Красноярск 2015

Содержание

Введение.....4
1. Организационно технический раздел.....5
1.1 Описание технологии производства работ.....5
1.2 Обзор и анализ существующих конструкций.....8
1.3 Патентный обзор.....11
Авторское свидетельство № 1434081.....11
1.4. Описание предпологаемой конструкции.....19
1.5 Описание производства работ с применением разработанной конструкции.
.....23
3.4. Зона технического обслуживания.....34

Введение

Трубопроводы — вне зависимости от транспортируемого продукта — должны иметь чистую внутреннюю поверхность. Чистая внутренняя поверхность гарантирует хорошие рабочие параметры. Хорошие рабочие параметры в свою очередь обеспечивают эффективность трубопровода.

В процессе эксплуатации происходит постепенное уменьшение пропускной способности трубопроводов. Уменьшение пропускной способности ведет к резкому снижению эффективности работы трубопроводов, существенному увеличению затрат на прокачку нефтесодержащей жидкости.

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 магистрального нефтепровода пропуском очистных устройств.

Задачами дипломного проекта являются:

- изучить использование очистных устройств;
- изучить особенности эксплуатации скребка СКР 3.32-01;
- проанализировать используемое оборудование для очистки внутренней полости магистрального нефтепровода Ванкор-Пурпе ;
- модернизировать скребок СКР 3.32-01;
- рассмотреть безопасность и экологичность проекта;
- провести оценку экономической эффективности модернизации;

1. Организационно технический раздел

1.1 Описание технологии производства работ

В ходе работ происходит постепенное снижение пропускной способности трубопроводов: в связи с накоплением парафиновых отложений, увеличением шероховатости стенок труб в результате внутренней коррозии и накопления продуктов коррозии и механических примесей, а также в низких местах трубопроводов и в верхних точках трубопроводов воздушных пробок.

Снижение несущей способности приводит к резкому снижению эффективности трубопроводов, значительному увеличению затрат на перекачку маслосодержащей жидкости. Кроме того, накопление отложений в продуктовых линиях приводит к ухудшению качества перекачиваемых изделий из-за загрязнения их механическими примесями.

Очистка нефтепродуктов и различных отложений является одной из наиболее необходимых мер, так как продукты коррозии, парафины образуют постоянные слои на стенках трубопровода, что в долгосрочной перспективе может привести к полному засорению. Чаще всего слои имеют парафиновый состав, парафины входят в состав жира, поэтому полностью устранить угрозу засорения невозможно.

По оценкам, отложения толщиной 2 мм в нефтепроводе диаметром 500 мм приводят к примерно такому же увеличению затрат на электроэнергию и снижению мощности на 2,5%.

Чтобы нефтепроводы могли служить дольше и чтобы качество проходящей через них нефти не ухудшалось, необходимо провести очистку трубопроводов от отложений, а также принять защитные меры, которые могут свести к минимуму отложения на стенах трубопроводов.

В результате многочисленных экспериментальных исследований был создан ряд закономерностей парафинизации трубопроводов в лабораторных и

промышленных условиях:

1) с увеличением содержания огнеупорных углеводородов в нефти увеличивается интенсивность парафинизации;

2) с увеличением скорости откачки толщина отложений сначала немного увеличивается, а потом уменьшается:

3) Чем ниже температура масла относительно начала кристаллизации, тем выше интенсивность накопления парафина;

4) По мере увеличения разницы в температуре потока и стены или уменьшения температуры потока при неизменной температуре стены скорость роста отложений увеличивается;

5) При высоких температурах осаждается большинство огнеупорных углеводородов и наоборот - при низких температурах в отложениях содержится наименьшее количество огнеупорных парафинов;

6) Влияние качества обработки стальных поверхностей на их парафинизацию влияет только на первый этап процесса;

7) Отложения по длине трубопровода укладываются неравномерно: сначала их толщина в направлении потока увеличивается, достигает максимума, а затем уменьшается;

8) Максимальная зона осадка соответствует начальной температуре массовой кристаллизации парафинов;

9) Дробный состав отложений по длине трубопровода не совпадает: есть много огнеупорных парафинов, которые ближе к началу трубопровода, а к концу - меньше огнеупорных парафинов;

10) наибольшее снижение производительности трубопровода происходит из-за парафинизацииИз перечисленных закономерностей видно, что при перекачке стабилизированных нефтей и нефтепродуктов основное влияние на динамику парафинизации трубопроводов оказывают температурный режим и скорость перекачки, а также состав парафинов.

Основной элемент закупорки — парафин — обычно оседает на стенках в виде кристаллов, формируя пористые структуры, которые постепенно наслаиваются от краев к центру трубы.

Само распределение парафина и других загрязнителей в нефтепроводах прерывисто: где-то отложения почти не образуются (в основном в самом начале нефтепровода), где-то обладают наибольшей плотностью, а где-то практически равномерные. Тем не менее очистка трубопроводов от отложений необходима на протяжении всей длины трубопровода.

Чистые парафины - белые кристаллические вещества, которые при определённых термодинамических условиях переходят в жидкое состояние. Смолы представляют собой полициклические соединения, молекулы которых, кроме углерода и водорода, содержат атомы кислорода, серы, азота. В нефти такие соединения обладают коллоидными свойствами и оказывают влияние на начало кристаллизации и рост кристаллов парафина. Наличие в нефти частиц песка, глины и других механических примесей способствует упрочнению АСПО, зачастую выступая центрами кристаллизации парафина.

Состав АСПО зависит в определённой степени от свойств и состава исходной нефти, а также от места отложения по пути движения нефти. В пределах одного нефтедобывающего региона и даже отдельного месторождения состав АСПО меняется в широких пределах. Нефти многих месторождений могут содержать в своём составе от следов до 30% и более смоло-парафиновых веществ.

Количество растворённого парафина в нефти бывает различно. В зависимости от содержания парафина нефти разделяются на парафинистые (более 2% парафина), слабопарафинистые (от 1 до 2% парафина) и беспарафинистые (менее 1% парафина).

Точное знание состава АСПО имеет практическое значение для определения оптимальных методов борьбы с ними, в частности для использования методов.

1.2 Обзор и анализ существующих конструкций

Для очистки трубопроводов от отложений применяют скребки различных типоразмеров: щеточные – ЩС, щеточные переменного диаметра - ЩСП, рессорные – ЩСР, а также шаровые разделители (в том числе оснащенные очистными элементами).

Скребки типа ЩС предназначены для очистки трубопроводов постоянного диаметра. Конструктивно они состоят из корпуса (штанги) с закрепленными на ней манжетами и устройствами, прижимающими очистные элементы (щетки) к стенке трубопровода.

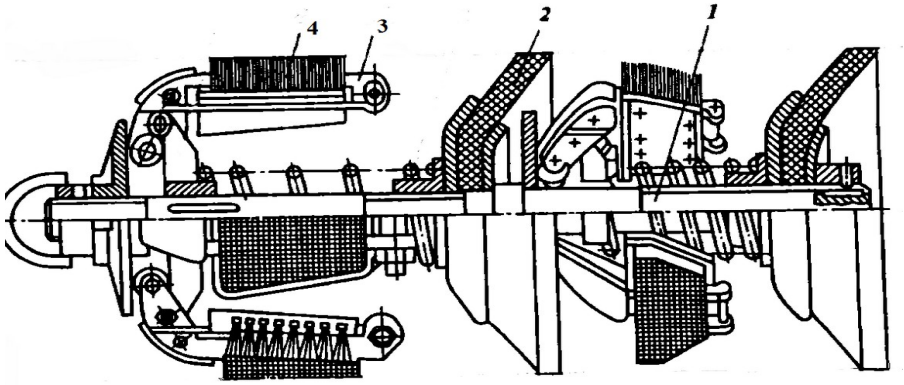


Рисунок – 1. Скребок для очистки полости трубопроводов типа ЩС:
1-корпус (штанга); 2-манжета; 3-прижимное устройство; 4-щетка

Испытания показали, что скребки типа ЩС эффективно очищают полость трубопроводов при общем пробеге до 600 км. Однако вследствие небольшого перемещения щеток в трубопроводах, составленных из труб разного диаметра, при малых радиусах изгиба труб, при наличии крупных посторонних включений скребки типа ЩС могут застрять.

Скребки типа ЩСП отличаются более высокой проходимостью. Она обеспечивается тем, что подвеска очистных элементов на корпусе выполнена по схеме шарнирного параллелограмма с регулируемым упругим прижатием щеток к стенке трубопровода.

Перемещение щеток в радиальном направлении в этом случае больше, чем у скребков типа ЩС.

Недостатком конструкции скребков типов ЩС и ЩСП является их большая масса, которая для трубопроводов диаметром 1000 мм достигает 2 т.

Для очистки трубопроводов большого диаметра применяют рессорные скребки типа ЩСР, отличающиеся высокой проходимостью и относительно небольшой массой. Облегчение их конструкции достигнуто, в основном, за счет относительно близкого расположения стенки корпуса к стенке трубопровода. Это позволило исключить большое количество металлоемких деталей, обеспечивающих прижатие щеток к очищаемой поверхности.

Накоплен большой положительный опыт использования в качестве очистных устройств шаровых разделителей. Их упругая оболочка в трубопроводах несколько деформируется, в результате чего они принимают пулеобразную форму.

За счет плотного контакта со стенкой шаровые разделители удаляют с нее отложения парафина. Однако и упругая оболочка при этом интенсивно изнашивается. Поэтому разработаны конструкции шаровых разделителей, к оболочке которых прикреплены очистные элементы.

Вышеперечисленные конструкции скребков успешно применяются для очистки трубопроводов и от других загрязнений (строительного мусора, асфальто-смолистых отложений, механических примесей).

В настоящее время на нефтепроводах АК «Транснефть, широко применяются очистные скребки конструкции Центра технической диагностики «Диаскан».

ЦТД «Диаскан» выпускает скребки для очистки трубопроводов диаметром от 325 до 1220 мм включительно. В качестве чистящих элементов используются диски и манжеты, изготовленные из высококачественного полиуретана, прочность и износостойкость которого в несколько раз выше, чем у резины. Кроме того, скребки комплектуются передатчиком, позволяющим регистрировать их положение по трассе нефтепровода с помощью акустических и низкочастотных локаторов, что позволяет выявлять

места сужений трубопровода и облегчает поиск скребков в случае застревания.

Несомненным достоинством скребков конструкции «Диаскан» является возможность их дооснащения дополнительными очистными дисками и щеточными блоками для целевой специальной очистки (удаления парафина и окалины).

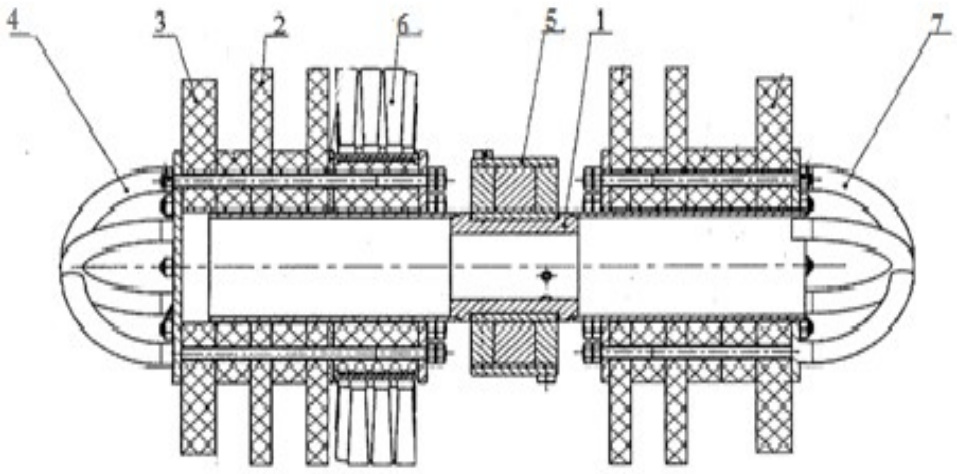


Рисунок – 2. Скребок СКР 3 10-00:
1-корпус; 2-диск чистящий; 3-диск ведущий;4-бампер передний; 5-блок магнитов; 6-диск щеточный;7-бампер задний;

Специальные скребки, такие как заглушки, используются для изоляции участка трубопровода при проведении ремонтных работ. Заглушка позволяет контролировать давление в трубопроводе за счет изоляции трубопровода по обеим сторонам от места проведения ремонтных работ.

Гелеобразные скребки, представленные сочетанием различных гелей, могут использоваться совместно с обычными скребками или самостоятельно. При прокачке по трубопроводу гелеобразные скребки могут использоваться в различных целях, в том числе для разделения продуктов, удаления частиц, опрессовки, обезвоживания, удаления конденсата, а также освобождения скребка от прихвата.

1.3 Выбор основной конструкции

Авторское свидетельство № 1434081

Устройство для очистки внутренней поверхности труб

Изобретение относится к нефтегазовой промышленности и может быть использовано для очистки стенок скважины и труб.

Известно устройство для очистки внутренней поверхности труб (авт. св. N 1602589, кл. B 08B 9/02, E21B 37/02), содержащее цилиндрический корпус с размещенными в нем радиально, по периметру очистными элементами.

Однако очистные элементы в этом устройстве одноразового использования, а их износ компенсируется незначительно только за счет упругости этих элементов.

Указанные недостатки устранены в устройстве для чистки стенок скважины (авт. св. N 1434081,кл.E 21 B37/02), состоящем из полого корпуса с радиальными каналами под эластичные стержнеобразные скребки различного диаметра. В этом устройстве износ рабочих концов каждого скребка компенсируется периодическим его смещением в радиальном направлении, при этом восстанавливается рабочий диаметр устройства в целом.

Однако здесь возможность компенсации ограничена вылетом скребка со стороны, противоположной его рабочему концу. Соответственно ограничен и диапазон изменения рабочего диаметра. Кроме того, данное устройство неудобно в обслуживании, т.к. при выставлении рабочего диаметра устройства каждый скребок требуется регулировать индивидуально.

Принцип действия этих и им подобных устройств основан на использовании собственной упругости скребков при изгибе их рабочего конца, благодаря чему обеспечивается прижатие скребков к обрабатываемой поверхности и частичная компенсация их износа, при этом с увеличением упругости (вылета) скребков увеличивается возможность постоянной

компенсации их износа, но уменьшается усилие прижатия и наоборот. Это ограничивает эффективность таких устройств.

Задача изобретения повышение эффективности действия и создания удобств в эксплуатации. Достигается это тем, что рабочий орган выполнен в виде пучка скребков, расположенных по образующим вала с выходом рабочих концов скребков через каналы корпуса, а тыльные концы скребков связаны с приводом их осевой подачи, причем на участке перехода скребков от образующей к периферии вал снабжен толкателем, выполненным из упругого материала с прилегающей к скребкам рабочей поверхностью. Привод осевой подачи скребков выполнен в виде установленной соосно с валом поворотной гильзы, с внутренней резьбой под обойму, в которой заделаны тыльные концы скребков, причем между гильзой и валом предусмотрено свободное от скребков кольцевое пространство.

На рисунке 1 изображен продольный разрез устройства; на фиг. 2 разрез по А-А на рисунке 1.

Устройство состоит из вала 1, на котором на шлицевом соединении 2 установлен корпус 3 с направленным к периферии каналами 4. В зависимости от требуемых режимов очистки каналы могут иметь радиальное или тангенциальное направление. Через каналы 4 пропущены рабочие концы 5 (фиг. 1) эластичных стержнеобразных скребков 6, расположенных по образующим вала 1 в виде пучка. Тыльные концы 7 скребков заделаны, например, способом пайки, в обойме 8, свободно установленной на валу 1. Обойма 8 снабжена наружной резьбой под соответствующую внутреннюю резьбу гильзы 9, расположенной соосно с валом 1 с возможностью поворота, что является приводом осевой подачи пучка скребков. На участке перехода скребков с гильзой 9 упорное кольцо 10, а с противоположной стороны толкатель 11, выполненный в виде надетой на вал 1 втулки из упругого материала, например из бывшей в употреблении автомобильной покрышки. Рабочие поверхности упорного кольца 10 и толкателя 11 соответствуют требуемой форме изгиба скребков 6.

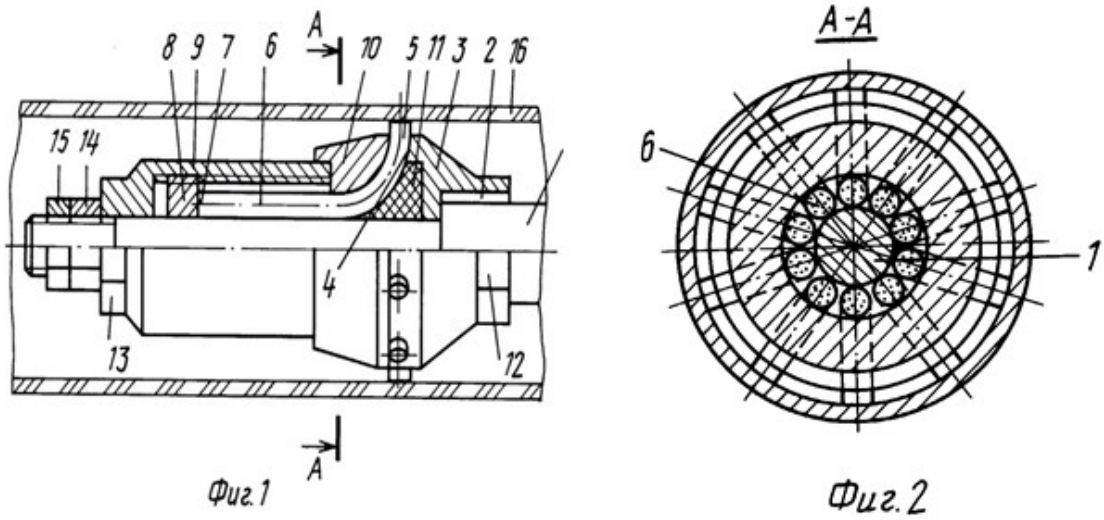
Корпус 3 и гильза 9 снабжены шестигранниками под ключ соответственно 12, 13. На конце вала 1 установлены гайка 14 и контргайка 15, при помощи которых, воздействуя на упорное кольцо 10 через гильзу 9, рабочие концы 5 скребков 6 занимают требуемое расположение в каналах 4 корпуса 3. Форма и размеры каналов 4 подбираются таким образом, чтобы после окончательной затяжки гаек 14 и 15 рабочие концы 5 скребков 6 не были защемлены, а вылет рабочих концов 5 относительно очищаемой поверхности трубы 16 подбирается в зависимости от режима очистки. Наружный контур настроенных скребков в положении вне трубы несколько больше, чем внутренний диаметр очищаемой трубы, поэтому для плавного вхождения применяют конусную направляющую (не указана) перед входом в трубу. Под воздействием направляющей благодаря толкателю 11 и продольному изгибу самих скребков наружный контур скребков уменьшается в диаметре и устройство оказывается в обрабатываемой трубе. Исходная форма рабочей поверхности, материал толкателя 11, а также свободное от скребков пространство между гильзой 9 и валом 1 подбирается в соответствии с режимом очистки. Вал 1 соединен с приводом (не указан) вращения и продольной подачи устройства, который может быть выполнен, например, в виде полой штанги с каналами для подачи промывочно-охлаждающей жидкости.

Устройство для очистки внутренней поверхности труб работает следующим образом. Устройство вставляют в обрабатываемую трубу 16, включают систему подачи (не указана) промывочно-охлаждающей жидкости в зону очистки, привод вращения и продольной подачи (не указан) устройства.

В процессе очистки рабочие концы 5 скребков прижимаются к обрабатываемой поверхности с необходимым усилием за счет сил упругости толкателя 11 и самих скребков 6 при их расчетном продольном изгибе в заданном свободном от скребков пространстве между валом 1 и гильзой 9, что обеспечивает постоянную компенсацию износа скребков в пределах действия указанных упругих сил. Компенсация износа скребков в более широких пределах, а также настройка устройства на требуемый рабочий диаметр

производится периодически, путем осевого перемещения обоймы 8 при вращении гильзы 9.

Расположение скребков по образующим вала позволяет при малых габаритах устройства по диаметру иметь значительный запас длины скребков на компенсацию их износа, что увеличивает периодичность замены скребков.



Фиг.1 Фиг.2

Рисунок – 3. Устройство для очистки внутренней поверхности труб

Главное перемещение пучка скребков толкателем при помощи резьбы обеспечивает удобство и точность регулировки рабочего диаметра устройства. Использование в устройстве сил упругости амортизатора и сил упругости от продольного изгиба самих скребков обеспечивает независимую друг от друга подвижность скребков, при их малом вылете, что позволяет очистку поверхностей с нарушенной геометрией при стабильном близком к иглофрезерованию режиме.

Формула изобретения

Устройство для очистки внутренней поверхности труб, содержащее полый корпус с направленными к периферии каналами, концентрично установленный в нем вал с гайкой на его хвостовике и расположенные с возможностью перемещения по каналам корпуса гибкие эластичные стержнеобразные скребки, отличающееся тем, что тыльная часть скребков

расположена по образующим вала с возможностью продольного упругого изгиба, а на участки перехода от образующей вала в канал корпуса скребки расположены с плавным изгибом в соответствии с каналом в корпусе и возможностью взаимодействия с установленным в корпусе толкателем из упругого материала.

Авторское свидетельство № 2311587

Поршень очистной

Изобретение относится в области эксплуатации газопроводов и предназначено для очистки внутренней поверхности магистральных газопроводов.

Известно устройство для очистки внутренней поверхности труб (авторское свидетельство СССР №1602589), содержащее цилиндрический корпус с размещенными в 5 нем радиально очистными элементами.

Недостатком известного устройства является отсутствие средства для сбора мусора, счищенного с поверхности трубы.

Известно устройство для очистки внутренней поверхности труб (патент РФ №2063575), содержащее полый цилиндрический корпус с установленным в нем рабочим органом, который выполнен в виде скребков, расположенных по образующей вала, тыльные концы скребков связаны с приводом их осевой подачи, а вал снабжен толкателем, выполненным из упругого материала.

Недостатком известного устройства является необходимость принудительного толкания вала со скребками и отсутствие средства сбора мусора, соскребаемого скребками.

Наиболее близким к заявленному является устройство для очистки внутренней поверхности труб действующих трубопроводов, содержащее полый цилиндрический корпус с установленными на нем манжетами, насадку

для сбора мусора (всасывающий патрубок) (патент РУ 2009726), которое обеспечивает сбор мусора с поверхности трубопровода и не требует использования принудительного привода для перемещения по трубопроводу (т.е. перемещается за счет перепада давления газа). Однако известное устройство недостаточно эффективно, т.к. является пассивным сборщиком мусора и не содержит средств, воздействующих на поверхность трубопровода для ее очистки.

Задачей настоящего изобретения является создание устройства для очистки внутренней поверхности трубопровода, обеспечивающего повышение эффективности удаления мусора с поверхности трубопровода за счет воздействия на его поверхность направленного потока газа, формируемого из газа, транспортируемого по трубопроводу, без использования дополнительных энергопотребляющих средств подачи и формирования очищающего потока газа.

Решение поставленной задачи с достижением указанного технического результата заключается в том, что в очистном поршне, содержащем полый цилиндрический корпус, в котором установлены тянущая, несущая и, по крайней мере, одна скребковая манжеты, на одном торце корпуса установлена насадка для направленного воздействия потока газа на внутреннюю поверхность трубопровода, выполненная в виде пучка изогнутых в направлении внутренней поверхности трубопровода патрубков, а на противоположном торце корпуса установлена насадка для сбора мусора, в полости корпуса размещен сменный мешок для мусора, соединенный с насадкой для сбора мусора и выполненный из материала, обеспечивающего прохождение газа от насадки для сбора мусора к насадке для направленного воздействия потока газа на внутреннюю поверхность трубопровода.

Наличие в заявленном устройстве - очистном поршне тянущей манжеты обеспечивает движение поршня по трубопроводу за счет обеспечения на ней перепада давления. Установка на торце корпуса насадки для воздействия на

внутреннюю поверхность трубопровода направленного газового потока позволяет «взрыхлить» образовавшийся на поверхности трубопровода в результате его эксплуатации слой окалины, пыли и т.д. и продвигать его по трубопроводу.

Скребковые манжеты соскребают с поверхности трубопровода слой мусора, не сня тый газовым потоком и оставшийся после прохождения тя нущей манжеты. Насадка для сбора мусора всасывает мусор, оставшийся после прохождения манжет. Мешок, расположенный в полости корпуса и соединенный с насадкой для сбора мусора, позволя ет собирать мусор, образующийся за поршнем в процессе его движения по трубопроводу. Выполнение мешка из материала, проницаемого для газового потока, и расположение насадок на противоположных торцах корпуса обеспечивает использование транспортируемого газа для направленного воздействия на поверхность трубопровода. Все это позволяет более эффективно очищать поверхность трубопровода без использования дополнительных энергопотребляющих средств.

Изобретение поясняется чертежом, где изображен в разрезе очистной поршень, размещенный в трубопроводе.

В трубопроводе 1 установлен очистной поршень, который содержит полый цилиндрический корпус 2. На корпусе установлены несущая и тя нущая манжеты 3, а также скребковые манжеты 4. Функцию тя нущей манжеты может выполня ть как последняя по ходу движения поршня манжета, так и первая . Для использования в качестве тя нущей манжеты первой по ходу движения в последней манжете и в скребковых манжетах выполня ются каналы для прохода газа. На одном торце корпуса по ходу движения поршня установлена насадка 5 типа «паук» для воздействия на внутреннюю поверхность трубопровода направленного газового потока, выполненная в виде пучка изогнутых направлении внутренней поверхности трубопровода патрубков (отрезков труб). На противоположном торце корпуса 2 установлена

насадка 6 для сбора мусора. Она может быть выполнена, например, в виде набора полых секторов из полиуретана, расположенных вокруг оси насадки, изогнутые открытые концы которых скользя т по внутренней поверхности трубопровода. В полости корпуса размещен сменный мешок 7 для мусора, соединенный с насадкой 6 для сбора мусора. Мешок выполнен, например, из армированной ткани и я вля ется проницаемым для газового потока, но непроницаемым для собираемого в нем мусора.

Устройство работает следующим образом.

Очистной поршень помещается в трубопровод через камеру запуска. Движение поршня по трубопроводу обеспечивается перепадом давления на тя нущей манжете 3, создаваемым при помещении поршня в трубопровод. В процессе движения поршня часть потока газа проходит через насадку 6 для сбора мусора, мешок 7 и насадку 5. Направленный поток газа из насадки 5 воздействует на внутреннюю поверхность трубопровода, «взрыхля ет» слой окалины, пыли и другого мусора, образовавшегося на поверхности трубопровода в процессе его эксплуатации, и способствует продвижению мусора впереди поршня. Мусор, не удаленный газовым потоком, снимается с поверхности трубопровода 1 скребковыми манжетами 4. Поскольку внутренняя поверхность трубопровода имеет отклонения по форме и размерам, часть мусора остается после прохождения манжет 3, 4. Мусор, оставшийся за поршнем, всасывается потоком газа 8 через насадку 6 в мешок 7. Мусор остается в мешке 7, а поток газа через проницаемый для него мешок 7 проходит к насадке 5. После извлечения очистного поршня из трубопровода он открывается и из него извлекается мешок 7 с мусором.

Далее очистной поршень закрывается , помещается в трубопровод и операция очитки продолжается до тех пор, пока очистной поршень не придет с неполным мешком 7 для мусора. Это означает, что трубопровод достаточно очистился.

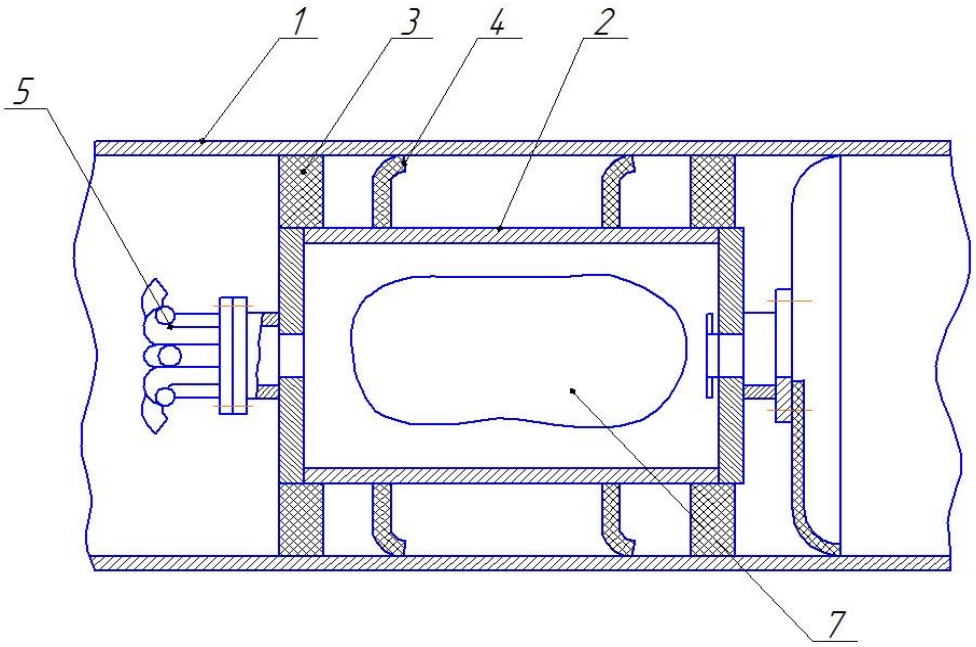


Рисунок – 4. Поршень очистной

Формула изобретения.

Очистной поршень, содержащий полый цилиндрический корпус с тянущей и несущей манжетами, насадку для сбора мусора, установленную на одном торце корпуса, отличающийся тем, что на корпусе установлена, по крайней мере, одна скребковая манжета, на втором противоположном торце корпуса установлена насадка для направленного воздействия потока газа на внутреннюю поверхность трубопровода, выполненная в виде пучка изогнутых в направлении внутренней поверхности трубопровода патрубков, в полости корпуса размещен сменный мешок для мусора, соединенный с насадкой для сбора мусора и выполненный из материала, обеспечивающего прохождение газа от насадки для сбора мусора к насадке для направленного воздействия потока газа на внутреннюю поверхность трубопровода.

1.4. Описание предполагаемой конструкции

Скребок типа СКР 3 - односекционный магнитный скребок, в котором для намагничивания пластин щеточных применены блоки магнитов.

Скребок, помещенный в очищаемый трубопровод, движется вместе с потоком перекачиваемого продукта. Центрирование скребка в трубопроводе осуществляется посредством полиуретановых дисков ведущих и манжет. Манжеты также способствуют преодолеванию скребком задвижек и тройников.

Очистка парафинсодержащих отложений осуществляется полиуретановыми дисками чистящими и металлическими пластинами щеточными, закрепленными на блоках магнитов.

Металлические предметы, находящиеся в трубопроводе, счищаются пластинами щеточными и собираются на блоках магнитов.

ПДС служит для контроля прохождения скребком контрольных пунктов на трубопроводе.

Скребок типа СКР 3 состоит из бампера переднего, корпуса, блоков магнитов, блоков дисков. Полый корпус состоит из труб, фланцев и ребер жесткости, в головной и хвостовой частях корпуса расположены блоки полиуретановых дисков.

Блоки дисков состоят из набора дисков чистящих, дисков ведущих и дисков прокладочных, закрепленных на корпусе болтами с гайками. Головной блок дисков прижимается бампером передним, хвостовой блок дисков - фланцем или бампером задним.

В средней части корпуса скребка расположен блок магнитов, который вместе с металлическими пластинами щеточными, крепится болтами. ПДС(при комплектации скребка) устанавливается в хвостовой части скребка. ПДС крепится к корпусу болтами с шайбами. Бампер задний защищает ПДС от повреждений.

Скребки СКР 3 предназначены для очистки внутренней поверхности трубопроводов от парафинсодержащих отложений, посторонних (в том числе металлических) предметов и продуктов коррозии.

Область применения - магистральные трубопроводы, включая взрывоопасные зоны класса 0, согласно классификации ГОСТ Р 51330.9-99, в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории II А по ГОСТ Р 51330.11-99 температурного класса Т3 по ГОСТ Р 51330.5-99.

Ресурс пробега скребков СКР 3 составляет не менее 6000 км при условии замены изнашиваемых элементов.

Допускается дальнейшая эксплуатация скребков после капитального ремонта при условии их технического освидетельствования.

Основные технические данные скребков СКР 3 приведены в таблице 1.

Эксплуатационные ограничения:

- Среда эксплуатации скребков: неагрессивные жидкости, нефть, нефтепродукты, природный газ и газоконденсат.

- Температура среды эксплуатации от 0 до плюс 50 °С.
- Максимальное давление в трубопроводе 8 МПа.
- Минимальное проходное сечение трубопровода, проходимое скребком в местах местных сужений 85% от D_h.
- Наименьший радиус поворота строительной оси трубопровода на 90°, проходимый скребками 3 D_H.
- Скорость движения скребков в трубопроводе от 0,2 до 10 м/с. [7]

Несоблюдение выше названных ограничений недопустимо по условиям безопасности эксплуатации нефтепроводов и может привести к выходу скребка из строя.

Подготовка скребка к использованию

Работы по сборке и контролю скребка производить при температуре не ниже 0 °С с соблюдением требований техники безопасности, действующих

положений и инструкций. Все работы по сборке, разборке, замене элементов питания, производить вне взрывоопасной зоны. Замену элементов питания в ПДС и его установку на скребок производить в соответствии с требованиями Руководства по эксплуатации «00-ТРМ.02-00.000 РЭ» или «10- ТРМ.00-00.000РЭ».

Использование по назначению скребков типа СКР3 производится в соответствии с "Правилами технической диагностики магистральных нефтепроводов внутритрубными инспекционными снарядами" РД 153-39.4-035, "Регламентом внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов" ОР-16.01-60.30.00-КТН-030-1-04" и настоящим РЭ.

Перед эксплуатацией скребка необходимо проверить состояние манжет, дисков чистящих и ведущих, пластин щеточных (дисков щеточных). Первичные данные по их геометрическим характеристикам должны быть занесены в формуляр ответственным лицом изготовителя. Изготавливаемые диски чистящие для скребков должны комплектоваться "Паспортом изделия".

Оценке износа подлежит толщина наружной кромки манжет, износ рабочей кромки и остаточная толщина дисков чистящих, диаметр дисков ведущих и высота пучков стальных щеток пластин щеточных (дисков щеточных). Данные по фактическим размерам, износу и замене манжет, дисков чистящих и ведущих, пластин щеточных (дисков щеточных) перед пропуском должны быть занесены ответственным лицом в формуляр с указанием их заводских номеров.

Оценка износа дисков чистящих

При установке на скребок новых чистящих дисков, проверить соответствие наружного диаметра трубопровода ($D_Н$) номинальному диаметру устанавливаемых чистящих дисков (D) по таблице 3.2. Диаметр чистящих дисков замерить рулеткой с ценой деления 1 мм. [7]

Перед пропуском скребка выполнить оценку износа рабочей кромки чистящих дисков с записью в формуляр. Величина износа рабочей кромки чистящих дисков измеряется с помощью линейки или рулетки с ценой деления 1 мм в соответствии с рисунком 2.1. В случае неравномерного распределения износа по окружности дисков, за величину износа рабочей кромки принимается его максимальное значение.

Оценка износа пластин щеточных

Перед пропуском скребка при помощи линейки замерить высоту пучка щеток на пластинах щеточных. Замеры выполнить в средней части пластины щеточной с записью в формуляр. В случае неравномерного износа высоты пучка щеток на разных пластинах щеточных, принимается ее минимальная высота.

1.5 Описание производства работ с применением разработанной конструкции.

Периодическое диагностическое обследование линейной части магистрального нефтепровода внутритрубными дефектоскопами должно проводиться в сроки:

- через 1 год после ввода в эксплуатацию нефтепровода – диагностика всеми типами ВИП;
- внутритрубная диагностика всеми видами ВИП каждые 2 года в течение 5 лет эксплуатации;
- ежегодная профилеметрия резервных ниток и переходов магистрального нефтепровода через водные преграды в течение 5 лет после ввода в эксплуатацию;
- профилеметрия резервных ниток переходов магистрального нефтепровода через водные преграды через 2 года в период эксплуатации от 5 до 10 лет после ввода нефтепровода в эксплуатацию.

Решение в проведении внутритрубной диагностики и типах ВИП и профилеметрии после 5 лет эксплуатации должно быть принято на основании полученных отчетов о проведенных обследованиях и заключения о безопасных сроках эксплуатации МН.

Во время пропуска ВИП не должны осуществляться переключения на линейной части МН, изменение режима работы МН, которые могут привести к изменению скорости движения ВИП.

Работы по внутритрубной диагностике в общем случае включают в себя:

- пропуск скребка-калибра для определения минимального проходного сечения трубопровода перед пропуском профилемера;
- пропуск шаблона-профилемера для участков первичного обследования, имеющих подкладные кольца, с целью предупреждения застревания и повреждения профилемера деформированными подкладными кольцами;
- пропуск профилемера для контроля проходного сечения трубопровода с целью предупреждения застревания и повреждения дефектоскопа и определения глубины вмятин;
- пропуск очистных скребков для очистки внутренней поверхности трубопровода от парафиносмолистых отложений, глиняных тампонов, а также удаления посторонних предметов;
- пропуск дефектоскопа.

Для проведения внутритрубной диагностики магистральный трубопровод должен отвечать следующим требованиям: все соединительные элементы и запорная арматура участка трубопровода должны быть равнопроходными с трубопроводом. Каждый участок диагностируемого магистрального трубопровода (в том числе лупинги и резервные нитки подводных переходов) должен быть оборудован камерами пуска, приема и очистки ВИП.

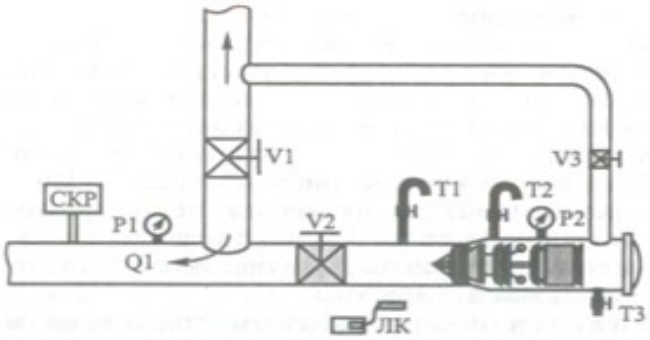


Рисунок – 5. Схема камеры запуска ВИП

Для контроля за движением прибора служат приемопередатчики профилемеров и дефектоскопов, антенны которых установлены под решеткой бампера в носовой части, а также наземные приборы сопровождения, в состав которых входят низкочастотные локаторы и наземные маркерные передатчики.

Приемопередатчики ВИП генерируют низкочастотные электромагнитные сигналы, которые улавливаются антенной локатора на поверхности земли с расстояния до 2,5 моторедатчика прибора, находящегося в трубопроводе.

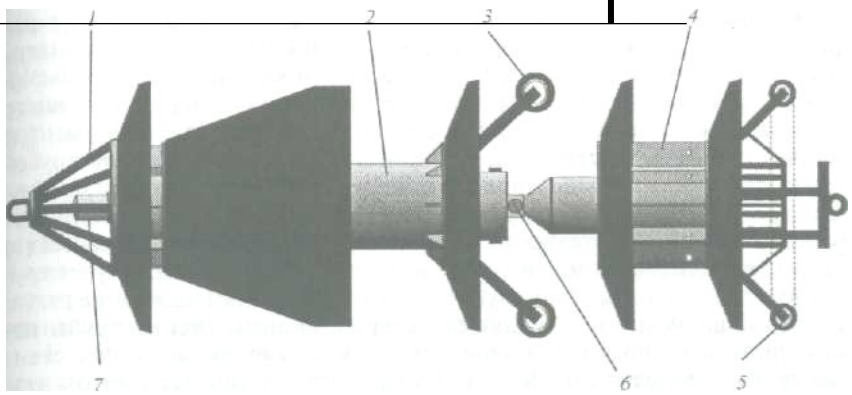


Рисунок – 6. Внутритрубный профилемер 40/48:

1- бампер; 2 -секция электроники; 3 - одометр; 4 - измерительная секция; 5 - слайдер; 6 - измеритель поворота; 7 - антенна приемопередатчика

Локаторы для слежения за приборами при их движении по трубопроводу и маркерные передатчики, сигналы которых улавливаются приемниками приборов, необходимы для привязки диагностической информации к конкретным точкам трассы трубопровода и устанавливаются в местах размещения маркеров, отмеченных в плане расстановки маркерных пунктов на

трассе. Координаты маркерных пунктов должны быть внесены в паспорта на линейную часть магистрального трубопровода. Кроме того, в состав диагностического комплекса должен входить комплект наземного оборудования, позволяющий производить техническое обслуживание, калибровку, тестирование, транспортировку, запасовку и прием, а также сопровождение по трассе и обнаружение местоположения ВИП в трубопроводе.

2.1 Расчет щеток очистительного поршня

Определение количества ворсинок цилиндрической щётки:

$$i_{в.ц} = \frac{2\pi S K_р}{d K_к} = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}310 \cdot 2{,}5}{0{,}24 \cdot 1{,}5} = 1351 \text{ шт}, \qquad (1)$$

где: S = 3100 *мм* = 0,310 *м* – площадь очищаемая цилиндрической щеткой;

$K_р = 2{,}5$ – коэффициент равномерности размещения ворса;

d = 0,24 *см* – диаметр ворсинки;

$K_к = 1{,}5$ – кинематический коэффициент.

Усилие прижатия цилиндрической щетки:

$$T_ц = 0{,}17\, EJ \frac{S^6}{H^8} i_{в.ц} \arccos\left(\frac{H + r_б}{r_ц}\right) = 0{,}17 \cdot 1{,}1 \cdot 10^6 \cdot 1{,}627 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{0{,}4^6}{0{,}1} \cdot 1351 \arccos\left(\frac{0{,}1 + 0{,}21}{0{,}41}\right) = 117400$$

Где: $E = 1{,}1 \cdot 10^6$ – модуль упругости ворса;

$J = 1{,}627 \cdot 10^{-4}$ – момент инерции поперечного сечения ворса;

$S = 0{,}4$ *м* – свободная длина ворса;

$H = 0{,}1$ *м* – высота деформационного прутка;

$r_б = \frac{d_б}{2} = \frac{420}{2} = 210$ *мм* = 0,21 *м* – радиус барабана цилиндрической щетки.

$r_ц = \frac{820}{2} = 410$ *мм* = 0,41 *м* – радиус вращения цилиндрической щетки;

Свободная длина ворса

$$S = \frac{d_щ - d_б}{2} = \frac{0{,}82 - 0{,}42}{2} = 0{,}4 \text{ м}, \qquad (14)$$

где: $d_{щ} = 820$ *мм* $= 0{,}82$ *м* – диаметр цилиндрической щетки;

$d_{б} = 420$ *мм* $= 0{,}42$ *м* – диаметр барабана цилиндрической щетки.

Высота деформационного прутка:

$$H = S - \Delta L = 0{,}4 - 0{,}39 = 0{,}1 \text{ м}, \quad (15)$$

$\Delta L = 3{,}9$ *см* $= 0{,}39$ *м* – деформация ворса, зависящая от состояния внутренней полости и степени его загрязнения.

Высота деформационного прутка:

$$H = S - \Delta L = 0{,}26 - 0{,}25 = 0{,}1 \text{ м}, \quad (15)$$

Сопротивление движению щеток очистного поршня

$$P_{тр.щ.} = \frac{N f_{в}}{1000} \cdot v = \frac{11740 \cdot 0{,}35}{1000} \cdot 1{,}15 = 41{,}09$$

где:

N - вертикальная реакция, действующая со стороны покрытия на ворс щетки, Н;

$f_{в}$ – коэффициент трения ворса о внутреннею поверхность трубы;

v – скорость движения поршня;

2.2. Расчет чистящих дисков поршня.

Сопротивление движению дисков

$$P_{тр.с.} = m \cdot g \cdot f = 0{,}7 \cdot 9{,}8 \cdot 46 = 322{,}42$$

где:

m = 0,7 т – масса поршня;

g = 9,8 $м/с^2$ – ускорение свободного падения;

f = 47 усл. ед. – твердость по Шафу;

Сопротивление движению манжеты

$$P_{манж.} = \delta \cdot S = \quad 0{,}527834 \cdot 42{,}0 = 22{,}17$$

$$S = \pi r^2 = 3{,}14 \cdot 0{,}410^2 = 0{,}527834 \quad мм^2$$

где:

S – площадь чистящих дисков;

δ - 42,0 Па;

2.3. Расчет момента необходимого для вращения поршня.

$$M_{сопр.} = \left(P_{тр.щ} + P_{тр.с.} + P_{манж..}\right) \cdot R = \left(41{,}09 + 322{,}42 + 22{,}17\right) \cdot 0{,}41 \qquad = 158{,}13 \quad Н \cdot м$$

где:

$M_{сопр.}$ – момент сопротивления вращению;

$$M_{кр} = \kappa_{сопр.} \cdot M_{сопр.} = 1{,}5 \cdot 158{,}13 = 237{,}2 \quad Н \cdot м$$

где:

$\kappa_{сопр.} = 1{,}5$ – коэффициент сопротивления;

2.4. Расчет на прочность ролика.

$$N = m \cdot g = 0{,}7 \cdot 9{,}8 = 6860 \ H$$

где:

N – сила действующая а ролик;

m =0,7 т. – масса поршня;

Создаем 3D сборку ролика, задаем место закрепления и действующую силу на ролик из формулы (12).

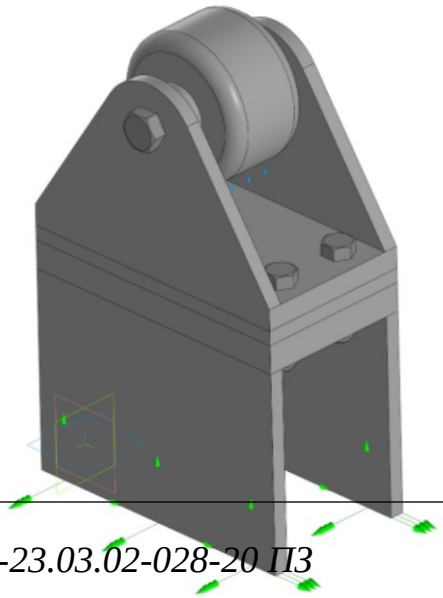


Рисунок – 7. Модель ролика

Вектор силы:
X = 0; Y = 0; Z = -6860
Величина: 6860 Н

Задаем КЭ сетку для дальнейшего расчета с параметрами сетки представленными в таблице 1.

Таблица 1

Наименование	Значение
Тип элементов	4-узловые тетраэдры

Максимальная длина стороны элемента [мм]	5
Максимальный коэффициент сгущения на поверхности	1
Коэффициент разрежения в объеме	1.5
Количество конечных элементов	118166
Количество узлов	34423

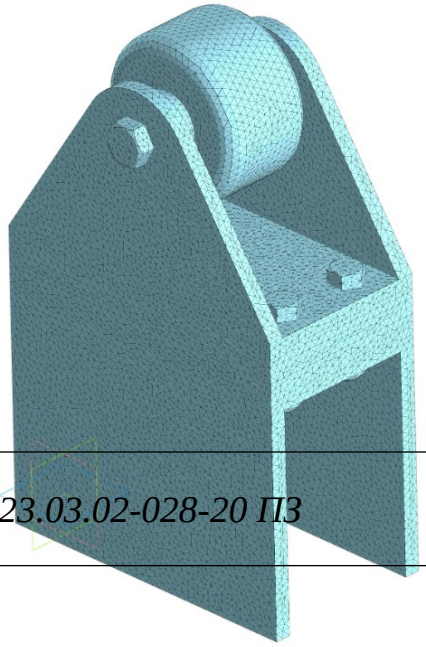


Рисунок – 8. Разбиение сборки на КЭ сетку

Производим расчет модели с представленной выше характеристикой действующей силы и получаем следующие результат представленые в ниже перечисленных таблицах.

Таблица 2

Наименование	**Тип**	**Минимальное значение**	**Максимальное значение**

Эквивалентное напряжение по Мизесу	SVM [МПа]	0.000002	11.801731

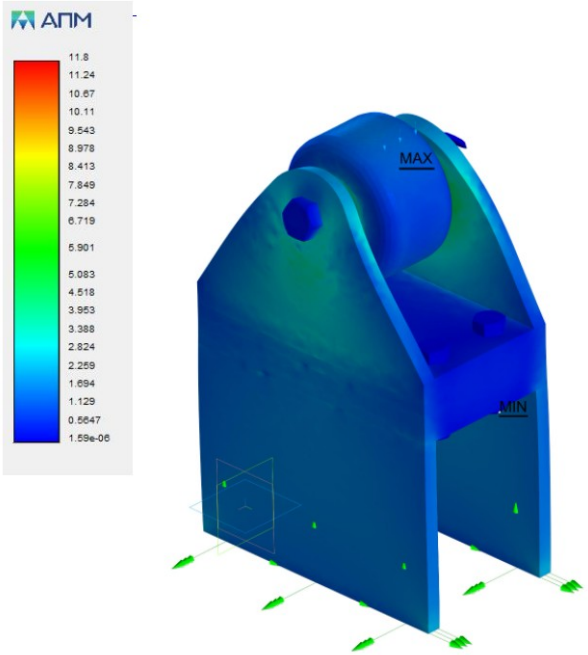


Рисунок – 9. Эквивалентное напряжение по Мизесу

Таблица 3

Наименование	**Тип**	**Минимальное значение**	**Максимальное значение**
Суммарное линейное перемещение	USUM [мм]	0	0.005152

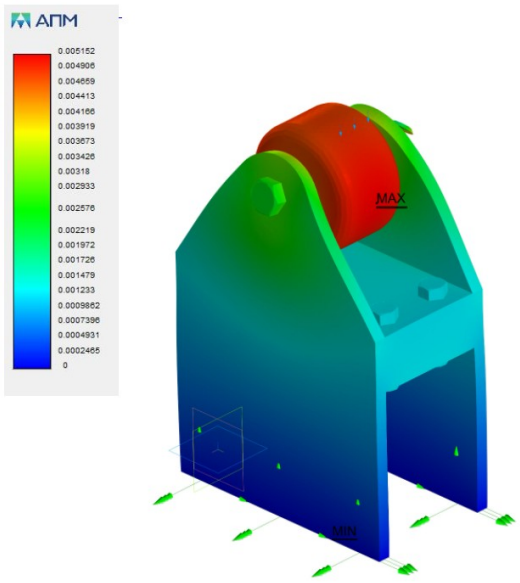


Рисунок –10. Суммарное линейное перемещение

Таблица 4

Наименование	Минимальное значение	Максимальное значение
Коэффициент запаса по текучести	10	10

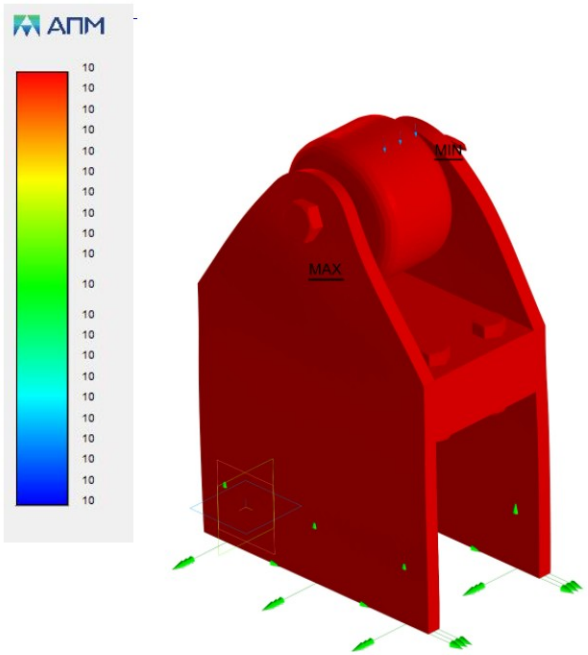


Рисунок 11 - Коэффициент запаса по текучести

Таблица 5

Наименование	Минимальное значение	Максимальное значение
Коэффициент запаса по прочности	10	10

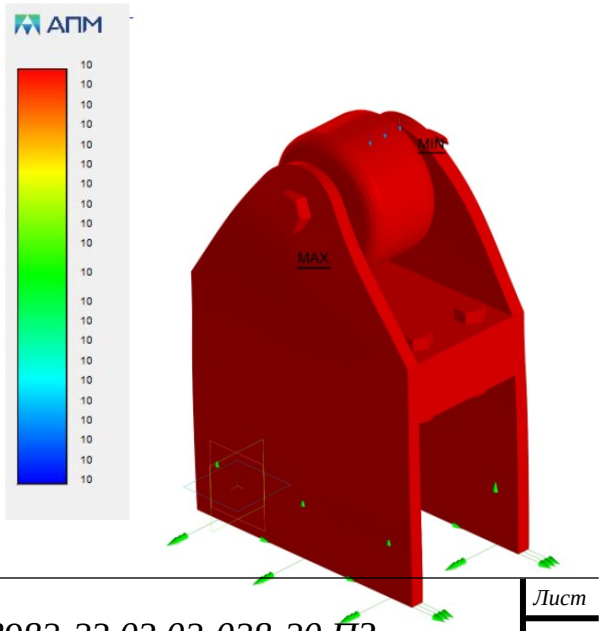


Рисунок 12 - Коэффициент запаса по прочности

3.Технический сервис

3.1 Работы выполняемые при техническом обслуживании

Как и любое другое техническое устройство, детали которого при работе подвергаются нагрузкам, очистные устройства нуждаются в обслуживании и ремонте в случае необходимости, иначе существует риск разрушения ОУ в полости трубопровода, что приведет к аварии на МН.

Техническое обслуживание – комплекс операций по поддержанию работоспособности изделия при использовании по назначению (при эксплуатации). Техническое обслуживание содержит регламентированные в эксплуатационной документации операции для поддержания работоспособности или исправности изделия в течение его срока службы.

Техническое обслуживание очистного устройства производится после каждого его пропуска по нефтепроводу. Срок проведения технического обслуживания – после пропуска ОУ. Техническое обслуживание производится в объеме, обеспечивающем выполнение очередного пропуска. При подготовке ОУ к очередному пропуску Изм. Лист № докум. Подпись Дата Лист 34 Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровода необходимо проверить его работоспособность путем проверки состояния отдельных узлов и деталей.

При техническом обслуживании выполняется:

• очистка всех деталей ОУ от нефтепродуктов, грязи, парафинсодержащих и смолистых отложений после пропуска;

• инструментальный контроль изнашиваемых элементов ОУ и их замена в случае их предельного износа после пропуска;

• визуальный контроль сборочных единиц, выполненных методом сварки;

• визуальный контроль состояния крепежных элементов и их стопорения;

• проверка работоспособности ОУ провести путем проверки работоспособности отдельных систем и узлов.

• осмотр и проверка ОУ после выполнения всех операций;

• заполнение формуляра на ОУ.

Ремонт очистных устройств

В случае выхода очистного устройства из строя, или превышением величины межремонтного пробега, проводится соответствующий ремонт ОУ. В зависимости от величины межремонтного пробега и срочности ремонта различают следующие виды ремонта:

• средний ремонт;

• капитальный ремонт;

• неплановый ремонт.

Средний ремонт

Периодичность проведения среднего ремонта ОУ определяется величиной межремонтного пробега 1000 км. Средний ремонт ОУ выполняется также в случае, если по трубопроводу отдельные детали ОУ получили повреждения.

Средний ремонт проводится для восстановления исправности ОУ и частичного восстановления его ресурса с заменой или восстановлением изношенных или получивших повреждения узлов и деталей. При проведении среднего ремонта выполняются следующие работы:

• проверка паспорта и формуляра на ОУ;

• частичная разборка ОУ с целью ремонта или замены поврежденных (изношенных) деталей и для доступа ко всем сварным швам; • визуальный метод неразрушающего контроля сварных швов и околошовных зон узлов и деталей;

• оценка технического состояния узлов и деталей ОУ: бамперов, корпусов, фланцев, пружин, кардана, крепежных деталей, полиуретановых изделий и т. д. с целью выявления изношенных или получивших повреждения;

• проверка работоспособности отдельных систем и узлов ОУ; • составление ведомости дефектов;

• отбраковка деталей, не подлежащих восстановлению и ремонту;

• выполнение ремонтных работ по восстановлению узлов и деталей ОУ (рихтовка деформированных деталей, подварка и зачистка забоин, окраска);

• сборка ОУ с заменой отбракованных деталей, в том числе отбракованных крепежных элементов и полиуретановых изделий;

• регулировка и настройка отдельных систем и узлов ОУ;

• составление акта о выполнении среднего ремонта и внесение записей в формуляр.

Капитальный ремонт

Периодичность проведения капитального ремонта ОУ определяется величиной общего пробега 6000 км. Капитальный ремонт ОУ выполняется также в случае, если после его пропуска по трубопроводу отдельные детали.

Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровода ОУ получили повреждения, устранение которых невозможно в объеме выполнения среднего ремонта.

Капитальный ремонт ОУ выполняется с целью полного восстановления его ресурса с заменой или восстановлением любых его частей в соответствии с ведомостью дефектов.

При проведении капитального ремонта выполняются следующие работы:

• проверка эксплуатационной документации на ОУ;

• полная разборка ОУ;

• визуальный и капиллярный метод неразрушающего контроля сварных швов и околошовных зон узлов и деталей. Отремонтированные участки сварных швов подлежат визуально-измерительному и капиллярному методам неразрушающего контроля;

• оценка технического состояния узлов и деталей ОУ: бамперов, корпусов, фланцев, пружин, кардана, крепежных деталей, полиуретановых

изделий и т. д. с целью выявления изношенных или получивших повреждения;

• инструментальный контроль узлов и деталей;

• составление ведомости дефектов;

• отбраковка деталей, не подлежащих восстановлению и ремонту;

• выполнение ремонтных работ по восстановлению узлов и деталей ОУ (рихтовка деформированных деталей, подварка и зачистка забоин, ремонт дефектных сварных швов, ремонт деталей и сборочных единиц на металлообрабатывающем оборудовании, окраска);

• сборка ОУ с заменой отбракованных деталей, с установкой всех новых крепежных деталей и полиуретановых изделий;

• регулировка и настройка отдельных систем и узлов ОУ;

• восстановление комплектов запасных частей, инструмента и принадлежностей в соответствии с ведомостью ЗИП на ОУ; Изм. Лист № докум. Подпись Дата Лист 37 Использование очистных устройств для удаления загрязнений из внутренней полости трубопровода

• составление акта о выполнении капитального ремонта и внесение записей в формуляр.

Неплановый ремонт

Неплановый ремонт проводится в объеме среднего или капитального ремонта при получении ОУ повреждений, которые невозможно устранить в объеме технического обслуживания и которые препятствуют выполнению очередных пропусков. Срок следующего среднего или капитального ремонта при этом должен быть сдвинут от даты этого ремонта на величину межремонтного периода. Неплановый ремонт проводится на основании акта расследования причин повреждения ОУ.

3.2. Монтаж очистительных устройств на месте пуска.

Запуск и прием очистных устройств (ОУ) производится на площадках перекачивающих станций с использованием специальных камер.

Они представляют собой тупиковый участок трубопровода с концевым затвором, диаметр которою несколько больше диаметра линейной части и технологической обвязки.

Перед запуском очистного устройства производится освобождение камеры от нефти в емкость ЕП. Затем в камеру запуска помешается ОУ и закрывается концевой затвор. Когда подтверждается готовность ОУ к запуску, открываются задвижки 1 и 2, а задвижка 3 закрывается. После срабатывания линейного сигнализатора о прохождении ОУ в магистраль задвижки 1, 2 и 3 возвращаются в исходное состояние в обратном порядке.

Для приема ОУ открываются задвижки 6 и 7, и одновременно открывается задвижка 5. После получения сигнала о входе ОУ в камеру, задвижки 6 и 7 закрываются, отключая камеру для трубопровода, а прием нефти на перекачивающую станцию производится через открытую задвижку 5. Извлечение ОУ из камеры производится после сброса давления и слива нефти в емкость ЕП.

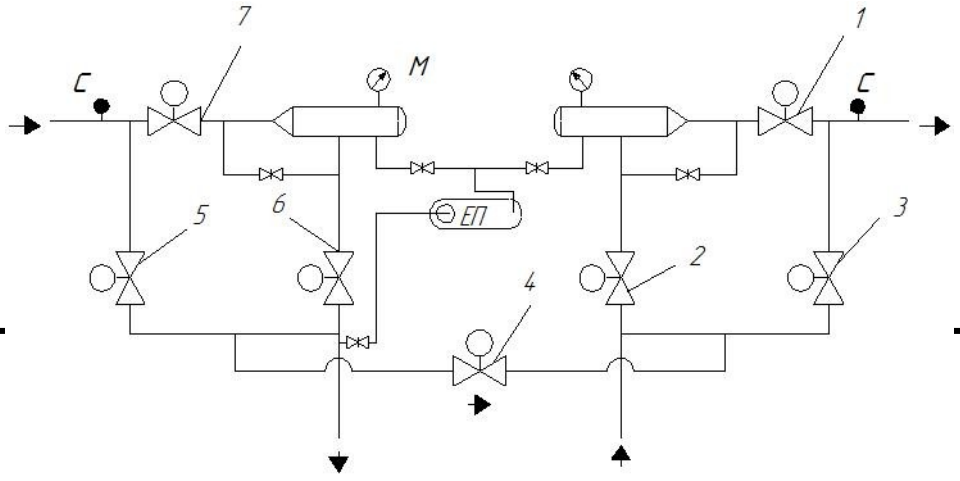


Рисунок – 13. Принципиальная схема узла приема – запуска СОД:

1-7-задвижка с электроприводом; С-сигнализатор; М - манометр; ЕП-емкость подземная для опорожнения камер приема-запуска ОУ

Узлами приема - запуска очистного устройства, как правило, оснащаются НПС, расположенные на границе эксплуатационных участков.

Промежуточные НПС на период пропуска ОУ. как правило, останавливаются во избежание попадания удаляемых отложений в технологические трубопроводы и насосы. Остановка и с перекачивающей станции производится не менее чем за 2 часа до расчетного времени подхода очистного устройства. При этом открываются задвижки 6, 7 и закрываются задвижки 1, 5, 8 и 9. После прохождения ОУ мимо НПС и срабатывания линейного сигнализатора, станцию включают в работу. Для этого открываются задвижки 1, 8, 9 и закрываются 6 и 7.

3.3. Техника безопасности при проведении работ по очистке.

Меры безопасности мы рекомендуем указывать перед проведением работ. В инструкции устанавливается порядок допуска персонала и оборудования к проведению работ, действия персонала во время испытаний, очистки и технического диагностирования в нормальных условиях и при возникновении аварийной ситуации, порядок окончания работ, очистки и диагностирования, снятия охранной зоны в соответствии с требованиями НД.

При проведении испытаний технологических трубопроводов соблюдаются меры безопасности, соответствующие требованиям для испытаний трубопроводов линейной части.

Перед проведением испытаний исполнителю рекомендуется своим распоряжением назначить работников, ответственных за:

- обеспечение безопасности обслуживающего персонала, населения и сохранности техники и сооружений вдоль трассы трубопровода (в пределах охранной зоны);

- перемещение техники в охранной зоне трубопровода;
- обозначение опасных зон и установку предупреждающих знаков;
- организацию бытовых условий для работников.

Работы по проведению испытаний являются работами повышенной опасности и выполняются по наряду-допуску.

Все работники, привлекаемые к проведению испытаний, очистки и диагностирования, проходят целевой инструктаж по охране труда, знакомятся с приказом по проведению испытаний, целями, задачами и особенностями испытаний участков трубопровода, а также с порядком действий и своими обязанностями при возникновении аварийных ситуаций. Весь персонал ознакамливается под роспись с инструкцией на проведение испытаний.

В процессе испытаний участка трубопровода людям, механизмам и оборудованию рекомендуется находиться за пределами опасной зоны, движение на пересекающих участок некатегоричных дорогах рекомендуется прекратить. На период испытаний рекомендуется перекрыть движение транспортных средств по существующему проезду. В местах возможного выезда транспортных средств в зону проведения испытаний рекомендуется установить предупреждающие знаки, приведенные в приложении N 9 к настоящему Руководству по безопасности, поперек дороги рекомендуется установить сигнальную ленту.

Перед проведением испытаний, очистки и технического диагностирования все открытые участки трубопровода рекомендуется огородить сигнальной лентой, в том числе начальный и конечный участки трубопровода (КПП СОД, вантузы, задвижки, колодцы отбора давления). На огороженных участках устанавливаются таблички с указанием строительного пикета и километра по трассе трубопровода, предупреждающие знаки, приведенные в приложении N 9 к настоящему Руководству по безопасности.

Установка предупреждающих знаков оформляется совместным актом представителей организации, проводящей испытания, организации, осуществляющей строительный контроль, и эксплуатирующей организации.

Форма акта на обозначение оборудования и открытых участков трубопровода перед проведением испытаний приведена в приложении N 10 к настоящему Руководству по безопасности.

К акту прилагается ситуационный план участка испытания трубопровода, где предлагается указать места установки сигнальной ленты и предупреждающих знаков.

Лицу, ответственному за обозначение опасных зон и установку предупреждающих знаков, рекомендуется ежедневно проводить проверку обозначения опасных участков с отметкой в акте.

При проведении испытаний в темное время суток рекомендуется освещать рабочие площадки, посты наблюдателей, приборы.

На время испытаний трубопроводов рекомендуется выставлять посты оцепления опасных участков МТ, в том числе на местах пересечений с автомобильными и железными дорогами, для обхода трассы и наблюдения за опасными участками на пересечениях с реками, каналами, действующими коммуникациями.

Наблюдающим на постах рекомендуется находиться в пределах видимости, но не более чем через 200 м друг от друга. Снятие оцепления рекомендуется проводить по указанию руководителя испытаний.

Перед началом испытания проверяется действие связи и расстановка ремонтно-восстановительных бригад, обходчиков, постов оцепления согласно плану испытаний, обозначению открытых участков. После проверки руководитель испытаний отдает распоряжение на подачу воды для испытания

3.4. Зона технического обслуживания

Линейная аварийная эксплуатационная служба должна обеспечивать выполнение следующих требований при эксплуатации очистных устройств:

Производить эксплуатацию и обслуживание очистных устройств в соответствии с Руководством по эксплуатации и Регламентом технического обслуживания, среднего и капитального ремонта очистных устройств, применяемых на МТ ПАО «Транснефть» ОР-75.180.00-КТН-258-09 .

- к проведению очистки допускать очистные устройства с исправными манжетами, щётками, чистящими, ведущими, щёточными дисками, чистящими и щеточными пластинами, геометрические размеры которых соответствуют требованиям «Руководства по эксплуатации»;

- устанавливать новые чистящие диски, переворачивать или заменять чистящие диски в зависимости от их износа и длины очищаемого участка в соответствии с требованиями «Руководства по эксплуатации»;

− после каждого завершения пропуска ОУ в течение 3 суток проводить техническое обслуживание ОУв объеме предусмотренным регламентом ОР-75.180.00-КТН-258-09.

Заполнять формуляр на очистное устройство с указанием заводских номеров чистящих дисков и геометрических размеров манжет, щёток, чистящих, ведущих и щёточных дисков, чистящих и щеточных пластин перед каждым пуском очистного устройства по нефтепроводу. Параметры износа чистящих дисков указываются с учетом направления движения ОУ. Заносить в формуляр ОУ сведения об установленных расходных материалах и их износе при замене комплектующих материалов.

Хранить паспорта на установленные на ОУ расходные материалы вместе с формуляром ОУ до их отправки на утилизацию.

Линейная аварийная эксплуатационная служба обеспечивает проведение среднего ремонта очистных устройств, СНШ и УКО при достижении пробега 1000 км, проведение капитального ремонта при достижении пробега 6000 км.

Периодическая очистка магистральных нефтепроводов осуществляется поочереднойзапасовкой и пропуском двух очистных у устройств типа СКР 1 при этом:

-первое очистное устройство пропускается с открытыми байпасными отверстиями для осуществления размыва парафино – смолистых отложений и предупреждения образования парафиновой пробки;

-второе очистное устройство пропускается с закрытыми байпасными отверстиями и должно быть оснащено передатчиком.

Порядок пропусков очистных устройств при подготовке нефтепровода к пропуску внутритрубных инспекционных снарядов:

- первое очистное устройство, укомплектованное передатчиком, пропускается с открытыми байпасными отверстиями;

- после прихода в камеру приема первого очистного устройства поочередно осуществляется запасовка и пропуск второго и третьего очистных устройств, при этом передатчиком оснащается только второе очистное устройство в этой паре; первое очистное устройство этой пары пропускается с открытыми байпасными отверстиями;

- пропуск четвертого и пятого очистных устройств осуществляется аналогично пропуску предыдущей пары (второго и третьего очистных устройств);

-пропуск шестого очистного устройства осуществляется после прихода в камеру приема второго очистного устройства второй пары очистных устройств (пятого по порядку); шестое очистное устройство должно быть оснащено передатчиком, байпасные отверстия должны быть закрыты.

Первый, третий, пятый и шестой по указанному порядку пропуски выполняются очистными устройствами типа СКР-1

В зависимости от количества приносимого очистными устройствами в приемную камеру парафина ОАО МН принимает решения об увеличении числа

пропусков очистных устройств для достижения критериев оценки очистки нефтепровода.

Для запуска очистного устройства необходимо:

а) освободить камеру пуска очистного устройства от нефти;

б) открыть концевой затвор;

в) запасовать очистное устройство в камеру и продвинуть его до вхождения первого диска в трубу номинального диаметра;

г)закрыть концевой затвор;

д) медленно заполнить камеру пуска очистного устройства нефтью, выпуская воздух через спускной кран, и выровнить давление;

е) закрыть задвижку, через которую велось заполнение камеры.

После получения указания произвести запуск очистного устройства:

а) открыть задвижку, затем вторую и закрыть третью задвижку;

б) после срабатывания сигнализатора убедиться, что очистное устройство прошло через первую задвижку (контролировать с помощью локатора уход очистного устройства за выпускную задвижку на расстояние не менее 5 м.) открыть третью задвижку и закрыть первую и вторую задвижки.

3. 5 техническое обслуживание магистрального нефтепровода

Наименование работ	Цель и объем работы
Технический осмотр (1 раз в смену):	
Наружный осмотр надземных участков трубопроводов	Выявление дефектов и потери герметичности, не обнаруживаемые приборами в операторной. Проверка отсутствия протечек, «потения»

	металла в сварных щвах и соединительных элементах трубопроводов и оборудования, посторонних нехарактерных звуков, а также появления возможной деформации трубопроводов, соединительных деталей, корпусных элементов оборудования, контроль сохранности защитного покрытия трубопроводов, проверка целостности конструкций и элементов опор, подвесок, фундаментов надземных участков трубопроводов
Контроль подземных участков трубопроводов	Контроль подземных участков трубопроводов НПС их обходом вдоль трассы трубопровода с целью проверки, отсутствия признаков истечения перекачиваемой жидкости из трубопровода (появление ее запаха или следов на поверхности грунта). При выявлении признаков нарушения герметичности или целостности трубопро-вода, его элементов, оборудования лицо, производящее контроль, должно поставить в известность начальника (заместителя начальника) НПС для принятия срочных мер по выявлению причин неисправности и их устранению. Результаты постоянного контроля должны фиксироваться в журнале

Периодический контроль (2 раза в год):	
Визуальный контроль видимых участков трубопроводов, соединений с патрубками оборудования, в том числе в колодцах, соединительных деталей (отводов, тройников, переходников), сварных швов, фланцевых соединений, дренажных устройств, компенсаторов, опорных	Выявление мест с повреждениями защитного покрытия, коррозионными поражениями, трещинами, характеризующимися появлением «потения», механическими повреждениями и другими дефектами оборудования, трубопроводов, опор и их элементов. Измерение размеров выявленных дефектов и определение потерь толщины стенок от коррозии. Любые трещины на поверхности трубопровода или сварном шве, а также потеря толщины стенок от коррозии на 20 % и более от значения установленного проектом считаются недопустимыми и должны быть устранены.
Контроль работы средств в электрохимической защиты измерением защитных потенциалов «труба-земля» относительно неполяризующегося медно-сульфатного электрода сравнения на контрольно-измерительных пунктах, задвижках, емкостях, оборудовании, расположенном в подземных колодцах	Проверка наличия и целостности антикоррозионного покрытия, а также соответствия параметров средств электрохимической защиты требованиям нормативных и проектных документов. Электрохимическая защита должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную во времени отрицательную катодную поляризацию трубопровода на всем его протяжении (и на всей его поверхности) таким образом, чтобы значения потенциалов «труба-земля» на

	трубопроводе, подземных емкостях и оборудовании были (по абсолютной величине) не менее минимального (минус 0,85 В) и не белее максимального (минус 3,5 В) значений. При отклонении защитных потенциалов от нормативных значений должны быть приняты меры по приведению их в соответствие с требованиями ГОСТ Р 51164. Результаты периодического контроля должны оформляться актом
Измерение вибрации надземных участков трубопроводов, соединенных с патрубками магистральных и подпорных насосов	Определение виброперемещения трубопроводов. Значение максимально допустимой амплитуды их виброперемещения не должно превышать 0,1 мм при частоте вибрации не более 50 Гц. Результаты измерения вибрации оформляются актом

Более глубокий контроль состояния внутриилощадочных трубопроводов обеспечивается в ходе их ревизии. График ревизии составляется в зависимости от скорости коррозионно-эрозионного состояния труб. Если ее величина составляет до 0,1 мм/год, то ревизия проводится не реже одного раза в 3 года, если 0,1-0,5 мм/год - не реже одного раза в 2 года, если более 0,5 мм/год - не реже одного раза в год.

Ревизии подвергаются все внутриплощадочные трубопроводы, включая участки подземной прокладки, для чего производится их выборочное вскрытие (длиной не менее 2 м).

В ходе ревизии осуществляются:

- контроль сплошности изоляции (приборами АНПИ и BTP-V);
- осмотр мест подключения катодной защиты;
- измерение толщины стенки труб;
- дефектоскопия сварных стыков;
- выборочная разборка резьбовых соединений с их последующим осмотром и проверкой резьбовыми калибрами;
- проверка состояния и правильности работы опор, крепежных деталей и (выборочно) прокладок.

При неудовлетворительных результатах измерений определяются границы дефектных участков. В случае отсутствия приборов, обеспечивающих неразрушающий контроль коррозионного износа стенки труб, допускается производить контрольные засверловки. Их количество и места выполнения для каждого участка определяются индивидуально.

Фланцы отбраковываются при наличии трещин, раковин и прочих дефектов, а также при уменьшении толщины воротника фланца до отбраковочных размеров трубы.

По результатам ревизии составляется акт, содержащий перечень работ по устранению замеченных дефектов.

Техническое обслуживание и ремонт

Техническое обслуживание и ремонт сооружений и оборудования нефтепродуктопровода проводят аварийно-восстановительные бригады по утвержденному графику работ.

Для поддержания пропускной способности и сохранения качества нефтепродуктов производится периодическая очистка МНПП от внутренних отложений. Периодичность очистки выбирается в зависимости от

интенсивности накопления отложений на основе анализа режимов перекачки. Очистка полости трубопровода производится по инструкциям, разрабатываемым эксплуатирующей организацией.

Очередная очистка должна производиться при снижении пропускной способности нефтепродуктопровода не более чем на 3%, ухудшении качества нефтепродукта и др.

Виды и объемы ремонта самого трубопровода устанавливают на основе оценки его технического состояния по данным осмотров в шурфах, электроизмерений, анализов отказов, технических норм, требований паспортов и инструкций заводов-изготовителей или по данным обследования состояния трубопровода приборными средствами диагностики, а также в соответствии с мероприятиями по повышению надежности и безопасности эксплуатации, предусмотренными в планах эксплуатирующей организации.

В плане подготовки к эксплуатации МНПП в зимних условиях должны быть предусмотрены:

- ревизия и ремонт приводов запорной арматуры с заменой летней смазки на зимнюю и масла во взрывозащищенном электрооборудовании, создание запаса необходимых материалов и инструментов на базах, складах и в определенных местах трассы;
- восстановление противопожарных сооружений;
- ревизия и ремонт уплотнений в защитных кожухах переходов через шоссейные и железные дороги для предотвращения попадания воды в кожух;
- приоткрытие задвижек тупиковых участков, камер скребка и других подобных устройств;
- перевод на зимнюю эксплуатацию аварийно-ремонтной техники и другие мероприятия, направленные на обеспечение бесперебойного транспорта нефтепродуктов в зимних условиях;
- промывка тупиковых и непроточных участков и арматуры;

- установка указателей и вешек у колодцев и вантузов на случай заноса их снегом.

В плане мероприятий по подготовке к весеннему паводку должны быть предусмотрены:

- ремонт и укрепление воздушных и подводных переходов (с береговыми колодцами);
- подготовка аварийно-ремонтной техники, замена смазки в редукторах, проверка запорной арматуры на полное открытие и закрытие;
- создание необходимого запаса ГСМ;
- восстановление нагорных водоотводных канав, противопожарных сооружений, водопропускных устройств, очистка их от снега;
- ремонт ледорезов в местах возможных заторов льда, обрубка льда в урезах рек над подводными переходами;
- подготовка плавучих средств и средств отбора нефтепродукта с водной поверхности;
- ремонт мостов через реки и ручьи и подготовка дорог для проезда аварийно-ремонтной техники;
- назначение дежурных постов на особо ответственных местах;
- создание временных опорных пунктов в отдельных труднодоступных местах трассы МНПП с оснащением необходимой техникой, материалами, инструментами и средствами связи.

Выявление повреждений и их устранение

Повреждения на МНПП могут быть обнаружены:

- по падению давления на выходе перекачивающей станции;
- по падению давления на приеме последующей перекачивающей станции (конечного пункта);
- по повышению нагрузки двигателей магистральных насосов;
- по разнице баланса перекачки между насосными станциями;

- акустическими и гидродинамическими методами;
- пропуском внутри трубы специальных устройств и приборов;
- путем использования трассирующих веществ (радиоактивных изотопов и др.);
- визуально-периодическим осмотром трассы.

Стратегия организации работ по ликвидации аварии на линейной части МНПП и ее возможных последствий должна предусматривать выполнение следующих основных работ:

- поиск места аварии и определение ее характера;
- сбор, выезд и доставку персонала и технических средств к месту аварии;
- выполнение работ по локализации и сбору разлившегося нефтепродукта и АВР;
- ликвидацию последствий аварий и оформление документации установленной формы.