

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

«23» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технологический процесс очистки внутрипромыслового полиармированного
трубопровода от куста до сборного коллектора Куюмбинского
лицензионного участка

Руководитель

доцент, канд. техн. наук О.Н. Петров

Выпускник

Е.А. Козлов

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Технологический процесс очистки внутрипромыслового полиармированного трубопровода от куста до сборного коллектора Куюмбинского лицензионного участка»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

А.Н. Минкин

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по «Технологический процесс очистки внутрепромыслового полеармированного го трубопровода от куста до сборочного коллектора Куюмбинского лицензионного участка» содержит 56 страницы текстового документа, 22 использованных источника, 6 листов графического материала.

Объект ВКР: нефтепромысловый трубопровод.

Предмет ВКР: очистка внутренней полости трубопровода.

Цель ВКР: произвести очистку внутренней полости трубопровода, при помощи очистного устройства – поршня.

Задачи ВКР.

1. Рассмотреть технологию очистки полиармированного трубопровода с помощью компрессора.
2. Рассмотреть модели и типы очистных средств.
3. Произвести расчет скорости прохождения очистного устройства.
4. Составить технологическую схему объекта очистки.
5. Произвести экономический расчет и обеспечить безопасность и экологичность данного процесса.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Основная часть	7
1 Технико-экономическое обоснование проекта.....	7
2 Описание месторождения	7
3 Технологический процесс запасовки снаряда в камеру.....	10
4 Эксплуатационные требования к узлам камеры пуска, приема средства очистки, диагностики.....	13
5 Средства очистки нефтепровода	14
5.1 Скребки для очистки нефтепроводов	14
5.2 Мягкий дисковый очистной скребок	15
5.3 Средней мягкости очистной скребок.....	15
5.4 Стальной скребок с сердечником и с уретановыми дисками.....	15
5.5 Четырёх дисковый скребок с корпусом из стали и щётками	16
6 Контрольный осмотр	17
7 Полиармированный трубопровод.....	19
7.1 Преимущества и недостатки применения полиармированного трубопровода	19
7.2 Использование полиармированного трубопровода в промышленности.....	23
7.3 Производство и изготовление полиармированного трубопровода для нефтегазовой отрасли	24
7.4 Характеристики полиармированного трубопровода.....	25
8 Расчет скорости прохождения скребка.....	25
9 Утилизация отходов.....	27
10 Защита окружающей среды	28
11 Безопасность и экологичность.....	35
11.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	35

11.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	36
11.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	38
11.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	38
11.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	39
11.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	40
11.7 Экологичность проекта	40
12 Экономическая часть	41
12.1 Экономический расчет затрат на проведение очистки	41
12.2 Затраты на проведение очистки	42
12.3 Расчет экономических затрат очистки внутрипромыслового нефтепровода с помощью компрессоров.....	43
12.4 Амортизационные отчисления	43
12.5 Расчет затрат на оплату труда	47
Заключение	52
Список сокращений	53
Список использованных источников	54

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире при транспортировке нефти возникают различные проблемы, существенно осложняющие перекачку нефтепродукта и требующие развития новых технологий для их предотвращения.

Одной из наиболее распространенных проблем при транспортировке углеводородов является проблема загрязнения внутритрубного пространства различными отложениями. Этой проблеме не уделяется должное внимание, что приводит к негативным последствиям и вызывает снижение производительности системы, уменьшение пропускной способности, повышение давления. Отложения даже могут выводить из строя оборудование, приводить к трудоемким капитальным ремонтам, в результате – к огромным потерям в добыче нефти и, следовательно, к ухудшению технико-экономического показателя нефтегазодобывающего предприятия. Этим обуславливается актуальность проблемы качественной очистки внутритрубных отложений на магистральных нефтепроводах.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА

В процессе эксплуатации нефтепровода происходит постепенное уменьшение пропускной способности трубопроводов в связи: с накоплением отложений парафина, с повышением шероховатости стенок труб в результате их внутренней коррозии и накопления продуктов коррозии и механических примесей, а также скопления в низких местах трубопроводов воды, а в верхних точках трубопроводов воздушных пробок. Уменьшение пропускной способности ведет к резкому снижению эффективности работы трубопроводов, существенному увеличению затрат на перекачку нефтепродукта. Накопление отложений в нефтепроводах, кроме этого приводит к ухудшению качества перекачиваемых продуктов из-за загрязнения их механическими примесями.

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

2 Описание месторождения

Куюмбинское нефтегазовое месторождение расположено в Красноярском крае Российской Федерации, лицензия на освоение которого принадлежит ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», планируется ввести в промышленную разработку в 2017 году.

На территории Байкитской НГО открыты Юрубченское и Куюмбинское месторождения, которые совместно с Терским, Мадринским, Вэдрэшевским продуктивными блоками объединены в Юрубчено-Тохомскую зону, расположенную в пределах Красноярского края в междуречье Подкаменной Тунгуски и Ангары.

Куюмбинские нефтегазовые залежи, выявленные в рифейских отложениях, находятся в междуречье Подкаменной Тунгуски и Ангары и приурочены к центру Камовского свода. Залежь Усть-Куюмбинского поднятия - нефтегазовая, массивная, сводовая, стратиграфически и тектонически экранированная, открыта в 1973 г. Каверново-трещинный карбонатный коллектор имеет пористость доломитов 0,35...2,40 % и трещинно-каверновую емкость до 6,5 %. Проницаемость по трещинам изменяется от 0 до $5,0 \times 10^{-3}$ мкм². Флюидоупором служат терригенно-карбонатные породы катангской и галогенно-карбонатные породы усольской свиты.

Высота залежи 250 м, для нее характерны пластовые давления ниже гидростатических и температура не более +30 °С. По величине запасов залежь относится к средним. Залежь Среднекуюм-Тизского поднятия, вероятно, чисто нефтяная, изучена недостаточно. Тип коллектора такой же, как в Усть-Куюмбинской залежи. Запасы пока не определены. Нефти обеих залежей легкие (815...819 кг/м³), малосернистые (0,06...0,64 %), малосмолистые (2,41...21,21 %), малопарафинистые (0,64...3,72 %), метанове [1].

На начальном этапе эксплуатации в 2017 году на месторождении намечено добыть в общей сложности 295 тыс. тонн нефти. Предполагается, что в дальнейшем по мере ввода в разработку новых залежей Куюмбинского и других лицензионных участков ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» ежегодный объем нефтедобычи будет планомерно расти и на пике достигнет 10,8 млн тонн в 2029 году.

С 2010 года на Куюмбинском месторождении активно ведутся работы по развитию производственной инфраструктуры и подготовке запасов углеводородов к промышленной разработке. За прошедшее время на месторождении был построен резервуарный парк вместимостью 30 тыс. тонн, успешно реализуется программа опытно-промышленных работ: пробурены 7 эксплуатационных скважин (4 с горизонтальным окончанием, 2 – пологие и 1 наклонно-направленная). Скважины эксплуатируются фонтанным способом с дебитами нефти 50...80 т/сут. при минимальных депрессиях. До конца текущего года намечено ввести в

строй ещё 2 горизонтальные скважины, а в период 2014-2015 гг. построить 16 скважин, в том числе 2 с двумя горизонтальными стволами [2].

ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» занимается геологическим изучением недр на пяти лицензионных участках в Эвенкийском муниципальном районе Красноярского края: Абракупчинском, Кординском, Подпорожном, Куюмбинском и Терско-Камовском. Суммарная площадь территорий, на которых предприятие ведет производственную деятельность, составляет 18,3 тыс. кв. км. Основные открытые месторождения находятся на Куюмбинском и Терско-Камовском лицензионных блоках, расположенных в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазонакопления.

В настоящее время ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в полном объеме выполняет все лицензионные обязательства по поиску, разведке и добыче углеводородного сырья на своих участках недр. Реализуемая предприятием программа ГРП нацелена на достижение к концу 2016 года всех целевых показателей лицензионных соглашений, касающихся проведения на осваиваемых территориях сейсморазведки в модификациях 2D и 3D, поисково-разведочного бурения, вертикального сейсмопрофилирования и обработки полученной геолого-геофизической информации. Более того, предварительно одобренный акционерами «Славнефти» инвестиционный проект разработки Куюмбинского месторождения предусматривает выполнение на данном участке недр в 2014-2016 гг. дополнительного объема геологоразведочных работ сверх существующих лицензионных обязательств.

С момента своего основания в 1998 году по 2012 год ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» пробурило на лицензионных участках в Красноярском крае 45 поисковых и разведочных скважин. Проходка в бурении превысила 118,7 тыс. метров. Объем выполненных за это же время сейсморазведочных исследований 2D составил 8253 кв. км, 3D – 1532 кв. км. Вертикальное сейсмопрофилирование в указанный период было проведено в 26 скважинах. Выполнение комплекса геологоразведочных работ позволило предприятию за 15 лет добиться

прироста извлекаемых запасов нефти категории С1 в размере более 150 млн тонн, С2 – 223,4 млн тонн.

ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» является лидером отрасли по темпам прироста запасов углеводородного сырья в Восточной Сибири. По состоянию на 1 января 2013 года числящиеся на балансе предприятия остаточные извлекаемые запасы нефти по категориям С1+С2 достигли 504,7 млн тонн (в том числе С1 – 152,9 млн т, С2 – 351,9 млн т) [3].

3 Технологический процесс запасовки снаряда в камеру

Запасовка внутритрубного снаряда в камеру пуска производится после проведения подготовительных мероприятий и оформления наряда-допуска [4].

Последовательность действий при запасовке:

- проверить состояние запорной арматуры узла пуска/приемаочистного устройства;
- установить предупреждающие знаки и аншлаги;
- по манометру пусковой камеры проверить отсутствие избыточного давления;
- убедиться, что на линейной части трубопровода секущие задвижки открыты на 100 %. Ответвления на трубопроводе должны быть закрыты на 100 %.
- произвести замер газовой среды;
- проверить наличие и исправность контрольно-измерительных приборов;
- проверить наличие указателей стрелками на трубопроводе, направление потока жидкости;
- проверить наличие и исправность рычажного сигнализатора приема ОУ, установленного на камере пуска, установить его в положение «на пуск», параллельно оси трубопровода;
- для предотвращения разбрызгивания жидкости при дренировании с камеры, на кран для разрядки установить шланг;

- проверить уровень жидкости в дренажной емкости, при необходимости откачать;
- стравить избыточное давление и опорожнить рабочую полость камеры от жидкости, плавно открыть кран дренажной емкости, до характерного шума, контролируем падение давления до атмосферного по манометру;
- открыть кран для стравливания на 100% для запуска воздуха в камеру, во избежание образования вакуума;
- перед разгерметизацией камеры надеть шланговый противогаз;
- открыть концевой затвор;
- произвести замер ГВС;
- при помощи фонарика во взрывобезопасном исполнении и зеркала убедиться, что камера пустая и нет посторонних предметов;
- для облегчения запасовки ОУ смазать манжеты;
- поместить ОУ в камеру пуска и запасовать ОУ непосредственно таким образом, чтобы первая манжета вошла в сужение трубопровода;
- протереть резиновый уплотнитель концевого затвора и зеркало камеры;
- проверить уплотнитель на наличие повреждений, при необходимости заменить;
- при помощи кисти смазываем резьбовую часть камеры и зеркало камеры для лучшей герметичности;
- закрыть концевой затвор;
- сообщить о готовности камеры пуска к запуску ОУ ответственному за проведение работ;
- по указанию ответственного провести заполнение камеры рабочей жидкости. Открыть кран на линии выравнивания давления на 5...7 % до появления характерного шума. После заполнения камеры рабочей жидкостью, закрыть кран для стравливания на 100 %;
- контролировать повышение давления до рабочего по манометру;
- закрыть кран на линии выравнивания давления;

- сообщить о готовности камеры пуска к запуску ОУ ответственному за проведение работ;
- после получения разрешения открыть задвижку на выходе из камеры, произвести запуск ОУ, закрыть задвижку на основной линии трубопровода;
- ОУ должно выйти из камеры пуска [5].

3.1 Порядок действий в случае застревания очистного устройства

В случае если очистное устройство не прошло контрольный пункт в контрольное время, то ответственный руководитель бригады сообщает об этом руководителю работ и бригаде сопровождения.

В случае, если контроль за прохождением ОУ по трубопроводу не удалось восстановить в течение 4 часов после истечения контрольного времени, указанного в графике движения бригад, ОУ считается застрявшим и руководитель работ сообщает об этом главному инженеру и организует работы по определению местоположения СОД в трубопроводе.

Технология определения местоположения застрявшего ОУ:

- контроль оператором с помощью устройства «ЗОНД-СКАН» с поверхности грунта (над трубопроводом, на котором предположительно застрял скребок) магнитограммы (магнитных аномалий) участка трубопровода с отображением магнитограммы на дисплее в режиме он-лайн с одновременной записью пройденного оператором пути с помощью встроенного GPS навигатора в автоматическом режиме; выдача GPS координат местонахождения застрявшего скребка в трубопроводе;
- запуск в трубопровод второго скребка (поршня) с установленным на нем трансмиттером; сопровождение движения второго скребка через выбранные пункты контроля; поиск места остановки второго скребка с помощью низкочастотного локатора, исходя из предположения, что второй скребок остановится в том же месте, что и первый (застрявший) скребок;

4 Эксплуатационные требования к узлам камеры пуска, приема средства очистки, диагностики

Узлы запуска, приема и запуска-приема СОД магистральных нефтепроводов при реконструкции КППСОД должны быть приведены в соответствие требованиям РД-16.1-60.30.00-КТН-001-1 – 05.

Конструктивные параметры реконструированных КППСОД, в части габаритных размеров расширенной части корпуса, оснащенности технологическими патрубками, расположения технологических патрубков по длине корпуса КППСОД, должны соответствовать требованиям ОТТ75.180.00-КТН-275 – 06.

Реконструированные КППСОД должны быть оборудованы сигнализаторами прохождения СОД, датчиками давления, датчиком герметичности в соответствии с требованиями ОТТ-75.180.00-КТН-275 – 06.

КППСОД не должны иметь внутренней арматуры, выступающей внутрь камеры или лотков [6].

Во избежание повреждений носителей датчиков и конической манжеты ВИП, патрубки отвода нефти камеры приема СОД должны быть оснащены решетками, соответствующими требованиям ОТТ-75.180.00-КТН275 – 06.

КППСОД должны быть оснащены устройством заземления для подключения кабеля заземления ТЗУ в соответствии с требованиями ОТТ75.180.00-КТН-275 – 06.

КППСОД должны быть доукомплектованы запасочными устройствами. Запасочные устройства должны соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-275 – 06.

Материальное исполнение трущихся деталей запасочного устройства должно соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-275 – 06 и исключать искрообразование.

Конструкция патрубка для установки запасочного устройства должна соответствовать требованиям ОТТ-75.180.00-КТН-275 – 06 и обеспечивать установку и надежное закрепление запасочного устройства.

При проектировании запасовочных устройств, патрубков для установки запасовочных устройств на камерах запуска СОД, выборе механических параметров используемых тросов и механизмов для запасовки, необходимо учитывать усилия запасовки комбинированных ВИП в номинальную часть камеры запуска СОД

5 Средства очистки нефтепровода

Назначение и применение скребков:

- применяются для использования в качестве границы раздела между продуктами и для откачки жидкости из трубопровода
- гибкие скребки разработаны специально для трубопровода с множеством колен, в основном, для сепарации и дозирования
- для предварительного запуска трубопровода (для удаления строительного мусора из трубопровода)
- подходят для двунаправленного перемещения, сепарации и дозирования продуктов в работающем трубопроводе
- для двунаправленного перемещения, работ по подготовке к пуску в эксплуатацию
- применяют для проверки минимального внутреннего диаметра трубопровода и для удаления отходов от монтажа
- для высоко герметичной сепарации и дозирования продуктов в работающем трубопроводе. Также пригодны для заводнения и обезвоживания

5.1 Скребки для очистки нефтепроводов

Существуют различные типы скребков для разных степеней очистки. Стандартная технология очистки включает в себя прохождение нефтяного трубопровода несколькими типами скребков подряд, для разных степеней очистки и осуществляется по-разному [7].

5.2 Мягкий дисковый очистной скребок

Мягкий дисковый очистной скребок, изготовленный из полиуретана, предназначен для максимального удаления жидкости из трубопровода и мягких начальных отложений на стенках трубопровода. Диаметр скребка 8 дюймов.

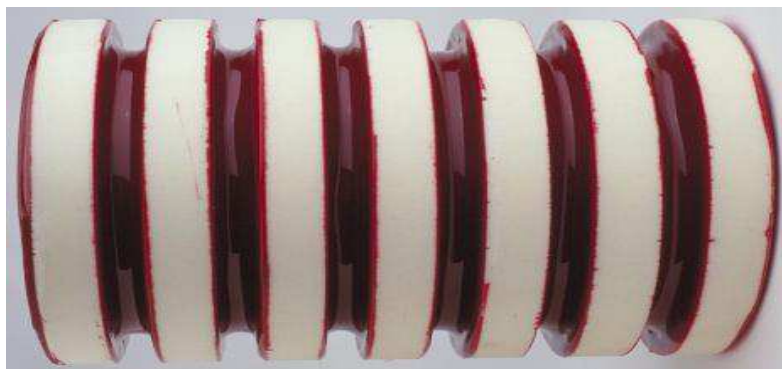


Рисунок 1 – Мягкий дисковый скребок

5.3 Средней мягкости очистной скребок

Средней мягкости очистной скребок, изготовленный из полиуретана, предназначен для очистки основных средних отложений со стенок трубопровода. Диаметр скребка 8 дюймов.



Рисунок 2 – Средней мягкости очистной скребок

5.4 Стальной скребок с сердечником и с уретановыми дисками

Стальной скребок с сердечником и с уретановыми дисками, предназначен для предварительной очистки твёрдых отложений со стенок трубопровода.

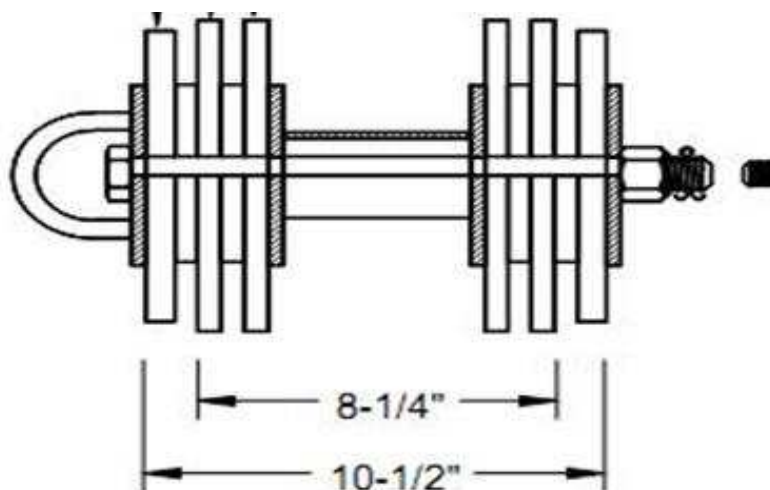


Рисунок 3 – Стальной скребок с сердечником и с уретановыми дисками

5.5 Четырёх дисковый скребок с корпусом из стали и щётками

Четырёх дисковый скребок с корпусом из стали и щётками, стандартно предназначен для конечной очистки стенок трубопровода. После прохождения этим скребком в трубопроводе, после него необходимо пройти скребком предварительной очистки, так как этот скребок не убирает за собой шлам, а только раздирает и соскребает отложения.



Рисунок 4 – Четырёх дисковый скребок с корпусом из стали и щётками

Регулярная очистка трубопроводов экономически оправдана, так как позволяет существенно снизить расходы на перекачку продукта. Для очистки используются разнообразные внутритрубные скребки и поршни, которые пропускаются по трубопроводу вместе с потоком жидкости или газа. Чистящие элементы скребков (полиуретановые диски, манжеты, щётки, магниты и др.) удаляют со стенок трубопровода отложения и выносят их камеру приема.

Конструкция очистных скребков должна обеспечивать их безопасный (без остановок и застреваний) пропуск по всей длине трубопровода от камеры запуска до камеры приема. И так как каждый трубопровод имеет свои конструктивные особенности или дефекты строительства, то применение находят различные очистные скребки и поршни.

Специалисты ООО «АПРОДИТ» условно разделяют все конструкции скребков на две серии на основании их способности проходить без застреваний и повреждений различные сужения и препятствия в трубопроводе.

Серия УСО («универсальный скребок очистной»). Скребки УСО проходят сужения до 85% от $D_{внеш}$ и отводы на 90 градусов с радиусом гиба $R=1.5D$.

Серия СКТ («скребок-калибр трубный»). Скребки проходят сужения до 70 % (в некоторых конструкциях до 65 % и даже 60 %) от $D_{внешн.}$ и отводы на 90 градусов с радиусом гиба $R=1.5D$.

Скребки серии СКТ имеют корпус малого диаметра и оснащаются эластичными чистящими и уплотняющими элементами (дисками, манжетами), которые позволяют обеспечить высокую проходимость сужений трубопровода. При этом несколько снижается очистная способность скребков и может потребоваться несколько проходов скребка для достижения требуемого качества очистки.

Так как для скребков серии УСО не требуется проходимость значительных сужений, они имеют больший диаметр корпуса и их оснащают более жёсткими чистящими элементами, позволяющими произвести более качественную очистку трубопровода за один проход [8].

6 Контрольный осмотр

При эксплуатации трубопроводов основной обязанностью обслуживающего персонала является визуальный контроль за состоянием трассы трубопроводов, элементов и их деталей, находящихся на поверхности земли. Периодичность осмотра трубопровода путем обхода, объезда или облета устанавливается руководством в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером управления.

При осмотре трассы особое внимание следует обратить на:

- выявление возможных утечек, пропусков нефти и газа по выходу на поверхность;
- состояние запорной арматуры, фланцевых соединений, герметичность сальниковых устройств;
- выявление и предотвращение производства посторонних работ и нахождение посторонней техники;
- выявление разрушения обвалования трубопровода, размывов, оползней и т.п.;
- состояние подводных переходов через реки, ручьи, овраги;
- состояние воздушных переходов через различные препятствия;
- состояния пересечений с автомобильными дорогами и железнодорожными путями;
- появление незаконных переездов через трассы трубопроводов;
- состояние сооружений вдоль трассы (линейных колодцев, защитных противопожарных и противокоррозионных сооружений, указательных знаков, аншлагов).

Результаты осмотра фиксируются в журнале обхода трубопроводов.

Один раз в год все трубопроводы должны подвергаться контрольному осмотру специально назначенными лицами. Время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов.

При контрольном осмотре особое внимание должно быть уделено:

- состоянию зон выхода трубопроводов из земли;
- состоянию зон возможного скопления твердых осадков;

- состоянию фланцевых соединений;
- состоянию уплотнений арматуры;
- состоянию и работе компенсирующих устройств, свайных опор;
- вибрации трубопроводов;

7 Полиармированный трубопровод

Применение полиармированных трубопроводов (ПАТ) позволяет полностью решить проблему по исключению аварийности промышленных, технологических и коммунальных трубопроводов за счет их достоинств перед стальными трубами. Трубопроводы из ПАТ успешно работают в среде морской воды, в энергонасыщенных районах (блуждающие токи), где наблюдается повышенная материалов. ПАТ не требует химической и электрохимической защиты. За счет меньшего применения трубоукладочной техники (вследствие малого веса ПАТ) и операций по предварительной подготовке перед монтажом, и, а также, за счет увеличения скорости монтажа, сокращается стоимость монтажных работ по сравнению со стальными трубами. Стоимость погонного метра трубы ПАТ, на сегодняшний день, в среднем сопоставима со стоимостью стальной трубы аналогичного диаметра. С учетом срока безаварийной эксплуатации ПАТ (до 50 лет) и сокращения затрат на монтаж, в конечном результате обеспечивается снижение себестоимости перекачиваемого продукта.

7.1 Преимущества и недостатки применения полиармированного трубопровода

Перед стальными трубами трубы полиармированный трубопровод (ПАТ), за счет уникального сочетания стального решетчатого каркаса и полиэтиленового следующие преимущества.

Срок эксплуатации ПАТ с точки зрения коррозионной стойкости больше, чем у металлических труб, абсолютная стойкость к

воздействию электрохимической коррозии, в том числе вызванной блуждающими токами, высокая коррозионная стойкость по всем видам грунтов и агрессивным средам (СН 550 – 82), поэтому не требуется применения дополнительных мер антикоррозионной ингибиторной защиты и объемы ремонтных, ревизионных работ, диагностики могут быть максимально сокращены, что существенно снижает стоимость эксплуатации ПАТ.

Данный нефтепровод представляет собой цельную трубу, разматываемую напрямую с барабана на грунт, что в разы ускоряет процесс монтажа трубопровода, поскольку нет необходимости в сварочных работах и подготовке местности. ПЭТ-нефтепровод идет вдоль дорог, что также упрощает контроль и доступ к нему в случае необходимости. За счет меньшей шероховатости почти за 20 лет эксплуатации в нем не наблюдается истирания, а скребкование производится в разы реже, чем на соседнем месторождении с аналогичной нефтью, но стальным нефтепроводом. Однако, есть и минусы: меньшая прочность, диапазон рабочих температур и давлений. Однако на практике данные минусы не оказывают влияния на промысле [9].

Другое альтернативное решение – это применение композитных труб. Так же как и ПЭТ-трубы они имеют меньший почти в 20 раз коэффициент шероховатости и не подвержены коррозии и истиранию. Минусы тоже аналогичны: несколько меньшие по сравнению со стальными трубами прочность и диапазоны рабочих температур и давлений. В основном, применяются стеклопластиковые трубы, изготавливаемые из стекловолокна и эпоксидной смолы, что в сумме обеспечивает большую прочность, чем у ПЭТ-труб, и меньший коэффициент шероховатости, чем у стальных. Сохраняется необходимость в их монтаже и подготовке местности, но упрощается их гидравлический расчёт, поскольку в случае с ПЭТ-трубами потери напора расчётным методом не получается оценить достоверно, поэтому используют в основном экспериментальные данные.

Перед стальными трубами трубы ПАТ, за счет уникального сочетания стального решетчатого каркаса и полиэтиленового полимера имеют следующие преимущества.

1) Срок эксплуатации ПАТ с точки зрения коррозионной стойкости больше, чем у металлических труб, абсолютная стойкость к воздействию электрохимической коррозии, в том числе вызванной блуждающими токами, высокая коррозионная стойкость по всем видам грунтов и агрессивным средам (СН 550 – 82), поэтому не требуется применения дополнительных мер антикоррозионной ингибиторной защиты и объемы ремонтных, ревизионных работ, диагностики могут быть максимально сокращены, что существенно снижает стоимость эксплуатации ПАТ.

2) Повышенная стойкость к абразивному износу, которая значительно увеличивает срок службы ПАТ по сравнению со стальными трубами, подверженными, например, «ручейковой коррозии».

3) Вследствие низкой шероховатости внутренней поверхности трубы, которая не снижается со временем, пропускная способность ПАТ на 10...15% выше, чем у металлической трубы, при прочих равных условиях, что позволяет использовать ПАТ меньшего диаметра.

4) Низкая теплопроводность по сравнению с металлическими трубами позволяет уменьшить, а в отдельных случаях исключить слой теплоизоляции (теплоотдача в трубопроводах ПАТ в 12...14 раз меньше, чем в стальных).

5) Высокая пластичность ПАТ по сравнению:

- со стальной трубой позволяет уменьшить количество компенсаторов на аналогичную длину трубопровода при наземной прокладке;

- при подземной прокладке обеспечивает более устойчивую работу при подвижке грунтов и др. изгибающих воздействий.

6) Коэффициент термического расширения ПАТ близок к стальным трубам, что в совокупности с высокой несущей способностью (по сравнению с п/э трубами) позволяет прокладывать ПАТ на эстакадах (в том числе использовать старые эстакады при замене стальных трубопроводов).

7) Высокая технологичность и низкая трудоемкость сварки ПАТ значительно сокращает сроки строительно-монтажных работ.

8) Низкий удельный вес по сравнению с металлическими трубами, следовательно, снижение подъемно-транспортных расходов на условную единицу трубопровода.

9) Устойчивость ПАТ к кессонному эффекту обусловлена конструкцией трубы, в отличие от футерованных и полиэтиленовых труб, и позволяет ее использование в трубопроводах всасывающего действия.

По сравнению с обычными полиэтиленовыми трубами – значительно большую прочность и показатели рабочего времени. Допускают значительное большее внешнее механическое воздействие. Стальной каркас компенсирует возникающие напряжения при линейном расширении и поэтому коэффициент линейного расширения ПАТ равен, практически, показателю стальной трубы, а у неармированной п/э трубы, приблизительно в 10 раз больше, чем у армированной. За счет эффекта компенсации каркасом линейных расширений полиэтилена показатель цикличности по изменению температуры превышает 1200 циклов и выше показателя обычных полиэтиленовых труб более чем в два раза. По сравнению со стеклопластиковыми трубами ПАТ не имеют эффекта набухания и последующего расслаивания, хорошо держат вакуум. Имеют выше показатель рабочего давления. Значительно меньше требования по подготовке траншей под укладку. Из-за хрупкости связующего материала стеклопластиковые трубы имеют значительно хуже показатель по механическому воздействию.

Основным недостатком при эксплуатации ПАТ является снижение прочности полимеров при нагревании. Как и все органические вещества, они горят, а под действием ультрафиолетовых лучей стареют (делаются хрупкими и разрушаются). Но с каждым годом полимерная промышленность развивается, повышая прочностные и температурные характеристики трубопроводов, имея на сегодняшний день рабочую температурную характеристику при +95 °С, но не во всех отраслях промышленности. Со временем полимерные трубы теряют прочность и эластичность, становятся хрупкими и растрескиваются, так же металлопластик при горении выделяет большое количество углекислого газа.

Трубы желательно использовать в рекомендуемых пределах по давлению, если использовать давление большее, чем положенный номинал для трубы, то труба быстрее выйдет из строя. Маркировки свидетельствуют о номинальном значении давления, которое превышать не стоит. К недостаткам можно еще отнести и хоть и сравнительно небольшой коэффициент температурного расширения и все же он больше приблизительно в 2 раза, чем у стальных труб, но эластичность полимеров успешно компенсирует этот недостаток [10].

7.2 Использование полиармированного трубопровода в промышленности

ПАТ работают в нефтяных компаниях России: «ЮКОС», «ЛУКОЙЛ-Пермь», «РОСНЕФТЬ», «СЛАВНЕФТЬ», «ТНК», «СИБНЕФТЬ» и др. Гибкие трубы работают на месторождениях 37 НГДУ 16 нефтегазодобывающих акционерных обществ, а также на 1 нефтяном терминале на побережье Северного Ледовитого Океана. Трубы работают практически во всех климатических регионах России и стран СНГ, при температуре окружающей среды от минус 60 до плюс 50 градусов Цельсия, в том числе: в УралоПоволжье, в Западной Сибири, в Коми, на Сахалине, в Якутии, а также в республиках Казахстан и Азербайджан.

По достоинству полимерные трубы оценила компания ООО «РН – Северная нефть». Замену участка нефтепровода на трубы производства ЗАО «Полимак» компания осуществила уже в 2003 году. В старых трубах было большое содержание сероводорода, они активно подвергались коррозии, местами были небольшие порывы, а с приобретением химреагентов были проблемы. Поэтому они решили заменить часть труб на полимерноармированные, при условии соблюдения правил монтажа и эксплуатации трубы эти очень надежны. Но если не соблюдать условий эксплуатации, то можно что угодно забраковать. При подземной прокладке важно, чтобы не было подвижек грунта, чтобы соблюдался температурный режим и давление не превышало 40 килограммов атмосфер. У нас

именно подземная прокладка «пока жалоб на эти трубы не было» – говорит начальник управления отдела компании [10].

Кроме нефтегазовой промышленности, области применения трубопроводов из ПАТ при транспортировке жидкости и газов составляют:

- химические производства – транспортировка кислот, сред с высоким содержанием;
- скважины для артезианской воды;
- водопроводы высокого давления и ЖКХ в городах (не ржавеют в сравнении со стальными и прочные по сравнению с чугунными и гораздо дешевле);
- подземное и кучное выщелачивание цветных и редкоземельных металлов, гидрометаллургия;
- металлургия (применяется серная кислота, сточные воды с высоким содержанием);
- в горнорудной промышленности при перекачивании пульпы (руды с водой) идет сильный износ стальных труб, а МПТ имеют в четыре раза большую износостойкость;
- опоры и сваи для строительства различных сооружений, береговые укрепления, порты, причалы;
- транспортировка морской воды для опреснения, трубопроводы в морской среде.

7.3 Производство и изготовление полиармированного трубопровода для нефтегазовой отрасли

Для нефтегазовой промышленности на сегодняшний день применяются два основных вида полимерно-армированных труб:

- армируемые решетчатым сварным каркасом из стальной проволоки;
- стеклопластиковые, армированные стекловолокном.

Так же есть менее популярный тип ПАТ: армированные бетоном, но в силу своих малых прочностных характеристик в нефтегазовой промышленности не используются.

7.4 Характеристики полиармированного трубопровода

Продукция выпускается по ту 2248-005-54112451 – 2004. Рабочее давление до 4,0 МПа при коэффициенте запаса прочности (КЗП) от 2 до 3,5. Полимерно-армированные трубы (ПАТ) производятся методом экструзии полимерных материалов с одновременным армированием сетчатым каркасом из стальной проволоки, в котором продольная и радиальная арматура сварена между собой методом контактной сварки в каждой точке пересечения. В качестве полимера используется полиэтилена марок ПЭ-80, ПЭ-100, РЕ-RT, ELTEX (изготовитель-компания « Solvay Polyolefins Europe », Бельгия), полипропилена PP-R для транспортировки сред с температурой от - 40 °С до +60 °С. Монтаж данных труб осуществляется стыковой сваркой. Температура транспортируемого продукта до +95 °С при давлении до 1,6 МПа и до +60°С при давлении до 4,0 МПа. Размеры производимых ПАТ и соединительных деталей: внутренний диаметр 70...300 мм, толщина стенки 10...15 мм, длина от 0,5м до 11,5 м [11].

8 Расчет скорости прохождения скребка

Силы, которые действуют на ОУ (рисунок 5) можно разделить на силу давления нефти, силу трения, силу тяжести и силу реакции опоры. ОУ во время очистки приводится в движение давлением нефти в нефтепроводе. Величину силы, толкающей ОУ определим по формуле:

$$F_1 = P \cdot S, \tag{1}$$

где F_1 – сила, толкающая ОУ, Н;

P – давление в нефтепроводе, МПа.

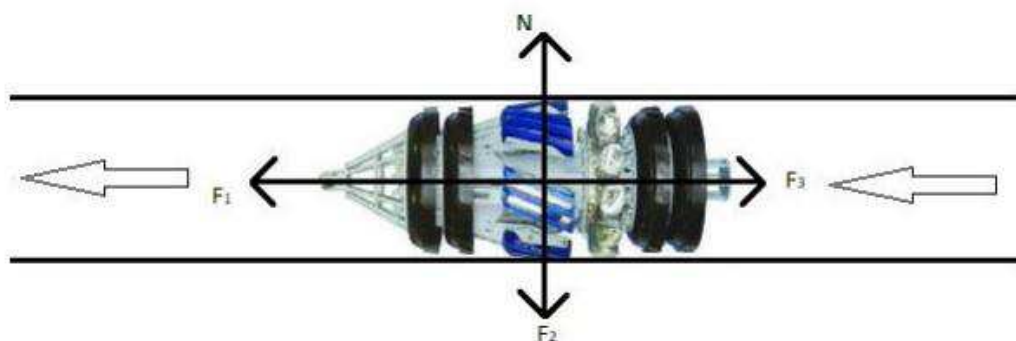


Рисунок 5 – Силы, действующие на ОУ при прохождении его в полости нефтепровода

Рассчитаем силу, толкающую ОУ по формуле (1):

$$F_1 = 1,2 \cdot 10^6 \cdot 0,064 = 76,8 \text{ кН}.$$

Силу трения, возникающую при движении ОУ, найдём по формуле:

$$F_{\text{тр}} = \mu \cdot m \cdot g, \tag{2}$$

где $F_{\text{тр}}$ – сила трения, Н

m – масса ОУ, кг ($m = 9$ кг);

g – ускорение свободного падения, м/с² ($g = 9,8$ м/с²);

μ – коэффициент трения ($\mu = 0,38$).

Рассчитаем силу трения по формуле (2):

$$F_{\text{тр}} = 0,38 \cdot 9 \cdot 9,81 = 33,5 \text{ Н}.$$

Силу тяжести можно найти по формуле (3):

$$F_2 = m \cdot g, \quad (3)$$

$$F_2 = 9 \cdot 9,81 = 88,3 \text{ Н.}$$

Сила реакции опоры противоположна по направлению силе тяжести и равна по модулю.

Скорость движения ОУ в нефтепроводе определяется как:

$$V = \frac{P \cdot Q}{F}. \quad (4)$$

$$V = \frac{1,2 \cdot 10^6 \cdot 0,8}{79,2 \cdot 10^3 + 30,9} = 12,1 \text{ м/с}$$

Чистящий диск на 10 мм больше внутреннего диаметра трубопровода, поэтому при движении ОУ в полости нефтепровода он изгибается и за счёт этого плотней прижимается к поверхности нефтепровода, что в свою очередь повышает качество очистки.

9 Утилизация отходов

Шлам очистки трубопроводов и емкостей (бочек, контейнеров, цистерн, гидронаторов) от нефти должен собираться в металлический контейнер, промаркированный «Для нефтешлама». Вывоз отхода осуществляется сразу после зачистки на утилизацию на установку утилизации.

Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел 15 % и более), должен накапливаться в металлических ящиках на удалении от источников возгорания и горючих материалов. Ящики должны быть промаркированы «Для ветоши».

Лом черных металлов несортированный (ВМР). Отход образуется при ремонте авто-транспорта и техники, при монтаже труб и строительных

конструкций. Данный вид отходов должен собираться и храниться под навесом, на площадке из бетонных дорожных плит.

Остатки и огарки стальных сварочных электродов (ВМР) собираются в контейнеры или металлические ящики, промаркированные «Для металлолома и отходов электродов» и хранятся на площадке размещения лома черных металлов.

Отходы эксплуатации вывозятся по мере накопления, но не реже одного раза в год.

10 Защита окружающей среды

В процессе эксплуатации промышленные трубопроводы испытывают коррозионные и механические воздействия со стороны перекачиваемого продукта и окружающей среды. Обусловленные этим воздействием процессы накопления коррозионных и усталостных повреждений носят локальный характер, что вызывает значительные трудности при их своевременном выявлении. Для предотвращения и прогнозирования аварий обязательным условием является выполнение диагностики трубопроводов.

Для предупреждения аварий и избегания нанесения ущерба окружающей среде необходимо своевременно осуществлять следующие мероприятия:

- своевременное проведение обследования трубопроводов, организация планового текущего и капитального ремонта с заменой коррозионно-опасных участков;
- своевременное проведение реконструкции трубопроводов;
- периодичность ревизии и диагностики трубопроводов производится согласно табл. 7.1 п. 7.5.2, п. 7.5.3 РД 39-132 – 94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» и п.п. 7.7, 7.8 данного регламента.

Основной ущерб окружающей природной среде при эксплуатации нефтегазосборных трубопроводов причиняется в результате химического

загрязнения местности нефтепродуктами и минерализованными водами (солями).

В нормальном режиме эксплуатации трубопровода воздействие указанного фактора минимально и связано с проведением профилактических работ по очистке полости трубопроводов.

При очистке внутренней полости трубопроводов с целью восстановления их пропускной способности удаляются различными методами мазеобразные и рыхлые парафиновые отложения, солеотложения песок, водяные и газовые скопления, механические примеси.

Узлы приема, пуска-приема СОД оборудованы надземными емкостями для сбора утечек при операциях приема очистных устройств. После проведения операции очистки трубопровода, продукты очистки из емкости вывозятся передвижными средствами для утилизации. Продуктами зачистки емкостей являются шламы, содержащие сырую нефть.

При капитальном и текущем ремонте трубопроводов оказывается достаточно существенное воздействие на почвенно-растительный комплекс, что связано с проведением строительно-монтажных работ (проезд техники, устройство насыпей), демонтажем (или консервацией) изношенных и гидроиспытаниями вновь прокладываемых участков трубопроводов.

Для предупреждения чрезвычайных ситуаций, связанных с разливами нефти, применяется комплекс инженерно-технических мероприятий, включающий в себя следующие работы:

- проведение сезонных профилактических работ и нормативного технического обслуживания производственного оборудования;
- содержание в постоянной готовности средств индивидуальной защиты, автомобильной и инженерной техники, различного инструмента, ремонтного материала, систем и средств пожаротушения, запасов строительных материалов, сорбирующих средств, других материально-технических средств;
- регулярное проведение проверки технического состояния трубопроводов и оборудования, в том числе и специалистами Ростехнадзора и УГПС МЧС;

- четкое выполнение рабочим персоналом действий согласно разработанного и утвержденного к применению для нефтепромысла плана ликвидации возможных аварий на трубопроводах, содержащего порядок оповещения и сбора должностных лиц, организации и производства аварийных работ;

- наличие высокопроходимой техники для работы на болотах или заболоченных землях;

- локализация нефтяного загрязнения на поверхности почвы при малых разливах нефти осуществляется путем оконтуривания участка плугами. Оконтуривание производят с глубиной погружения лемеха в почву на 20...25 см;

- при средних аварийных разливах локализация нефти осуществляется путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью;

- локализация больших объемов разлива нефти производится с помощью отрываемых траншей. Сбор нефти осуществляется при помощи техники, имеющейся в производственных подразделениях, в сочетании с нефтесборными устройствами различных конструкций. Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами применяют сорбенты, выполненные в различном виде: рулоны, маты, порошок;

- установлена запорная арматура с электроприводом, для отключения участка трубопровода в случае порыва.

- передача нефтезагрязненных (засоленных) участков для дальнейших работ по полному сбору на них остаточной нефти (пластовой воды), их детоксикации и последующей рекультивации, специализированной сторонней организации или подразделению предприятия по ликвидации последствий аварий;

- минимальное использование ненарушенных земель при проведении работ по ликвидации на трубопроводах аварий и их последствий; их рекультивация после окончания аварийных работ.

Для уменьшения вероятности пожаров и их опасных факторов применяется комплекс инженерно-технических мероприятий, включающий в себя следующие работы:

- своевременность проведения пожарно-профилактической работы;
- проведение всех огневых работ только по оформленным нарядам-допускам и разрешениям при соответствующей подготовке рабочего места;
- поддержание в постоянной готовности к применению средств пожаротушения;
- планово-предупредительная работа КЧС и комиссии по повышению устойчивости функционирования объекта;
- организация профессиональной и противоаварийной подготовки обслуживающего персонала, правильное оформление его допуска к работе;
- своевременность проверки знаний норм и правил промышленной безопасности, постоянный контроль их соблюдения;
- обучение персонала и аварийных служб действиям по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти;
- организация несения дежурно-диспетчерской службы;
- организация и проведение контроля состояния трубопроводов и оборудования с целью своевременного обнаружения неисправностей, повреждений и выхода нефти;
- разработка и постоянная корректировка плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
- проведение с эксплуатационным персоналом противоаварийных тренировок, на которых отрабатываются действия персонала смены в экстремальных условиях;
- создание запаса резервов материально-технических средств для ликвидации последствий ЧС;
- проверка аттестационной комиссией инженерно-технического состава знаний правил безопасной эксплуатации оборудования;

- поддержание постоянного контакта с органами МЧС Красноярского края, привлечение на договорной основе техники и личного состава территориальных формирований района, МЧС, сил УГПС МЧС;

- проведение государственного надзора и экспертизы, направленных на предупреждение и снижение последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий;

- осуществляется вырубка леса на расстоянии 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

В качестве решений по исключению разгерметизации оборудования и предупреждения аварийных выбросов можно выделить следующие:

- выбор трасс трубопроводов производился на основе анализа особенностей рельефа местности, грунтовых условий и характера естественных и искусственных препятствий с использованием топографических материалов и материалов инженерных изысканий;

- трубопроводов проложены надземно на эстакадах;

- антикоррозионное эпоксидное покрытие соответствует требованиям ГОСТ 51164 – 98;

- для поддержания температуры продукта трубопроводы и запорная арматура теплоизолированы и осуществляется их электрообогрев;

- установлены узлы пуска, пуска-приема и приема очистных устройств на нефтегазосборных трубопроводах;

- осуществляется закачка ингибиторов коррозии в трубопроводы на кустовых площадках;

- теплогидроизоляция и антикоррозионное покрытие нанесены в заводских условиях. Для гидроизоляционной защиты сварных стыков трубопроводов, построенных из теплоизолированных труб в гидрозащитной оболочке, применяется термоусаживающая манжета ТИАЛ-М в комплекте с замковой пластиной ТИАЛ-ЗП.

- прокладка нефтегазопроводов через р. Лодочная осуществлена надземной. Переход выполнен в мостовом варианте.

С целью предотвращения или минимизации возможного ущерба окружающей природной среде от проведения указанных видов работ, помимо выполнения обязательного комплекса инженерно-технических, технологических и организационных мероприятий, должны выполняться следующие специальные природоохранные мероприятия и правила:

- применение инвентарных металлических поддонов для сбора утечек при ремонте и демонтаже запорной арматуры;

- вечномёрзлые грунты в основании опор используются по I принципу (с сохранением вечной мерзлоты), согласно СНиП 2.02.04 – 88 «Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах»;

- проведение огневых работ на трубопроводах (особенно в засушливый период) в строгом соответствии с действующими «Правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства» и «Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности»;

- вывоз демонтированных труб на специально обустроенные площадки сортировки и временного хранения (трубная база), с последующим их вторичным использованием на неотчетственных сооружениях предприятия, либо передачей на утилизацию стороннему предприятию;

- проведение работ по демонтажу и капитальному ремонту трубопроводов только в границах предварительно оформляемого в соответствии с действующими требованиями земельного отвода;

- рекультивация всех земель, нарушаемых при проведении ремонтных работ на трассе трубопроводов, включающей в себя очистку территорий от порубочных и строительных остатков, создание плодородного слоя почвы и устойчивого растительного покрова (травяного, кустарничкового или древесного).

- при аварийном режиме эксплуатации происходит наиболее значимое по своим масштабам отрицательное воздействие на природную среду. Наиболее

опасными с точки зрения последствий для окружающей среды являются разливы нефти при разгерметизации нефтегазосборных трубопроводов.

Наиболее значимыми поражающими факторами разливов нефти, действующими на окружающую среду, являются:

- замазучивание объектов;
- препятствие доступу кислорода в воду и в органы дыхания животных и растений;
- отравляющее и химическое воздействие легких углеводородов на все живое;
- возможность возгорания нефти.

Нефть обладает токсикологическими свойствами, так что попадание ее в организм людей и особенно животных приводит к серьезным отравлениям и гибели. Не менее опасно загрязнение поверхности тела. У птиц это вызывает переохлаждение организма, а также потерю способности летать; у млекопитающих – нарушение обмена веществ.

Основными причинами разгерметизации являются:

- порывы трубопроводов;
- неплотности соединений на трубопроводах.

При ликвидации аварий на трубопроводах все действия регламентируются действующим на предприятии соответствующим планом ликвидации аварий объекта и планом ликвидации разливов нефти, который предусматривает:

- остановку добычи;
- оповещение должностных лиц предприятия;
- выезд аварийно-спасательного формирования (АСФ), представители которого прошли специальную подготовку и обучение, для определения места и характера порыва;
- локализацию загрязнения на минимально возможной площади;
- организацию первичного сбора и откачки нефти, последующую передачу нефтезагрязненного участка земли специализированному стороннему

предприятию по ликвидации последствий аварий, в случае крупной аварии или разлива.

11 Безопасность и экологичность

В настоящее время на любом производстве огромное внимание отводится безопасности производства, сохранению окружающей среды, а также предупреждению аварий и чрезвычайных ситуаций.

В связи с этим разработаны определенные нормы и правила, которые предполагают обустройство безопасной работы и соблюдение правил безопасности работником на объектах нефтегазовой промышленности, соблюдение которых обязательно.

Благодаря соблюдению этих правил (норм), производству удаётся сохранять определённые экологические показатели в норме, а также предотвращать ущерб от чрезвычайных ситуаций [12].

11.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

При сооружении и эксплуатации нефтепровода из ПАТ на рабочих воздействуют следующие опасные и вредные производственные факторы:

- физические;
- химические;
- психофизиологические;
- биологические.

Проведем анализ опасных и вредных производственных факторов трубопроводчика линейного в соответствии с ГОСТ 12.0.003 [13] при очистке внутрипромыслового нефтепровода и занесем эти факторы в таблицу 1.

Таблица 1 – Анализ опасных и вредных производственных факторов при сооружении и обслуживании нефтепровода из ПАТ по ГОСТ 12.03.003

По природе возникновения	Опасные и вредные производственные факторы
физические	- отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения - повышенные уровни шума и вибраций - пониженная температура
химические	- вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм
психофизиологические	- тяжелые условия трудового процесса - эмоциональные перегрузки
биологические	- острые или хронические заболевания, причина которых связана с условиями труда

Класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профессиональных заболеваемости и расходов на обязательное социальное страхование по основному виду экономической деятельности «Транспортирование по трубопроводам нефти» – I.

Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [12].

При производстве работ возможны следующие аварийные ситуации:

- возгорания;
- взрывы;
- разливы нефти.

11.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Местом проведения работ является Куюмбинский лицензионный участок.

В административном отношении Куюмбинский лицензионный участок расположен в Эвенкийском муниципальном районе Красноярского края.

В географическом отношении район месторождения занимает центральную часть Нижне-Енисейской возвышенности. Болота мохово-травянистые, I категории. Расположен в Ib (IV) климатическом регионе, со средней температурой воздуха зимних месяцев – 19,5 °С и средней скоростью ветра 3,6 м/с.

Климат района работ является арктическим, характеризующимся суровой и продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Среднегодовая температура отрицательная, минус 11 °С. Наиболее теплый месяц июль, средняя температура воздуха в июле плюс 16 °С, при максимальных значениях до плюс 30 °С. Наиболее холодные месяцы – январь и февраль, с максимальной температурой – минус 57°С.

Количество осадков, выпадающих в виде дождя и снега, составляет 450 ÷ 470 миллиметров в год. Наименьшее их количество приходится на август – сентябрь.

Влажность воздуха в рабочей зоне соответствует окружающей среде с естественной влажностью воздуха 70...80 %.

Работы по очистке промыслового нефтепровода производятся на открытой площадке в светлое время суток. Запрещается производить работы при температуре -30 °С.

Оборудование для обслуживания нефтепровода располагается в специальных отапливаемых помещениях и на открытых площадках.

Работы относятся к IV классу опасности по данным о токсической опасности.

В связи с тем, что район размещения месторождения находится в зоне Крайнего Севера, установлены перерывы для обогрева рабочих в специальных отапливаемых помещениях [12 – 14].

11.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Нефтепровод диаметром $D = 150$ мм, длиной $L = 8000$ м при рабочем давлении $P = 1,2$ МПа относится к IV классу опасности.

Очистка нефтепровода из ПАТ производится на открытых площадках.

При работах с электрическим оборудованием используется заземление.

При работах с перегретыми поверхностями используется спецодежда согласно [15].

При работах в зонах повышенного шума и общей вибрации от применяемого при сооружении и эксплуатации нефтепровода оборудования превышает норму предельно допустимых значений 50 децибел [16], при работах использовать противошумные наушники «UVEX».

Работы проводятся при естественном освещении в светлое время суток, при проведении работ в темное время суток, освещённость составляет 32 люкса, что является допустимым в [17]. Достигается данная освещённость путем установки трех прожекторов «ONYX DW», что подтверждается измерениями при проведении оценки условий труда на рабочих местах.

Перед проведением работ используется газоанализатор ALTAIR 4X от MSA Safety, при превышении норм предельно допустимой концентрации (0,8 ПДК) производить работы запрещается по [18].

Для снятия стресса, эмоциональных и физических перегрузок предусмотрены зоны досуга и отдыха, в которых персонал может заниматься спортом и отдыхом.

11.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Содержать инструменты, а также рабочие поверхности приспособлений в чистоте и порядке.

При проведении работ по обслуживанию нефтепровода использовать искробезопасный инструмент, прошедший проверку аттестационной комиссией [19].

Рабочее напряжение, питающее нагревательную муфту при ремонте ПАТ 40 В.

При применении ПАТ и КПП СОД заземлены металлические фитинги, заземление выполнено в виде стержневого проводника диаметром 1 см, углубленного в землю на 2 м [19].

Во время выполнения работ использовать средства индивидуальной защиты [15].

11.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

При работах с КП СОД и деталями трубопроводов соблюдать действующие в нефтяной промышленности правила по противопожарной технике безопасности.

При работах с КП СОД и деталями трубопроводов соблюдать действующие в нефтяной промышленности правила по противопожарной технике безопасности.

Запрещается курить и производить действия, ведущие к воспламенению [20].

При работах с металлическими фитингами возможно образование искр, выделение тепла, следовательно категория производства по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории «Г», так как характеризуется наличием веществ и материалов, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени [21].

Источник возникновения пожара при работе – человеческий фактор.

На площадках обслуживания нефтепровода имеются первичные средства пожаротушения (пожарные щиты) [22].

11.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Надёжная безаварийная работа КПП СОД и безопасность его эксплуатации

Надёжная безаварийная работа КПП СОД и безопасность его эксплуатации обеспечиваются постоянным наблюдением за состоянием ПАТ и КПП СОД, а также её деталей, своевременным ремонтом в объёме, определённом при осмотре и ревизии, а также обновлением всех элементов КПП СОД по мере их износа.

Для обеспечения безопасности во время грозы, все работы прекращаются.

Если при вскрытии или обслуживании ПАТ появилась течь нефти, необходимо прекратить работы, заглушить работающие вблизи выхода нефти механизмы, персоналу уйти из опасной зоны, доложить о случившемся руководителю работ и диспетчеру.

В случае возникновения пожара (аварии) следует немедленно вызвать пожарную команду (аварийную бригаду) одновременно приступив к ликвидации пожара (аварии) имеющимися в наличии силами и средствами.

11.7 Экологичность проекта

В соответствии с действующим законодательством, при сооружении и эксплуатации ПАТ и КПП СОД предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды.

При сооружении промышленного нефтепровода подземной прокладки источниками загрязнения воздуха и почвы являются следующие факторы:

- попадание токсичных материалов на почву;
- переход в парообразное состояние полимера, при сварке.

Для соблюдения требований по охране окружающей среды предусматриваются следующие мероприятия:

- работы по рекультивации всех затронутых участков земли;
- для предупреждения аварийных ситуаций, связанных с повреждением нефтепровода и разлива нефти в почву оборудованы устройства переездов из насыпи минерального грунта, либо из железобетонных плит.
- для предотвращения утечек транспортируемых продуктов в атмосферу предусмотрена локальная герметизация оборудования ПАТ и запорно-регулирующей арматуры;

На каждом этапе очистки организации, принимающие участие в приёмке работ по очистке внутренней полости ПАТ следят за строгим соблюдением требований защиты окружающей среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не допускают нарушений условий землепользования, установленных законодательством по охране природы [22].

12 Экономическая часть

12.1 Экономический расчет затрат на проведение очистки

В экономической части дипломного проекта рассчитываются затраты на очистку внутрипромыслового трубопровода от куста до коллектора.

В дипломном проекте представлена технология очистки внутрипромыслового полиармированного трубопровода (ПАТ), стоит учесть что данную трубу смонтировали и стандартный процесс очистки тут не подойдет, так как внутренняя полость трубы не заполнена нефтепродуктом.

Таким образом для того что бы произвести очистку нам потребуется компрессор, с помощью которого поршень сможет пройти по всему участку трубы.

В данной экономической части сравним работу двух компрессоров ПКС-7/100 и УКС-400В. Стоит отметить то, что компрессор ПКС-7/100 уже имеется на предприятии, а УКС-400В я буду приобретать.

Стоит учесть то, что данный компрессор производится в Екатеринбурге, то в расчет добавится расходы на транспортировку.

12.1 Затраты на проведение очистки

Затраты на проведение мероприятий по очистке внутрепромыслового трубопровода связаны с приобретением оборудования и проведением строительно-монтажных работ.

$$K_{\text{м}} = K_{\text{смп}} + K_{\text{об}}, \quad (5)$$

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

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

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

Стоит отметить, что организация, эксплуатирующая магистральный нефтепровод обладает широкой материально-технической базой.

Таким образом, ремонт проводится персоналом и силами компании без привлечения сторонних организаций и аренды какой-либо техники.

Затраты на проведение строительно-монтажных работ сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Затраты на проведение очистки внутрепромыслового трубопровода

п/п.	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость при запасовки, руб.
------	---	---------------------------------------

1	Организационно-технические мероприятия	
1	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	7140
Итого по п.2		7342
3.	Прочие работы и затраты	128
Итого:		7485

Стоимость процесса очистки включает в себя:

- затраты на оплату труда;
- отчисления на страховые взносы;
- амортизационные отчисления;
- прочие расходы.

12.2 Расчет экономических затрат очистки внутрипромыслового нефтепровода с помощью компрессоров

12.3 Амортизационные отчисления

В дипломной работе затраты на амортизацию рассчитываются линейным методом, исходя из первоначальной стоимости объекта основных средств и срока эксплуатации.

Для расчета амортизационных отчислений необходимо помнить, что к амортизируемому имуществу относятся основные средства со сроком службы

более 12 месяцев и стоимостью более 40 000 руб. По остальным основным средствам амортизация не начисляется, они в полном объеме списываются

Для основных средств рассчитывается сумма амортизационных отчислений за время проведения очистки 1 час 54 минуты .

Средний срок эксплуатации оборудования – не менее 4 лет.

Кроме того сведем в таблицу расчет амортизационных отчислений на другие основные, средства, используемые в процессе очистке.

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

$$Ам.отч. = C_{oc} \cdot H_a / 100, \quad (6)$$

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

H_a – годовая норма амортизационных отчислений, %

$$H_a = 100 / \text{Срок службы в годах} . \quad (7)$$

Данные сведены в таблицу 3 и 4.

Таблица 3 – Расчет годовых амортизационных отчислений очистки нефтепровода с использованием компрессора ПКС-7/100

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, за 2 часов руб.
1	2	3	4	5	6
Рабочие машины и оборудование, в том числе					
Компрессор ПКС-7/100 на шасси КАМАЗ	1	5000000	7	14,28	163,01

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

Автобус НЕФАЗ- 4208- 11-13 на шасси КАМАЗ	1	3625000	8	12,5	103,45
Автомобиль типа УАЗ- 390995	1	580750	6	16,6	22,01
Нефтесборщик на базе КА- МАЗ(при необ- ходимости)	1	4050750	9	11,1	102,65
Низкочастотны й локатор (акустический течеискатель специализиров анный) АЭТ- 1МСС	1	301240	6	16,6	11,42
Итого:	5	13 557740	-	-	402,54
Неамортизируемые вспомогательные средства (стоимостью менее 40 тыс. руб.), в том числе:					
Очистное устройство типа СКТ- 3Д1М	1	6700	-	-	-
Лопата	1	400	-	-	-
Огнетушитель углекислотный ОУ-2	2	869	-	-	-
Шланговый противогаз ПШ-1(в комплекте)	1	9474	-	-	-
Комплект знаков КЗО-2	2	1980	-	-	-
Итого:	7	22272	-	-	22272
Всего:		13580012			22674,54

Вывод: расчет годовых амортизационных отчислений с компрессором ПКС-7/100 показал, что стоимость единицы без НДС составляет 13580012 руб. и сумма амортизационных отчислений за 2 часов составляет 22674,54 руб.

Таблица 4 – Расчет годовых амортизационных отчислений при очистке нефтепровода с помощью компрессора УКС-400В-П4М

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, за 5 часов руб.
1	2	3	4	5	6
Рабочие машины и оборудование в том числе					
Компрессор УКС-400В -131	1	1833333,3	6	16,67	174,43
Автобус НЕФАЗ- 4208-11-13 на шасси КАМАЗ	1	3625000	8	12,5	258,63
Автомобиль типа УАЗ-390995	1	580750	6	16,6	55,02
Нефтесборщик на базе КАМАЗ(при необходимости)	1	2875000	9	11,1	182,15
Низкочастотный локатор (акустический течеискатель специализированный) АЭТ-1МСС	1	301240	6	16,6	28,54
Итого:	5	9215323,3	-	-	698,77
Неамортизируемые вспомогательные средства (стоимостью менее 40 тыс. руб.) в том числе					
Очистное устройство типа СКТ-3D1M	1	6700	-	-	-

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6
Лопата	1	400	-	-	-
Огнетушитель углекислотный ОУ-2	2	869	-	-	-
Шланговый противогаз ПШ-1(в комплекте)	1	9474	-	-	-
Комплект знаков КЗО-2	2	1980	-	-	-
Итого:	7	22272	-	-	22272
Всего:		9237595,3			22970,77

Вывод: расчет годовых амортизационных отчислений при работе компрессора УКС-400В-П4М, что стоимость единицы без НДС составляет 9237595,3 руб. и сумма амортизационных отчислений за 5 часов составляет 22970,77 руб.

Стоит учесть что данный компрессор я приобретаю, то затраты на его транспортировку составляют .

Таблица 5 – Расчет затрат на транспортировку компрессора УКС 400-В до Красноярска

Наименование	Транспортные расходы, руб.
Компрессор УКС 400-В	88200

12.4 Расчет затрат на оплату труда

Для расчета фонда заработной платы необходимо определиться с персоналом, осуществляющим очистку внутрепромыслового трубопровода. Ориентировочная продолжительность очистки ограничивается 1 час 54 минуты.

Рассчитаем фонд заработной платы очистной бригады на проведение одной очистке 1 час 54 мин (2 часа) компрессором ПКС-7/100. На предприятии принята семидневная рабочая неделя с рабочей сменой по 12 часов.. Учтем, что в среднем, в году 152 рабочих дня. Стоит учесть что район в котором производятся работы – Эвенкийский автономный округ, Красноярский край , в котором районный коэффициент составляет 1,6.

Таблица 5 – Расчет фонда заработной платы

Категория персонала	Количество	Оклад, руб	Районный коэф. 60% от оклада, руб.	Северная надбавка 30% от оклада. руб	Итого за 2 часа, руб.
Мастер ЛЭС	1	45000	27000	13500	475
Линейный трубопроводчик	3	40000	24000	12000	1266,66
Водитель	3	28000	16800	8400	886,68
Электромонтер	1	38000	22800	11400	401,11
Итого:	8	-	-	-	3029,45

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ. Основная сумма страховых взносов складывается из страховых взносов в государственные внебюджетные фонды и страховых взносов в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, составляющих 30 % и 0,4 % соответственно от фонда заработной платы.

Таблица 6 – 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.
3029,45	908,84	12,12

Поскольку мощность компрессора ПКС-7/100 больше чем у УКС 400-В-П4М

В 2,45 раз, то время на проведение очистки увеличивается и будет составлять 4 часа и 54 минуты.

Рассчитаем фонд заработной платы очистной бригады на проведение одной очистки 4 часа 54 мин (5 часов) компрессором УКС 400-В. На предприятии принята семидневная рабочая неделя с рабочей сменой по 12 часов. Таким образом, запасовка проводится за 1 рабочую смену. Учтем, что в среднем, в году 152 рабочих дня.

Таблица 7 – Расчет фонда заработной платы

Категория персонала	Количество	Оклад, руб	Районный коэф. 60% от оклада, руб.	Северная надбавка 30% от оклада. руб	Итого за 5 часа, руб.
Мастер ЛЭС	1	45000	27000	13500	1187,5
Линейный трубопроводчик	3	40000	24000	12000	3166,67
Водитель	3	28000	16800	8400	2216,67
Электромонтер	1	38000	22800	11400	1002,78
Итого:	8	-	-	-	7573,62

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ. Основная сумма страховых взносов складывается из страховых взносов в государственные внебюджетные фонды и страховых взносов в фонд

социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, составляющих 30 % и 0,4 % соответственно от фонда заработной платы.

Таблица 8 – 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.
7573,62	2272,09	30,29

По данным таблицы 9 можно оценить затраты на проведение этой операции.

Таблица 9 – Анализ затрат на проведение работ.

№	Наименование затрат	Сметная стоимость очистки внутрипромыслового нефтепровода с компрессором ПКС-7/100 руб	Сметная стоимость очистки внутрипромыслового нефтепровода с компрессором УКС 400-В-П4М руб
1	Подготовительные работы	7485	7485
2	Амортизационные отчисления	22674,54	22970,77
3	Фонд оплаты труда	3029,45	7573,62
4	Страховые взносы	920,95	2302,38
5	Транспортные расходы и покупка компрессора	-	2288200
Итого:		34109,94	2328531,77
Затраченное время на очистку		2 часа	5 часов

Из таблицы видно что затраты на проведение очистки внутрипромыслового трубопровода при использовании компрессора УКС 400-В-П4М будет не выгодным так, как значительная часть средств уйдет на закупку и транспортировку данного компрессора.

В данном разделе была представлена нормативная продолжительность цикла работ и линейный календарный график по очистке внутренней полости внутрипромыслового нефтепровода, проведен расчет затрат на материалы, оборудования и оплату труда специалистов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе проделанной работы, было рассмотрены, типы очистных устройств и их классификации и назначение. Так же была рассмотрена принципиальная схема запуска очистного устройства, а так же его притяжения на камере пуска приема средства очистки диагностики. На основе исходных данных была посчитана скорость прохождения очистного устройства внутри полости внутрипромыслового трубопровода, а так же время затраченное на данную операцию

Был произведен экономический расчет на проведение операции, итог которого изображен на плакате «экономическая часть».

Была произведена оценка безопасности и экологичности технологического процесса.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- КЛУ – куюмбинский лицензинный участок
- КО – контрольный осмотр;
- ОУ – очистное устройство;
- СОД – средство очистки и диагностики;
- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
- ГВС – газо-воздушная среда;
- УСО – универсальный скребок очистной;
- СКТ – скребок -калибр трубный.
- ПДВК – предельно допустимая взрывобезопасная концентрация;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- ПДУ – предельно допустимый уровень;
- РД – руководящий документ;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- ЧС – чрезвычайная ситуация.
- ФОТ – фонд оплаты труда

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коршак, А.А Основы нефтегазового дела : учебник / А.А. Коршак. – Москва : Академия, 2004. – 232 с.
2. Деловой журнал Neftegaz.ru [Электронный ресурс] Научный деловой портал нефтегазовой промышленности. – Москва, 2000 г. – Режим доступа: <http://www.neftegaz.ru/>.
3. Официальный портал компании СЛАВНЕФТЬ – Красноярск [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.slavneft.ru/company/geography/kras-noyarsknefnegaz/>.
4. ГОСТ 12.1.007– 76 Система стандартов безопасности труда. Введ. впервые; дата введ. 1976.: Москва, 1976.
5. Войтех Н. Д. Эффективная очистка трубопроводов / Н. Д. Войтех, Ю. А. Журавлев, Д. Ю. Першин // Нефть и капитал. —2015. — № 6. — С. 62-64.
6. Каяшев А.И., Емекеев А.А., Сагдатуллин А.М. Интеллектуальное управление электроприводом системы транспорта и подготовки нефти // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2014. – Т. 12. № 1. – С. 203 – 207.
7. Мустафанов, Ф.М. Промысловые трубопроводы и оборудование: учебное пособие / Ф. М. Мустафанов – Москва: ОАО «Издательство «Недра», 2004. – 662 с
8. Система очистки трубопроводов – ИНТЕХ ГмбХ [Электронный ресурс] Режим доступа: https://intech-gmbh.ru/ngd_pipeline_cleaning_systems/.
9. ВСН 014 – 89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды. Введ. впервые; дата введ. 1989.: Москва, 1989.
10. Производство полимерно-армированной трубы – Компания ЗАО «Полимак» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.polimak.ru>.
11. РД 39Р-00147105-023 – 01 Инструкция по проектированию трубопроводов из металлопластовых труб. – Уфа: ИПТЭР, 2000. – 12 с.

12. Минкин А. Н. Безопасность жизнедеятельности: учебно-методическое пособие / А. Н. Минкин, Е. В. Мусияченко – Красноярск: СФУ, 2016. – 47 с.

13. ГОСТ 12.0.003 – 74 . ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Введ. 01.01.1976. – Москва : Госстандарт СССР, 1974. – 4 с.

14. 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.

15. ГОСТ 12.4.011– 89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. Введ 01.07.1990. – Москва : – Госстандарт СССР, 1989, – 8 с.

16. ГОСТ 12.1.012– 2004. Вибрационная безопасность (ССБТ). Общие требования. Введ 12.12.2007. – Москва : – Стандартиформ, 2010. – 20 с.

17. ГОСТ 12.1.046 – 85 «ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок». Введ 01.01.1986. – Москва : Госстрой СССР, 1985. – 16 с.

18. ГОСТ 30319.1 – 96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки (с Изменением N 1). Введ 01.07.1997. – Москва : Госстандарт России, 1996. – 20 с .

19. ГОСТ 31441.1 – 2011 (EN 13463-1:2001) Оборудование неэлектрическое, предназначенное для применения в потенциально взрывоопасных средах. Часть 1. Общие требования (с Поправкой). Введ. 22.12.2011. – Москва : Росстандарт, 2011. – 38 с.

20. ГОСТ 12.1.004 – 91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1). Введ 14.06.1991. – Москва : Госстандарт СССР, 1991. – 95 с.

21. СО 34.03.355 – 2005 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения». Введ 20.10.2005. – Москва: ОАО «Инженерный центр ЕЭС», 2005 – 65 с.

22. ГОСТ 12.0.003 – 2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 03.01.2017. – Москва : Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2015. – 16 с.


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


«23» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технологический процесс очистки внутрипромыслового полиармированного
трубопровода от куста до сборного коллектора Куюмбинского
лицензионного участка

Руководитель  19.06.20 доцент, канд. техн. наук О.Н. Петров

Выпускник  18.06.20 Е.А. Козлов

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Технологический процесс очистки внутрипромыслового полиармированного
трубопровода от куста до сборного коллектора Куюмбинского лицензионного
участка»

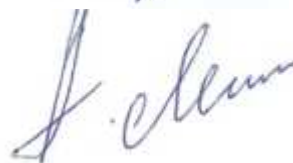
Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



А.Н. Минкин

Нормоконтролер



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по «Технологический процесс очистки внутрепромыслового полеармированного го трубопровода от куста до сборочного коллектора Куюмбинского лицензионного участка» содержит 56 страницы текстового документа, 22 использованных источника, 6 листов графического материала.

Объект ВКР: нефтепромысловый трубопровод.

Предмет ВКР: очистка внутренней полости трубопровода.

Цель ВКР: произвести очистку внутренней полости трубопровода, при помощи очистного устройства – поршня.

Задачи ВКР.

1. Рассмотреть технологию очистки полиармированного трубопровода с помощью компрессора.
2. Рассмотреть модели и типы очистных средств.
3. Произвести расчет скорости прохождения очистного устройства.
4. Составить технологическую схему объекта очистки.
5. Произвести экономический расчет и обеспечить безопасность и экологичность данного процесса.