

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

«__» июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Методы обнаружения и ликвидации гидрато- и парафинообразования в
промысловых трубопроводах

Руководитель

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

Выпускник

И.А. Пинюга

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Методы обнаружения и ликвидации гидрато- и парафинообразования в промышленных трубопроводах»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Методы обнаружения и ликвидации гидрато- и парафинообразования в промышленных трубопроводах» содержит 87 страниц текстового документа, 33 использованных источников, 6 листов графического материала.

Объект ВКР: нефтегазосборный трубопровод кустовой площадки Юрубчено-Тохомского месторождения.

Цель работы: определить технически и экономически наиболее целесообразный метод обнаружения и ликвидации гидрато- и парафинообразования в промышленных трубопроводах.

Задачи работы:

- провести анализ предполагаемых способов решения проблемы;
- сравнить технические особенности этих способов;
- сформировать техническое предложение по решению проблемы.

Методы и средства решения задач:

- с помощью интернет-ресурсов и технической литературы изучить способы решения проблемы, возможные к применению в заданных условиях;
- рассмотреть характеристики и особенности используемого оборудования.

В разделе «безопасность и экологичность» проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, предложены инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности проведения земляных работ, приведены меры по обеспечению пожарной и взрывопожарной безопасности, и меры по предупреждению аварий и предотвращению их последствий.

В экономической части проведен расчет капитальных затрат на приобретение оборудования и расчет затрат на его эксплуатацию в течение одной операции.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат	3
Содержание.....	4
Введение.....	6
1 Образование гидратных и парафиновых отложений в промысловых трубопроводах	8
1.1 Гидратные отложения.....	8
1.2 Парафиновые отложения.....	11
2 Методы и способы предотвращения гидратообразования	16
2.1 Ввод метанола в трубопровод	17
2.2 Тепловая обработка	18
2.3 Резкое снижение давления.....	20
2.4 Осушка газов	21
2.5 Расчёт количества ингибитора гидратообразования.....	23
3 Методы и способы предотвращения парафинообразования.....	35
3.1 Химические методы предотвращения с отложениями парафина.....	35
3.2 Обогрев промыслового трубопровода с помощью СКИН-систем	41
3.2.1 Принцип действия СКИН-системы.....	43
3.3 Механические методы удаления АСПО очистными устройствами..	47
3.3.1 Очистка внутренней полости нефтепроводов скребками различных конструкций.....	47
3.3.2 Очистка внутренней полости нефтепроводов шаровыми разделителями.....	48
3.3.3 Очистка внутренней полости нефтепроводов поршнями.....	50
4 Методы обнаружения отложений в трубопроводе.....	54
4.1 Существующий метод определения границ участков образования отложений при помощи врезки вантуза и нагнетания давления	55
4.1.1 Врезка вантуза	55
4.1.2 Нагнетание давления	58

4.2 Определение границ участков образования отложений при помощи волн давления	59
4.3 Определение границ участков образования отложений при помощи тензометрии	60
5 Безопасность и экологичность.....	65
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	65
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	67
5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	68
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	69
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	70
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	72
5.7 Экологичность проекта	75
6 Экономическая часть	76
6.1 Единовременные затраты.....	76
6.2 Эксплуатационные затраты системы.....	77
6.2.1 Расчет затрат за электроэнергию.....	78
6.2.2 Расчет затрат на оплату труда	78
6.2.3 Амортизационные отчисления	80
Заключение	82
Список сокращений	83
Список использованных источников	84

ВВЕДЕНИЕ

Повседневная деятельность инженерно-технического персонала нефтегазового предприятия заключается в поиске технологических решений и нахождении ответов на множество конкретных вопросов, чтобы обеспечить высокую надежность процессов добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа без осложнений и аварий.

Одним из наиболее трудоемких и сложных является поиск надежных источников сведений о свойствах, строении и особенностях сложнопостроенных веществ и характере их взаимодействия. Ярким примером подобных веществ являются гидраты природного газа.

Для образования газовых гидратов необходимо одновременное выполнение трёх условий: наличие влаги в газе, низкая температура и высокое давление газа. Все эти условия выполняются в газопроводе, и на технологических трубопроводах. При определённых термобарических условиях влага, которая находится в газе из газообразного состояния может переходить в состояние гидрата, минуя фазу конденсации в жидкость.

На практике, фактический расход метанола на предприятиях добычи и трубопроводного транспорта газа, как правило, завышен вследствие его нерационального использования при ликвидации гидратной пробки. Это связано с тем, что на предприятиях добычи и трубопроводного транспорта зачастую отсутствуют системы мониторинга и контроля над процессом гидратообразования.

Практика добычи парафиновых отложений на промыслах показывает, что основными местами отложений парафина являются: скважинные насосы, подъемные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъемных труб скважин. В выкидных линиях парафинообразование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока.

Цель работы: определить технически и экономически наиболее целесообразный метод обнаружения и ликвидации гидрато- и парафинообразования в промышленных трубопроводах.

Задачи работы:

- провести анализ предполагаемых способов решения проблемы;
- сравнить технические особенности этих способов;
- сформировать техническое предложение по решению проблемы.

Методы и средства решения задач:

- с помощью интернет-ресурсов и технической литературы изучить способы решения проблемы, возможные к применению в заданных условиях;
- рассмотреть характеристики и особенности используемого оборудования.

1 Образование гидратных и парафиновых отложений в промышленных трубопроводах

1.1 Гидратные отложения

В газопроводных сетях при наличии в транспортируемом газе влаги и при определенных условиях возможно образование гидратных отложений, также отрицательно влияющих на пропускную способность газопроводов.

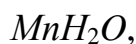
Добыча природного газа на крупнейших газовых месторождениях, расположенных в районах Западной Сибири, зачастую осложнена образованием газовых гидратов. Наличие влаги в газе и снижение температуры при его движении в скважинах, системах сбора и подготовки создают условия для отложения гидратов на стенках труб и оборудования. Перекрытие проходных сечений подземного и наземного оборудования приводит к срыву работы оборудования и авариям.

Гидраты являются типичными представителями соединения клатратного типа, в которых межмолекулярные полости, имеющиеся в структуре воды, заполнены молекулами газов, которые в обычных условиях не обладают большой химической активностью (инертные и природный газы, углекислый газ, азот, сероводород и др.).

Растворение газов в воде представляет собой экзотермический процесс (происходит с выделением тепла). При этом газ выступает в роли гидратообразующего элемента (гидратообразователя).

В газонефтепромысловой практике под гидратами обычно понимается гидрат, находящийся в кристаллическом состоянии.

Общая химическая формула газовых гидратов имеет вид:



где M – включенную молекулу газа;

n – переменное число, зависящее от типа гидратообразователя, давления и температуры.

Условия образования гидратов природных и попутных нефтяных газов характеризуются давлением, температурой, а также компонентным составом воды и газа.

Для простых гидратов, образованных из индивидуального газа и воды, эти условия наглядно представляются равновесными кривыми в координатах: «давление (p) – температура (t)».

Задание одного параметра, например температуры, однозначно определяет другой параметр – давление. Область существования гидратов - слева от соответствующих кривых. Видно, что чем выше плотность газа, тем выше температура гидратообразования. Эта закономерность справедлива лишь тогда, когда с ростом плотности газа в гидратообразовании участвуют все его компоненты. Если же плотность газа повысится за счет негидратообразующего компонента, то температура его гидратообразования понизится.

Процесс образования гидратов газов начинается с появлением центров кристаллизации на поверхности контакта «газ – вода», которая может быть границей раздела воды и газовой фазы в скважине, трубопроводе, поверхностью пузырька, проходящего через водную среду, или капли жидкости в газе, влажной глины частицы.

Скорость роста кристаллов гидрата, например метана, в газовой среде значительно выше, чем в воде, и определяется скоростью диффузии молекулы воды через гидратную пленку и скоростью диффузии воды в газовой среде. Молекулы воды, размер которых меньше, чем размер молекул метана, диффундируют значительно быстрее через гидратную пленку. Скорость роста кристаллов гидрата сильно зависит также и от скорости образования свободной

поверхности контакта «газ – вода», то есть от степени турбулизации газовой потока.

Условия образования гидратов из нефтегазовых смесей и воды характеризуются изменением состава газа при изменении термобарических условий в стволе скважины по мере продвижения смеси к устью. Поэтому, чтобы рассчитать условия гидратообразования из нефти газа и воды, необходимо сначала для каждого значения давления и температуры определить из условий равновесия «нефть – газ» компонентный состав газа. Исходными параметрами при этом являются компонентный состав углеводородной смеси жидкости и газа, давление и температура. Фазовое же равновесие нефти и газа рассчитывается по уравнениям концентраций с использованием констант фазового равновесия. После этого методом последовательных приближений для каждого фиксированного значения температуры при неизменном начальном составе системы определяются условия гидратообразования [1].

Методы и способы индикации (или, иначе говоря, фиксации) момента начала процесса образования (и/или отложения) гидратов в промысловых коммуникациях, а также эффективные способы и технические приемы обнаружения наличия и месторасположения гидратных отложений (несплошных гидратных пробок) имеют существенное значение при контроле технического состояния (диагностике) газопромысловых объектов, магистральных и распределительных трубопроводов.

Контроль процессов образования и отложения газовых гидратов с целью повышения эффективности газотранспортной системы, предупреждения аварийных ситуаций необходим в следующих случаях:

– в подсистемах «аварийной» подачи избыточного количества ингибитора гидратообразования с целью «смыва» и разложения образовавшихся гидратов при отказах по каким-либо причинам системы регулирования расхода (например, при резких изменениях параметров технологического режима, когда система регулирования не успевает адекватно среагировать на изменение этих параметров из-за инерционности используемых критериев регулирования);

– при разработке систем автоматического регулирования, в которых специально реализуется переменный во времени (периодический или колеблющийся) расход ингибитора гидратообразования, что позволяет иногда заметно оптимизировать средний расход;

– при разработке современных систем автоматического мониторинга и регулирования расхода применительно к новым типам ингибиторов гидратообразования (например, для так называемых «кинетических» ингибиторов), при использовании которых надежный контроль процесса гидратоотложения имеет принципиальное значение.

Как отложения парафинов и гидратов, так и борьба с этими отложениями увеличивают механические и температурные нагрузки на стенку трубопровода, что, в свою очередь, приводит к интенсификации механохимической коррозии, снижению ресурса и повышению вероятности повреждения трубопровода. С целью своевременного предупреждения парафино-, гидратообразования и борьбы с этими негативными явлениями необходимо иметь своевременную и точную информацию об отложениях и закупорках, возникающих из-за их влияния на трубопроводную систему.

Таким образом, вопросы определения величины отложения парафина, гидратов на стенках, определения места закупорок полного или неполного сечения трубопровода являются весьма актуальными проблемами и требуют безотлагательного, своевременного и качественного решения [1].

1.2 Парафиновые отложения

Парафины, отлагающиеся на стенках трубопроводов, представляют собой смесь твердых парафиновых углеводородов состава $C_{17}H_{36}$ - $C_{36}H_{74}$ и гибридных углеводородов (церезинов алкано-нафтенового строения состава $C_{36}H_{74}$ - $C_{71}H_{144}$). Технический парафин представляет из себя смесь парафинов (10...75 %), смол (10...30 %), асфальтенов (2...5 %), связанной нефти (до 60 %).

Твердые метановые углеводороды, парафины, присутствуют практически во всех нефтях; их содержание может колебаться от следов до 20...28 % и иногда их влияние на технологию и технику добычи, сбора и транспорта, подготовку и переработку нефти может быть решающим. Они хорошо растворяются в нефти только при повышенной (40 °С и более) температуре. Так как пластовая температура нефтяной залежи в большинстве случаев выше 40 °С, то парафины в пластовых условиях образуют в нефти гомогенный раствор.

При извлечении нефти, то есть при снижении давления, температуры и ее разгазировании, растворяющая способность нефти по отношению к парафинам уменьшается. Это приводит к пресыщению нефти парафином и переходу его части в кристаллическое состояние. Но этот переход может осуществиться только на какой-то поверхности. Центрами кристаллизации служат выступы, шероховатости поверхности труб и механические взвеси в потоке нефти.

В результате охлаждения нефти под воздействием более холодной окружающей среды в тонком пристенном слое возникает радиальный температурный градиент. Существование радиального температурного градиента приводит к образованию градиента концентрации растворенного парафина. За счет этого происходит движение растворенных частиц парафина к стенке трубы под действием молекулярной диффузии. По достижении частицами парафина стенки трубы или границы твердых отложений происходит их кристаллизация и выделение из раствора. Если температура в пристенном слое ниже уровня, при котором парафин начинает выпадать из нефти, то и в потоке нефти будут содержаться кристаллы парафина, а жидкая фаза будет находиться в состоянии термодинамического равновесия с твердой фазой.

Под действием градиента концентрации взвешенных частиц броуновское движение приводит к поперечному переносу вещества. При давлениях выше давления насыщения температура начала выпадения парафинов возрастает с увеличением давления. Если давление ниже давления насыщения, то при снижении давления наблюдается рост температуры начала кристаллизации, что

объясняется увеличением объема выделяющегося газа, который существенно влияет на растворимость парафина в нефти и понижение температуры нефтегазового потока.

С уменьшением температуры масса кристаллов парафина, взвешенных в нефти, увеличивается, а количество растворенного парафина уменьшается. Кристаллы парафина и их скопления, возникшие непосредственно на внутренней поверхности труб, и образуют парафиновые отложения, а образовавшиеся в объеме нефти в формировании отложений практически не участвуют.

Необходимыми условиями образования отложений парафинов являются:
Присутствие:

- в нефти достаточного количества высокомолекулярных углеводородов парафинового ряда;

- снижение температуры потока нефти до значений, при которых возможно выделение из нефти твердой парафиновой фазы. Необходимые температурные условия возникают прежде всего на внутренней стенке трубы;

- достаточно прочное сцепление парафиновых отложений с поверхностью трубопровода, исключающее возможность смыва отложений потоком нефти [1].

Кроме того, на отложение парафина влияет еще ряд факторов.

- перепад температур: с увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока нефти количество отлагающегося парафина пропорционально возрастает.

- давление и газовый фактор: при давлениях выше давления насыщения температура начала выпадения парафинов возрастает с увеличением давления. Если давление ниже давления насыщения, то при снижении давления наблюдается рост температуры начала кристаллизации, что объясняется увеличением объема выделяющегося газа, который существенно влияет на растворимость парафина в нефти и температуру (понижается) нефтегазового потока.

– скорость течения потока: интенсивность накопления отложений парафина сначала растет с увеличением скорости потока вследствие увеличения массопереноса, а затем – снижается. Такой характер зависимости обусловлен факторами, определяющими динамическое равновесие между механическими свойствами отложившегося парафина и гидродинамическими характеристиками потока нефти. При высоких скоростях течения поток смывает отложившийся парафин со стенок труб, что объясняется превышением сил касательных напряжений над силами сцепления между частицами парафина и поверхностью трубы.

– свойства поверхности: на начальной стадии интенсивность отложений парафина зависит от свойств поверхности трубопровода, так как шероховатость при интенсивном турбулентном перемешивании интенсифицирует перемешивание, а следовательно, выделение газа и парафина. Однако после образования слоя парафина скорость отложения уже не зависит от чистоты обработки поверхности. От характеристик; поверхности зависит прочность сцепления парафиновых отложений с поверхностью. С увеличением чистоты обработки поверхности сцепление ослабевает, и смыв парафиновых отложений будет происходить при меньших скоростях потока нефти.

– обводненность продукции: с увеличением доли воды в потоке интенсивность отложения парафина уменьшается по двум причинам:

а) из-за увеличения суммарной теплоемкости (теплоемкость воды выше, чем теплоемкость нефти) температура потока повышается, что приводит к снижению отложений парафина;

б) из-за изменения характера смачиваемой поверхности.

– асфальтосмолистые вещества: образование плотных, трудноудаляемых с поверхности парафинистых отложений происходит в нефти только при наличии в нефти асфальтосмолистых веществ. В их присутствии поверхность имеет развитую шероховатость. При отсутствии – поверхность становится идеально гладкой, а поверхность представляет собой слой с рыхлой структурой и низкими механическими характеристиками. Иными словами, парафин –

основной материал отложений, а смолы обладают цементирующими свойствами. Установлено, что чем больше смол находится в нефти, тем более плотные отложения образуются на поверхности.

– компонентный состав нефти: от него зависит растворяющая способность нефти относительно парафина – чем больше выход светлых фракций (выкипающих до 35 °С), тем больше выпадет парафина, чем тяжелее нефть, тем она хуже растворяет парафин, тем интенсивнее будет выпадать из нее парафин.

– плотность нефти: чем тяжелее нефть, тем хуже она растворяет парафин, то есть тем интенсивнее будут выпадать из такой нефти парафины.

– влияние времени: с течением времени количество отложившегося парафина возрастает. Наибольшая интенсивность наблюдается в начале процесса, а затем скорость роста отложений парафина снижается из-за уменьшения теплоотдачи от нефти во внешнюю среду вследствие увеличения отложившегося слоя парафина.

Из-за выпадения парафина:

– увеличиваются гидравлические сопротивления, снижается пропускная способность трубопровода вплоть до полного перекрытия сечения трубопровода;

– меняются реологические свойства нефти вплоть до потери текучести;

– микрочастицы парафина, кристаллизуясь на границе раздела «нефть-вода», стабилизируют эмульсию, в результате чего для ее разрушения необходимы повышенная температура и деэмульгаторы [1].

2 Методы и способы предотвращения гидратообразования

Борьба с гидратами, как и с любыми осложнениями, ведется в направлениях их предупреждения и ликвидации. Следует всегда отдавать предпочтение методам предупреждения гидратообразования.

Это нарушает нормальную работу газопромыслового оборудования, особенно при низких температурах окружающей среды.

Борьба с гидратами ведется в двух направлениях:

- предупреждение образования гидратов;
- ликвидация образовавшихся гидратов.

Для предотвращения образования гидратов в скважинах применяют следующие методы:

- устанавливают соответствующий технологический режим эксплуатации скважины;
- непрерывно или периодически подают на забой скважины антигидратные ингибиторы;
- применяют футерованные насосно-компрессорные (подъемные) трубы;
- систематически удаляют с забоя скапливающуюся жидкость;
- устраняют причины, вызывающие пульсацию газа в скважине.

Ствол скважины очищают от гидратных отложений:

- продувкой в атмосферу с необходимой предварительной выдержкой скважины в закрытом состоянии с целью частичного разложения гидратов под влиянием тепла окружающих пород;
- закачкой большого объема антигидратного ингибитора непосредственно на гидратную пробку с выдержкой для разложения гидратной пробки и с последующей продувкой в атмосферу.

Предупреждают образование гидратов в фонтанной арматуре и в обвязке скважин, а также на различных участках, в узлах и звеньях системы сбора и транспортирования газа (в зависимости от конкретных условий) следующими методами, применяемыми как самостоятельно, так и комплексно:

- обогревом отдельных узлов и участков;
- вводом в поток газа антигидратных ингибиторов (метанола, раствора хлористого кальция, диэтиленгликоля и др.);
- устранением резких перепадов давления, которые вызывают движение температуры газа, ведущее к конденсации парообразной влаги и образованию гидрата;
- систематическим удалением жидкости, скапливающейся в пониженных местах системы сбора и внутрипромыслового транспортирования газа, при помощи конденсатосборников или дренажных патрубков;
- регулярной продувкой газопроводов от окалины, грязи и т. п., в местах скопления которых образуются кристаллы гидратов.

Рассмотрим некоторые способы предотвращения образования гидратов и льда.

2.1 Ввод метанола в трубопровод

В суровых условиях Крайнего Севера в промысловых системах чаще всего при применении химического метода борьбы с гидратообразованием используют метанол, растворы хлористого кальция в редких случаях выбирают гликоли. В таком случае перекачка многофазной эмульсии может проходить в при низких температурах или при более высоких рабочих давлениях. Это становится возможным потому, что агенты предотвращают формирование гидратов за счёт снижения температуры образования кристаллов. Эксплуатация системы трубопроводного транспорта может осуществляться без риска гидратообразования [2].

Для предотвращения и ликвидации гидратных пробок на Юрубчено-Тохомском месторождении (далее – ЮТМ) проводились опытно-промышленные испытания по закачиванию метанола в выкидные линии промышленной системы. Выкидная линия соединяет скважину и замерную установку.

Метанол представляет собой метиловый спирт. Он бесцветен, образует растворы с водой. Метанол очень токсичен, является ядом. Опасен для здоровья человека. Все работы должны выполняться строго в соответствии с установленными инструкциями по хранению и использованию метанола.

Результат опытно-промышленных испытаний закачки метанола в выкидные линии с целью ликвидации гидратообразования негативный. Это связывают с высоким уровнем обводненности. Содержание воды в нефтяной эмульсии достигает 57 %. Также отрицательный эффект применения связывают с высокой скоростью потока жидкости в трубопроводе.

2.2 Тепловая обработка

Как показывает практика, обычно по росту перепада давления определяют место образования гидратной пробки на данном участке коллектора.

Для удаления ледяных и гидратных пробок на ЮТМ принимают комплекс различных мер. На участке, где произошла авария, приостанавливается подача флюида из добывающего фонда. Прокладывают дополнительный трубопровод, делают обводную линию для перекачки добываемой нефти во время проведения восстановительных работ для коллектора.

Для растепления пробки используют тепловую энергию пара, который закачивают в участок трубопровода, где произошло закупоривание. Пар разогревает трубы, ледяная масса внутри расплавляется и появляется возможность её выноса наружу.

Другой способ тепловой обработки предполагает закачку в коллектор подогретой до 120...150 °С товарной нефти. Для проведения тепловых обработок нефтесборных коллекторов и другого нефтепромыслового оборудования используется специальная техника: парогенераторные установки (ПГУ).

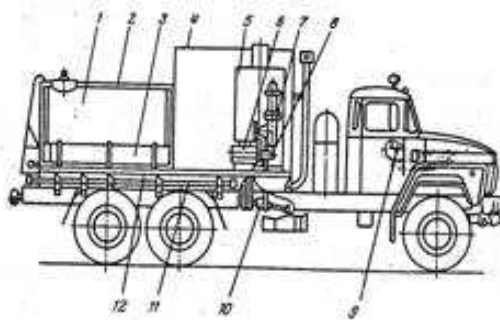


Рисунок 1 – Промысловая паровая передвижная установка ППУА-1600/100:
 1 – цистерна для воды; 2 – укрытие для цистерны; 3 – ёмкость для топлива; 4 – кузов; 5 – парогенератор; 6 – питательный насос; 7 – вентилятор высокого давления; 8 – топливный насос; 9 – приборы КИПиА; 10 – привод установки; 11 – магистральные трубопроводы; 12 – монтажная рама

Растепление трубопровода также проводят горячим раствором $CaCl_2$. Выполняется закачка раствора $CaCl_2$ с систему нефтесборных коллекторов при помощи установки дозирования химреагентов. Основные характеристики узлов дозирования химических реагентов представлены в таблице 1 [3].

Таблица 1 – Основные характеристики узлов дозирования химических реагентов

№п\п	Наименование оборудования (тип, назначение аппарата)	Количество, шт.	Материал	Техническая характеристика
1	2	4	5	7
1	Установка дозирования химреагентов с двумя дозирующими насосами для ингибитора коррозии	27	-	$N_{\text{блока}}=20 \text{ кВт}$ $V_{\text{емк.}}=2,0 \text{ и } 4,0 \text{ м}^3$ $Q_{\text{ном}}=1,0-4,0 \text{ л/час}$, $P_{\text{раб}}=10 \text{ МПа}$

Отсюда следует вывод, что на месторождении на данный момент отсутствует эффективная технология для предупреждения и профилактики

перемерзания нефтесборного коллектора. Поэтому довольно часто происходят аварии, связанные с выпадением гидрата, который уменьшает пропускную способность трубопровода, вплоть до полного закупоривания проходного сечения трубы. Несмотря на кажущуюся простоту перечисленных методов устранения аварии, ликвидация гидратных пробок в условиях Крайнего Севера, где преобладают вечномёрзлые грунты, является затратным и трудоёмким мероприятием, влекущим за собой негативные экономические, технологические и экологические последствия.

2.3 Резкое снижение давления

Когда гидратная пробка уже образовалась, то резкое снижение давления в системе приводит к разложению гидратов, которые затем выносятся из газопроводов и аппаратуры продувкой их через отводы в атмосферу. Этот способ – аварийный, так как связан с нарушением установленного режима эксплуатации скважины.

Скважины оборудованы продувочной линией и свечой для осуществления следующих операций:

- продувки шлейфа при ремонтных работах или разгидрачивании;
- продувки трубного или затрубного пространства при вытеснении задавочной жидкости после ремонта;
- отработки скважины после освоения;
- отвода задавочной жидкости в приёмную ёмкость при освоении;
- исследования скважины с помощью пружера.

На устье продувочная линия имеет две задвижки – рабочую и контрольную. Конец продувочной свечи оснащён фланцевым соединением для монтажа при исследовании пружера.

Согласно сложившейся практики обустройства газовых северного Сахалина продувочная свеча выполняется горизонтально и выводится с уклоном в защищённый от ветров котлован. Такое решение позволяет избежать

скопление и замерзание в продувочной линии жидкости и самое главное предотвращение распространения по окрестности метанольной воды, гидратов и конденсата при осуществлении операций, описанных выше. Все эти продукты выжигаются в земляном котловане. Размеры котлована в плане 414 м, глубина 1,5 м. Розжиг осуществляется горячей паклей, забрасываемой в котлован с безопасного расстояния, либо ракетницей.

2.4 Осушка газов

На месторождении Узловое применяют сепараторы трех типов: горизонтальный первой и второй ступени, нефтегазовый, замерной. Для осушки газа применяют специальные реагенты-осушители, которые поглощают из газа часть влаги, вследствие чего уменьшается содержание влаги в нем и понижается его точка росы.

Для осушки газа используются следующие методы:

- охлаждение;
- абсорбция;
- адсорбция.

Технологическая схема абсорбционной осушки газа с помощью диэтиленгликоля (ДЭГ), приведена на рисунке 2.

Газ, требующий осушки, поступает в абсорбер 1. В нижней скрубберной секции он очищается от взвешенных капель жидкости и поднимается вверх, проходя через систему тарелок. Навстречу газу по тарелкам стекает концентрированный раствор ДЭГ, закачиваемый в абсорбер насосом 2 из емкости 3. Раствор ДЭГ поглощает пары воды. Далее газ проходит через верхнюю скрубберную секцию, где освобождается от захваченных капель раствора и выходит из аппарата.

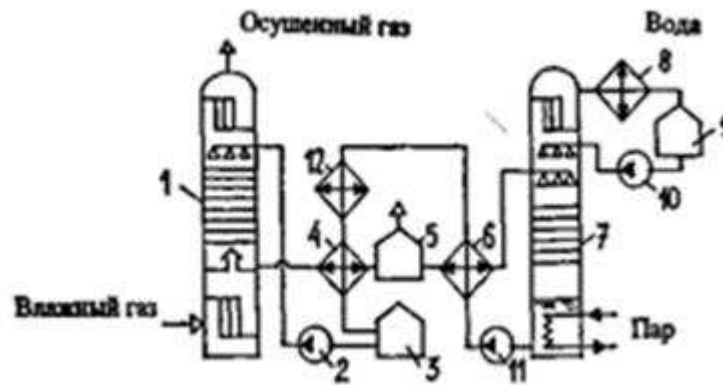


Рисунок 2 – Принципиальная схема осушки газа методом абсорбции:
 1 – абсорбер; 2, 10, 11 – насосы; 3, 9 – емкости; 4, 6 – теплообменники;
 5 – выветриватель; 7 – десорбер; 8 – конденсатор-холодильник;
 12 – холодильник

Технологическая схема осушки газа методом адсорбции приведена на рисунке 11. Влажный газ поступает в адсорбер 1, где он проходит снизу вверх через слой адсорбента - твердого вещества, поглощающего пары воды, и далее выводится из аппарата. Процесс осушки газа осуществляется в течение определенного (12...16 ч) времени. После этого влажный газ пускают через адсорбер 2, а адсорбер 1 отключают и выводят на регенерацию. Для этого через регулятор давления 3 типа «после себя» из газовой сети отбирается сухой газ, и воздуходувкой 6 подается в подогреватель 7, где газ нагревается до температуры 180...200 °С. Далее он подается в адсорбер 1, где отбирает влагу от адсорбента, после чего поступает в холодильник 4. Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости 5, а газ используется для осушки повторно и т. д. Процесс регенерации адсорбента продолжается 6...7 ч. После этого в течение около 8 ч адсорбер остывает.

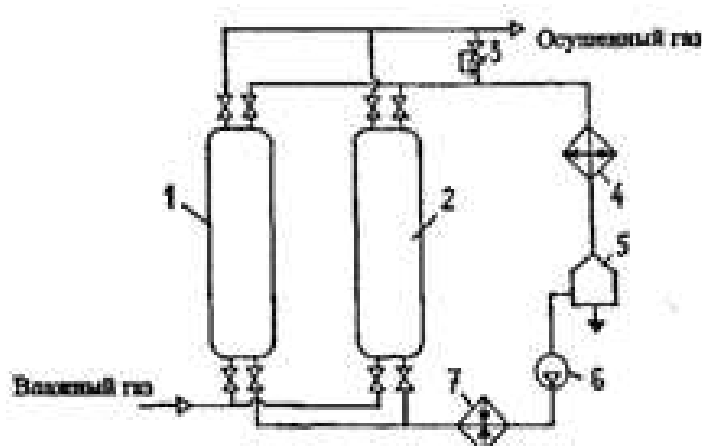


Рисунок 3 – Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции:

1, 2 – адсорберы; 3 – регулятор давления типа «после себя»; 4 – холодильник;
5 – емкость; 6 – газодувка; 7 – подогреватель газа

Осушку газа адсорбентами проводят, как правило, в тех случаях, когда необходимо достичь точку росы менее $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. В качестве адсорбентов используют бокситы, хлористый кальций в твердом виде, цеолиты, силикагель и другие [4].

2.5 Расчёт количества ингибитора гидратообразования

ЮТМ находится в пределах Эвенкийского муниципального района Красноярского края. Населённые пункты непосредственно на территории участка отсутствуют. Ближайшие – поселки Ошарово и Куюмба с населением около 250 человек. Расстояние от месторождения до магистрального нефтепровода ВСТО составляет 650 км. Расстояние от месторождения до ближайшего газопровода составляет 1010 км. Месторождение расположено в районе с неразвитой инфраструктурой.

Схемой разработки ЮТМ с внешним транспортом нефти предусмотрено строительство газовой инфраструктуры, необходимой для утилизации попутного нефтяного газа (далее – ПНГ) и обеспечения подготовленным газом конечных потребителей. В данной работе будет рассмотрена технологическая

линия выходного потока подготовленного газа, ведущая к местным потребителям.

Весьма важным фактором, влияющим на процесс образования гидратов, является компонентный состав газа. После установи комплексной подготовки газа к транспорту, в таблице 2 приводится компонентный состав газа транспортируемого по технологическому трубопроводу к потребителям. Как видно из таблицы до 82,6 % транспортируемого газа составляет метан, а на остальные компоненты приходится всего 17,4 %. Таким образом, в основных расчетах и зависимостях, можно использовать только физико-химические параметры метана, а свойствами остальных углеводородов, ввиду малого их содержания, можно пренебречь.

Таблица 2 – Компонентный состав транспортируемого газа

Компоненты	Мольный процент компонента
Гелий	0,052
Углекислый газ	0,021
Сероводород	0,0005
Азот	4,586
Метан	82,62
Этан	9,323
Пропан	2,71
Бутан	0,553
Пентан	0,041
Гексан	0,098

Так как в процессе образования гидратов значительную роль играет температура окружающей среды, то необходимо привести данные, по этому параметру в таблице 3.

Таблица 3 – Данные по температуре окружающей среды

Показатель	Значение	Единицы измерения
Среднегодовая температура воздуха	-6,2	°С
Средняя температура воздуха в январе	-30,5	°С
Абсолютный минимум температуры воздуха	-34,3	°С
Средняя температура воздуха в июле	17,1	°С
Абсолютный максимум температуры воздуха	32,5	°С
Расчетная температура самой холодной пятидневки	-26	°С
Длительность периода, когда средняя температура воздуха составляет менее 8 °С	249	дней
Длительность периода, когда средняя температура воздуха будет в интервале от 25 до 35 °С	36	дней

Для реализации алгоритма расчёта гидратообразования в данном технологическом трубопроводе и достаточного количества ингибитора, вводимого в линию необходимы следующие исходные данные, приведённые в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные для реализации алгоритма расчёта гидратообразования в трубопроводе

Параметр	Обозначение	Показатель	Единицы измерения
Производительность трубопровода	Q	894792	нм ³ /сут
Диаметр трубопровода	D	219	мм
Начальное давление	p_1	4,4	МПа
Конечное давление	p_2	4,1	МПа
Начальная температура газа	T_n	27,9	°С
Температура окружающей среды	T_0	-26	°С
Длина расчётного участка	L	1500	м
Коэффициент Джоуля-Томсона	μ	3,3	К/МПа
Абсолютная плотность газа	ρ	0,678	кг/ м ³
Температура точки росы	$T_{m.p.}$	-15	°С
Теплоёмкость газа	C_p	2512	Дж/К
Коэффициент теплопроводности	k	2	Вт/м ² ·К

Начало зоны конденсации x_n в трубопроводе при $T = T_{m.p.}$ определяется по формуле 1:

$$x_n = \frac{1}{a} \cdot \ln \left[\frac{\mu \cdot (p_1 - p_2) + (T_n - T_0) \cdot a \cdot L}{\mu \cdot (p_1 - p_2) + (T_{m.p.} - T_0) \cdot a \cdot L} \right]. \quad (1)$$

Конец зоны конденсации x_k в трубопроводе определяется по формуле 2:

$$x_k = \frac{1}{a} \cdot \ln \left[\frac{(T_n - T_0) \cdot a \cdot L}{\mu \cdot (p_1 - p_2)} \right]. \quad (2)$$

Расчётный коэффициент a вычисляется по следующей формуле 3:

$$a = \frac{24 \cdot k \cdot \pi \cdot D}{\rho \cdot C_p}, \quad (3)$$

где k – коэффициент теплопроводности, Вт/м²·К;

D – наружный диаметр трубопровода, м;

ρ – плотность газа, кг/ м³;

C_p – удельная теплоёмкость газа, Дж/К.

Вычислим расчётный коэффициент a по формуле 3:

$$a = \frac{24 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 0,219}{0,678 \cdot 2512} = 0,0194 \text{ м}^{-1}.$$

Найдем зоны начала и конца конденсации по формулам (1) и (2):

$$x_n = \frac{1}{0,0194} \cdot \ln \left[\frac{3,3 \cdot (4,4 - 4,1) + (27,9 - (-26)) \cdot 0,0194 \cdot 1500}{3,3 \cdot (4,4 - 4,1) + (-10 - (26)) \cdot 0,0194 \cdot 1500} \right] = 82 \text{ м};$$

$$x_k = \frac{1}{5,24 \cdot 10^{-4}} \cdot \ln \left[\frac{(27,9 - (-26)) \cdot 5,24 \cdot 10^{-5} \cdot 1500}{3,3 \cdot (4,4 - 4,1)} \right] = 380 \text{ м}.$$

Температура начала конденсации паров воды из газа при температуре газа в трубопроводе T , равной точке росы $T_{m.p.}$. Для нормальной работы трубопровода, осушку газа необходимо проводить ниже температуры точки росы, до которой следует охлаждать газ, чтобы он достиг состояния насыщения

водяным паром при данном влагосодержании и неизменном давлении. При достижении точки росы в газе или на предметах, с которыми он соприкасается, начинается конденсация водяного пара. Осушку газа обычно осуществляют ниже точки росы на 5...7 К [5].

Толщину образовавшегося в трубопроводе гидрата можно определить по формуле 4:

$$\delta = \left(m + \frac{n}{\lg p} \right) \cdot (T_0 - T_{m.p.}) \cdot \lg \frac{0,2785 \cdot T}{p}, \quad (4)$$

Переменные параметры T , D определяет через коэффициенты n и m для разных диаметров. Данные коэффициенты для труб различных диаметров приведены в таблице 5. Формулы, приведенные выше, применяют, когда температура транспортируемого газа будет ниже точки росы.

Таблица 5 – Коэффициенты n и m для разных диаметров

Температура, газа, К	$D = 219$ мм		$D = 530$ мм		$D = 1020$ мм	
	n	m	n	m	n	m
273	0,0207	0,0433	0,0085	0,0816	0,0076	0,0166
263	0,0116	0,0246	0,0046	0,01025	0,0046	0,00965
253	0,0064	0,0133	0,0038	0,00400	0,0037	0,00722
243	0,0041	0,0087	0,0031	0,063	0,0016	0,0034
233	0,00072	0,00031	0,00036	0,000155	0,003	0,000125
223	0,00046	0,00025	0,00048	0,00025	0,00039	0,0002

Рассчитаем толщину образовавшегося гидрата по формуле 4:

$$\delta = \left(0,01895 + \frac{0,009}{\lg 4,25} \right) \cdot (-26 - (-15)) \cdot \lg \frac{0,2785 \cdot |-15|}{4,25} = 2,8 \text{ мм.}$$

Один из методов борьбы с гидратообразованием – ввод в поток газа ингибиторов, в качестве которого чаще всего используют метиловый спирт (метанол).

Среднее давление газа в трубопроводе найдем по формуле 5:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(p_1 + \frac{p_2^2}{p_1 + p_2} \right), \quad (5)$$

где p_1 – давление газа в начале участка, МПа;

p_2 – давление газа в конце участка, МПа.

Вычислим среднее давление газа по формуле 5:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(4,4 + \frac{4,1^2}{4,4 + 4,1} \right) = 4,25 \text{ МПа.}$$

Приведенные выше зависимости позволяют рассчитать влагосодержание газа для пускового периода трубопровода и при условии, что значение точки росы газа по воде укладывается в параметры заданные ГОСТ 53763 – 2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде».

Влагосодержание рассчитывается по формуле 6:

$$W = \frac{1,457}{1,42 \cdot P_{cp}} \cdot e^{0,0735t - 0,00027t^2} + 1,418 \cdot e^{0,054t - 0,0002t^2}, \quad (6)$$

где W – влагосодержание газа, г/м³;

P_{cp} – среднее давление на рассматриваемом участке, МПа;

t – температура на рассматриваемом участке трубопровода, °С

Рассчитаем влагосодержание газа по формуле 6:

$$W = \frac{1,457}{1,42 \cdot 4,25} \cdot e^{0,0735(-15) - 0,00027(-15)^2} + 1,418 \cdot e^{0,054(-15) - 0,0002(-15)^2} = 0,678 \text{ г/м}^3.$$

Определение количества выделившейся жидкой фазы воды, является основным критерием для определения удельного расхода ингибитора гидратообразования (метанола).

Количество жидкой фазы, выделившейся из газа, можно определить из зависимости по формуле 7:

$$G_{ж.в.} = W \cdot Q, \quad (7)$$

где Q – расход газа, $\text{нм}^3/\text{сут}$

Определим количество жидкой фазы, выделившейся из газа по формуле 7:

$$G_{ж.в.} = 0,678 \cdot 894792 = 607,1 \text{ кг/сут.}$$

Температуру образования гидрата $T_{гидр}$ определяем через плотность подготовленного газа.

Найдем молярную массу M подготовленного топливного газа по формуле 8:

$$M = \sum_i \frac{M_i}{x_{Ai}} = 18,984, \quad (8)$$

Найдем плотность γ подготовленного топливного газа по формуле 9:

$$\gamma = \frac{18,984}{28,966} = 0,6554, \quad (9)$$

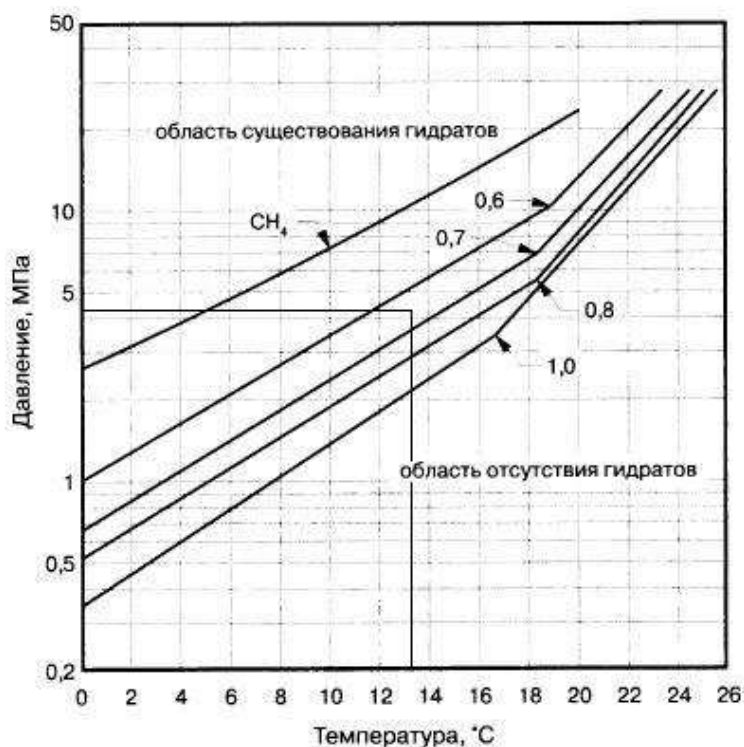


Рисунок 4 – Определение температуры гидратообразования на основе фазовой диаграммы

Зная температуру и давление газа, установим, что при данной температуре образование гидратов невозможно. Найдем минимальную температуру гидратообразования по диаграмме на основании среднего давления p_{cp} (рисунок 4).

Как видно из диаграммы, понижение температуры до 13 °С и ниже может привести к образованию гидратов при данных показателях давления и плотности газа.

Необходимое снижение точки замерзания раствора определяется по формуле 10:

$$\Delta T = T_{гидр} - T_0, \quad (10)$$

где $T_{гидр}$ – температура гидратообразования, К;

T_0 – температура окружающей среды, К.

Примем необходимое снижение точки замерзания раствора, учитывая возможность вычислений массовой концентрации ингибитора, равным 13.

Рассчитаем испарение метанола. Концентрация метанола в газе определяется по формуле 11:

$$K_{m.г.} = 14,7059 \cdot 10^{-3} \cdot W_i \cdot W, \quad (11)$$

где W_i – массовая концентрация метанола в жидкости, %;

K_m – отношение количества паров метанола к его содержанию в жидкости, г/м³;

W – влагосодержание газа, г/м³.

Количество метанола, насыщающего жидкость, определяют по формуле 12:

$$G_{M.ж.} = \frac{G_{ж.в.} \cdot W_i}{100 - W_i}, \quad (12)$$

Количество метанола, насыщающего газ, определяют по формуле 13:

$$G_{M.г.} = Q \cdot K_{m.г.} \quad (13)$$

Количество метанола, вводимого в трубопровод найдем по формуле 14:

$$G_M = G_{M.ж.} + G_{M.г.} \quad (14)$$

Определим количество метанола, вводимого в трубопровод по формулам 11...14:

$$K_{m.г.} = 14,7059 \cdot 10^{-3} \cdot 24,309 \cdot 0,678 = 0,242 \text{ г/м}^3;$$

$$G_{M.ж.} = \frac{607,1 \cdot 24,309}{100 - 24,309} = 194,98 \text{ кг/сут};$$

$$G_{M.г.} = 894792 \cdot 0,242 = 216,54 \text{ кг/сут};$$

$$G_M = 194,98 + 216,54 = 411,52 \text{ кг/сут}.$$

Переведем количество метанола из килограммов в литры, используя плотность:

$$G'_M = \frac{411,52 \cdot 1000}{792} = 519,6 \text{ л/сут}.$$

Анализируя результаты вычислений, и сравнив их со средними данными по отрасли можно сделать вывод о значительной экономии ингибитора. Зачастую, предотвращение гидратообразования достигается путём подачи в трубопровод значительного количества ингибитора (метанола) в объемах 800-1200 л, однако, используя расчёты, приведенные в данной работе, можно сократить количество вливаемого метанола от 35 до 57 % ежедневно.

Однако может потребоваться несколько десятков тонн ингибитора ежемесячно. Такие количества представляют проблемы, связанные с транспортировкой, хранением, регенерацией, возможной токсичностью, и как следствие, создание дорогостоящей инфраструктуры для хранения и применения ингибитора. Более того, такие ингибиторы трудно извлечь полностью из полученного или перекаченного потока.

Следовательно, существует необходимость в ингибиторе газовых гидратов, который можно удобно подмешивать, при низких концентрациях, в транспортируемые флюиды. Такой ингибитор должен снижать скорость образования зародышей, роста и/или агломерации кристаллов газовых гидратов

в потоке нефтяного флюида и посредством этого ингибировать образование гидратной пробки в трубе, несущей поток нефтяного флюида.

Решением проблемы может стать использование полимерных растворов, способных эффективно ингибировать образование гидратов при массовых концентрациях от 0,01 % до 5 %. Принцип действия полимерных растворов основан на растворимости полимеров в воде и способностью полимеров снижать температуру замерзания свободной воды. Данные растворы достаточно хорошо изучены в лабораторных условиях, что подтверждают патенты в открытых источниках.

3 Методы и способы предотвращения парафинообразования

3.1 Химические методы предотвращения с отложениями парафина

Химические методы предотвращения с отложениями парафина развиваются и создаются по двум основным направлениям:

– удаление смолопарафиновых отложений с помощью органических растворителей и водных растворов различных композиций поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ);

– предотвращение отложения парафина применением химпродуктов, ингибирующих процесс формирования смолопарафиновых отложений.

Такая классификация способов борьбы с отложениями парафина построена на основе практических приемов удаления или предотвращения образования отложений, поэтому является формальной.

Исходя из основных положений механизма парафинизации промышленного оборудования, все способы борьбы с отложениями парафина целесообразно классифицировать на основе учета решающих физико-механических свойств взаимодействующих фаз (нефть-парафин-поверхность оборудования):

– растворимости парафина в нефти;

– особенностей структуры и прочности парафиновых отложений;

– энергии взаимодействия кристаллов парафина, взвешенных в объеме нефти, друг с другом и поверхностью оборудования;

– энергии межмолекулярных связей между кристаллами парафина и поверхностью, на которой они возникают.

В общем случае любая группа способов борьбы с отложениями парафина может оказаться перспективной, если они основаны на использовании таких свойств взаимодействующих фаз, на которые легко воздействовать в необходимом направлении современными техническими средствами.

Проблему борьбы с отложениями парафина можно решить на наиболее, высоком уровне, применив способы четвертой группы. Это достигается путем

использования защитных покрытий, имеющих низкую сцепляемость с нефтяными парафинами, и путем добавления в нефть химических присадок, придающих аналогичные свойства поверхности нефтепромыслового оборудования. Однако возможности их применения на практике неодинаковы.

Как правило, на практике применяются оба метода, которые дополняют друг друга.

Сущность химических методов удаления парафиновых отложений заключается в предварительном их разрушении или растворении с последующим удалением. Для этих целей используются: органические растворители с высокой растворяющей способностью не только твердых углеводородов, но и асфальтосмолистых веществ; водные растворы ПАВ, которые при контакте с парафиновыми отложениями проникают в их толщу и, диспергируя смолопарафиновую массу, снижают их прочность вплоть до разрушения.

Одним из наиболее эффективных способов ликвидации отложений парафина является использование растворителей, объем которых определяется количеством и растворимостью парафина в имеющемся растворителе при средней температуре в скважине. Растворимость парафина зависит от температуры его плавления, температуры кипения растворителя, температуры растворения.

Растворители и растворы композиций ПАВ более эффективно действуют при повышенной температуре. На практике нередко химические методы удаления парафиновых отложений применяются в сочетании с тепловыми и механическими методами. При этом достигается наибольший технологический и экономический эффект в результате существенного ускорения процесса и полноты удаления смолопарафиновых отложений. Особых ограничений для применения методов удаления смолопарафиновых отложений нет. Вместе с тем при использовании химических методов в сочетании с тепловыми и механическими методами необходимо соблюдать осторожность. Интенсивное удаление таких отложений из сильно запарафиненных объектов может вызвать

образование парафиновых пробок в трубопроводе. Такие объекты целесообразно обрабатывать в два-три этапа: вначале с помощью удалителя при обычной температуре, а затем для более полного удаления смолопарафиновых отложений при повышенной температуре (60...70 °С). Легкие углеводородные растворители используются, как правило, без подогрева.

Для предотвращения парафиноотложения применяют разнообразные композиции химических веществ, существенно различающихся по механизму воздействия на образование смолопарафиновых отложений на поверхности оборудования.

Отложения парафина препятствуют также химреагенты – модификаторы, изменяющие кристаллическую структуру парафинов в процессе их фазового перехода. Основное требование успешного применения экспериментально подобранных химреагентов – подача реагента в поток продукции скважины до места начала кристаллизации парафина.

Практика показывает, что для предотвращения отложения парафина при добыче, хранении и транспорте нефти применяются:

- теплоизоляция трубопроводов;
- подогрев нефти;
- поддержание пластового давления выше давления начала разгазирования;
- добыча нефти в устойчивом турбулентном режиме;
- повышение растворяющей способности нефти за счет использования нефтяных растворителей;
- эффективные покрытия;
- электромагнитное поле или ультразвук;
- ингибиторы парафиноотложений.

Каждый способ предотвращения отложений парафина в процессе добычи нефти имеет свою область эффективного применения.

Ингибиторная защита отличается технологической эффективностью, во многом не зависящей от геолого-физических, гидродинамических и

термодинамических условий добычи нефти (при подаче ингибитора до начала кристаллизации парафина).

Химические соединения и химреагенты, используемые в качестве ингибиторов парафиноотложений, по механизму действия можно разделить на группы:

- адгезионного (смачивающего, гидрофилизующего, покрывающего) действия;
- модифицирующего (депрессорного) действия;
- моющего (комплексного, многофазного детергентного действия).

Механизм действия ингибиторов адсорбционного действия заключается в гидрофиллизации металлической поверхности нефтепромыслового оборудования (труб) полимерным высокомолекулярным полярным адсорбционным слоем. Этот слой является как бы смазкой для неполярной парафиносодержащей нефтяной фазы, обеспечивающей сокращение отложений на поверхности оборудования.

Ингибиторы модифицирующего действия изменяют кристаллическую структуру парафинов в момент возникновения твердой фазы. В результате образуются дендритные недоразвитые кристаллы парафина, структурно несоединенные друг с другом.

Действие ингибиторов моющего типа заключается в следующем:

- ингибитор растворяется в нефти непосредственно или через контакт фаз вода – ингибитор – нефть;
- алкановые блоки ПАВ внедряются в парафиноотложения в момент фазового перехода в твердое состояние и сокристаллизуются с ними;
- гидрофильные блоки концентрируются на поверхности раздела фаз в воде, стенках оборудования;
- гидрофобные блоки концентрируются на поверхности раздела фаз в нефти;

– полярные анионные и катионные группы ПАВ воздействуют на зарождение, рост кристаллов и величину частиц дисперсии асфальтосмолопарафиновых отложений;

– ингибиторы непрочно адсорбируются на металле и легко смываются потоком пластовой воды или нефти;

– двигаясь с потоком продукции скважин, ингибиторы поддерживают парафиноотложения в мелкодисперсном состоянии, обеспечивая отмыв зародышей кристаллов со стенок нефтепромыслового оборудования.

Действие детергентов-удалителей парафиноотложений заключается в следующем. При температуре плавления асфальтосмолопарафиновых отложений (50...80 °С) ПАВ способствует отмыву, диспергированию, а также предотвращает повторное отложение парафина при охлаждении нефтяного потока [6].

В основе технологии применения ингибиторов адсорбционного действия лежит периодическая обработка нефтепромыслового оборудования водным раствором реагента с последующим осаждением его на трубах в течение определенного времени.

Технология имеет ряд недостатков: периодические остановки (простой скважин), смыв слоя со стенок водонефтяным потоком, ограничение эффективной защиты участком обработки, загрязнение оборудования реагентом.

Технология применения ингибиторов модифицирующего действия основана на понижении температуры застывания и улучшении реологических свойств нефти. Процесс осуществляется при условии непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина.

Технология использования ингибиторов моющего действия предусматривает диспергирование и отмыв зародышей кристаллов, образующихся как в объеме, так и на стенках оборудования при условии

непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина.

В основе технологии применения детергентов-удалителей лежит диспергирующее, моющее, эмульгирующее, деэмульгирующее, пенообразующее действие реагента, водный раствор используют при температуре плавления асфальтосмолопарафиновых отложений, периодически обрабатывая нефтепромысловое оборудование.

Технология применения детергентов-растворителей основана на растворении и диспергировании парафиноотложений при температуре ниже температуры плавления парафиновых отложений. Детергенты-растворители используют для периодических обработок парафинизирующегося оборудования.

Растворители успешно применяются для депарафинизации выкидных линий, нефтесборных коллекторов. Для депарафинизации выкидных линий растворитель закачивают в объеме, необходимом для заполнения очищаемого интервала, выдерживают 3... 4 ч, потом запускают скважину. В промышленной практике на 1 км выкидной линии расходуется около 5 м³ растворителя.

Выбор каждого из указанных способов зависит от характеристики отдельно взятой скважины, от необходимости очистки выкидной линии и т. д. С экономической точки зрения применять растворители нужно после 4...5 промывок горячей нефтью или водным раствором ПАВ. При этой технологии нижняя часть лифта промывается растворителем, верхняя – за счет теплоносителя.

Для каждого месторождения в зависимости от физико-химических условий пластовых флюидов может применяться тот или иной способ депарафинизации. Однако изучение условий отложения и свойств парафина обязательно во всех случаях [6].

3.2 Обогрев промышленного трубопровода с помощью СКИН-систем

Развитие рынка промышленного электрообогрева неразрывно связано с освоением новых нефтяных и газовых месторождений, строительством перерабатывающих комплексов и трубопроводных сетей в северных районах Российской Федерации. Инжиниринговые компании в последние годы предлагают все более надежные и экономичные системы промышленного электрообогрева. Именно таким решением является обогрев протяженных трубопроводов с помощью СКИН-систем. На рисунке 5 представлен разрез трубы:



Рисунок 5 – Разрез трубы

Развитие рынка промышленного электрообогрева неразрывно связано с освоением новых нефтяных и газовых месторождений, строительством перерабатывающих комплексов и трубопроводных сетей в северных районах Российской Федерации. Инжиниринговые компании в последние годы предлагают все более надежные и экономичные системы промышленного электрообогрева. Именно таким решением является обогрев протяженных трубопроводов с помощью СКИН-систем. Применение СКИН-систем также

решает задачи энергосбережения и повышения энергоэффективности, которые являются основными направлениями модернизации российской экономики.

Преимущества кабельных систем обогрева перед водяными и паровыми очевидны: они обладают малой материалоемкостью, их легче устанавливать, они не подвержены коррозии, не боятся разморозки, запитываются от общей системы электроснабжения предприятия, оснащаются автоматизированными системами управления, которые точно и по заданному алгоритму поддерживают выбранный режим, легко интегрируются с АСУ верхнего уровня и могут применяться на сложных и разветвленных сетях трубопроводов.

Применение кабельных систем обогрева трубопроводов успешно решает следующие задачи: полная или частичная компенсация тепловых потерь с целью обеспечения стабильного протекания технологического процесса; поддержание минимально допустимой температуры жидкости при остановке процесса; разогрев труб до заданной температуры при возобновлении процесса после остановки (холодный пуск объекта).

СКИН-система, или индукционно-резистивная система нагрева (ИРСН), предназначена для разогрева, поддержания температуры и защиты от замерзания сверхдлинных трубопроводов. Основными объектами, на которые устанавливаются СКИН-системы являются: водоводы (при освоении и эксплуатации всех видов месторождений), выкидные линии (транспортируемые продукты – сырая нефть и нефтепродукты), серопроводы (транспорт жидкой серы), трубопроводы транспорта вязких химических веществ (внутризаводские межцеховые трубопроводы предприятий химии и нефтехимии). Принцип работы СКИН-системы основан на применении специальных нагревательных элементов, использующих явление скин-эффекта и эффекта близости в проводниках из ферромагнитных материалов на переменном токе промышленной частоты (50 Гц). Нагревательный элемент представляет собой трубку из специальной низкоуглеродистой стали с наружным диаметром от 20 до 60 мм., внутри которой располагается специальный проводник из немагнитного материала (меди или алюминия) сечением от 8 до 40 кв. мм.

Проводник в конце плеча обогрева надежно соединяется со стальной трубкой, а в начале плеча между трубкой и проводником подается переменное напряжение, величина которого рассчитывается исходя из необходимого тепловыделения и длины участка обогрева.



Рисунок 6 – Принцип действия нагревательного элемента СКИН-системы

Питающее напряжение прикладывается таким образом, что по медному проводнику ток течет в одном направлении, а по стальной трубке возвращается. Переменный ток течет по всему сечению внутреннего проводника, поскольку на промышленной частоте в немагнитном материале с хорошей проводимостью заметного поверхностного эффекта не возникает. В ферромагнитном внешнем проводнике (стальной трубке) скин-эффект ярко выражен, т.е. ток протекает не по всей толщине стенки трубки, а в тонком (около 1 мм.) поверхностном слое. Причем этот слой расположен у внутренней поверхности стальной трубки [7].

3.2.1 Принцип действия СКИН-системы

Как отмечено выше, ток протекает по внутренней поверхности трубки скин-нагревателя, а на внешней ее поверхности он практически отсутствует. Отсутствие электрических потенциалов делает систему безопасной для обслуживающего персонала. Этот эффект позволяет заземлять трубку в любом

месте. На ближнем и дальнем концах системы обогрева трубка заземляется обязательно.

При протекании тока происходит выделение тепла в обоих проводниках. При правильном конструировании системы 60...80 % тепла выделяется в стальной трубке и только 20...40 % – в проводнике с медной жилой. Электрически система строится так, чтобы обеспечить непрерывность как скин-проводника, так и трубки скин-нагревателя, представляющей собой обратный проводник.

Рабочий диапазон температур СКИН-систем составляет от -50 до +160 °С. Напряжение питания – до 4,0 кВ, частота – 50 Гц. Удельное тепловыделение одного элемента – до 100 Вт/м.

На рисунке 7 представлено удельное тепловыделение одного элемента:



Рисунок 7 – Удельное тепловыделение одного элемента

Зависимость удельного тепловыделения одного элемента от длины обогреваемого участка. В зависимости от рабочей и максимально возможной температуры трубопровода можно выделить три исполнения СКИН-системы.

Низкотемпературный вариант СКИН-системы обеспечивает защиту от замерзания водоводов, поддерживая температуру от 3 до 5 °С. Среднетемпературный вариант СКИН-системы, поддерживающий температуру до 60 °С, предназначен для обогрева трубопроводов, по которым транспортируется сырая нефть и нефтепродукты. Высокотемпературный вариант СКИН-системы может поддерживать температуру до 160 °С и используется для обогрева трубопроводов, по которым транспортируются вязкие нефтепродукты, сера, химические вещества.

На рисунке 8 представлено распределение температур:

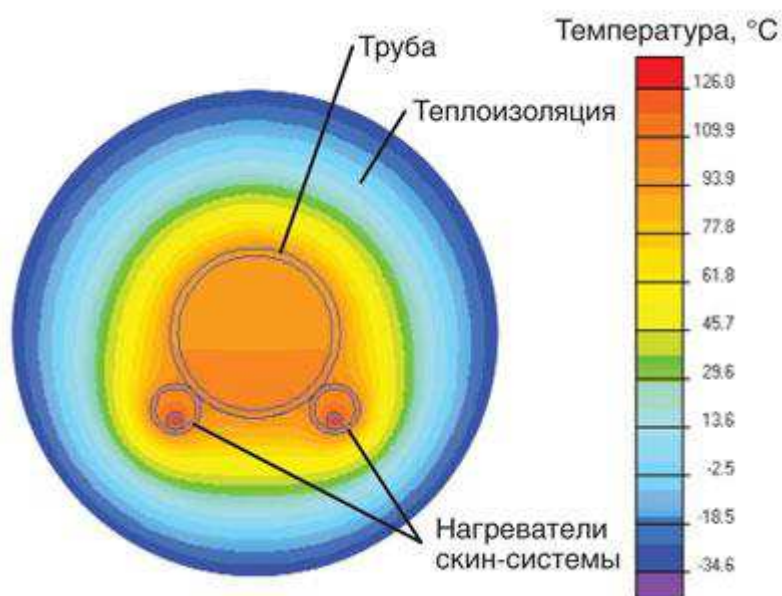


Рисунок 8 – Распределение температур

Расчетное распределение температур на примере обогрева теплоизолированного трубопровода двумя нагревательными элементами СКИН-системы суммарной мощностью 120 Вт/м. Диаметр трубы 108 мм, температура окружающего воздуха -35 °С.

В зависимости от схемы прокладки трубопровода, конструктивное исполнение СКИН-систем может быть трех типов: надземное, подземное и подводное. В рамках одной системы возможна комбинация нескольких исполнений, например, надземный трубопровод имеет участки прохода под

дорогами (подземное исполнение) или под реками (подводное исполнение). Каждое из исполнений требует применения своих конструктивных решений и материалов.

Важную роль при монтаже СКИН-систем играет тип применяемой теплоизоляции. Возможен вариант монтажа систем на предварительно изолированные трубы, либо изоляция в виде скорлуп укладывается на месте. В зависимости от необходимой мощности подогрева используются одно-, двух- или трехтрубные СКИН-системы. Группа компаний «Специальные системы и технологии» обладает опытом проектирования, производства и монтажа практически всех описанных выше типов СКИН-систем, включая систему обогрева подводных трубопроводов.

В состав комплекта, поставляемого для монтажа СКИН-системы, входят следующие материалы и оборудование:

СКИН-проводник (индукционно-резистивный проводник (далее – ИРП)) – высоконадежный, изготавливаемый специально для СКИН-систем многожильный медный проводник, со сроком службы не менее 25 лет.

СКИН-нагреватель (индукционно-резистивный нагреватель (далее – ИРН)) или скин-трубка – металлическая ферромагнитная трубка с нормированным значением магнитной проницаемости со сроком службы не менее 25 лет. Скин-трубка поставляется в готовом для монтажа виде. Крепление скин-трубки к основной трубе производится либо точечной сваркой (если сварка разрешена), либо металлическими хомутами при помощи специального инструмента. Метод крепления определяется по согласованию с Заказчиком.

Соединительные коробки конструкции «ССТ» – используются для облегчения протяжки СКИН-проводника и для установки соединительных муфт между участками СКИН-проводника.

Соединители СКИН-проводника – многослойные высоконадежные высоковольтные соединители для СКИН-проводника.

Питающий трансформатор – в данной системе используются нестандартные трансформаторы, изготавливаемые специально для конкретного проекта, обеспечивающие подключение однофазной или двухфазной нагрузки при сохранении симметрии первичной сети.

Шкафы управления – предназначены для формирования сигналов включения – выключения системы электрообогрева и контроля параметров системы. Контроль температурных параметров осуществляется от датчиков температуры воздуха и обогреваемого трубопровода через многофункциональный контроллер PSTAB. Пульт дистанционного управления предусматривает возможность снятия параметров СКИН-системы, при необходимости их передачи на диспетчерский пункт. Система управления позволяет оптимизировать использование потребляемой электроэнергии в зависимости от температуры окружающего воздуха [7].

3.3 Механические методы удаления АСПО очистными устройствами

Механические методы очистки промысловых нефтепроводов от АСПО предусматривают применение очистных устройств, для эксплуатации которых нефтепроводы оборудуются специальными камерами пуска и приема. Существуют различные типы механических ОУ:

- скребки различных конструкций;
- шаровые резиновые разделители;
- очистные поршни.

3.3.1 Очистка внутренней полости нефтепроводов скребками различных конструкций

Для удаления твердых АСПО целесообразно использовать только скребки со специальными рабочими элементами, приспособленными для этой цели: щетками из стальной проволоки, полиуретановыми или металлическими

ножами (манжетами) или другими режущими или соскабливающими устройствами. Техника и технология применения скребков для удаления АСПО известна давно, тем не менее, предлагаются все новые конструкции скребков. При пропусках скребка изнашиваются резиновые манжеты и щетки, которые необходимо заменять по мере их износа [8].

3.3.2 Очистка внутренней полости нефтепроводов шаровыми разделителями

Из числа эластичных очистных устройств наибольшее распространение получили шаровые резиновые разделители, внедрение которых в начале 1960-х годов, осуществлено в нефтяной промышленности на магистральных, промысловых, технологических и других нефтепроводах. Периодический пропуск шаровых резиновых разделителей по всей длине действующих нефтепроводов предотвращает образование (накопление) парафиновых и нефтегрязевых отложений, а также газовоздушных и водяных пробок, что в свою очередь обеспечивает постоянную максимальную пропускную способность нефтепроводов и минимальные расходы на перекачку.

Шаровой резиновый разделитель (рисунок 9) представляет собой полый толстостенный шар, изготовленный из бензомаслостойкой и износостойкой резиновой смеси на основе наирита. В оболочку 4 запрессована металлическая или пластмассовая обойма 1, служащая для установки обратного клапана 2, который предназначен для заполнения внутренней полости разделителя рабочей жидкостью под давлением – в летнее время водой, а в зимнее – антифризом. В нерабочем состоянии наружный диаметр разделителя меньше внутреннего диаметра трубопровода. При заполнении разделителя рабочей жидкостью в избыточном количестве объем его увеличивается, вследствие чего разделитель образует с внутренней поверхностью трубопровода контактное кольцо соответствующей ширины. Внутри шарового резинового разделителя

можно устанавливать датчик для определения местонахождения разделителя в подземном трубопроводе.

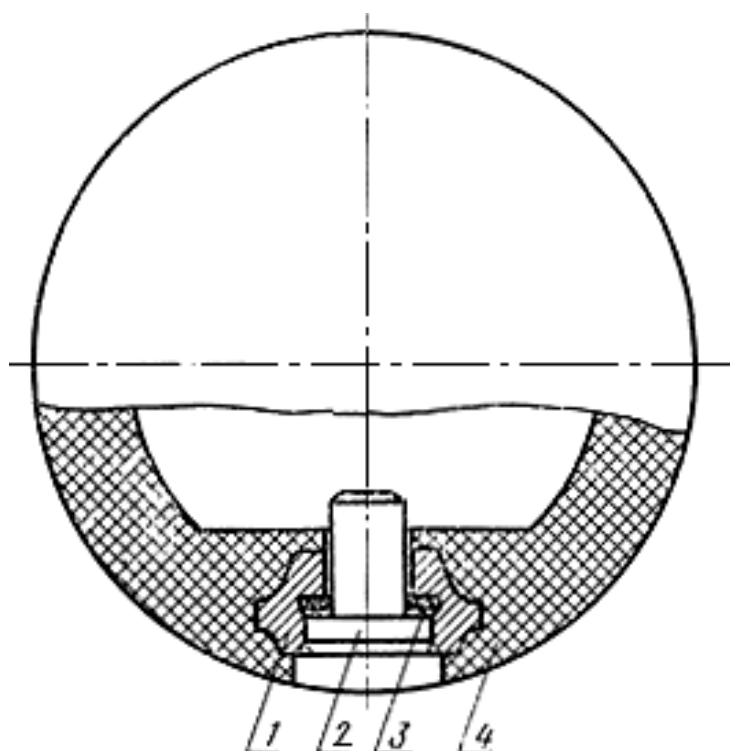


Рисунок 9 – Конструктивное выполнение разделителей: 1 – обойма; 2 – клапан; 3 – прокладка; 4 – оболочка

С появлением шаровых разделителей, появилось мнение, что проблема очистки нефтепроводов практически решена. Однако опыт эксплуатации этих устройств показал, что фактическая эффективность очистки ниже ожидаемой: качество очистки зависит от состава отложений в трубе, в частности, пристенный слой парафинистых отложений уплотняется, перед шаром накапливаются целые пробки из отложений и др. Как показала практика, шаровые разделители пригодны для вытеснения воды и газа из трубопроводов малых и средних диаметров [9].

3.3.3 Очистка внутренней полости нефтепроводов поршнями

Очистные поршни выполняются различной формы (цилиндрической, пулеобразной и т.д.) и могут быть резиновыми, поролоновыми, полиуретановыми, стальными и комбинированными, также они могут дополнительно снабжаться специальными лезвийными или щеточными очистными элементами.

Очистные поршни можно разделить на две основные группы:

- бескорпусные (пиги – от английского слова pig – свинья);
- корпусные.

С целью обнаружения при застревании, а также для отслеживания прохождения по трубопроводу, очистные поршни оснащаются специальными электронными блоками – трансмиттерами (передатчиками). У очистных поршней малого диаметра от 4” до 10” в качестве корпуса выступает либо «болт», либо корпус трансмиттера, у поршней диаметром, начиная от 12 и выше, имеется стальной корпус. На корпус одеваются элементы очистного поршня. На рисунке 10 представлен общий вид поршней:



Рисунок 10 – Общий вид поршней

Компания Pigtek предлагает следующее очистное устройство для размыва отложений (рисунок 11) [10]. Компания предлагает широкий размерный ряд ОУ диаметром от 102 до 1420 мм.



Рисунок 11 – Очистное устройство компании Pigtek в действии

Это специальное ОУ имеет один или несколько байпасных клапанов, установленных внутри корпуса ОУ, которые открываются при заданном давлении. Использование данного ОУ особенно актуально в трубопроводах, ранее не подвергавшихся очистке, или для очистки трубопроводов парафинистой сырой нефти. Также на ОУ может быть установлена калибровочная пластина, позволяющая выполнять измерение проходного сечения трубопровода.

Данное ОУ работает так же, как и любое другое ОУ для очистки трубопровода, до тех пор, пока в трубопроводе перед ОУ не начнется скопление мусора, такого как парафин, шлам, гидраты и т.д. Это может привести к остановке ОУ, и в этом случае перепад давления на ОУ будет увеличиваться до тех пор, пока не откроются клапаны перепуска давления. Когда продукт проходит через корпус ОУ, продукт начинает под давлением размывать отложения перед ОУ на 360 градусов. Как только перепад давления

снизится, перепускные клапаны закроются, и ОУ сможет продолжить движение по трубопроводу.

Еще одним преимуществом ОУ с байпасом является то, что его можно использовать для обнаружения застрявшего ОУ в трубопроводе и для удаления его из трубопровода.

Для удаления застрявшего ОУ из трубопровода могут применяться различные методы, такие как повышение перепада давления на ОУ или выталкивание ОУ обратным потоком. Однако во многих случаях последний вариант – запустить второе ОУ в надежде, что оно вытолкнет застрявшее ОУ из трубопровода. Однако это создает риск того, что второе ОУ также может застрять в трубопроводе. Следовательно, планирование и правильный выбор для запуска второго ОУ имеют решающее значение.

Чтобы запустить второе ОУ, по трубопроводу должен проходить поток.

Если запустить обычное ОУ без байпаса то, если не удастся сдвинуть застрявшее ОУ, то ОУ создаст уплотнение вокруг застрявшего ОУ, и поток через трубопровод будет невозможен. Это приведет к закупорке трубопровода из-за застрявших ОУ.

Альтернативой для проталкивания застрявшего ОУ является ОУ компании Pigtek. Специальная конструкция ОУ имеет один или несколько байпасных клапанов, установленных внутри корпуса ОУ, которые открываются при заданном давлении.



Рисунок 12 – ОУ с защитой байпасного клапана

Использование ОУ компании Pigtek в качестве спасательного ОУ также либо вытолкнет и удалит застрявшее ОУ из трубопровода, либо также застрянет позади застрявшего ОУ. Однако ОУ оснащено внутренним байпасным клапаном, и в случае, если ОУ этого типа застрянет в трубопроводе, клапан откроется, что не позволит заблокировать поток жидкости и газа. ОУ должно быть оснащено передатчиком для отслеживания. Единственная модификация, которую необходимо внести в конструкцию ОУ с байпасом при его использовании для обнаружения и выталкивания застрявшего ОУ – это установка защитной бамперной клетки на передней части ОУ (рисунок 12). Поскольку защитная клетка бампера соприкасается с задней частью застрявшего ОУ, это предотвратит повреждение байпасного клапана при ударе. После этого байпасный клапан сможет открываться и работать без ограничений, предотвращая полное перекрытие потока, до тех пор, пока не будут приняты дальнейшие меры по устранению застревания ОУ.

4 Методы обнаружения отложений в трубопроводе

При запуске ОУ по трубопроводу всегда есть небольшой риск его застревания. Это может быть связано с нарушением геометрии трубы; браком строительно-монтажных работ; не полностью открытой запорной арматурой; скоплением в трубопроводе парафинов, гидратов, посторонних предметов и т.д. [11]. Особенно часты остановки и застревания ОУ в трубопроводах, только вводимых эксплуатацию, и в трубопроводах, давно эксплуатируемых, но по которым очистные устройства ранее не пропускались. ОУ движутся в потоке и накапливают перед собой пробку из строительного мусора и посторонних предметов, которые не были удалены перед вводом трубопровода в эксплуатацию. Такие скопления могут вызвать остановку ОУ. В случае застревания ОУ частично или полностью перекрывает поток, что делают невозможным дальнейшую полноценную перекачку продукта.

В настоящее время для отслеживания ОУ используются приборы и системы, которые по способам контроля можно подразделить на: механические, магнитные, электромагнитные, радиоактивные и акустические [12].

На ЮТМ используется система обнаружения Семигор-Р. Принцип работы прибора таков: передатчик излучает инфранизкочастотные электромагнитные колебания (сигналы), обладающие высокой проникающей способностью, в виде импульсов – сигнал / пауза. Приемник принимает, обрабатывает и регистрирует сигнал от передатчика.

Однако, если ОУ не снабжено передатчиком или он вышел из строя, обнаружение застрявшего ОУ затруднительно.

Также в процессе перекачки нефтегазосодержащей жидкости всегда существует опасность образования гидратов, скопления парафинов в трубопроводе, что может привести к уменьшению проходного сечения в трубопроводе, полному прекращению потока. Обнаружение места гидрато- и парафинообразования является трудной задачей и в настоящий момент его

определяют по перепаду давления, при помощи врезки вантузов и нагнетания давления.

Таким образом, обнаружение места закупоривания трубопровода является актуальной задачей.

4.1 Существующий метод определения границ участков образования отложений при помощи врезки вантуза и нагнетания давления

4.1.1 Врезка вантуза

Производство работ по врезке вантузов должно выполняться по нарядам-допускам и требованиям, указанным в ППР (Проект производства работ). При разработке ППР и определении места врезки должен быть проанализирован отчёт по последней внутритрубной диагностике для оценки дефектности трубы нефтепровода на предполагаемом участке врезки. На участке врезки вантуза в нефтепровод должны отсутствовать недопустимые дефекты.

Все операции по монтажу и приварке вантуза к нефтепроводу должны проводиться в присутствии представителя технического надзора.

Место врезки должно удовлетворять следующим требованиям:

- расстояние от кольцевого стыкового шва основной трубы до кольцевого углового шва узла врезки разрезного тройника должно быть не менее 500 мм;
- для вантуза, устанавливаемого на вырезаемой (удаляемой) «катушке», расстояние между внешним сварным швом усиливающей накладки и поперечным сварным швом на нефтепроводе должно быть не менее 100 мм. Расстояние между внешним сварным швом усиливающей накладки и продольным либо спиральным швом на трубе должно быть не менее 100 мм;
- расстояние от запорной арматуры должно быть не менее 3,0 м.

Перед установкой вантуза необходимо удалить изоляционное покрытие на расстоянии до 100 мм от внешних сварных швов разрезного тройника (усиливающей накладки), поверхность трубы нефтепровода очистить от грязи,

ржавчины и окалины. Освобожденный от изоляции участок трубы должен быть подвергнут обработке до металлического блеска. Очистка металлической поверхности трубы осуществляется механическим способом (шлифмашинка с металлической щеткой) или вручную с помощью металлических щеток.

Поверхность разрезного тройника, усиливающей накладки, патрубка с наружной и внутренней сторон должна быть очищена при помощи шлифмашинки с металлической щеткой от защитного покрытия (грунта), ржавчины и грязи на ширину не менее 20 мм от свариваемой кромки.

Усиление заводского шва на участке установки разрезного тройника плюс 50 мм в каждую сторону от него удаляют с помощью шлифовальных машинок. Остаточная высота усиления должна находиться в пределах от 0,5 до 1,0 мм, применяемый инструмент не должен оставлять на поверхности трубы рисунок глубиной более 0,2 мм.

Очищенную поверхность участка нефтепровода под врезку подвергают обследованию в следующей последовательности: ВИК, УЗК, ПВК.

Длина контролируемого участка определяется из расчета длины разрезного тройника плюс не менее 100 мм в обе стороны от него. Контроль стенки трубы в месте приварки патрубка и усиливающей накладки (для вантуза, устанавливаемого на вырезаемой (удаляемой) «катушке») должен проводиться на ширине не менее 50 мм по обе стороны от линии сварки.

В случае наличия в контролируемой зоне любых дефектов приварка к трубе не допускается.

Сборку полумуфт разрезных тройников на трубе следует производить с помощью специализированных сборочных приспособлений и наружных центраторов типа ЦЗ, ЦЗН, ЦГН или аналогичных им.

Привариваемый торец патрубка, устанавливаемый на вырезаемой (удаляемой) «катушке», подгоняется с применением шаблонов для различных диаметров труб и патрубков. Торец патрубка должен быть обработан для обеспечения зазоров под сварку с учетом фактической овальности наружной стенки трубы в месте приварки.

Контроль перпендикулярности патрубка и основной трубы производят с помощью металлического угольника или маятникового угломера.

Для обеспечения и соблюдения мер безопасности приварка патрубка вантуза к трубопроводу должна выполняться при давлении в нефтепроводе не выше 2,5 МПа и наличии не менее 0,1 МПа избыточного давления.

При приварке разрезных тройников и патрубков к нефтепроводу рабочее давление в нефтепроводе должно быть рассчитано и отражено в проекте производства работ (ППР).

При приварке разрезных тройников и патрубков к нефтепроводу рабочее давление в нефтепроводе определяется расчетом по формуле (15).

Расчет допустимого давления $P_{дон}$, МПа, проводят по следующей формуле:

$$P_{дон} = \frac{2 \cdot \sigma_s \cdot m \cdot (\delta - h_{проп})}{n \cdot k_1 \cdot k_n \cdot D}, \quad (15)$$

где σ_s – минимальное временное сопротивление разрыву материала трубы по ТУ, МПа;

m – коэффициент условий работы согласно приложению СНиП 2.05.06 – 85;

δ – толщина стенки трубы, определяемая по результатам внутритрубной диагностики или толщинометрии, мм;

$h_{проп}$ – глубина проплавления при выполнении первого ниточного валика и корневого слоя, мм;

n – коэффициент надежности по нагрузке;

k_1 – коэффициент надежности по материалу;

k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

D – номинальный наружный диаметр трубы, мм.

При проведении работ по врезке вантузов должен быть организован контроль воздушной среды в рабочей зоне [13].

В нашем случае производим врезку вантуза посередине трубопровода, в котором образовалось закупоривание.

4.1.2 Нагнетание давления

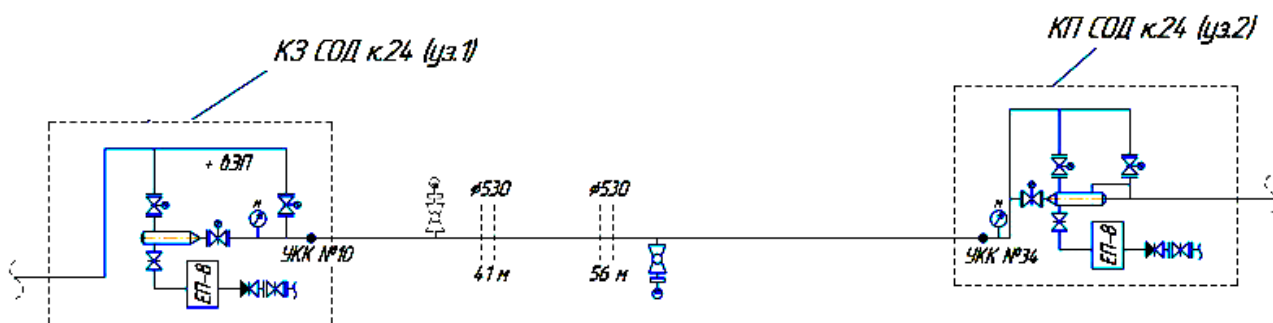


Рисунок 13 – Технологическая схема участка трубопровода

Технология реализации данного метода заключается в следующем. Устанавливается врезка вантуза посередине выбранного участка. Подключается компрессор высокого давления и нагнетается давление. С обеих сторон трубопровода находятся камеры пуска/приёма ОУ на которых находятся манометры, на производится контроль давления. На той половине трубопровода, где давление осталось неизменным находится закупоривание. Далее условно делится пополам этот участок трубопровода и заново производится врезка вантуза и с помощью компрессора нагнетание давления. Таким поэтапным методом определяется место нахождения закупоривания.

Недостатки данного метода в том, что нарушается целостность трубопровода. Для восстановления потребуется вырезка и врезка катушек в трубопровод, за место ранее врезанных вантузов. По мимо этого присутствуют дополнительные затраты ресурсов на подготовку подъезда техники и самое главное весь процесс занимает слишком много времени из-за чего месторождение теряет оборот добываемой нефти. Поэтому рассмотрим другой метод при помощи волн давления.

4.2 Определение границ участков образования отложений при помощи волн давления

Компания Halliburton предлагает свой метод InnerVue™ PipeSuite Diagnostics Service, позволяющий обнаружить места уменьшения проходного сечения трубопровода [14].

Сущность метода заключается в подаче в трубопровод волны повышенного давления и определения времени возвращения отраженной от засора волны к источнику давления (рисунок 13). На основании этих данных, с помощью программного обеспечения Propriety, рассчитывается расстояние до места засора.

Датчик-регистратор данных вводится через лубрикаторный патрубок в трубопровод (рисунок 14). Волна давления задается быстрым открытием и закрытием запорной арматуры на трубопроводе.

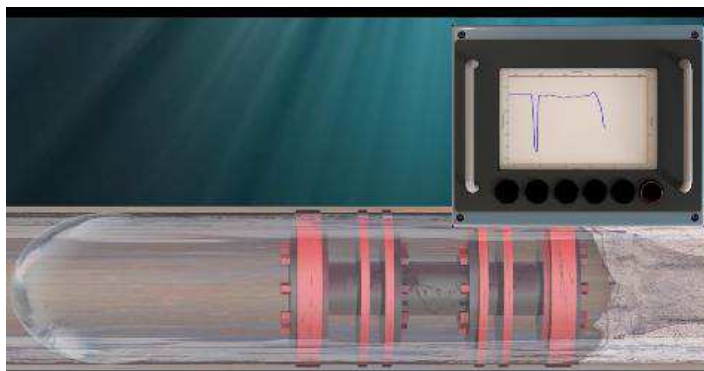


Рисунок 13 – Отражение волны давления от застрявшего ОУ



Рисунок 14 – Ввод датчика в трубопровод

Метод позволяет обнаружить засор с высокой точностью в пределах 0,3% от длины трубопровода. Метод InnerVue PipeSuite был разработан как неинвазивный метод, позволяющий обнаружить засор и измерить проходное сечение по длине трубопровода.

Результаты исследования InnerVue в динамических условиях предоставляют ценную информацию о гидравлическом диаметре для определения участков, в которых проход ограничивается отложениями. Это позволяет принять обоснованное решение о том, следует ли повысить эффективность программы очистки или снизить риски, связанные с использованием ОУ или альтернативных методов очистки.

Аналогичную систему Find-Block® предлагает компания Paradigm Group BV [15]. Система Find-Block® может обнаруживать засоры (парафин, гидрат и т.д.) и механические препятствия (застрявшие ОУ) с погрешностью до 10 м на 1 км. Допустимая температура среды от -20 до +80 °С, допустимое давление от 0 до 600 бар.

Недостатком данных систем является возможность обнаружения закупоривания только в трубопроводах с однофазным потоком жидкости. Для нефтесборных трубопроводов, транспортирующих нефтегазосодержащую жидкость, данный метод не применим.

4.3 Определение границ участков образования отложений при помощи тензометрии

Устранить закупорку трубопровода, в зависимости от причины, можно повышением давления перед пробкой, прокачкой горячей нефтью, закачкой химреагентов и т.д. В случае отсутствия результатов необходимо переходить к поиску места закупоривания для механического удаления закупоривания. На практике для поиска закупоривания производится врезка вантузов в трубопровод. Через вантуз нагнетается давление в трубопровод и определяется

до или после закупоривания врезан вантуз. Таким образом, после нескольких врезок вантузов определяется местоположение закупоривания.

Метод тензометрии основан на том, что при наличии давления в трубопроводе, в стенке трубопровода возникают напряжения и появляются деформации (рисунок 15). Деформации (продольные и кольцевые) можно зарегистрировать при помощи тензометрии.

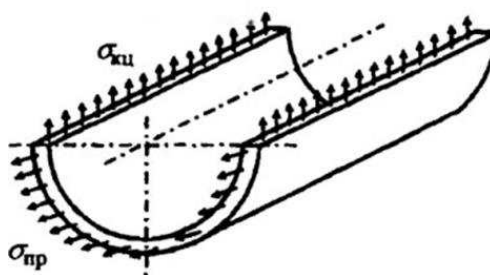


Рисунок 15 – Напряжения, возникающие в трубопроводе

Для поиска закупоривания необходимо на середине трубопровода очистить трубопровод от изоляции и наклеить тензорезистор.

Тензорезистор – резистор, сопротивление которого изменяется в зависимости от его деформации. При растяжении проводящих элементов тензорезистора увеличивается их длина и уменьшается поперечное сечение, что увеличивает сопротивление тензорезистора, при сжатии – уменьшает [16]. Внешний вид тензорезистора представлен на рисунке 16.

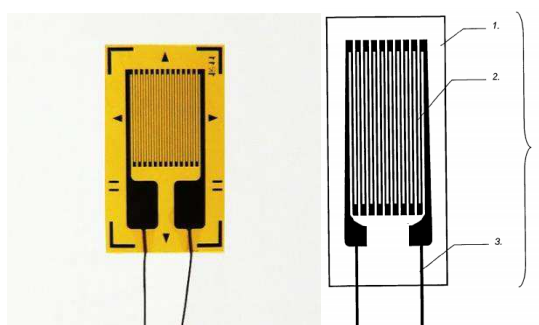


Рисунок 16 – Внешний вид тензорезистора: 1 – подложка тензорезистора на клеевой основе; 2 – травленая металлическая резистивная фольга; 3 – вывод тензорезистора; 4 – тензорезистор

Тензорезистор для измерения кольцевой деформации приклеивается в направлении, перпендикулярном к оси трубы. Тензорезистор для измерения продольной деформации устанавливается вдоль оси трубы.

После того как тензорезистор установлен следует поднять давление в трубопроводе. Если на приборе будет отмечаться увеличение деформаций, то датчик установлен до закупоривания. Если изменений деформаций наблюдаться не будет, то датчик установлен после закупоривания (рисунок 17).

Данная процедура уменьшает вдвое длину трубопровода, где может находиться закупоривание. Затем датчик устанавливается на середину уже уменьшенного участка, и процедура повторяется.

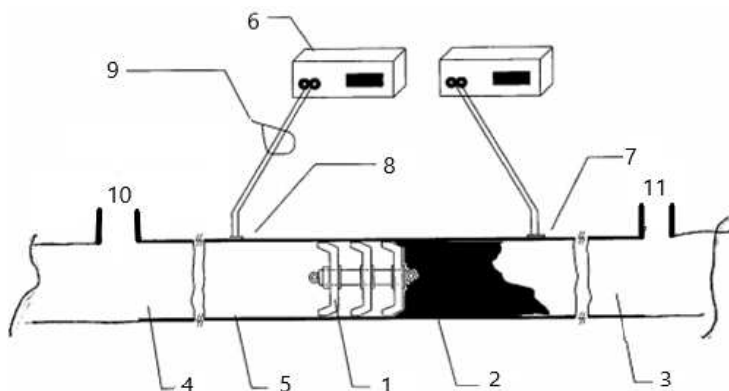


Рисунок 17 – Определение места закупоривания при помощи тензометрии:
1 – застрявшее ОУ; 2 – засор; 3 – давление после засора; 4 – давление до засора;
5 – трубопровод; 6 – блок управления; 7, 8 – тензорезистор; 9 – кабель;
10 – вантуз до засора (например на КЗСОД); 11 – вантуз после засора
(например на КП СОД).

Возможность применения тензорезисторов для измерения изменения давления в трубопроводе ранее изучалась [17]. Экспериментальная установка представлена на рисунке 18. В статье произведен анализ влияния внутреннего давления на деформацию стенки трубопровода. Тест проводился для трубы из низкотемпературной углеродистой стали диаметром 102 мм и толщиной стенки 6 мм, а также для трубы 50 мм и толщиной стенки 11 мм.



Рисунок 18 – Экспериментальная установка для определения деформаций в стенке трубопровода диаметром 102 мм

На рисунке 19 показано изменение кольцевых и продольных деформаций в зависимости от давления для трубопровода Ø102х6.

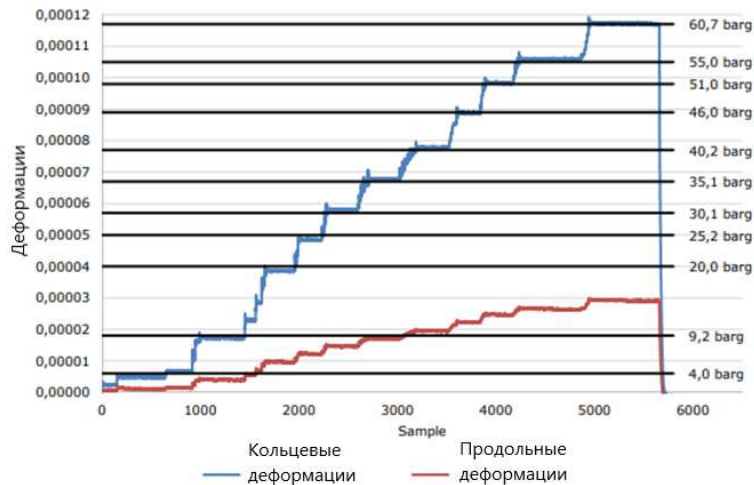


Рисунок 19 – Изменение кольцевых и продольных деформаций в зависимости от давления для трубопровода Ø102х6

Давление, измеренное манометром, показано горизонтальными линиями на графике, т.е. при избыточном давлении 60,7 бар (59,9 атм.) кольцевые деформации составляют приблизительно 0,000116. Продольные деформации составляют примерно 0,00003.

Как показано на рисунке 15 внутреннее давление вызывает измеримую деформацию. Деформации увеличиваются при повышении манометрического давления.

Таким образом, метод тензометрии позволяет избавиться от необходимости врезки вантузов в трубопровод, и последующей их вырезки, восстановления целостности трубопровода.

5 Безопасность и экологичность

При осуществлении всех производственных процессов в нефтяной и газовой промышленности огромное внимание уделяется охране окружающей среды, безопасности этих процессов и предупреждению аварийных и чрезвычайных ситуаций различного характера.

Для обеспечения безопасности трудового процесса, предотвращения аварийных ситуаций и правильной борьбы с их последствиями, каждым предприятием разработаны локальные нормы и правила, следование которым обеспечивает сохранность здоровья и жизни работника, а также защиту окружающей среды.

Авария на нефтепроводе – это ситуация, связанная с выбросом или выливом под давлением опасных химических или взрывоопасных веществ, приводящая к возникновению техногенной чрезвычайной ситуации.

Одной из актуальных проблем при транспортировании нефти и газа является своевременное, достоверное прогнозирование, предупреждение и ликвидация последствий чрезвычайных ситуаций (далее – ЧС).

5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Для линейного трубопроводчика рабочим место является:

- магистральный нефте- газопровод;
- внутрипромысловый нефте- газопровод;
- узлы камер запуска и приема средств очистки и диагностики;
- узлы запорной арматуры;
- узлы установки датчиков контроля коррозии;
- кустовые площадки.

К вредным факторам при выполнении работ относятся: повышенная концентрация попутного газа в воздухе в районе узла контроля; возможность

аварийной разгерметизации трубопровода; пониженная температура воздуха; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны при проведении газоопасных работ; возможность загрязнения окружающей среды нефтепродуктами и минерализованной водой; повышенный уровень шума; физические и нервно-психические перегрузки (напряженность труда) [18].

При выполнении своих обязанностей трубопроводчик может быть подвержен воздействию опасных и вредных производственных факторов: физических, химических и психофизиологических. Анализ опасных и вредных факторов представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Анализ опасных и вредных производственных факторов

По характеру происхождения	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	Пониженная температура воздуха
	Повышенный уровень вибраций и шума
	Недостаточный уровень естественного освещения
	Ожог о поверхность перегретого объекта
Химические	Попадание токсичных веществ в организм через органы дыхания и кожные покровы
Психофизиологические	Физические перегрузки,
	Нервно-психические перегрузки

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2% к начисленной оплате труда [19].

При проведении работ возможны следующие аварийные ситуации:

- повреждение трубопровода;
- воспламенение;

- взрыв;
- падение объектов.

Указанные аварийные ситуации наносят колоссальный вред окружающей среде. Серьезными последствиями являются: нарушение природного ландшафта, естественного состояния грунта, нарушение целостности растительного слоя и почвенного покрова.

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ осуществляется на территории ЮТМ Эвенкийского района, расположенного в Красноярском крае. Климатический регион (пояс) – Iб (IV). Средняя температура воздуха в зимние месяцы составляет $-41\text{ }^{\circ}\text{C}$, а средняя скорость ветра составляет $1,3\text{ м/с}$ [19].

Климат района резко континентальный. Длительность зимы – 8 месяцев, с декабря по февраль отрицательная температура может достигать $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$. Температура летом в жаркие периоды превышает $40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая температура воздуха составляет $-5\dots-15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Относительная влажность воздуха в зоне проведения работ около 71 %. Годовое количество осадков – $370\dots400\text{ мм}$.

Земляные работы по вскрытию подземного трубопровода проводятся в светлое время суток на открытой площадке. Запрещается проводить работы в темное время суток и в том случае, если температура воздуха ниже $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Вспомогательные и административно-бытовые помещения оборудованы системой отопления и вентиляции, что позволяет сохранять оптимальные параметры воздушной среды.

Работа на открытом воздухе (на трассе трубопровода и кустовых площадках) – это одна из главных особенностей условий труда персонала, а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

На месторождении для контроля параметров трубопровода не требуется присутствие человека, так как большинство оборудования автоматизировано и работает дистанционно. Выполняются периодические проверки и осмотры оборудования.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах осуществляется в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15...20 °С [20].

Внутрипромысловые трубопроводы в местах пересечения с транспортными магистралями, переходами должны иметь знаки предупреждения об опасности и дополнительную защиту, обеспечивающую их безопасную эксплуатацию.

5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Нефтегазосборный трубопровод диаметром 273 мм и длиной 2300 м при рабочем давлении 1 МПа относится к III классу опасности [21]. Проведение земляных работ по вскрытию трубопровода осуществляется на открытой площадке.

В целях предупреждения и снижения воздействия на трубопроводчика линейного физических вредных и опасных производственных факторов, обеспечиваются комфортные условия работы. Так как работы проводятся в светлое время суток, уровень освещенности не требует оценки, в связи с чем, отсутствует необходимость установки дополнительных осветительных приборов. Уровень шума не превышает допустимого значения 90 Дб. Для снижения его вредного воздействия используются противозумные наушники

Delta Plus с креплением на каску. Для снижения вибрационного воздействия предусмотрены индивидуальные средства вибрационной защиты – виброзащитные сиденья и рукоятки [22, 23].

Для обеспечения комфортной работы в условиях низкой температуры воздуха и защиты от ожогов о перегретую поверхность, работник обеспечен комплектом зимней спецодежды, специальной обувью и средствами индивидуальной защиты [24].

Для минимизации физических и нервно-психических перегрузок предусмотрены помещения для отдыха и обогрева.

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При проведении работ используются следующие вредные вещества: гидравлическое масло, дизельное топливо и керосин. При попадании в организм человека через дыхательные пути или кожные покровы, эти вещества могут вызвать ожоги, отравления, поражения внутренних органов.

Гидравлическое масло и керосин относятся к 3 классу опасности. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны не превышает допустимых значений 1,1...10,0 мг/м³. Дизельное топливо относится к 4 классу опасности, его ПДК в воздухе рабочей зоны не превышает 10,0 мг/м³. Контроль концентрации вредных веществ в воздушной среде осуществляется с помощью многокомпонентного переносного газоанализатора VM-25. При превышении норм ПДК проведение работ запрещено [25].

В процессе проведения работ осуществляется содержание оборудования в чистоте. Применение заземляющего устройства не требуется. Для предотвращения попадания вредных веществ в организм работника через кожные покровы или дыхательные пути предусмотрено использование средств индивидуальной защиты.

К средствам индивидуальной защиты относятся:

- одежда специальная защитная (тулупы, пальто, полупальто, накидки, халаты и т. д.);
- средства защиты рук (рукавицы, перчатки, наплечники, нарукавники и т. д.);
- средства защиты ног (сапоги, ботинки, туфли, балахоны, тапочки и т. д.);
- средства защиты глаз и лица (защитные очки, щитки лицевые и т. д.);
- средства защиты головы (каска, шлемы, шапки, береты и т. д.);
- средства защиты органов дыхания (противогазы, респираторы, шланговые противогазы, и т. д.);
- средства защиты органов слуха (затычки, защитные наушники, беруши и т. д.) [24].

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II [26].

Производственные помещения на нефтеперекачивающей станции относятся к категории «Б» – взрывопожароопасные и к категории «А» – обладающие повышенной взрывопожароопасностью [27].

Причинами возникновения пожаров являются:

- огневые работы;
- нарушение правил эксплуатации;
- внешние воздействия и др.

Так же причинами пожаров могут являться несоблюдение правил пожарной безопасности, курение в неполюженном месте.

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, обработки и автоматизации, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ, вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси [28].

В Таблице 7 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [29].

Таблица 7 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С		40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

На месторождении для обеспечения безопасности рабочих на каждом узле должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный 10 л – 1 шт.;
- ящик с песком, V = 1 м³ – 1 шт.;
- лопаты (совковая и штыковая) – 2 шт.;
- лом – 1 шт.;
- топор – 1 шт.;

- багор – 1 шт.;
- противопожарное полотно – 1 шт.;
- ведра пожарные – 2 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению. [30]

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Внутрипромысловые трубопроводы предназначены для транспортировки пластового флюида с кустовых площадок до установки подготовки нефти.

При эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 8 [31].

Таблица 8 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре
Разливы нефти	Разливы нефти потенциально могут привести к экологическим катастрофам и нанесению значительного вреда окружающей среде и биосфере
Отказ трубопровода подачи хим. реагента	- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - розлив химреагента на территорию кустовой площадки; - загазованность территории - отравление газом, отравление парами химреагента, облив хим. реагентом, нефтью

Окончание таблицы 8

Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	<ul style="list-style-type: none"> - розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

На территории проведения работ могут возникнуть чрезвычайные ситуации техногенного и антропогенного характера. В таких условиях на трубопроводчика линейного могут воздействовать такие поражающие факторы, как: отравление токсичными веществами, термические ожоги, травмы тела. Действие этих факторов может привести к летальному исходу работника.

Для исключения возможных аварийных ситуаций необходимо осуществлять контроль концентрации вредных веществ в воздушной среде, не допускать наличия источников открытого огня, внимательно следить за глубиной разрабатываемого машинами грунта, а также следить за правильностью работы и расположения машины во избежание недопустимых перемещений и падения.

Основной объём работ ведется на площадках (узлах) камер запуска и камер приёма средств очистки и диагностики, расположенных на территории всего месторождения. Площадки относятся к 3 классу опасности [32].

Эксплуатация трубопроводов производится круглосуточно, круглогодично.

Общая численность работников цеха по эксплуатации и ремонту трубопроводов составляет 40 человек. Численность дневной смены 15 человек

и ночной смены 6 человек. При выполнении работ на площадках камер запуска и приёма СОД численность работников составляет минимум 2 трубопроводчика и один наблюдающий.

Каждый работник имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

На случай чрезвычайной ситуации на территории месторождения имеются убежища для персонала.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид на установку подготовки нефти, а далее товарная нефть попадает в магистральный трубопровод. Имеются склады горюче-смазочных легковоспламеняющихся материалов.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Безопасность в аварийных и чрезвычайных ситуациях обеспечивается Планом ликвидации аварий, утвержденным в компании ПАО «Востсибнефтегаз». Для максимально возможного уменьшения риска возникновения чрезвычайных ситуаций разрабатывается комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно.

В случае возникновения аварийной ситуации необходимо прекратить все работы, приступить к ликвидации аварии, если это возможно, а также сообщить о сложившейся ситуации руководителю работ, службе РИТС, по телефону сообщить местность (объект), где возникла аварии, с помощью пикетов близлежащих трубопроводов, близлежащих узлов или кустовых площадок. Если произошла авария с возникновением пожара, то в первую очередь необходимо сообщить в пожарную часть.

5.7 Экологичность проекта

В соответствии с законодательством Российской Федерации, при вскрытии подземного трубопровода, проложенного в ВМГ, проводятся мероприятия по охране окружающей среды. От повреждения, загрязнения, разрушения охраняются: атмосферный воздух, природный ландшафт, растительность.

При вскрытии трубопровода происходит механическое разрушение породы, а также оттаивание нижних слоев грунта. В связи с этим, в период проведения работ происходит выброс в атмосферу отработавших газов используемых машин и разрушение деятельного слоя.

Для обеспечения экологичности прогрев грунта осуществляется гидравлической станцией с использованием нетоксичного теплоносителя – пропиленгликоля. Для восстановления нарушенных земель, после проведения необходимых ремонтных работ, для которых осуществляется вскрытие трубопровода, проводится их рекультивация согласно [33].

Работы по вскрытию подземного трубопровода выполняются согласно всем нормативным документам и правилам по охране окружающей среды.

6 Экономическая часть

Аварийные ситуации на внутрипромысловых трубопроводах могут возникать от небольших просачиваний и проколов до разрывов нефтепровода.

В данном пункте будет рассмотрены затраты на метод тензометрии для определения границ участков образования отложений. Рассмотрим летний-осенний период эксплуатации данного оборудования. Для того чтобы установить оборудование, требуется вскрыть подземный трубопровод, очистить его от изоляции, накачать воздухом участок трубопровода.

Затраты на данный метод состоят из:

- единовременных капитальных вложений;
- эксплуатационных затрат.

6.1 Единовременные затраты

Единовременные капитальные вложения на совершение операции включают затраты на приобретение оборудования.

В комплект системы входит:

- датчики;
- кабель;
- блок управления;
- преобразователь данных.

В стоимость оборудования входит цена доставки.

Затраты на оборудование представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Затраты на приобретение необходимого оборудования

Наименование	Тип, ГОСТ, марка	Кол-во	Цена за ед., руб без НДС	Сумма+доставка, руб.	Источник
Датчики	-	2	249,17	598+330	https://spb.promindex.ru/catalog/500054-tenzorezistor-kf5p1.html
Кабель (2 м)	-	2	79,17	190	https://www.chipdip.ru/product/shvvp-2x2.5?utm_source=google&utm_medium=ccc&position_type={position_type} k50id pla-293946777986 cid 11944562775 aid 488866414049 gid 116213847072&utm_campaign=G_tovarnieobjavlenija&utm_content=text1_ga&utm_term=
Блок управления с шасси	-	2	6866,67	16480+1458	https://www.ebay.com/itm/153416663615?_ul=RU
Преобразователь	-	1	54388,33	65266+1458	https://www.ebay.com/itm/292944516011?_ul=RU
Всего	x	x	x	85780	x

Единовременные затраты для метода тензометрии составит 85780 рублей.

6.2 Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты включают амортизационные отчисления, оплата труда, страховые взносы, расходы на электроэнергию, водопотребление и водоснабжение, горюче-смазочные материалы.

6.2.1 Расчет затрат за электроэнергию

Электроэнергия не требуется для данного метода, так как данное устройство работает на литиевой батарее, батарея присутствует в комплекте с блоком управления.

6.2.2 Расчет затрат на оплату труда

Продолжительность эксплуатации оборудования – 1 операция (10 часов). Работы ведутся в Красноярском крае. Заработная плата работников состоит из оклада, районного коэффициента 1,3 и северной надбавки 30% по Красноярскому краю. Определим затраты на оплату труда в период эксплуатации. Общий фонд оплаты труда сведен в таблицу 10.

Таблица 10 – Фонд оплаты труда

Наименование профессий рабочих	Кол-во рабочих	Месячная заработная плата (в том числе северная надбавка + районный коэффициент), тыс. руб.	Месячная заработная плата, тыс. руб всех рабочих	Заработная плата за 10 часов, тыс.руб	Источник
Водитель вахтового автомобиля КАМАЗ с компрессором	1	55,258	55,258	1,51	https://russia.trud.com/salary/692/67323.html
Экскаваторщик	1	55,396	55,396	1,51	https://russia.trud.com/salary/692/52771.html

Окончание таблицы 10

Наименование профессий рабочих	Кол-во рабочих	Месячная заработная плата (в том числе северная надбавка + районный коэффициент), тыс. руб.	Месячная заработная плата, тыс. руб всех рабочих	Зарботная плата за 10 часов, тыс.руб	Источник
Инженер	1	120	120	3,28	https://krs.zarplata.ru/vacancy/card/210284592/inzhenerstroitel'nogo-kontrolya-vahta?utm_source=rabota.yandex.ru&utm_medium=cpc&utm_campaign=spisok&from=trudcom&utm_source=trud.com&utm_medium=referral
Фонд оплаты труда				6,3	х

Базой для расчета страховых взносов является фонд заработной платы. Ставка для расчета платежей составляет 30 %, в том числе 22 % – в пенсионный фонд; 2,9 % – в фонд социального страхования; 5,1% – в территориальный фонд обязательного медицинского страхования по формуле:

$$Z_{стр.вз} = ФОТ \cdot 0,3, \quad (16)$$

$$Z_{стр.вз} = 6,3 \cdot 0,3 = 1890 \text{ руб.}$$

База для расчета взноса – фонд заработной платы.

Ставка взноса зависит от класса профессионального риска предприятия.

Ставка взноса 0,2 %:

$$Z_{nc} = \Phi OT \cdot 0,002, \quad (17)$$

$$Z_{nc} = 6,3 \cdot 0,002 = 0,0126 = 12,6 \text{ руб.}$$

Рассчитаем все страховые взносы:

$$Z_{KOH} = Z_{nc} + Z_{стр.вз}, \quad (18)$$

$$Z_{KOH} = 1890 + 12,6 = 1902,6 \text{ руб.}$$

6.2.3 Амортизационные отчисления

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 на издержки производства.

Таблица 11 – Амортизационные отчисления за период проведения работ

Наименование	Кол-во, шт.	Стоимость единицы без НДС, руб.	Срок эксплуатации, лет	Норма амортизации, %	Амортизация (год), руб
Преобразователь	1	54388,33	4	25	13597,08
Всего	x	x	x	x	13597,08

6.3 Определение общей суммы капиталовложений

Общие затраты сведем в таблицу 12:

Таблица 12 – Затраты на метод тензометрии

Наименование затрат	Сумма, рублей
Затраты на оборудование и монтаж	85780
Затраты на электроэнергию	0
Страховые взносы и проф. травматизм	1902,6
Заработная плата	6300
Амортизационные отчисления	13597,08
Итого:	107579,68

На рисунке 20 представлен график общих затрат на метод тензометрии.

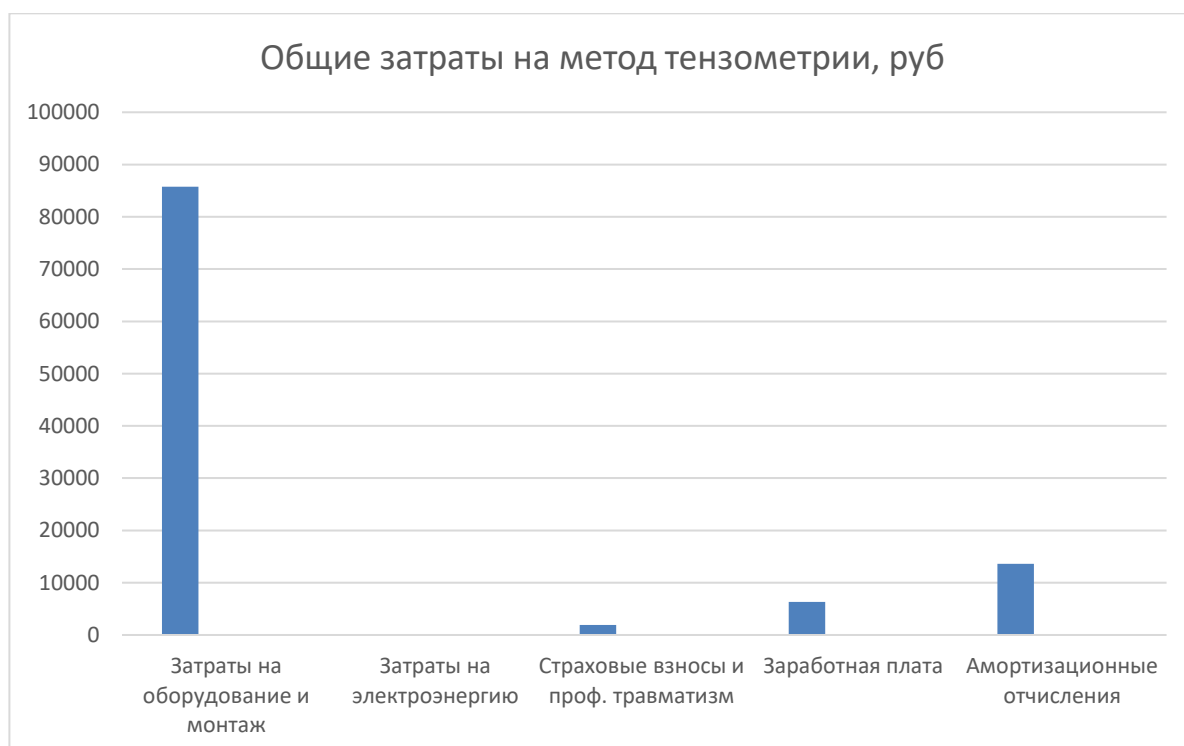


Рисунок 20 – График общих затрат

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с поставленными задачами, в ходе выпускной квалификационной работы были рассмотрены различные методы обнаружения отложений в трубопроводе, возможные к применению в тех условиях, когда происходит закупоривание трубопровода.

Сравнение технических особенностей методов позволило выявить преимущества и недостатки изучаемого оборудования, в связи с чем было сформировано техническое предложение по решению проблемы определения закупоривания.

В условиях необходимости сохранения безопасности трубопровода, данное решение является наиболее подходящим. Применение технического предложения экономически обосновано, так как в нынешний момент отсутствуют иные варианты решения сложившейся проблемы, а выбранный способ обеспечивает максимальную эффективность при сравнительно невысоких затратах. Таким образом, выбранный метод обнаружения является технически и экономически наиболее целесообразным решением проблемы обнаружения отложений в трубопроводе.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ЮТМ – Юрубчено-Тохомское месторождение;

ПАВ – Поверхностно-активные вещества;

ГОСТ – Межгосударственный стандарт;

ЧС – Чрезвычайная ситуация;

ДЭГ – Диэтиленгликоль;

ОУ – Очистное устройство;

АСПО – Асфальтосмолопарафиновые отложения;

ИРП – Индукционно-резистивный проводник;

НДС – Налог на добавленную стоимость;

СИЗ – Средство индивидуальной защиты;

ППР – Проект производства работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Образование парафиновых и гидратных отложений в трубопроводе [Электронный ресурс] : сайт производственной экосистемы // «Роспайп». – Режим доступа: https://ros-pipe.ru/tekh_info/tekhnicheskie-stati/montazh-i-remont-vodosnabzheniya-zhilykh-domov/obrazovanie-parafinovykh-i-gidratnykh-otlozheniy-v/

2 Колчин, А. В. Совершенствование технологии приема метанола в системах добычи и магистральном транспорте газа : дис. ... канд. тех. наук : 05.02.13 / Колчин Александр Владимирович. – Уфа, 2019. – 148 с.

3 Методические указания компании «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть» № П1-01.05 С-0038 ВЕРСИЯ 1.00;

4 Истомина, В. А., Сулейманов, Р. С., Бурмистров, А. Г. и др. Пути сокращения расхода ингибиторов гидратообразования в системах подготовки газа Уренгойского месторождения – М.: ВНИИЭГазпром, 1987. - 48 с.

5 Кэрролл, Д. Гидраты природного газа. / Д. Кэрролл – М., ЗАО «Премиум Инжиниринг», 2007.

6 Химические методы борьбы с отложениями парафина [Электронный ресурс] : сайт студенческой библиотеки онлайн // «Studbooks». – Режим доступа:

https://studbooks.net/1412579/tovarovedenie/himicheskie_metody_borby_otlozheniyami_parafina_truboprovodah_sistemy_promyslovogo_sbora_nefti

7 Промышленный обогрев трубопроводов с помощью СКИН-систем [Электронный ресурс] : сайт производственной экосистемы // ООО «Специальные системы и технологии». – Режим доступа:

<https://neftegaz.ru/analysis/equipment/329373-promyshlennyu-obogrev-protyazhennykh-truboprovodov-s-pomoshchyu-skin-sistem/>

8 Уткин, А. В. Расчет параметров движения средств очистки и диагностики по трубопроводу // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2001. - №1. - С. 81-83.

9 ГОСТ 21218 – 75 Разделители резиновые шаровые для трубопроводов. Технические условия.

10 Advanced Bypass Pig. [Электронный ресурс]. Режим доступа: свободный. Ссылка на ресурс: <https://www.pigtek.com/products/advanced-bypass-pig/>

11 Фомичев, А. О. Анализ причин застревания очистных устройств в полости трубопровода // International Journal of Advanced Studies in Computer Engineering. – 2019. – С.36-42;

12 Калиниченко, А. Н. Регистрация прохождения внутритрубных объектов по трубопроводу акустическим методом // Вестник науки Сибири. – 2013. – С.50-55;

13 Требование к монтажу и приварке вантуза к нефтепроводу [Электронный ресурс] : сайт ознакомительных и учебных целей // Познайка.орг. – Режим доступа: <https://poznayka.org/s108182t1.html>

14 InnerVue™ PipeSuite Diagnostics Service. [Электронный ресурс]. Режим доступа: свободный. Ссылка на ресурс: <https://www.halliburton.com/en-US/ps/pipeline-process-services/pipeline-services/innervue/innervue-pipesuite.html?node-id=jegxdmk3>

15 Find-Block®. [Электронный ресурс]. Режим доступа: свободный. Ссылка на ресурс: <https://www.paradigm.eu/products/technology-category/find-block>

16 Тензорезистор [Электронный ресурс]. Режим доступа: свободный. Ссылка на ресурс: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A2%D0%B5%D0%BD%D0%B7%D0%BE%D1%80%D0%B5%D0%B7%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%BE%D1%80>

17 Jesper, A. Non-invasive pressure measurement // Bachelor project. – 2016. – P.59. [Электронный ресурс]. Режим доступа: свободный. Ссылка на ресурс:

https://projekter.aau.dk/projekter/files/225452728/Non_invasive_pressure_measurement.pdf

18 РД 39-132 – 94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов;

19 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;

20 СНиП 41-01 – 2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование»

21 ГОСТ 32569 – 2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах (с Поправкой). Введ. 01.01.2015. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 137 с.

22 СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением N 1). Введ. 20.05.2011. – Москва : Минрегион России, 2010. – 41 с.

23 ГОСТ 12.1.012 – 2004. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. Введ 01.07.2008. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 20 с.

24 ГОСТ 12.4.011 – 89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. Введ. 01.07.1990. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 8 с.

25 ГОСТ 12.1.007 – 76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2). Введ. 01.01.1977. – Москва : Стандартинформ, 2007. – 7 с.

26 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Введ. 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 31 с.

27 ГОСТ 12.1.004 – 91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1). Введ. 01.07.1992. – Москва : Стандартиформ, 2006. – 68 с.

28 Правила устройства электроустановок ПУЭ От 08.07.2002 № 204.

29 Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

30 СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно планировочным и конструктивным решениям»;

31 Инструкция по безопасности работ при эксплуатации трубопроводов на нефтяных и газовых месторождениях НК Роснефть;

32 ГОСТ 12.1.007 – 76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2);

33 ГОСТ 17.5.3.04 – 83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель. – Введ. 01.07.1984. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 55.

34 СТО 4.2-07 – 2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению и изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Введ. 09.01.2014. – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 60.

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

«24» июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Методы обнаружения и ликвидации гидрато- и парафинообразования в
промысловых трубопроводах

Руководитель



18.06.21

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

Выпускник



16.06.21

И.А. Пинюга

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Методы обнаружения и ликвидации гидрато- и парафинообразования в промышленных трубопроводах»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Методы обнаружения и ликвидации гидрато- и парафинообразования в промышленных трубопроводах» содержит 87 страниц текстового документа, 33 использованных источников, 6 листов графического материала.

Объект ВКР: нефтегазосборный трубопровод кустовой площадки Юрубчено-Тохомского месторождения.

Цель работы: определить технически и экономически наиболее целесообразный метод обнаружения и ликвидации гидрато- и парафинообразования в промышленных трубопроводах.

Задачи работы:

- провести анализ предполагаемых способов решения проблемы;
- сравнить технические особенности этих способов;
- сформировать техническое предложение по решению проблемы.

Методы и средства решения задач:

- с помощью интернет-ресурсов и технической литературы изучить способы решения проблемы, возможные к применению в заданных условиях;
- рассмотреть характеристики и особенности используемого оборудования.

В разделе «безопасность и экологичность» проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, предложены инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности проведения земляных работ, приведены меры по обеспечению пожарной и взрывопожарной безопасности, и меры по предупреждению аварий и предотвращению их последствий.

В экономической части проведен расчет капитальных затрат на приобретение оборудования и расчет затрат на его эксплуатацию в течение одной операции.