки и извлекается ОУ (рисунок 8);
- закрывается затвор камеры (рисунок 8).

2.3 Виды и характеристики поршней для очистки нефтепровода

2.3.1 Очистной пыж поролоновый литой

Благодаря своей эластичности и гибкости, поролоновые чистящие устройства используются на нефтепроводах любой конфигурации и с различной запорной арматурой.



Рисунок 9 – Очистной пыж поролоновый литой

В зависимости от исполнения, могут иметь следующие свойства:

1) Поршень поролоновый литой (ППЛ) – производят в виде цилиндра, который с торцов обмазан полиуретаном. Диаметр от 89 мм до 1420 мм, длина от 180 мм до 2100 мм. Плотность корпуса поршня от 40 кг/м³. до 200 кг/м³.

2) Пыж поролоновый литой модифицированный (ППЛ-М) – это поролоновый цилиндр, который полностью покрыт полиуретаном. Диаметр от 89 мм до 1420 мм, длина от 180 мм до 2100 мм. Может применяться как поршень-разделитель.

Таблица 1 – Технические характеристики типовых устройств ППЛ

Наименование изделия и его диаметр	Длина изделия (мм)	Вес изделия (кг)	Объем изделия (м ³)
Поролоновый поршень ППЛ-63	180	0,04	0,001
Поролоновый поршень ППЛ-108	190	0,05	0,0013
Поролоновый поршень ППЛ-114	200	0,07	0,002
Поролоновый поршень ППЛ-159	250	0,19	0,005

Окончание таблицы 1

Наименование изделия и его диаметр	Длина изделия (мм)	Вес изделия (кг)	Объем изделия (м ³)
Поролоновый поршень ППЛ-219	340	0,37	0,01
Поролоновый поршень ППЛ-273	400	0,74	0,02
Поролоновый поршень ППЛ-325	450	1,48	0,04
Поролоновый поршень ППЛ-377	550	2,22	0,06
Поролоновый поршень ППЛ-426	640	3,33	0,09
Поролоновый поршень ППЛ-530	800	7,0	0,2
Поролоновый поршень ППЛ-630	950	10,50	0,03
Поролоновый поршень ППЛ-720	1150	17,50	0,05
Поролоновый поршень ППЛ-820	1180	21,00	0,06
Поролоновый поршень ППЛ-1020	1500	42,00	1,2
Поролоновый поршень ППЛ-1220	1800	86,4	2,4
Поролоновый поршень ППЛ-1420	2100	115,50	3,3

2.3.2 Очистные устройства из полиуретана

Основная и дополнительная части очистного устройства выполнены из современного износостойкого материала - полиуретана.

Полиуретан обладает достаточно высокой степенью износостойкости, вследствие чего сроки эксплуатации поршней являются достаточно длительными. К тому же, полиуретан является гибким материалом, что предотвращает застревания поршня в трубе при наличии каких-либо ее деформаций.



Рисунок 10 – Поршень полиуретановый

Устройства из этого материала имеют разные свойства в зависимости от их комплектации.

1) Дисковый поршень состоит из чистящих, опорных и промежуточных полиуретановых дисков — устанавливается разное количество, в зависимости от модели.



Рисунок 11 – Поршень полиуретановый дисковый

Таблица 2 – Технические характеристики ведущих полиуретановых дисков

Диаметр трубопровода (мм)	Диаметр диска (мм)	Толщина диска (мм)	Посадочный диаметр диска (мм)	Вес диска (кг)
159	147	15	20	0,31
219	204	20	20	0,81
273	258	20	82	1,18
325	307	25	104	2,06
377	359	30	134	3,29
426	402	30	144	4,18
530	503	30	236	5,90
630	600	30	291	8,29
720	690	40	392	13,02
820	787	40	474	16,00
920	884	45	474	25,7
1020	984	45	680	23,52
1067	1030	45	680	27,70
1220	1184	60	752	51,16

2) Манжетный поршень имеет чистящий элемент — полиуретановую манжету.

Таблица 3 – Технические характеристики полиуретановых манжет

Диаметр трубопровода (мм)	Диаметр манжеты (мм)	Толщина манжеты (мм)	Посадочный диаметр манжеты (мм)	Ширина манжеты (мм)
159	159	20	20	40
219	219	20	20	40
273	273	20	50	45
273	273	20	50	45
325	325	20	100	55
377	377	20	130	65
426	426	22	140	75

Окончание таблицы 3

Диаметр трубопровода (мм)	Диаметр манжеты (мм)	Толщина манжеты (мм)	Посадочный диаметр манжеты (мм)	Ширина манжеты (мм)
530	530	20	200	80
630	630	20	300	85
720	720	25	350	90
820	820	28	400	120
920	920	28	500	120
1020	1020	40	670	120
1067	1067	40	670	120

3) Манжетно-дисковое очистное устройство (ППМД) состоит из полиуретановых опорных и промежуточных дисков, и манжеты из полиуретана.

Таблица 4 – Технические характеристики поршней ППМД

Марка поршня	Диаметр трубопровода (мм)	Длина поршня (мм)	Кол-во дисков и манжет на поршне (шт)	Масса поршня (кг)
ППМД-159	159	200	2и2	3,8
ППМД-219	219	275	2и2	7,2
ППМД-273	273	345	2и2	11
ППМД-325	325	410	2и2	23
ППМД-377	377	475	2и2	35
ППМД-426	426	535	2и2	60
ППМД-530	530	665	2и2	85
ППМД-720	720	910	2и2	150
ППМД-820	820	1030	2и2	180
ППМД-1020	1020	1280	2и2	280
ППМД-1220	1220	1530	2и2	410
ППМД-1420	1420	1780	2и2	605



Рисунок 12 – Поршень полиуретановый манжетно-дисковый ППМД

В соответствии с моделью поршня меняется количество промежуточных дисков. Расширить область применения поршня можно с помощью установки на него калибровочного диска, который позволяет, например, отделять друг от друга нефть различного качества. Помимо прочего, как дополнительный элемент, можно установить сигнализатор поиска.

2.3.3 Очистные устройства типа СКР

Очистные скребки типа СКР1 используют в основном для периодической очистки нефтепровода от отложений парафина и смолы. В том числе их запуск производят перед пропуском внутритрубных инспекционных приборов. Скребок типа СКР1 представлен на рисунке 13.

Корпус скребка — это стальная полая конструкция, фланцы, которые приваренные к его задней и средней части, это крепления на четырех чистящих и двух ведущих дисках [7].

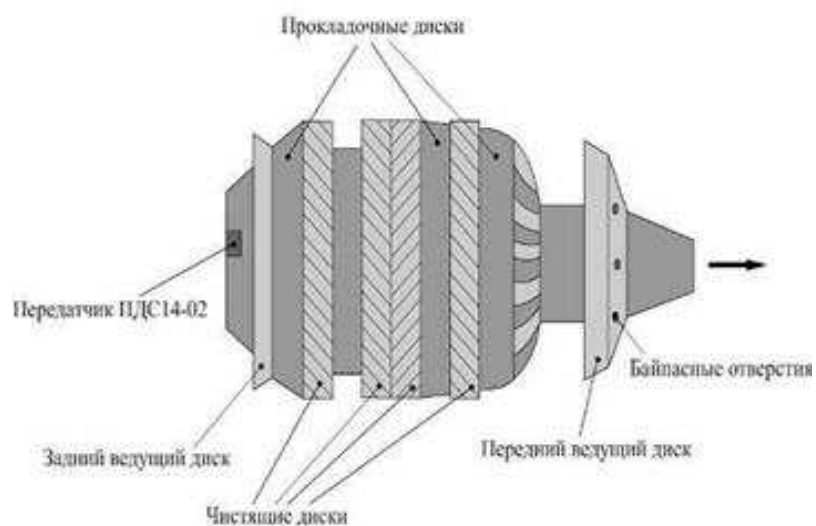


Рисунок 13 – Скребок типа СКР1

На переднем торце скребка располагаются байпасные отверстия, их ось направлена под углом к стенке трубопровода. Размыв отложений, которые скребок сгребает со стенок трубопровода и толкает впереди себя – основное предназначение байпасных отверстий. В задней части скребка устанавливается передатчик.

Таблица 5 – Технические характеристики скребков СКР1

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %Dн	Мин. радиус отвода трубопровода на 90%	Диапазон рабочих скоростей пропускания, м/с
48- СКР1	1220	2384	1185	85	1,5Dн	0,2...5
40- СКР1	1020	2030	787			
32- СКР1	820	1725	395			
28- СКР1	720	1505	323			
20- СКР1	530	1267	135			

Окончание таблицы 5

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %Dн	Мин. радиус отвода трубопровода на 90%	Диапазон рабочих скоростей пропуска, м/с
16- СКР1	426	967	64		1,5Dн*(2Dн)	
14- СКР1	377	914	56		1,5Dн*(2,5Dн)	
12- СКР1	325	856	46		1,5Dн*(3Dн)	

Чистящие и щеточные диски располагаются в особенной комбинации, которая позволяет наилучшим образом очищать внутреннюю стенку трубопровода и коррозионные углубления в ней. На рисунке 14 показана работа щеточного очистного скребка типа СКР1-1, его конструктивная особенность заключается в установке на передней и задней части скребка щеточного диска.

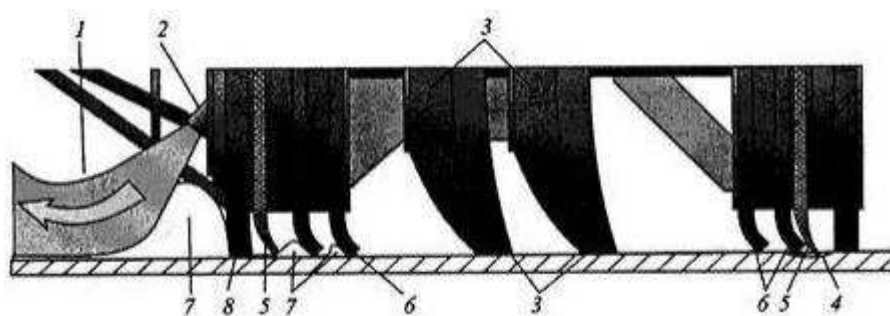


Рисунок 14 – Работа щеточного очистного скребка СКР1-1: 1 – струя продукта перекачки; 2 – сопло для размыва отложений; 3 – манжеты; 4 – раковина в стенке трубы; 5 – диск щеточный; 6 – диск чистящий; 7 – отложения; 8 – диск ведущий

Скребок типа СКР4 – односекционный скребок с подпружиненными рычагами. Предназначается для очистки внутренней стенки трубопровода от асфальтенопарафинистых веществ, механических примесей и продуктов коррозии с возможностью очистки твердых отложений. Данный тип скребков перемещается по трубопроводу благодаря потоку перекачиваемого воздуха [21].

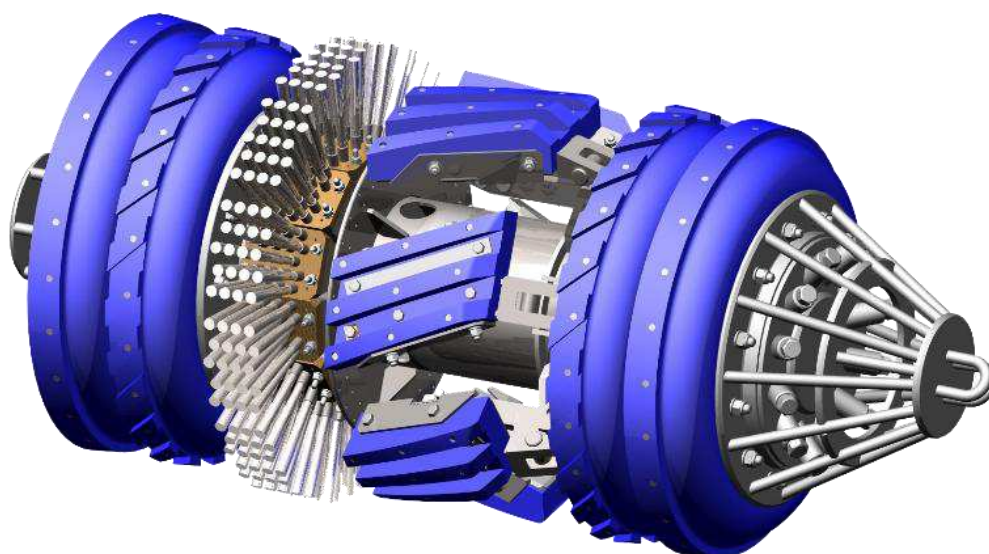


Рисунок 15 – Скребок типа СКР4

2.4 Оснастка очистных поршней

В зависимости от степени загрязнения трубопровода очистные поршни могут оснащаться различными приспособлениями, такими как.

1) Щетки эффективно справляются с твердыми отложениями, образовавшимися на стенках трубопровода.

2) Магниты, с помощью которых собирается, а затем выносятся из трубопровода весь металлический мусор. Чем выше мощность магнита, тем выше степень очистки.

3) Клапан давления, который открывается в том случае, если очистной поршень застрял и давление в трубопроводе начинает резко повышаться. С его помощью движение потока восстанавливается.

4) Калибровочная пластина. Она несет первичную информацию о наличии в трубопроводе крупных сужений, информацию о возможности беспрепятственного прохождения по трубопроводу для последующих поршней. Обычно калибровочная пластина используется только при первом и втором пропусках поршня.

5) Насадка паук. Она создает турбулентность, которая препятствует накоплению грязи и парафина перед поршнем.

6) Передатчик для обнаружения, которым поршни для очистки могут быть оснащены. Трубы с толстыми стенками, трубы из нержавеющей стали и даже трубы с двойными стенками не мешают работе датчика, он используется в качестве ориентира для определения местоположения застрявшего поршня или для определения точного времени, когда поршень проходит через заданную отметку [4].

3 Патентно-информационный обзор

3.1 Патент № 2177378 – Поршень очистной дисковый двунаправленный

Изобретение относится к очистке внутренней поверхности трубопроводов и может быть использовано для разделения разнородных нефтепродуктов при их последовательной перекачке, а также для вытеснения воздуха или удаления воды из полости трубопровода при гидроиспытаниях.

Поршень очистной дисковый двунаправленный содержит трубчатый, заглушенный с обоих концов корпус, оснащенный по концам блоками дисков, стянутых каждый из них в пакет между фланцем, закрепленным на корпусе, и прижимным кольцом, состоящий из полиуретановых или из какого-либо другого прочного гибкого эластомера дисков: одного направляющего или направляющих, с диаметром, равным или меньшим на некоторую величину внутреннего диаметра трубопровода, одного или более уплотнительных с диаметром, большим внутреннего диаметра трубопровода на натяг, и промежуточных, разделяющих дистанционно между собой направляющие, расположенные ближе других к концам корпуса, и уплотнительные диски.

Направляющие и уплотнительные диски имеют кромки, примыкающие к трубопроводу, угол заострения которых меньше 90° , образованный на периферии дисков с обеих сторон кольцевыми выемками, имеющими в поперечном сечении форму неравнобедренного треугольника, причем у уплотнительных дисков величина угла заострения кромок обратно пропорциональна натягу. Изобретение повышает энергетическую эффективность очистки, обеспечивает расширение технологических возможностей, износостойкость чистящих элементов.

Изобретение относится к очистке внутренней поверхности трубопроводов и может быть использовано для разделения разнородных нефтепродуктов при

их последовательной перекачке, а также для вытеснения воздуха или удаления воды из полости трубопровода при гидроиспытаниях.

Известно очистное устройство, способное двигаться в обоих направлениях в трубе (патент США N 3685083, кл. В 08 В 9/04, 1972 г.), состоящее из удлиненного корпуса, по крайней мере одного уплотняющего узла, смонтированного на упомянутом корпусе, этот уплотняющий узел включает в себя чередующиеся твердые и мягкие уплотнительные кольца, послойно расположенные между жесткими поддерживающими деталями в виде фланцев, стянутые болтами, причем один из фланцев жестко закреплен на корпусе, другой, оборудованный направляющим воротником, имеет возможность двигаться вдоль корпуса, при работе за счет давления рабочей среды мягкие уплотнительные кольца сжимаются вдоль оси между твердыми давлением подвижного фланца, выступают наружу и тесно входят в уплотнение со стенкой трубы.

Известное устройство имеет ряд недостатков:

– сужена возможность применения устройства в трубопроводах с различной толщиной стенки трубы, поскольку изменение толщины стенки трубы в сторону уменьшения снижает потенциальные возможности мягкого уплотнительного кольца расширяться под сжатием и тесно входить в уплотнение со стенкой трубы.

– энергетически неэффективен процесс очистки стенок трубопровода от твердых отложений на них, поскольку очистка производится методом сдвига, а не срезания потому, что мягкие уплотнительные кольца не имеют четко выраженной режущей кромки прижатой к стенке трубы, а жесткие уплотнительные кольца, кромка которых вначале пробега прижата к стенке, а далее по мере износа между кромкой и стенкой появляется зазор, сдвигают, а не срезают отложения со стенки трубопровода, поскольку угол заострения кромки жесткого кольца равен 90° . Усилия на сдвиг материала, как известно из практики, всегда значительно больше, чем усилия на срез материала.

Известно сочлененное (шарнирное) устройство для трубопроводов, относящееся к очистным устройствам (патент Великобритании GB 2265433 А от 29.09.93, F 16 L 55/26, В 08 В 9/04), состоящее по меньшей мере из двух идентичных трубчатых секций, расположенных по одной линии, у каждой из которых имеются прочные гибкие манжеты в форме колец, прикрепленных к наружной стенке секций. Секции контактируют друг с другом внутренними своими концами и механически соединены с помощью гибкой эластичной сцепки, проходящей по оси внутри полостей секций и закрепленной по внешним концам секций во втулках и заставляющей противоположные растягивающие усилия давить на секции, и тем самым прилегающие концы секций стягиваются вместе.

Известное устройство имеет недостаток:

– энергетически неэффективен процесс очистки устройством стенок трубопровода от твердых отложений, поскольку угол заострения кромок колец, примыкающих к стенке трубопровода, равен 90° , поэтому кольца сдвигают отложения, но не срезают. Усилия сдвига отложений значительно больше усилий срезания, что приводит к более значительным затратам энергии на процесс очистки стенок трубопровода, чем в случае очистки методом срезания.

Этому устройству присущи те же недостатки, что и вышеуказанному.

Техническим результатом изобретения является повышение энергетической эффективности очистки стенок трубопровода от слежавшихся, затвердевших отложений путем замены сдвига срезанием отложений, расширение возможностей очистного устройства по применению для трубопроводов с различной толщиной стенок, повышение износостойкости чистящих элементов, осуществление возможности применения очистного устройства в двух направлениях в одном и том же трубопроводе без его перезапасовки, а также возможность использования очистного устройства в качестве разделителя для разнородных сред.

Указанный результат достигается тем, что поршень очистной дисковый двунаправленный для очистки внутренней поверхности трубопроводов и

разделения разнородных сред содержит трубчатый, заглушенный с обоих концов корпус, оснащенный по концам блоками дисков, стянутых каждый из них в пакет между фланцем, закрепленным на корпусе, и прижимным кольцом, состоящий из полиуретановых или из какого-либо другого прочного гибкого эластомера дисков; одного направляющего или направляющих с диаметром, равным или меньшим на некоторую величину внутреннего диаметра трубопровода, одного или более уплотнительных с диаметром, большим внутреннего диаметра на натяг, и промежуточных, разделяющих дистанционно между собой направляющие, расположенные ближе других к концам корпуса, и уплотнительные диски, при этом кромки направляющих и уплотнительных дисков, примыкающие к стенке трубопровода с обеих сторон дисков, имеют угол заострения менее 90° , образованный на периферии дисков с обеих сторон кольцевыми выемками, имеющими в поперечном сечении форму неравностороннего треугольника, причем у уплотнительных дисков величина угла заострения кромок обратно пропорциональна натягу.

Направляющие и уплотнительные диски армированы вдоль их плоскостей стеклотеткой или какой-либо другой высокопрочной гибкой сеткой в несколько слоев, посередине и у поверхности дисков.

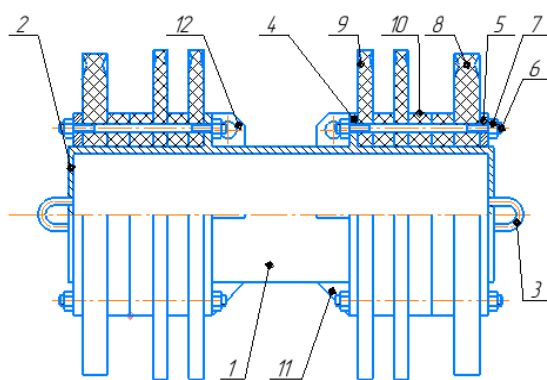


Рисунок 16 – Поршень очистной дисковый двунаправленный

Формула изобретения

1 Поршень очистной дисковый двунаправленный для очистки внутренней поверхности трубопроводов и разделения разнородных сред, содержащий

трубчатый, заглушенный с обоих концов корпус, оснащенный по концам блоками дисков, стянутых каждый из них в пакет между фланцем, закрепленным на корпусе, и прижимным кольцом, состоящий из полиуретановых или из какого-либо другого прочного гибкого эластомера дисков: одного направляющего или направляющих с диаметром, равным или меньшим на некоторую величину внутреннего диаметра трубопровода, одного или более уплотнительных с диаметром, большим внутреннего диаметра трубопровода на натяг, и промежуточных, разделяющих дистанционно между собой направляющие, расположенные ближе других к концам корпуса, и уплотнительные диски, при этом кромки направляющих и уплотнительных дисков, примыкающие к стенке трубопровода с обеих сторон дисков, имеют угол заострения менее 90° , образованный на периферии дисков с обеих сторон кольцевыми выемками, имеющими в поперечном сечении форму неравностороннего треугольника, причем у уплотнительных дисков величина угла заострения кромок обратно пропорциональна натягу.

2 Поршень очистной дисковый двунаправленный по п.1, в котором направляющие и уплотнительные диски армированы вдоль их плоскостей стеклотканью или какой-либо другой гибкой высокопрочной сеткой в несколько слоев: посередине и у поверхности дисков [35].

3.2 Патент № 2322563 – Устройство для очистки внутренней полости трубопровода

Изобретение относится к трубопроводному транспорту, в частности к устройствам для очистки внутренней поверхности трубопровода от асфальтосмолистых и грязепарафиновых отложений, предупреждения коррозии и для вытеснения продуктов и инородных предметов из внутренней полости труб. Устройство содержит корпус с размещенными на нем манжетами, выполненными из диэлектрического материала, на наружной и внутренней поверхностях которых установлены расходоуемые пластины из материала,

обеспечивающего электролиз воды в стальном трубопроводе, например магния. Пространство между манжетами заполняют минерализованной водой. Изобретение обеспечивает повышение эффективности очистки и предупреждение усталостного и коррозионного износа нижней образующей поверхности трубопровода. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода вводится в полость очищаемого трубопровода через специальные камеры пуска и приема скребков, причем полость между манжетами заполняется минерализованной водой. Перемещение устройства осуществляется благодаря перепаду давления, создаваемому манжетами 2. Создаваемые в результате электрохимических реакций разложения воды газовые пузырьки водорода H_2 , образующиеся на внутренней поверхности стального трубопровода, обладающие хорошей проникающей способностью в жидкой среде (минерализованной воде) и создающие на загрязненной (парафин, соли, гидраты и продукты коррозии) стальной поверхности микровоздействия, нарушают сцепление загрязняющих микрочастиц со стальной поверхностью, обеспечивая разрушение загрязнений, их отрыв от стальной поверхности и облегчая их удаление манжетами и другими элементами возможного дополнительного навесного оборудования (блок с калибровочными дисками, щеточный блок и т.п.), а также поверхностно-активными веществами, образующимися в процессе электролиза воды. Одновременно на очищенной стальной поверхности образуется защитная с малой шероховатостью пассивирующая пленка магнетита F_3O_4 , обеспечивающая иммунитет от коррозии и устранение дефектных зон вдоль трубопровода. Учитывая, что электрическое сопротивление оксидной пленки значительно больше сопротивления чистого металла, большая часть тока, шунтируя защищенные оксидной пленкой участки поверхности, потечет к новым участкам стальной поверхности трубопровода, тем самым, обеспечивая защиту более удаленных участков от места прохождения очистного устройства вдоль трубопровода.

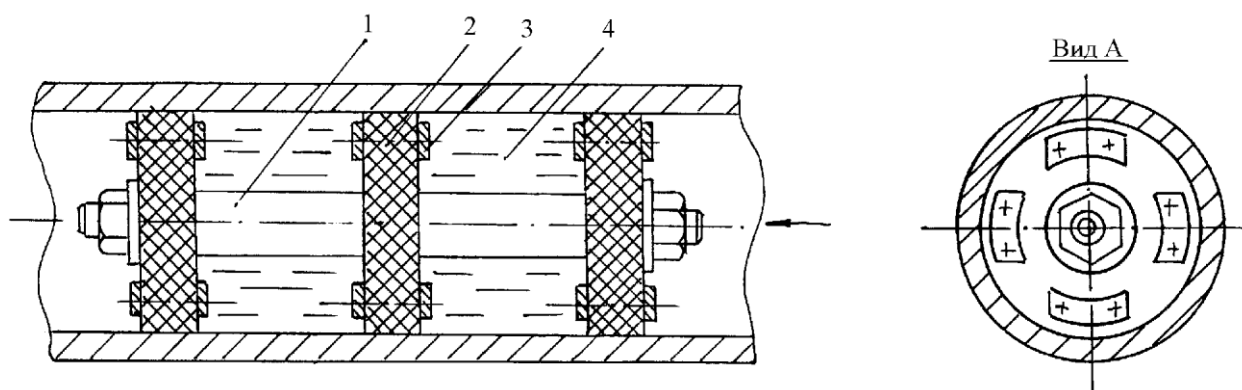


Рисунок 17 – Очистной скребок: 1 – шток; 2 – манжета; 3 – пластины;
4 – жидкость

Анализ бело-серых известковых отложений на поверхности оборудования выявил также наличие солей натрия, магния и кальция, особенно карбонатов и сульфатов. Дополнительно формируемая пленка придает пассивность стали доступной коррозии или катодным реакциям, обеспечивая также и иммунитет от коррозии впоследствии [36].

3.3 Патент №2327535 – Скребок

Изобретение относится к устройствам для очистки внутренних поверхностей трубопроводов, в частности магистральных трубопроводов, и обеспечивает повышение эффективности очистки за счет двунаправленного движения чистящих элементов: вдоль и поперек продольной оси трубопровода. Поршень содержит трубчатый корпус, оснащенный по концам блоками дисков, стянутых каждый из них в пакет между фланцем, закрепленным на корпусе, и прижимным кольцом, состоящий из дисков направляющего, уплотняющего и промежуточных распорных элементов. Поршень оснащен как минимум одним чистящим элементом, выполненным в виде диска с обоймой, в направляющих которой установлены клыки под углом 60° к продольной оси поршня, выполненные Г-образными. В другом варианте выполнения поршень содержит трубчатый корпус, оснащенный как минимум одним блоком уплотняющих и чистящих элементов, разделенных распорным элементом, стянутым в пакет

между фланцем, закрепленным на корпусе, и прижимным кольцом, при этом чистящий элемент выполнен так же, как и в первом варианте, а второй такой же чистящий элемент установлен на обойме, которая соединена с корпусом с возможностью взаимного поворота вокруг продольной оси.

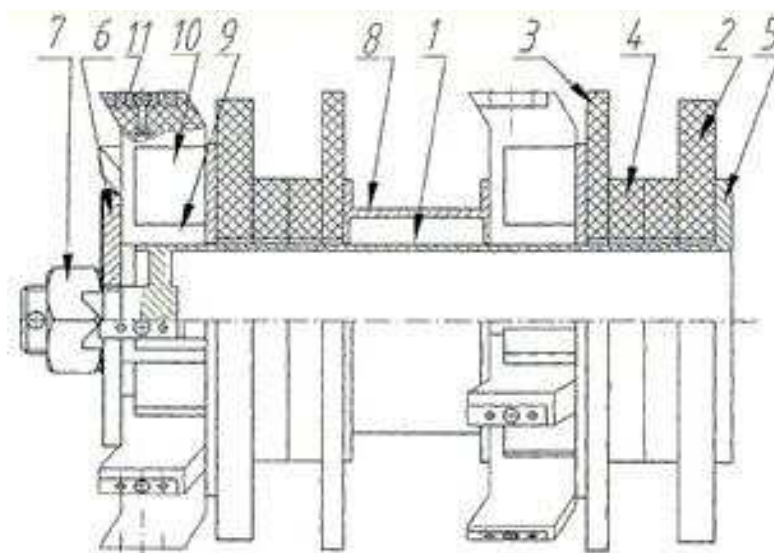


Рисунок 18 – Скребок: 1 – корпус; 2.3.4 – блок дисков; 5 – фланец; 6 – поджимное кольцо; 7 – крепежный элемент; 8 – проставка; 9 – чистящий элемент; 10 – клык; 11 – зуб

Изобретение относится к устройствам для чистки внутренних поверхностей трубопроводов, в частности магистральных трубопроводов, и может быть использовано для:

– очистки полости трубопроводов от строительного мусора, мягких (в т.ч. нефтяных) отложений и частично твердых, удаление конденсата;

– проведения работ по продувке, промывке, испытанию или консервации строящихся и эксплуатируемых магистральных, промышленных трубопроводов, в т.ч. трубопроводов с запорной арматурой, имеющих равно проходное внутреннее сечение.

Очистка осуществляется следующим образом.

Движение поршня осуществляется за счет перепада давлений рабочей среды перед уплотняющим элементом и за ним.

При запаковке поршня в трубопровод уплотнительные диски 3, диаметр которых больше внутреннего диаметра трубопровода на "натяг", деформируются, причем края дисков 3 изгибаются в сторону, обратную направлению движения.

Диски 3 являются не только уплотнительными, но также выполняют функцию чистящих элементов. Диски направляющие 2, диаметр которых равен или на некоторую величину меньше внутреннего диаметра трубопровода, при запаковке не деформируются и служат для направления и централи поршня в целом в трубопроводе и поэтому расположены в самых крайних по отношению к дискам 3 положениях по концам корпуса 1.

Диски 2, кроме того, служат для первичной очистки стенок трубопровода от отложений, поэтому для восприятия без значительной деформации усилий чистки толщина их значительно больше толщины дисков 3, которые усилия чистки воспринимают за счет сил упругости с деформированного диска 3 и сил давления рабочей среды в трубопроводе за поршнем.

Отложения, которые смогли пройти через зазоры между стенкой трубопровода и диском 2, образовавшиеся за счет разницы внутреннего диаметра трубопровода и диска 2 или же за счет износа последнего, дочищаются дисками 3. При этом происходит очистка прямая, по линиям, образующим цилиндр трубопровода.

При движении поршня отдельные кlyки, зацепляясь за отложения на внутренней поверхности трубопровода (отложения будут располагаться не по всей окружности, а фрагментами), срезая эти отложения, создают вращательный момент, за счет которого поршень получает вращательное движение вокруг продольной оси, и кlyки производят очистку поверхности трубопровода не только вдоль, но и под углом к продольной оси трубопровода, что повышает эффективность очистки.

При движении поршня клыки (по варианту 3 и 4), установленные под углом $15-60^\circ$ к продольной оси трубопровода, также создают вращательный момент, величина которого будет значительно превосходить вращательный момент по варианту 1 и 2, за счет которого поршень получает вращательный момент большей величины, и клыки производят очистку поверхности трубопровода не только вдоль, но и под углом к продольной оси трубопровода, что повышает эффективность очистки.

Наличие в конструкции обоймы с клыками, расположенными по окружности и имеющими Г-образную заостренную форму и зуб на кромке клыка из дюралюминия, обеспечивает более эффективную очистку трубопровода за счет срезания твердых за коксовавшиеся нефтяные отложения как вдоль, так и поперек трубопровода.

Данный поршень обеспечивает более эффективную очистку поверхностей труб за счет срезания отложений на внутренней поверхности трубы заостренными Г-образными клыками с дюралюминиевым зубом на кромке.

За счет наличия перпендикулярной составляющей в прикладываемых к очистным элементам усилиях очистка производится на качественно новом уровне - не только вдоль движения поршня, но и в перпендикулярном направлении. Причем для поршня, клыки которого установлены под углом 60° к продольной оси, эта составляющая будет максимальной, т.е. поршень будет поворачиваться вокруг продольной оси на максимальный угол и степень очистки будет максимальной.

Данный поршень имеет повышенную износостойкость чистящих элементов за счет их конструктивного выполнения в виде буквы Г с заострением, на кромке которого выполнен зуб из износостойкого материала.

Заявляемый поршень прост в реализации, может с успехом применяться для очистки внутренних поверхностей трубопроводов [37].

3.4 Патент №152475 – Поршень очистной трубопроводный

Поршень очистной трубопроводный, содержащий трубчатый корпус с заглушенными торцами и закрепленными на концах фланцами, к каждому из которых прижат блок дисков, содержащий рабочие диски с очистными элементами, разделенные дистанционно промежуточными дисками и стянутые в пакет стяжкой между закрепленным на корпусе фланцем и прижимным кольцом, отличающийся тем, что рабочие диски выполнены составными с диаметром, соответствующим диаметру трубопровода и обеспечивающим установку рабочих дисков в трубопроводе с натягом, каждый из них содержит металлический диск, на периферии которого с помощью винтов закреплены с возможностью замены очистные элементы, примыкающие к трубопроводу, выполненные в виде секторных вставок из эластомера с запрессованной в него металлической сердцевинкой, при этом секторные вставки на крайних дисках снабжены режущей кромкой, образованной в пересечении наружной конической поверхности секторной вставки и конической выемки в ней, а отстоящие от крайних рабочие диски снабжены щеточными секторными вставками.

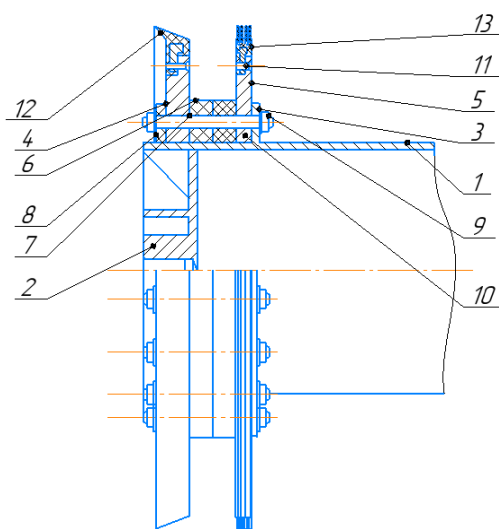


Рисунок 19 – Поршень очистной трубопроводный: 1 – корпус; 2 – заглушенные торцы; 3 – фланец; 4 – рабочие диски; 5 – рабочие диски; 6 – промежуточный

диск; 7 – шпилька; 8 – прижимное кольцо; 9 – гайка; 10 – металлический диск;
11 – винт; 12 – очистной элемент; 13 – очистной элемент.

Поршень очистной трубопроводный содержит трубчатый корпус 1, заглушенный с обоих концов торцевыми пластинами 2 и снабженный закрепленными на обоих концах фланцами 3. К каждому фланцу 3 прижат блок дисков, содержащий рабочие диски 4, 5 с очистными элементами, разделенные дистанционно промежуточными дисками 6. Указанные диски стянуты в пакет стяжной шпилькой 7 с помощью прижимного кольца 8 и гаек 9 между закрепленным на корпусе фланцем 3 и прижимным кольцом 8. Рабочие диски 4, 5 выполнены составными. Каждый из них содержит металлический диск 10, на периферии которого с помощью винтов 11 закреплены с возможностью замены очистные элементы 12, 13, примыкающие к трубопроводу и обеспечивающие установку рабочих дисков с натягом. При этом очистные элементы выполнены в виде секторных вставок из прочного гибкого эластомера с запрессованной в него металлической сердцевинкой 14. Промежуточные диски 6 также могут быть выполнены из прочного гибкого эластомера, например полиэтилена или полиуретана. Секторные вставки 12 на крайних рабочих дисках 4 являются срезающими очистными элементами и снабжены режущей кромкой 15, образованной пересечением наружной конической поверхности секторной вставки 16 и конической выемки 17 в ней. Отстоящие от крайних рабочих дисков 5 снабжены щеточными секторными вставками 13, содержащими металлические щетки 18, закрепленные в эластомере.

Поршень очистной трубопроводный, предназначенный для очистки внутренней поверхности трубопровода, работает следующим образом. Поршень вставляется в камеру запуска очистного устройства трубопровода. При перекачке продукта по трубопроводу, в результате перепада давления до и после устройства, поршень совершает поступательное движение, и при этом срезающие 12 и щеточные 13 очистные элементы очищают внутреннюю поверхность трубопровода. В процессе работы режущие кромки 15 и поверхности чистящих щеток 18 секторных вставок частично истираются, а

через определенное время одна или несколько секторных вставок 12, 13 выработывают свой ресурс и подлежат замене. Возможность замены изношенных секторных вставок вместо полной замены рабочего диска свидетельствует о повышении степени ремонтпригодности и о сокращении материальных затрат на ремонт. Очистные элементы в виде секторных вставок 12, 13 гарантирует полную и качественную очистку внутренней поверхности трубопровода на всем участке от камеры запуска до камеры приема очистного устройства.

Таким образом, достигается технический результат предлагаемого устройства за счет его конструктивного решения, а именно за счет применения в устройстве составных очистных рабочих дисков, что позволяет производить замену лишь износившейся части диска, а именно износившегося очистного элемента, а не всего диска, и тем самым снижает материальные затраты на ремонт и увеличивает ресурс работы устройства [38].

3.5 Патент № 98154 – Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода

Полезная модель относится к нефтяной и газовой промышленности и предназначена для очистки внутренней поверхности магистральных и промысловых трубопроводов от грязепарафиновых и асфальтосмолистых отложений, образующихся при транспортировке по трубопроводам газа, нефти и продуктов ее переработки.

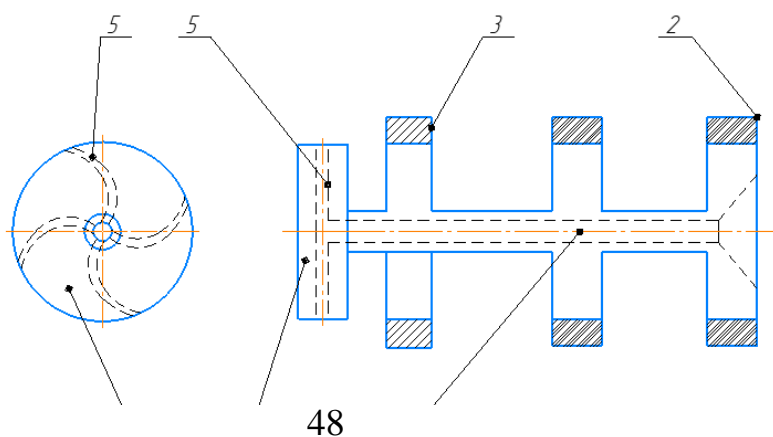


Рисунок 20 – Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода:

1 – поршень; 2 – манжета; 3 – щеточный блок; 4 – диск; 5 – сопло.

В процессе перекачки нефти и продуктов ее переработки (бензин, дизельное топливо, масло) по трубопроводам происходит осаждение нефтепарафинов и других асфальтосмолистых отложений на внутренней поверхности трубопровода, что уменьшает эффективный диаметр трубопровода и приводит к уменьшению объемов перекачки продукта и повышению энергозатрат. Поэтому периодически (согласно ОР 16.00-45.21.30-КТН-004-2-00, СП 111-34-96) производят чистку внутренней поверхности трубопроводов от различных отложений путем пропуска очистных устройств, которые двигаются по трубопроводу в потоке транспортируемого продукта, причем для более тщательной отчистки их пропуск осуществляют до 10-15 раз.

Известен поршень для очистки внутренней поверхности трубопровода [Патент №2296632], содержащий вставку, представляющую собой ряд отдельных пластин из полиуретана или маслобензостойкой резины, равномерно расположенных по периметру поршня с угловым смещением по его оси последующей пластины относительно предыдущей, при этом концы пластин выступают на поверхности поршня.

Наиболее близким по технической сущности является очистное устройство «ОУ-П-КЛ» [патент РФ №2324550], включающее полый корпус в виде трубы с размещенными на нем в передней и задней частях эластичными манжетами и перепускной клапан, в качестве которого используют фланец. При наличии перепада давления до и после очистного устройства открывается регулируемый перепускной клапан и происходит размыв и вынос потоком транспортируемой жидкости отложений из передней зоны очистного устройства. При уменьшении перепада давления до определенной величины до и после очистного устройства перепускной клапан закрывается и перетока продукта не происходит.

Недостатком имеющегося устройства является то, что перемещение устройства происходит только поступательно, а размыв отложений происходит

потоком транспортируемой жидкости, что снижает эффективность очистки полости трубопровода.

Задачей полезной модели является повышение эффективности очистки внутренней поверхности трубопровода от различных отложений, образующихся при транспортировке по трубопроводам нефти и продуктов ее переработки.

Устройство работает следующим образом.

Поршень 1 с манжетами 2 и щеточным блоком, проходя через трубопровод толкает транспортируемый продукт через цилиндрический диск с соплами 4 с отверстиями d_1 на входе транспортируемого продукта и D_1 на выходе в виде сопел 5, которые расположены по периметру сопельного диска 4 таким образом, что транспортируемый продукт, попадая в сопла 5 проходит через них и на оси устройства образуется вращающий момент M_v , что приводит к вращению очистное устройство.

Таким образом, конструкция очистного устройства позволяет совершать в потоке транспортируемой жидкости не только поступательное, но и вращательное движение, что механически очищает внутреннюю поверхность трубопровода щеточным блоком 3 и производит размыв отложений струями перекачиваемого продукта, выходящими из сопел 5. Кроме того повышается эффективность очистки трубопровода от отложений, и как следствие, уменьшение количеств пропусков очистных устройств [39].

3.6 Патент № 116796 – Устройство контроля очистки трубопровода

Полезная модель относится к устройствам контроля очистки и является внутритрубным диагностическим оборудованием, конструкция которого включает в себя механическую часть измерительной системы носителя датчиков ультразвукового дефектоскопа и предназначено для определения степени загрязненности трубопровода и его готовности к пропуску внутритрубного ультразвукового дефектоскопа.

Техническим результатом полезной модели является создание устройство контроля очистки трубопровода, которое будет надежным и достоверно показывающим загрязненность трубопровода для повышения достоверности исследования трубопровода и избегания повреждения в последующем дорогой ультразвуковой аппаратуры.

Технический результат достигается за счет того, что устройство контроля очистки трубопровода содержит корпус, выполненный в виде штанги, к которой прикреплены несколько фланцев, носители имитаторов ультразвуковых датчиков, выполненные в виде полиуретановых конических и цилиндрических полозов, элементы крепления этих полозов, измерительную систему и промывочную систему имитаторов ультразвуковых датчиков.

Полезная модель относится к устройствам контроля очистки и является внутритрубным диагностическим оборудованием, конструкция которого включает в себя механическую часть измерительной системы носителя датчиков ультразвукового дефектоскопа и предназначено для определения степени загрязненности трубопровода и его готовности к пропуску внутритрубного ультразвукового дефектоскопа.

Известно устройство контроля очистки трубы, которое представляет собой очистную головку с системой контроля внутренней поверхности трубы. Для его перемещения используется штанга.

Техническим результатом полезной модели является создание устройство контроля очистки трубопровода, которое будет надежным и достоверно показывающим загрязненность трубопровода для повышения достоверности исследования трубопровода и избежание повреждения в последующем дорогой ультразвуковой аппаратуры.

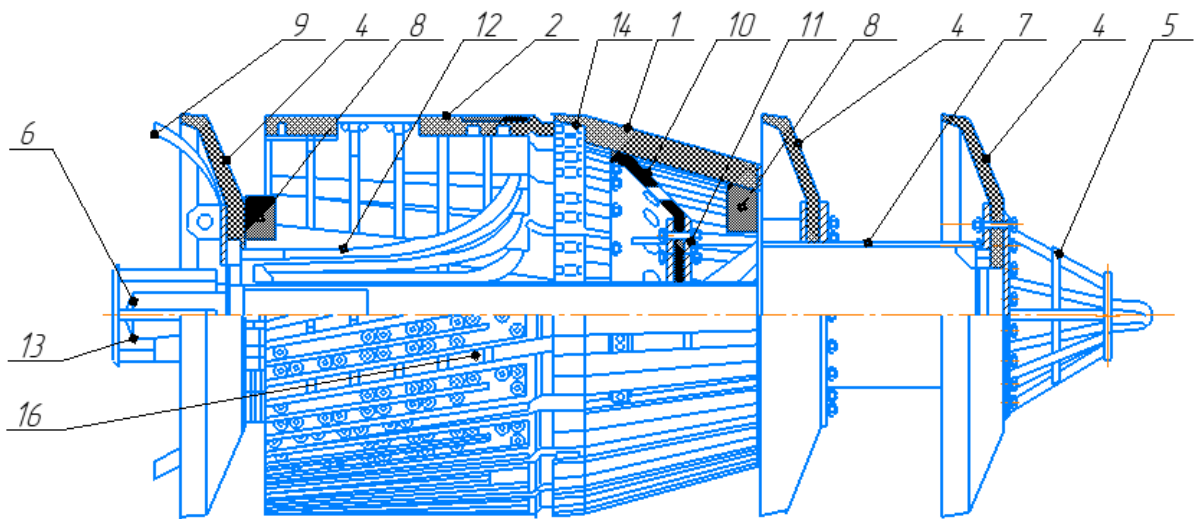


Рисунок 21 – Устройство контроля очистки трубопровода: 1 – полиуретановые конические полоза; 2 – полоза; 3 – заглушка; 4 – манжета; 5 – бампер; 6 – передатчик; 7 – корпус; 8 – груз; 9 – пружина; 10 – манжета; 11 – стержень; 13 – передатчик; 16 – передатчик.

Технический результат достигается за счет того, что устройство контроля очистки трубопровода содержит корпус, выполненный в виде штанги, к которой прикреплены несколько фланцев, носители имитаторов ультразвуковых датчиков, выполненные в виде полиуретановых конических и цилиндрических полозов, элементы крепления этих полозов, измерительную систему и промывочную систему имитаторов ультразвуковых датчиков.

К передним двум фланцам корпуса крепятся манжеты с бампером и грузы.

К третьему фланцу штанги крепятся конические полоза в сборе с цилиндрическими полозами.

К заднему фланцу штанги крепится манжета в сборе с грузами и пружинами.

В носовой части установлен передний бампер.

Устройство содержит механизм регулирования усилия поджатия полозов к стенке трубопровода.

Промывочная система имитаторов ультразвуковых датчиков выполнена в виде рукавов, надетых на втулки в заднем торце корпуса и на втулки в цилиндрических полозах.

Конические полоза выполнены в виде упругих несущих элементов, к которым крепятся цилиндрические полоза.

Цилиндрические полоза скреплены между собой посредством листовых пружин и болтов с шайбами.

Устройство содержит пружины, выполненные в виде пластин с бронзовой накладкой для выравнивания электрического потенциала между корпусом и трубопроводом.

В процессе пропуска устройства контроля очистки по участку трубопровода происходит осаждение твердых фракций парафина и попавших в нефть частиц грунта на поверхности имитаторов датчиков.

После извлечения устройства контроля очистки из камеры приема производится визуальный осмотр и подсчет:

общего количества закрытых парафином имитаторов датчиков; и количества групп, состоящих из трех и более смежных (соседних) имитаторов датчиков, закрытых парафином.

По результатам подсчета производится оценка степени загрязненности трубопровода и готовности обследуемого участка трубопровода к пропуску ультразвукового дефектоскопа.

Поскольку качество информации, записываемой ультразвуковым дефектоскопом, в большой степени зависит от загрязненности стенки трубопровода, оценка степени этой загрязненности с помощью пропуска по нему устройства контроля очистки, позволяет значительно снизить риск потерь диагностической информации, связанных с некачественной очисткой трубопровода [40].

4 Техническое предложение

В процессе эксплуатации на внутренних стенках накапливаются различные отложения, которые влекут за собой негативные последствия на нормальную работу промышленного трубопровода или нефтепровода.

С целью поддержания пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также для подготовки участка нефтепровода к внутритрубной инспекции и переиспытаниям должна проводиться очистка внутренней полости промышленного трубопровода пропуском очистных устройств.

В качестве объекта модернизации был выбран очистной скребок СКР1-1, предназначенный для очистки внутренней полости трубопровода от парафиносмолистых отложений, спрессованных различного рода механических примесей – окалины, песок, смолистые вещества, которые приводят к изнашиванию, уменьшению сечения и образованию коррозии.

Задачей полезной модели является повышение эффективности очистки внутренней поверхности трубопровода, в результате размыва и разрушения различных отложений, образующихся при больших донных механических отложений примесей и их спрессованности, а также при транспортировке по трубопроводам нефти и продуктов ее переработки.

При движении скребка и применяемых размывов, не происходит достаточного разрушения накопленных отложений, что приводит к уменьшению скорости движения, вплоть до застревания скребка и остановки дальнейшего его движения.

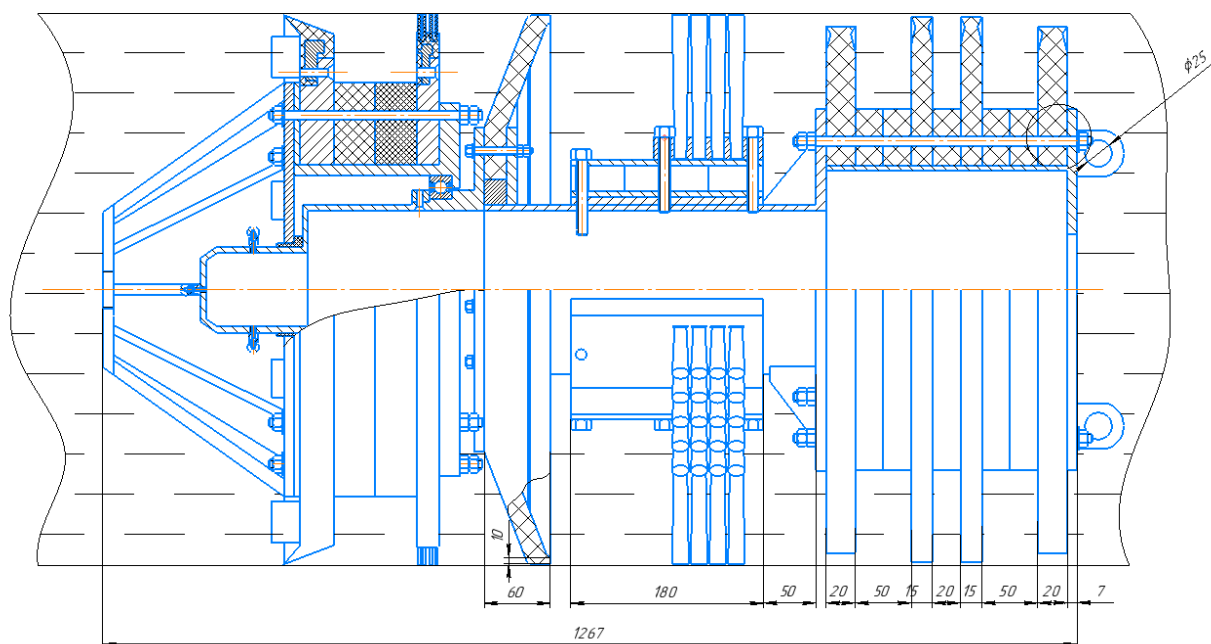


Рисунок 22 – Модернизированный скребок СКР 1-1

При движении скребка по внутренней полости трубы в потоке транспортируемой жидкости, при застревании скребка из-за накоплений продуктов очистки, происходит торможение движения скребка.

При торможении скребка, происходит открывание боковых форсунок.

Транспортируемый продукт, попадая в канал подвода жидкости проходит через дугообразные каналы в форсунках гидродинамической насадки и на оси устройства образуется вращающий момент, что приводит к вращению первой секции очистного устройства, это придает вращательное движение очистному устройству при его перемещении по трубопроводу. Для реализации данного вращения устанавливается подшипник (роликовый радиально-упорный), и для исключения возможного перекоса и герметичности – фторопластовая или копролоновая втулка (ПА 6-МГ).

Скребок механически очищает внутреннюю поверхность трубопровода щеточным блоком и производит размыв отложений струями перекачиваемого продукта, выходящими из сопел форсунок, и разрушения в процессе вращения первой секции мех. отложений при помощи резцов.

При большом торможении скребка по телу трубы происходит повышение давления в объеме жидкости, толкающей скребок. Повышение давления приводит к открыванию центральной форсунки, что позволяет размывать накопленные отложения перед скребком.

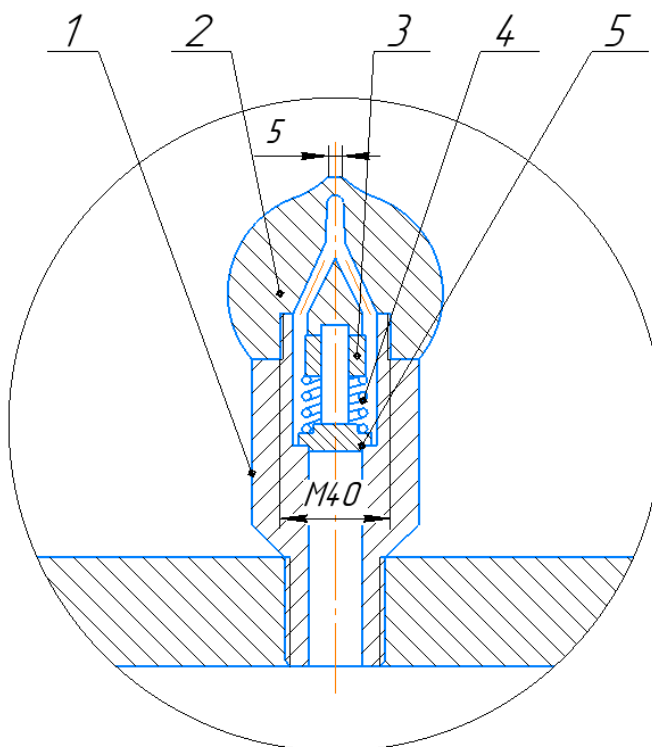


Рисунок 23 – Форсунка: 1 – корпус форсунки; 2 – основание сопла;
3 – уплотнительное кольцо; 4 – пружина; 5 – прижимная втулка

Данные решения получены в результате установки пружин различной жесткости в форсунках. Срабатывание форсунок происходит поэтапно, зависящего от давления, возникающего в жидкости, толкающей скребок.

Предложенная модернизация позволяет использовать скребок на промышленных трубопроводах, в которых наблюдается большое скопление парафиносмолистых и механических примесей, в процессе эксплуатации скважин.

5 Расчетная часть

5.1 Расчет центральной пружины

Расчёт производится по ГОСТ 13765 – 86.

Найдем максимальную силу сжатия по формуле (1):

$$F_3 = \frac{F_2}{1-\delta}, \quad (1)$$

где F_2 – сила рабочая, Н. Примем равной $F_2 = 153,94$;

δ – относительный инерционный зазор пружины сжатия. Для пружин 1 и 2 класса $\delta = 0,05 \dots 0,25$, принимаем $\delta = 0,25$.

Подставляя значения в формулу (1), получаем:

$$F_3 = \frac{153,94}{1-0,25} = 205,25 \text{ Н.}$$

По ГОСТ 13766 – 86 принимаем: максимальная сила сжатия $F_3 = 224$ Н; диаметр проволоки $d = 2,5$ мм; диаметр пружины $D = 14$ мм; жёсткость одного витка $c_1 = 251,9$ Н/мм; наибольший прогиб одного витка, мм $s'_3 = 0,889$ мм.

Найдем силы предварительного напряжения (при навивке из холоднотянутой и термообработанной проволоки) по формуле (2):

$$F_0 = 0,1 \cdot F_3. \quad (2)$$

По формуле (2) получаем:

$$F_0 = 0,1 \cdot 205,25 = 20,525 \text{ Н.}$$

Найдем максимальную деформацию одного витка пружины по формуле (3):

$$s_3'' = s_3' \frac{F_3 - F_0}{F_3}. \quad (3)$$

Подставляя известные значения в формулу (3), получаем:

$$s_3'' = 0,889 \cdot \frac{205,25 - 20,525}{205,25} = 0,8 \text{ мм}.$$

Найдем индекс пружины (диапазон от 4 до 12) по формуле (4):

$$i = \frac{D}{d}. \quad (4)$$

По формуле (4) получаем:

$$i = \frac{14}{2,5} = 5,6.$$

Найдем коэффициент, учитывающий кривизну витка пружины по формуле (5):

$$k = \frac{4 \cdot i - 1}{4 \cdot i - 4} + \frac{0,615}{i} \quad (5)$$

Подставляя данные в формулу (5), получим:

$$k = \frac{4 \cdot 5,6 - 1}{4 \cdot 5,6 - 4} + \frac{0,615}{5,6} = 1,273.$$

По таблице 2 из ГОСТ 9389 – 75 назначается τ_3 и рассчитывается по формуле (6):

$$\tau_3 = 0,3 \cdot \sigma_t, \quad (6)$$

где $\sigma_t - \sigma_t = 3060$ МПа, для стали КТ-2 или ЗК-7.

По формуле (6) получается:

$$\tau_3 = 0,3 \cdot 3060 = 918 \text{ МПа}.$$

Найдем критическую скорость пружины сжатия, по формуле (7):

$$V_k = \frac{\tau_3 \left(1 - \frac{F_2}{F_3}\right)}{\sqrt{2 \cdot G \cdot p \cdot 10^{-3}}}, \quad (7)$$

где G – модуль сдвига, Н/мм². Примем $G = 7,85 \cdot 10^4 = 78500$ Н/мм²;

p – динамическая (гравитационная) плотность материала, $\frac{\text{Н} \cdot \text{с}^2}{\text{м}^4}$. Примем

$$p = 8 \cdot 10^3 = 8000 \frac{\text{Н} \cdot \text{с}^2}{\text{м}^4}.$$

Подставляя данные в формулу (7), получаем:

$$V_k = \frac{918 \left(1 - \frac{153,94}{205,25}\right)}{\sqrt{2 \cdot 78500 \cdot 8000 \cdot 10^{-3}}} = 0,205 \text{ м/с}.$$

Найдем жесткость пружины, используя формулу (8):

$$c = \frac{F_2 - F_1}{h}, \quad (8)$$

где F_1 – сила преднатяжения, Н. Примем $F_1 = 76,97$;

h – высота опускаемого диска. Примем $h = 4$.

По формуле (8) получаем:

$$c = \frac{153,94 - 76,97}{4} = 19,2425.$$

Найдем количество рабочих витков по формуле (9):

$$n = \frac{c_1}{c}. \quad (9)$$

Подставляя данные в формулу (9), получим:

$$n = \frac{251,9}{19,2425} = 13,091.$$

Принимаем $n = 14$. Уточняем жёсткость пружины по формуле (10):

$$c_1' = \frac{c_1}{n}. \quad (10)$$

По формуле (10) получим:

$$c_1' = \frac{251,9}{14} = 17,9929$$

Число опорных витков $n_2 = 2$. Найдем полное число витков пружины по формуле (11):

$$n_1 = n + n_2. \quad (11)$$

Подставляя данные в формулу (11), получим:

$$n_1 = 14 + 2 = 16.$$

Найдем средний диаметр пружины по формуле (12):

$$D_{\text{cp}} = D - d. \quad (12)$$

По формуле (12) получаем:

$$D_{\text{cp}} = 14 - 2,5 = 11,5 \text{ мм}.$$

Вычислим внутренний диаметр пружины по формуле (13):

$$D_2 = D - 2 \cdot d. \quad (13)$$

Подставляя значения, получим по формуле (13) получаем:

$$D_2 = 14 - 2 \cdot 2,5 = 9 \text{ мм}.$$

Предварительная деформация пружины рассчитывается по формуле (14):

$$S_1 = \frac{F_1}{c_1}. \quad (14)$$

По формуле (14) получаем:

$$S_1 = \frac{76,97}{17,9929} = 4,278 \text{ мм.}$$

Рабочая деформация пружины определяется по формуле (15):

$$S_2 = \frac{F_2}{c_1}. \quad (15)$$

Подставляя данные, по формуле (15) получим:

$$S_2 = \frac{153,94}{17,9929} = 8,556 \text{ мм.}$$

Определим максимальную деформацию пружины по формуле (16):

$$S_3 = \frac{F_3}{c_1}. \quad (16)$$

По формуле (16) получаем:

$$S_3 = \frac{205,25}{17,9929} = 11,41 \text{ мм.}$$

Число обработанных витков $n_3 = 2$. По формуле (17) определим длину пружины при максимальной деформации:

$$l_3 = (n_1 + 1 - n_3) \cdot d. \quad (17)$$

Подставляя данные в формулу (17), получаем:

$$l_3 = (16 + 1 - 2) \cdot 2,5 = 37,5 \text{ мм.}$$

Длина пружины в свободном состоянии считается по формуле (18):

$$l_0 = l_3 + s_3. \quad (18)$$

По формуле (18) получим следующее значение:

$$l_0 = 37,5 + 11,41 = 48,91 \text{ мм}.$$

Длина пружины при предварительной деформации рассчитывается по формуле (19):

$$l_1 = l_0 - s_1. \quad (19)$$

По формуле (19) получим:

$$l_1 = 48,91 - 4,278 = 44,632 \text{ мм}.$$

Длина пружины при рабочей деформации определим по формуле (20):

$$l_2 = l_0 - s_2. \quad (20)$$

Подставляя данные в формулу (20), получим:

$$l_2 = 48,91 - 8,556 = 40,354 \text{ мм}.$$

Шаг пружины в свободном состоянии определим по формуле (21):

$$t = s_3'' + d. \quad (21)$$

По формуле (21), получим:

$$t = 0,8 + 2,5 = 3,3 \text{ мм.}$$

Найдем массу пружины по формуле (22):

$$m = 19,25 \cdot 10^{-6} \cdot D_{\text{сп}} \cdot d^2 \cdot n_1. \quad (22)$$

Подставляя данные в формулу (22), получим:

$$m = 19,25 \cdot 10^{-6} \cdot 11,5 \cdot 2,5^2 \cdot 16 = 0,0221375 \text{ кг.}$$

5.2 Расчет боковой пружины

Расчёт производится по ГОСТ 13765 – 86.

По формуле (1) найдем максимальную силу сжатия, учитывая, что рабочая сила равна $F_2 = 76,97 \text{ Н}$:

$$F_3 = \frac{76,97}{1 - 0,25} = 102,63 \text{ Н.}$$

По ГОСТ 13766 – 86 принимаем: максимальная сила сжатия $F_3 = 106 \text{ Н}$; диаметр проволоки $d = 1,8 \text{ мм}$; диаметр пружины $D = 12 \text{ мм}$; жёсткость одного витка $c_1 = 97,05 \text{ Н/мм}$; наибольший прогиб одного витка $s'_3 = 1,092 \text{ мм}$.

Найдем силы предварительного напряжения (при навивке из холоднотянутой и термообработанной проволоки) по формуле (2):

$$F_0 = 0,1 \cdot 102,63 = 10,263 \text{ Н.}$$

Найдем максимальную деформацию одного витка пружины по формуле (3):

$$s_3'' = 1,092 \frac{102,63 - 10,263}{102,63} = 0,9828 \text{ мм.}$$

Найдем индекс пружины (диапазон от 4 до 12) по формуле (4):

$$i = \frac{12}{1,8} = 6,67.$$

Найдем коэффициент, учитывающий кривизну витка пружины по формуле (5):

$$k = \frac{4 \cdot 6,67 - 1}{4 \cdot 6,67 - 4} + \frac{0,615}{6,67} = 1,2245.$$

По таблице 2 из ГОСТ 9389 – 75, назначается τ_3 и рассчитывается по формуле (6):

$$\tau_3 = 0,3 \cdot 3060 = 918.$$

Найдем критическую скорость пружины сжатия по формуле (7):

$$V_k = \frac{918 \left(1 - \frac{76,97}{102,63}\right)}{\sqrt{2 \cdot 78500 \cdot 8000 \cdot 10^{-3}}} = 0,205 \text{ м/с.}$$

Найдем жесткость пружины, учитывая изменившуюся силу преднатяжения $F_1 = 38,485 \text{ Н}$, по формуле (8):

$$c = \frac{76,97 - 38,485}{4} = 9,62125.$$

Найдем количество рабочих витков по формуле (9):

$$n = \frac{97,05}{9,62125} = 10,087.$$

Принимаем, $n = 11$. Уточняем жёсткость пружины по формуле (10):

$$c_1 = \frac{97,05}{11} = 8,8227.$$

Число опорных витков, $n_2 = 2$. Найдем полное число витков пружины по формуле (11):

$$n_1 = 11 + 2 = 13.$$

Найдем средний диаметр пружины по формуле (12):

$$D_{cp} = 12 - 1,8 = 10,2 \text{ мм}.$$

Внутренний диаметр пружины определим по формуле (13):

$$D_2 = 12 - 2 \cdot 1,8 = 8,4 \text{ мм}.$$

Предварительная деформация пружины рассчитывается по формуле (14):

$$S_1 = \frac{38,485}{8,8227} = 4,362 \text{ мм}.$$

Рабочая деформация пружины определяется по формуле (15):

$$S_2 = \frac{76,97}{8,8227} = 8,724 \text{ мм.}$$

Максимальная деформация пружины рассчитаем по формуле (16):

$$S_3 = \frac{102,63}{8,8227} = 11,632 \text{ мм.}$$

Число обработанных витков $n_3 = 2$ Длина пружины при максимальной деформации определяется по формуле (17):

$$l_3 = (13 + 1 - 2) \cdot 1,8 = 21,6 \text{ мм.}$$

Длина пружины в свободном состоянии находится по формуле (18):

$$l_0 = 21,6 + 11,632 = 33,232 \text{ мм.}$$

Длина пружины при предварительной деформации находится по формуле (19):

$$l_1 = 33,232 - 4,362 = 28,87 \text{ мм.}$$

Длина пружины при рабочей деформации определяется по формуле (20):

$$l_2 = 33,232 - 8,724 = 24,508 \text{ мм.}$$

Шаг пружины в свободном состоянии рассчитывается по формуле (21):

$$t = 0,9828 + 1,8 = 2,7828.$$

Найдем массу пружины по формуле (22):

$$m = 19,25 \cdot 10^{-6} \cdot 10,2 \cdot 1,8^2 \cdot 13 = 0,00827 \text{ кг}.$$

5.3 Расчет резьбового соединения на срез

Действительный характер распределения нагрузки по виткам зависит от ошибок изготовления и степени износа резьбы, что затрудняет определение истинных напряжений. Поэтому в практике расчет резьбы на прочность производится не по истинным, а по условным напряжениям, которые сравнивают с допускаемыми напряжениями, установленными на основе опыта.

При определении условных напряжений полагают, что все витки резьбы нагружены равномерно.

Резьбу принято рассчитывать:

- по напряжениям смятия на винтовой поверхности
- по напряжениям среза в сечении.

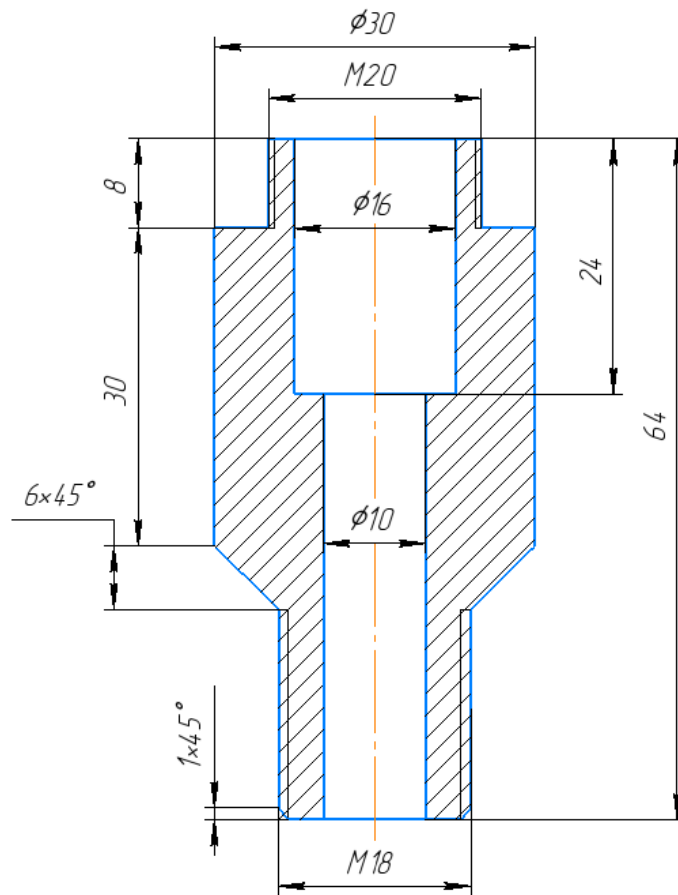


Рисунок 24 – Втулка форсунки

Проверка резьбы по напряжениям среза. Вероятный срез витков – по внутреннему диаметру резьбы, который рассчитывается по формуле (23):

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{F_p}{\pi \cdot d \cdot K \cdot H \cdot K_m} \leq [\tau_{\text{ср}}]. \quad (23)$$

где K – коэффициент неполноты резьбы; для треугольной резьбы $K = 0,75$, для прямоугольной – $K = 0,5$, для трапецидальной – $K = 0,65$;

H – высота резьбы. Примем $H = 30$ мм;

K_m – коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузки по виткам;

$[\tau_{\text{ср}}]$ – допустимое напряжение среза.

K_m рассчитывается по формуле (24):

$$K_m = \frac{5p}{d}, \quad (24)$$

где p – шаг резьбы. Примем $p = 1 \cdot 10^{-3}$ мм.

По формуле (24) получим:

$$K_m = \frac{5p}{d} = \frac{5 \cdot 1 \cdot 10^{-3}}{0,018} = 0,250.$$

$[\tau_{\text{ср}}]$ определяется по формуле (25):

$$[\tau_{\text{ср}}] = 1,5 \cdot \sigma_T. \quad (25)$$

Подставляя значения в формулу (25), получим:

$$[\tau_{\text{ср}}] = 1,5 \cdot 225 = 337,5 \text{ МПа}.$$

Используя формулу (23), вычисляем значение:

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{F_p}{\pi \cdot d \cdot K \cdot H \cdot K_m} = \frac{150}{\pi \cdot 0,018 \cdot 0,75 \cdot 0,030 \cdot 0,250} = 14154 \text{ Па} \leq [\tau_{\text{ср}}] = 337 \text{ МПа}.$$

Проверка резьбы по напряжениям среза. Рассчитывается, если устройство работает в условиях частых завинчиваний и отвинчиваний. Условием работоспособности (формула (26)) является расчет на деформацию смятия:

$$\sigma_{\text{см}} = \frac{F}{\frac{\pi}{4} \cdot d^2} \leq [\sigma_{\text{см}}]; \quad (26)$$

$$[\sigma_{\text{см}}] = 0,85 \cdot \sigma_{\text{T}} = 0,85 \cdot 337 = 285 \text{ МПа}; \quad (27)$$

$$\sigma_{\text{см}} = \frac{F}{\frac{\pi}{4} \cdot d^2} = \frac{150}{\frac{\pi}{4} \cdot 0,018^2} = 484076 \text{ Па} \leq [\sigma_{\text{см}}] = 285 \text{ МПа}.$$

Выразим усилие, при которой произойдет срез резьбы из формулы (23):

$$F_{\text{с}} = [\tau]_{\text{сп}} \cdot \pi \cdot d \cdot K \cdot H \cdot K_{\text{м}} = 337 \cdot 10^6 \cdot \pi \cdot 0,018 \cdot 0,75 \cdot 0,030 \cdot 0,250 = 357 \text{ кН}.$$

6 Безопасность и экологичность

Нефтегазовая промышленность – крайне важный поставщик энергетических ресурсов для современного общества, это опасная отрасль, которая в силах нанести колоссальный вред окружающей среде, привести к глобальным потерям в случае аварии. Компании, занятые в нефтегазовой промышленности, ведут постоянную работу по обеспечению безопасности и экологичности проектируемых и эксплуатируемых объектов. В данной работе необходимо помнить о возможных авариях, травматизме и нанесении огромного вреда экологии. Необходимо стремиться полностью исключить аварийные ситуации, а также минимизировать ущерб для окружающей среды, персонала и оборудования от последствий чрезвычайных ситуаций.

6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Камеры пуска и приема СОД размещаются на открытых производственных площадках и являются рабочим местом трубопроводчика линейного, который при запуске-приеме очистного устройства выполняет следующие работы: вскрытие и закрытие камер пуска приема средств очистки и диагностики; запасовка и запуск очистного устройства; перестановка запорной арматуры; прием и извлечение очистного устройства.

При выполнении основных технологических операций на работников возможно воздействие следующих вредных и опасных производственных факторов:

а) Опасные факторы:

- движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;
- поражение электрическим током;

б) Вредные факторы:

- отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;

- превышение уровня шума;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;
- повреждения в результате контакта с насекомыми [8].

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Установленные для данного класса страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [9].

На объекте возможны следующие аварийные ситуации:

- розлив нефти;
- разрушение механизма затвора;
- взрыв;
- воспламенение;
- разрушение окружающих объектов.

Данные аварийные ситуации способны привести к летальному исходу, серьезным травмам, разрушениям окружающей инфраструктуры, природным катастрофам.

6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Производственная площадка, на которой выполняются работы по запуску-приему очистного устройства, располагается в Красноярском крае, в умеренном климатическом поясе.

Рассматриваемая площадка КПП СОД не привязана к конкретному климатическому региону, но необходимо учитывать, что Российская Федерация охватывает до пяти климатических поясов, в которых средняя температура

зимой может достигать $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, а в летний период на солнце $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Средняя скорость ветра остановилась на 7 м/с с порывами до 20 м/с [19].

Температура окружающей среды оказывает непосредственное влияние на организм человека, очень низкая температура зимой, присущая Красноярскому краю, ослабляет иммунитет, повышает риск заболеваний. Долгое нахождение и работа на открытом воздухе при низкой температуре может привести к обморожениям конечностей. Работы в холодное время года проводятся при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения [17].

В таблице 6 представлено допустимое время непрерывного пребывания работников на открытой территории [17].

Таблица 6 – Допустимое время непрерывного пребывания на открытой территории

Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Энерготраты, Вт/м^2 (категория работ)	
	113 (IIa)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	2,24	"-"
-20	1,48	охлаждение через 5,55
-25	1,10	2,42
-30	0,88	1,55
-35	0,73	1,14
-40	0,63	0,90

В зимний период оптимальные параметры воздушной среды необходимо поддерживать также в административных и вспомогательных помещениях. Это делается при помощи систем отопления, работающими от котельной, и систем вентиляции, которые предотвращают загазованность [18].

6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

На территории площадки КПП СОД располагаются опасные сооружения, такие как: нефтепроводы разного диаметра, проходящие невысоко над землей; задвижки; устройство затвора, все они обозначены предупредительными знаками, ограждены. К конструктивным элементам камеры для работников обеспечен свободный доступ.

Для обеспечения комфортных условий и обеспечения безопасности труда на открытых площадках в случаях недостаточности естественной освещенности, место проведения работ обеспечивается осветительными устройствами равномерного или локализованного типа по виду необходимых работ [10].

Для освещения места производства работ используют прожекторы с различными видами осветительных элементов, размещая их по периметру площадки. Для освещения объекта установлены светодиодные прожекторы Gauss Qplus мощностью 300 Вт.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к ухудшению слуха. Эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБ [18].

Для снижения вредного шумового воздействия используются противозумные наушники, обеспечивающие защиту до 104 дБ, с возможностью использования совместно с каской. В зависимости от контакта оператора с вибрирующим объектом могут применяться следующие СИЗ: рукавицы, перчатки, вкладыши для рук; обувь, подметки, наколенники для ног; нагрудники, пояса, специальные костюмы для тела [11, 12].

На площадке осуществляется контроль температуры и влажности воздуха, концентрации вредных веществ рабочей среды. Для защиты от влияния температурных факторов производится защита в виде специально подобранной одежды, защищающей от низких температур и возможных

ожогов. Для осуществления контроля параметров окружающей среды используются термометры, влагомеры. Первичный контроль газовой среды, для оценки качества подготовки объекта к работам проводится в присутствии лиц, ответственных за подготовку и проведение работ.

Воздушная среда контролируется:

- непосредственно перед началом работ;
- после каждого перерыва в работе;
- в течение всего времени выполнения работ с периодичностью,

указанной в наряде-допуске, но не реже чем через каждый час.

Контроль газовой среды может осуществляться с помощью газоанализаторов АМТ-03, АНКАТ-310, АНКАТ-7645 [13].

6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

На площадке проведения работ основным источником выделения в атмосферу вредных веществ является камера пуска и приема СОД. Работники сталкиваются с воздействием паров нефти, газа и других вредных веществ, предельно-допустимые концентрации которых приведены в таблице 7 [13].

Таблица 7 – Предельно-допустимые концентрации вредных веществ

Вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности	Химический состав	Действие на организм
Углерода оксид	20	IV	CO	Удушение
Азота оксид	5	III	NO	Раздражение, удушение
Азота диоксид	2	III	NO ₂	Раздражение, удушение
Бензол	15	II	C ₆ H ₆	Угнетение сердечной деятельности, канцерогенность

Окончание таблицы 7

Вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности	Химический состав	Действие на организм
Бензапирен	0,00015	I	C ₂₀ H ₁₂	Угнетение сердечной деятельности, канцерогенность
Формальдегид	0,5	II	CH ₂ O	Раздражение, поражение центральной нервной системы

Контроль воздушной среды проводится в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Для защиты от поражения пылью верхних дыхательных путей, которое в начальной стадии сопровождается лишь раздражением, а в дальнейшем приводит к хроническому кашлю и затруднению дыхания, используются средства защиты от повышенной запыленности и загазованности воздуха рабочей среды:

- специальные противопылевые респираторы;
- очки;
- противопылевая спецодежда [14].

Для работы КПП СОД не обязательно наличие электросети, тем не менее важно применение защитного заземления, которое обеспечивает электростатическое заземление конструктивных элементов камеры пуска и приема очистных устройств. Устройство контроля заземления обеспечивает поддержание электростатического заряда на безопасном уровне, а также

отсутствие взрывоопасности вследствие неконтролируемой разрядки данной энергии [20].

6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Нефтепроводы отличаются высокой пожаровзрывоопасностью, относятся к категории «А» повышенной пожаровзрывоопасности [15].

Помимо халатного, небрежного обращения с открытым огнем, причиной пожара или взрыва может стать ошибка, допущенная при проектировании, нарушение технологического процесса, неисправность, перегрузка в электросети, разряд статического электричества, неисправность установки [15].

Во время открытия камеры пуска и приема очистных устройств образуется взрывоопасная смесь из углеводородов, которые входят в состав паров нефти, оставшейся на стенке трубопровода.

Воспламенение возможно при наличии: горючего вещества, окислителя и импульса. Импульсом может быть: открытый огонь, искра (электрическая, статическая или от удара металлических предметов), молния.

Автоматическая система пенотушения отвечает за пожарную защиту КПП СОД. Она включается средства обнаружения пожара, системы сигнализации, управления, пожаротушения. Срабатывание системы пенотушения происходит автоматически, дистанционно или вручную [16].

Электрооборудование, такое как электрические приводы и пускорегулирующая аппаратура выполнены в взрывобезопасном исполнении. Размещение и подключение оборудования следует выполнять по «Правилам устройства электроустановок» [20].

Также взрыво- и пожаробезопасность на открытых площадках камер пуска-приема СОД обеспечивается размещением на специальных пожарных пунктах первичных средств пожаротушения, к которым относятся: огнетушитель, пожарный инструмент, кошмы, ящики с песком, бочки с водой, переносные лестницы.

6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

На площадке КПП СОД могут произойти ЧС техногенного характера, такие как:

- разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти;
- трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти;
- взрыв;
- воспламенение;
- разрушение окружающих объектов.

Во избежание ЧС узлы КПП СОД имеют обвалование, также они оборудованы механическими устройствами, которые предотвращают самопроизвольное открытие затворов камер под давлением, датчиками давления и датчиками обнаружения утечек. Площадки КПП СОД ограждены и оборудованы охранной сигнализацией, освещены. Работники обязаны соблюдать правила эксплуатации и своевременно обслуживать технику и оборудование.

КПП СОД относятся к первой категории по группам гражданской обороны, проводятся как плановые, так и внеплановые учения. Камера участвует в непрерывном технологическом процессе, так как запуск очистных устройств производится регулярно, согласно составленному плану. И если один из участков временно простаивает, очистку производят на другом участке нефтепровода.

Количество работающего персонала зависит от масштабов участка, предполагаемого к очистке, для каждого участка может быть разное количество требуемого персонала под разные задачи. Иногда для запуска очистного устройства достаточно бригады, состоящей из 3 человек, иногда для этого понадобится до 10 работников. Рабочий персонал обязательно обеспечивают всеми требуемыми средствами индивидуальной защиты, такими как: противогаз; личный газоанализатор; каска; защитные очки.

В случае возникновения аварийной или чрезвычайной ситуации выполнение работ прекращается, проводится эвакуация в безопасную зону при необходимости. Далее производится ликвидация аварии, ее последствий, проводится техническое расследование для выявления причин.

Обычно рядом с площадками КПП СОД предусмотрены все коммуникации, так как они в основном располагаются в пределах вахтовых городков, где предусмотрено электроснабжение, канализация, водопровод, связь, места обогрева, столовые, горячий душ.

6.7 Экологичность проекта

При пуске и приеме очистных устройств обязательно соблюдают требования по защите окружающей среды, уровень загрязнения природной среды, который существовал до начала работ, а также локализацию и уменьшение активности опасных природных ресурсов.

Чтобы избежать попадания жидкости, которая содержит нефть, на грунт, работы по очистке очистных устройств от нефтешлама проводятся на специально отведенной территории. При возникновении аварий и попадании нефтепродуктов в почву необходимо утилизировать слой загрязненной почвы и провести рекультивационные работы. Для минимизации объема, который может попасть в почву, необходимо использовать различные методы обнаружения утечек из трубопроводов, а также применять запорно-регулирующую арматуру.

Избегая попадания нефтесодержащей жидкости в грунт, избегается и попадание ее в воду, ведь у узлов КПП СОД нет прямого контакта с водяными источниками.

В случае нарушений в работе оборудования, которые связаны с разгерметизацией трубопровода или ремонтных работах возможно попадание загрязняющих веществ в атмосферу. Атмосферу защищают, проверяя оборудование на прочность и герметичность, соблюдая согласованные

технологические режимы работы оборудования, заменяя уплотнения оборудования и запорную арматуру вовремя, используя системы контроля загазованности.

7 Экономическая часть

В экономической части данной выпускной квалификационной работы рассчитываются затраты на очистку трубопровода посредством скребка СКР1-1, а также затраты на его извлечение из трубопровода в случае аварийного застревания.

Необходимо заметить, что в данной работе нет привязки к определённому региону, району, климатическому поясу. Расчеты выполнены, опираясь на средние показатели и на основе общепринятых данных. Также стоит отметить, что расчеты затрат выполнены для очистки не модернизированным скребком СКР1-1.

7.1 Затраты на проведение очистки трубопровода

При проведении мероприятий по очистке трубопровода основные затраты связаны с приобретением оборудования и проведением строительно-монтажных работ. Рассчитываются по формуле (28):

$$K_{\text{м}} = K_{\text{смр}} + K_{\text{об}} \quad (28)$$

где $K_{\text{м}}$ – общие затраты, руб.;

$K_{\text{смр}}$ –затраты на проведение строительно-монтажных работ, руб.;

$K_{\text{об}}$ – затраты на приобретение оборудования и расходных материалов, руб.

Предприятие, организующее мероприятия по очистке трубопровода, обладает широкой материально-технической базой, то есть не нуждается в привлечении сторонних организаций, в аренде какой-либо техники. Работы производятся собственными силами компании.

Затраты на оплату труда; страховые отчисления; амортизационные отчисления; прочие расходы – все это включает в себя стоимость процесса очистки.

В таблице 8 представлены затраты на проведение очистки трубопровода.

Таблица 8 – Затраты на проведение очистки трубопровода

п/п.	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, руб.
1.	Организационно- технические мероприятия Подготовительные работы	
1.1.	Подготовка документации	15
Итого по п.1.		15
2.	Подготовительные работы	
2.1	Подготовка оборудования, инструментов, материалов	26
2.2	Проверка связи	16
2.3	Проверка очистного устройства	160
2.4	Газоанализ	7150
Итого по п.2		7345
3.	Прочие работы и затраты	130
Итого:		7500

Рассчитаем далее затраты на амортизационные отчисления, которые рассчитываются в данной дипломной работе линейным методом, в зависимости от первоначальной стоимости объекта основных средств и срока эксплуатации. Как было отмечено ранее, амортизации подвержены основные средства стоимостью более сорока тысяч рублей и сроком службы более 12 месяцев.

Сумму амортизационных отчислений считаем за время проведения очистки 10 часов, средний срок эксплуатации оборудования – не менее 3 лет.

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается по формуле (29):

$$Am.отч. = C_{oc} \cdot H_a / 100, \quad (29)$$

где C_{oc} – первоначальная стоимость основного средства, руб;

H_a – годовая норма амортизационных отчислений, %;

$$H_a = 100 / \text{Срок службы в годах} . \quad (30)$$

Таблица 9 – Расчет амортизационных отчислений при очистке скребком СКР1-1

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, за 10 часов руб.
Рабочие машины и оборудование					
в том числе					
Очистное устройство типа СКР1-1	1	1457390,43	4	25	415,92
Вахтовый автобус УРАЛ 32552-5013-73 [22]	1	3541666,67	8	12,5	505,37
Автобус Соболь БИЗНЕС 22177-753 [23]	1	937833,33	8	12,5	133,82
Автокран Ивановец КС - 35714К - 2 Камаз 43118 [25]	1	5766666,67	10	10	658,3
Низкочастотный локатор АЭТ- 1МСС	1	391240	6	16,6	74,14
Итого:	5	12094797,1	-	-	1787,55
Неамортизируемые вспомогательные средства (стоимостью менее 40 тыс. руб.)					
в том числе:					
Спецформа	12	1000	-	-	-
Огнетушитель	2	869	-	-	-

углекислотный ОУ-2					
-----------------------	--	--	--	--	--

Окончание таблицы 9

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, за 10 часов руб.
Неамортизируемые вспомогательные средства (стоимостью менее 40 тыс. руб.)					
Шланговый противогаз ПШ-1(в комплекте)	1	9990	-	-	-
Комплект знаков КЗО-2	2	1980	-	-	-
Итого:	18	27688	-	-	27688
Всего:		12122485,1			29475,55

Из данной таблицы можно сделать вывод, что сумма амортизационных отчислений за 10 часов работы по очистке трубопровода составит 29475,55 руб.

Далее рассчитаем затраты на оплату труда. Ориентировочно работы по очистке займут 10 рабочих часов, так как в среднем на предприятиях рабочая смена длится 9-13 часов, предположим, что работы займут 1 рабочую смену. В среднем в году 247 рабочих дней [24]. Примем районный коэффициент 1,3, предполагая, что работы проводятся вблизи г. Красноярск.

В работах будут принимать участие мастера ЛЭС; трубопроводчики линейные; электромонтеры; автокрановщики и водители. Расчет фонда заработной платы представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет фонда заработной платы

Категория персонала	Количество	Оклад, руб/мес.	Районный коэф. 30% от оклада, руб/мес.	Итого за 10 часов, руб.
Мастер ЛЭС [27]	2	110000	33000	3917,8

Трубопроводчик линейный [28]	4	64000	19200	4558,9
Водитель [34]	2	60000	18000	2137

Окончание таблицы 10

Категория персонала	Количество	Оклад, руб/мес.	Районный коэф. 30% от оклада, руб/мес.	Итого за 10 часов, руб.
Электромонтер [30]	2	60000	18000	2137
Автокрановщик [29]	2	80000	24000	2849,32
Итого:	12	-	-	15600,02

Согласно налоговому кодексу РФ, страховые взносы составляют 30% от фонда оплаты труда, взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% от фонда оплаты труда.

Таблица 11 – Страховые взносы при проведении работ по очистке внутренней полости нефтепровода.

Основной фонд оплаты труда, руб.	Страховые взносы (30 % от ФОТ), руб.	Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,4 % от фонда оплаты труда), руб.
15600,02	4680	62,4

Исходя из всего выше посчитанного, мы можем сложить сметную стоимость очистки трубопровода посредством скребка СКР1-1, куда войдут: подготовительные работы; прочие затраты; амортизационные отчисления; основной фонд оплаты труда; страховые взносы; взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. Получим, что 10 часовые работы по очистке трубопровода обходятся предприятию минимум в 57317,97 руб

7.2 Затраты на устранение возможной аварии

Во время проведения мероприятий по очистке внутренней полости трубопровода может произойти застревание СОД. Описанный в данной дипломной работе вариант модернизации способен исключить или, хотя бы, приблизиться к исключению застревания СОД внутри трубопровода, ведь операция по вырезке СОД из трубы влечет за собой определенные затраты.

В работах по извлечению застрявшего в трубопроводе скребка должна принимать участие рабочая бригада, состоящая из двух слесарей, водителя, крановщика, мастера ЛЭС, трубопроводчика линейного и сварщика. Так как аварийная ситуация может обернуться по-разному, нельзя сказать точное время, которое потребуется на работы по извлечению скребка из трубопровода. Поэтому примем, что работы продлятся 5 часов.

Рассчитаем затраты на устранение аварии и ее последствий.

Для того, чтобы вырезать СОД из трубопровода применяют специальный инструмент - разъемный труборез и фаскосниматель, который позволяет разрезать трубу, находящуюся под давлением, без искры и огня. Учтем это при расчёте амортизационных затрат.

Таблица 12 – Расчет амортизационных отчислений при устранении застревания скребка СКР1-1

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, за 5 часов руб.
Рабочие машины и оборудование					
в том числе					
Разъёмный труборез и фаскосниматель	2	1340833,33	10	10	76,53

ТВС-715 [32]					
--------------	--	--	--	--	--

Окончание таблицы 12

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, за 5 часов руб.
Рабочие машины и оборудование					
Устройство холодной резки УХВ300 [33]	1	800000	8	12,5	57,08
Вахтовый автобус УРАЛ 32552-5013-73 [22]	1	3541666,67	8	12,5	252,685
Автокран Ивანовец КС - 35714К - 2 Камаз 43118 [25]	1	5766666,67	10	10	329,15
Итого:	5	11449166,67	-	-	715,445
Неамортизируемые вспомогательные средства (стоимостью менее 40 тыс. руб.)					
в том числе:					
Спецформа	7	1000	-	-	-
Лопата	1	400	-	-	-
Огнетушитель углекислотный ОУ-2	2	869	-	-	-
Шланговый противогаз ПШ-1(в комплекте)	1	9990	-	-	-
Комплект знаков КЗО-2	2	1980	-	-	-
Итого:	13	23088	-	-	23088
Всего:		11472254,67			23803,45

Далее рассчитаем затраты на оплату труда. Время, принятое на устранение аварии, равно 5 часам.

Таблица 13 – Расчет фонда заработной платы

Категория персонала	Количество	Оклад, руб/мес.	Районный коэф. 30% от оклада, руб/мес.	Итого за 5 часов, руб.
Мастер ЛЭС [27]	1	110000	33000	979,45
Трубопроводчик линейный [28]	1	64000	19200	569,86
Водитель [34]	1	60000	18000	534,25
Электрогазосварщик [31]	1	130000	39000	1157,53
Автокрановщик [29]	1	80000	24000	712,33
Слесарь [26]	2	90000	27000	1602,74
Итого:	7	-	-	21156,18

Рассчитаем суммы страховых взносов, которые следуют из фонда оплаты труда:

Таблица 14 – Страховые взносы при проведении работ по очистке внутренней полости нефтепровода.

Основной фонд оплаты труда, руб.	Страховые взносы (30 % от ФОТ), руб.	Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,4 % от фонда оплаты труда), руб.
21156,18	6346,85	84,62

Теперь можно посчитать затраты, которое понесет предприятие, в случае если не модернизированный скребок СКР1-1 застрянет в трубе во время проведения мероприятий по очистке нефтепровода. Общие затраты на устранение аварийной ситуации составят 45681,1 руб. Также, застревание

скребка в трубопроводе, может повлечь разрушение самого скребка, и привести к гораздо большим материальным потерям.

Можно сделать вывод, что использование модернизированного скребка СКР1-1, представленного в данной дипломной работе, позволит экономить предприятиям в дальнейшем как минимум 45681,1 руб. на устранении аварийных ситуаций, а как максимум способно практически исключить случаи застревания очистных устройств внутри нефтепровода, стоимость которых зачастую превышает полтора миллиона рублей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современные очистные поршни представляют собой очень гибкое в применении оборудование, которое легко адаптировать к конкретным задачам, а полиуретановые диски и манжеты с предельно высокой износостойкостью позволяют производить очистные работы почти в любой среде.

В результате данной работы были изучены и описаны различные методы борьбы с отложениями механических примесей и восстановления пропускной способности.

Было предложено предложение модернизации очистительного устройства типа СКР1-1, было принято решение в изменении его конструкции, а именно:

- установлено устройство размыва отложений, которое производит размыв отложений струями перекачиваемого продукта, выходящими из сопел форсунок;

- произведена вращающаяся первая секция очистного устройства, что позволяет совершать в потоке транспортируемой жидкости не только поступательное, но и вращательное движение, а в следствии чего механически очищает внутреннюю поверхность трубопровода щеточным блоком, и разрушает в процессе вращения механические отложения при помощи резцов.

Использование предлагаемого устройства для очистки промышленных трубопроводов, в которых наблюдается большое скопление парафиносмолистых и механических примесей, в процессе эксплуатации, позволит его беспрепятственное прохождение в трубопроводе.

В процессе работы были выполнены следующие задачи:

- изучить состав объектов и оборудования системы сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции;

- рассмотреть методы и оборудование для борьбы с отложениями механических примесей в полости трубопровода и восстановления пропускной способности;

- модернизировать очистное устройство;

- произвести необходимые расчеты;
- рассмотреть вопросы экологичности и безопасности;
- рассчитать экономический эффект предлагаемого метода.

Исходя из успешности выполнения данных задач можно сделать вывод, что цель данной выпускной квалификационной работы, а именно сравнение и изучение типов очистных и диагностических устройств трубопроводов для очистки и диагностики трубопровода, является выполненной.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;
БДР – блок дозирования реагентов;
БИЛ – блок измерительных линий;
БКНС – блочная кустовая насосная станция;
БКУ – блок компрессорных установок;
ВРБ – водораспределительная батарея;
ДНС – дожимная насосная станция;
ГКС – газокompрессорная станция;
ГС – газовый сепаратор;
КС – концевой сепаратор;
КСНД - компрессорная станция низкого давления;
КСУ – концевая сепарационная установка;
НГВС – нефтегазоводяная смесь;
НГС – нефтегазовый сепаратор;
ПНГ – попутный нефтяной газ;
ППЛ – поршень поролоновый литой;
ППЛ-М – пыж поролоновый литой модифицированный;
О – отстойник;
С – сепараторы;
СИКГ – система измерений количества и качества газа;
СИКН – система измерения количества и качества нефти;
ТО – теплообменник;
ТФС – трехфазный сепаратор;
УПН – установка подготовки нефти;
УПОГ – установка предварительного отбора газа;
УПТГ – установка подготовки топливного газа;
УУЛФ – установка улавливания легких фракций;
ЭДГ – электродегидратор;

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тугунов, П. И., Новоселов, В. Ф. и др. Транспорт и хранение нефти и газа. – М.: Недра, 1975. – 150 с.
2. Коршак, А. А., Шаммазов, А. М. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. – 3-е изд., испр. и доп. – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005.–528 с.: ил.
3. Лурье, М. В. и др. Нефтепроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 89 с.
4. Нечваль, А. М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. – 165 с.
5. Коршак, А. А., Блинов, И. Г., Веремеенко, С. А. Ресурсосберегающие методы эксплуатации нефтепроводов. – Уфа: Башкнигоиздат, 1991. – 136 с.
6. Машины и оборудование газонефтепроводов : учебное пособие / В. Г. Крец, А. В. Рудаченко, В. А. Шмурыгин. – 2-е изд., стер.. – Санкт-Петербург: Лань, 2016. – 376 с.
7. Нечваль, А. М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. – 165 с.
8. ГОСТ 12.0.003 – 2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы Классификация. – Введ. 01.03.2017 – Москва : ООО «Экожилсервис», 2015. – 19 с.
9. Мусияченко, Е. В. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. – Электрон. дан. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016.
10. ГОСТ Р 55709 – 2013 Освещение рабочих мест вне зданий. Нормы и методы измерений (Переиздание). Введ. 01.07.2014. – Москва : Стандартиформ, 2015. – 12 с.

11. ГОСТ 26568 – 85 Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация. Введ. 26.06.1985. – Москва : Издательство стандартов, 1985. – 17 с.
12. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением N 1). Введ. 20.05.2011. – Москва : Минрегион России, 2010. – 41 с.
13. ГОСТ 12.1.005 – 88 Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Введ. 01.01.1989. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 50 с.
14. ГОСТ 12.4.011 – 89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. Введ. 01.07.1990. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 8 с.
15. ГОСТ 12.1.010 – 76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования
16. ГОСТ 12.1.004 – 91 Пожарная безопасность. Общие требования
17. СанПиН 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». – Введ. 01.10.1996. – Москва : Госкомсанэпиднадзор России, 1999. – 12 с.
18. ГОСТ 12.1.003 – 83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
19. СНиП 23-01-99* «Строительная климатология». – Введ. 01.01.2003. – Москва : Минрегион России, 2003. – 113 с.
20. ПУЭ «Правила устройства электроустановок» Введ. 08.07.2002. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2007.
21. Очистные поршни для трубопроводов / Информационная брошюра. – Уфа: ЦТД «Диаскан», 2010. – 27 с.
22. Вахтовый автобус УРАЛ 32552-5013-73 [Электронный ресурс] : АО «АЗ «УРАЛ» – сайт производителя – Режим доступа: <https://uralaz.ru/models/ural-next/ural-next-vakhtovyy/?modif=9973>
23. Автобус Соболь БИЗНЕС 22177-753 [Электронный ресурс] : АВТОЦЕНТРГАЗ ФАВОРИТ – сайт дистрибьютора – Режим доступа: <https://gaz->

akgs.ru/models/configurator/?model_family_id=sobol-business-bus&model_id=221717-753

24. Производственный календарь [Электронный ресурс]: ГОСУДАРСТВЕННАЯ ДУМА – сайт издательства – Режим доступа: <http://duma.gov.ru/news/49744/>

25. Автокран Ивановец КС - 35714К - 2 Камаз 43118 [Электронный ресурс]: ООО «Дайзен» – дистрибьютор – Режим доступа: <https://samara.satom.ru/p/234333696-avtokran-ivanovec-ks-35714k-2-kamaz-43118-16t-18m-ovoid>

26. Интернет-сервис по поиску работы «hh.ru» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о рабочих вакансиях слесаря. – Режим доступа: <https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/45079621>

27. Интернет-сервис по поиску работы «hh.ru» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о рабочих вакансиях мастера – Режим доступа: <https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/44315465>

28. Интернет-сервис по поиску работы «hh.ru» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о рабочих вакансиях трубопроводчика линейного – <https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/45327302>

29. Интернет-сервис по поиску работы «hh.ru» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о рабочих вакансиях автокрановщика – Режим доступа: <https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/45255900>

30. Интернет-сервис по поиску работы «hh.ru» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о рабочих вакансиях электромонтера – Режим доступа: <https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/45388846>

31. Интернет-сервис по поиску работы «hh.ru» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о рабочих вакансиях электрогазосварщика – Режим доступа: <https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/45241340>

32. Разъёмный труборез и фаскосниматель ТВС-715 [Электронный ресурс]: ООО «K2» – сайт дистрибьютора – Режим доступа: <https://k2tool.ru/catalog/812-truborez-razemnyj-tvs-715>

33. Устройство холодной врезки УХВ-300 [Электронный ресурс]: ООО «Конт-Строй» – сайт дистрибьютора – Режим доступа: https://www.equipnet.ru/board/spectechnika/spectechnika_392985.html

34. Интернет-сервис по поиску работы «hh.ru» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о рабочих вакансиях водителя – Режим доступа: <https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/42570365>

35. Патент № 2177378 – Поршень очистной дисковый двунаправленный - Хазиев Н.Н.; Газизов М.Г.; Вильданов Р.Г/ Дата публикации 27.04.2005 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ru-patent.info/20/75-79/2177378.html>

36. Патент № 2322563 – Устройство для очистки внутренней полости трубопровода - Анисимов П.А.; Баландин Л.Н.; Гришагин А.В / Дата публикации 10.09.2008 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ru-patent.info/21/35-39/2322563.html>

37. Патент №2327535 – Скребок - Галиакбаров В.Ф., Галиакбаров М.Ф., Лопатин И.Ф., / Дата публикации 20.01.2002 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://bd.patent.su/2178000-2178999/pat/servlet/servlet128b.html>

38. Патент №152475 – Поршень очистной трубопроводный - Исаев Петр Петрович, Афанасов Владимир Ильич, Лунев Александр Сергеевич /Дата публикации 06.10.2015 [Электронный ресурс]. –Режим доступа: https://yandex.ru/patents/doc/RU152475U1_20150610

39. Патент № 98154 – Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода. - Генкин В.С., Лапига Е.Я., Мирзабемян Г.З / Дата публикации 27.05.2001 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://yandex.ru/patents/doc/RU98154U1_20101010

40. Патент № 116796 – Устройство контроля очистки трубопровода - Мартя Е.О, Гулов Ю.О, Малышев Е.В / Дата публикации 17.08.2003 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://yandex.ru/patents/doc/RU116796U1_20120610

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 /А. Н. Сокольников

« 22 » июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Инновационные методы борьбы с отложениями механических примесей в
полости трубопровода и восстановление пропускной способности

Руководитель



доцент, канд. техн. наук А. Н. Сокольников

16.06.21

Выпускник



16.06.21

В. М. Файзрахманов

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Инновационные методы борьбы с отложениями механических примесей в
полости трубопровода и восстановление пропускной способности»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер



О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Иновационные методы борьбы с отложениями механических примесей в полости трубопровода и восстановление пропускной способности» содержит 96 страниц текстового документа, 24 иллюстрации, 14 таблиц, 30 формул, 40 использованных источников, 6 листов графического материала.

СРЕДСТВО ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ, КАМЕРА ПУСКА ПРИЕМА, СКРЕБОК, ВНУТРЕННЯЯ ПОЛОСТЬ ТРУБОПРОВОДА.

Цель работы: анализ существующих типов очистных устройств трубопроводов и разработка очистного скребка с улучшенными характеристиками.

Задачи работы:

- изучить состав объектов и оборудования системы сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции;
- рассмотреть методы и оборудование для борьбы с отложениями механических примесей в полости трубопровода и восстановление пропускной способности;
- модернизировать очистное устройство;
- произвести необходимые расчеты;
- рассмотреть вопросы экологичности и безопасности;
- рассчитать экономический эффект предлагаемого метода.

В ходе выполнения работы был произведен расчет центральной пружины, расчет боковой пружины и расчет резьбового соединения на срез.

В экономической части определены объемы общих затрат на запуск очистного устройства, объемы затрат на устранение возможной аварийной ситуации.