СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....1
1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА.....3
1.1 Магистральный трубопровод.....3
1.2 Состав магистрального трубопровода.....5
1.3 Особенности магистрального трубопровода, как объекта диагностики. 10
1.4 Техническое состояние и уровень аварийности объектов магистральных трубопроводов.....14
2. МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА.....22
2.1 Классификация дефектов.....22
2.2 Комплексное техническое диагностирование.....23
2.3 Внутритрубная диагностика.....24
2.4 Методы неразрушающего контроля.....29
2.5 Визуально–измерительный контроль.....30
2.6 Ультразвуковой контроль.....32
2.7 Магнитные методы.....39
2.8 Капиллярный метод контроля.....40
3. РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДА.....45
3.1 Исходные данные для расчета.....45
3.2 Оценка потенциальной опасности поверхностных дефектов.....47
3.3 Расчет остаточного ресурса трубопровода по минимальной толщине стенки трубы.....50
4. ТРЕБОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ.....52
4.1 Охрана труда и техника безопасности.....52
4.2 Охрана окружающей среды.....56

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....59
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....60

ВВЕДЕНИЕ

Проблема обеспечения надежности и безаварийности магистральных трубопроводов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов является важным и актуальным вопросом, т.к. общая протяженность линейной части магистральных трубопроводов РФ составляет более 250,6 тыс. км. По статистическим данным в 2021 г. на произошли 21 авария связанные с эксплуатацией трубопроводом (из которых 1 несчастный случай со смертельным исходом). Ущерб от аварий превысил 154 833,4 тыс. руб.

В связи с этим проблема диагностирования технического состояния магистральных трубопроводов при их эксплуатации входит в число первоочередных задач, благодаря чему появляется возможность снижения потенциальной опасности и статистики аварийных ситуаций на трубопроводном транспорте. Как правило, причины утечек перекачиваемых нефти и нефтепродуктов связаны с возникновением и развитием дефектов, которые могут привести к многочисленным авариям с образованием взрывоопасных смесей. Это обусловлено множеством причин конструктивного, технологического и эксплуатационного характера.

Потери нефти и нефтепродуктов зависят от места и размеров повреждения, а также от времени его обнаружения и устранения. Количество вытекшей нефти и нефтепродуктов может оказаться значительным даже при относительно небольших повреждениях, если они остаются незамеченными в течение длительного времени, что приводит к загрязнению почв. По этой причине к актуальной относится задача сокращения времени от момента возникновения утечки до момента ее обнаружения, включая определение координат места разгерметизации трубопровода и максимально быстрого введения в действие механизмов борьбы с утечкой, тем самым сокращая количество разлившегося нефтепродукта и уменьшая затраты на ликвидацию аварии.

Цель работы – исследование методов диагностики для оценки технического состояния магистрального трубопровода.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

Анализ существующих методов диагностики и технологических схем по оценке текущего технического состояния;

Выбор методов и технологий для комплексной диагностики технического состояния магистральных трубопроводов и технологических обвязок;

Расчет минимальной толщины стенки для отбраковки трубопроводов.

1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

1.1 Магистральный трубопровод

Стальные трубы – основной вид труб для нефтепроводов. Большая несущая способность, высокая стабильность механических и технологических свойств достигнуты благодаря совершенствованию технологии их изготовления и внедрения в нее разнообразных испытаний, а особенно 100%–ного неразрушающего контроля качества сварных швов металла. Это также позволило сделать трубы наиболее надежными и долговечными.

Раскисление является одним из важных факторов, влияющего на качество сталей. Под раскислением сталей понимают процесс удаления из расплавленных металлов растворѐнного в них кислорода, который является вредной примесью, ухудшающей механические свойства металла. Это достигается путем введения в жидкую сталь элементов, вступающих в реакцию с кислородом – раскислителей (марганца, кремния, алюминия и др.). В результате реакции образуются неметаллические включения, которые в ходе технологического процесса удаляются из стали.

Хорошо раскисленную сталь называют спокойной (СП), в которой содержание кислорода не более 0,003 %. При выплавке кипящей стали (КП) по ходу плавки вводят лишь марганец, а кремний и другие раскислители не применяют. В результате этого содержание кислорода увеличивается до 0,025 – 0,035 %. Свойства кипящей стали хуже, чем у спокойной, но ее производство обходится дешевле. Обычно кипящую сталь применяют для ненагруженных элементов конструкций.

Кроме этих двух видов, производят полуспокойные стали (ПС), которые по технологии выплавки и разливки занимают промежуточное положение между спокойной и кипящей сталями.

Химический состав сталей определяет свойства и качество труб, а также технико–экономическую целесообразность их применения. Зная

химический состав стали, можно ориентировочно оценить некоторые ее свойства, например, свариваемость. При этом исходят из того, что углерод в значительной большей мере ухудшает свариваемость по сравнению с другими элементами. Оценку свариваемости проводят по углеродному эквиваленту C_0, значение которого должно быть ниже 0,46 %.

Марки легированных сталей отличаются большим разнообразием: марганцовистая, кремнемарганцовистая, хромкремнемарганцовистая и т.д. Каждая марка стали обозначается буквами, соответствующими определенным элементам по классификации металлургического производства. Условно все элементы по процентному содержанию их в стали можно разделить на несколько групп:

– первая Г – марганец, Х – хром, Н – никель и С – кремний. Цифры в марке стали после этих букв обозначают процент содержания данного элемента в стали. При отсутствии цифр содержание элемента менее 1 %.

Например, 09Г2, 14ХГС и т.д.; – вторая Т – титан. Ц – цирконий, Ф – ванадий. И – фосфор, Ю – алюминий, Ч – редкоземмльные металлы, Д – медь, М – молибден. Содержание меди и молибдена в стали обычно до 0,6 %, остальных элементов этой группы – до 0,2 %, т.е. в десятых долях процента; – третья Л – азот (до 0,015 %), Б – ниобий (до 0,05 %), т.е. содержание их в стали в сотых долях процента;

– четвертая Р – бор, (до 0,006 %), т.е. содержание его в стали в тысячных долях процента. Цифры перед маркой стали обозначают процент содержания углерода в сотых долях. Например, сталь марки 09Г2С содержит 0,09 % углерода, 2 % марганца и около 1 % кремния.

Низколегированную сталь высокой прочности можно получить путем нормализации или закалки с высоким отпуском или микролегирования, т.е. введением карбидообразующих элементов (ванадия, ниобия и др.) в очень незначительных количествах. По способу изготовления трубы делятся на бесшовные горячекатаные и сварные с продольным прямым швом (прямошовные), спиральным швом (спиралношовные), многослойные и др. В

зависимости от назначения и гарантируемых характеристик стальные трубы поставляют по группам А. Б, В, Г и Д.

Несущая способность металла труб снижается пропорционально ослаблению толщины стенки различными дефектами металлургического, технологического и строительного характера, повышающими склонность метала к хрупкому разрушению.

Из–за строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов в различных климатических условиях трубы делают в разном исполнении. В обычном исполнении изготовляют трубы для трубопроводов, прокладываемых в средней полосе и южных районах России, для которых температура эксплуатации принимается от 0 °С и выше и температура строительства – 40 ° и выше. В северном исполнении изготовляют трубы, для которых температура эксплуатации принимается от –20 до –40 °С, а температура строительства – 60 °С и выше.

За температуру эксплуатации принимают минимальную температуру стенки труб при эксплуатации под рабочим давлением; за температуру строительства – температуру стенки труб или воздуха (для наиболее холодной пятидневки) при строительно–монтажных работах или остановке нефтепровода, определяемую в соответствии со СНиП по строительной климатологии и геофизике.

1.2 Состав магистрального трубопровода

Магистральным газопроводом (МГ) называется трубопровод, предназначенный для транспортировки газа, прошедшего подготовку из района добычи в районы его потребления. Движение газа по магистральному газопроводу обеспечивается компрессорными станциями (КС), сооружаемыми по трассе через определенные расстояния.

Ответвлением от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к МГ и предназначенный для отвода части

транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

Магистральные газопроводы классифицируются по величине рабочего давления и по категориям.

В зависимости от рабочего давления в трубопроводе магистральные газопроводы подразделяются на два класса:

класс – рабочее давление от 2,5 до 10 МПа включительно;

и класс – рабочее давление от 1,2 МПа до 2,5 МПа включительно.

Газопроводы, эксплуатируемые при, давлениях ниже 1,2 МПа, не относятся к магистральным, это внутрипромысловые, внутризаводские, подводящие газопроводы, газовые сети в городах и населенных пунктах, а также другие газопроводы.

В зависимости от назначения и диаметра, с учетом требований безопасности эксплуатации магистральные газопроводы и их участки подразделяются на пять категорий: В,I, II, III и IV . Категория газопроводов определяется способом прокладки, диаметром и условиями монтажа.

Основные объекты и сооружения магистрального газопровода В состав МГ входят следующие основные объекты (рис. 1.1):

головные сооружения;

компрессорные станции;

газораспределительные станции (ГРС);

подземные хранилища газа;

линейные сооружения.

На головных сооружениях производится подготовка добываемого газа к транспортировке (очистка, осушка т п). В начальный период разработки месторождений давление газа, как правило, настолько велико, что необходимости в головной компрессорной станции нет. Ее строят позднее, уже после ввода газопровода в эксплуатацию.

Компрессорные станции предназначены для перекачки газа. Кроме того на КС производится очистка газа от жидких и твердых примесей, а

также его осушка.

Газ из магистрального газопровода через открытый кран поступает в блок пылеуловителей. После очистки от жидких и твердых примесей газ компримируется газоперекачивающими агрегатами (ГНА) далее он проходит через аппараты воздушного охлаждения (АВО) и через обратный клапан 8 поступает в магистральный газопровод .

Объекты компрессорной станции, где происходит очистка, компримирование и охлаждение, т.е. пылеуловители, газоперекачивающие агрегаты и она, называются основными, для обеспечения их нормальной работы сооружают объекты вспомогательного назначения: системы водоснабжения, электроснабжения. вентиляции, маслоснабжения и т.д.

Газораспределительные станции сооружают в конце каждого магистрального газопровода или отвода от него.

Высоконапорный газ, транспортируемый по магистральному газопроводу, не может быть непосредственно подан потребителям, поскольку газовое оборудование, применяемое в промышленности и в быту, рассчитано на сравнительно низкое давление. Кроме того, газ должен быть очищен от примесей (механических частиц и конденсата), чтобы обеспечить надежную работу оборудования. Наконец, для обнаружения утечек газу должен быть придан резкий специфический запах. Операцию придания газу запаха называют одоризацией.

Понижение давления газа до требуемого уровня, его очистка, одоризация и измерение расхода осуществляются на газораспределительной станции (ГРС). Принципиальная схема ГРС приведена на рис. 15.4.

Газ по входному трубопроводу 1 поступает на ГРС. Здесь он последовательно очищается в фильтре 2, нагревается в подогревателе 3и редуцируется в регуляторах давления 4. далее расход газа измеряется расходомером 5 я в него с помощью одоризатора б вводятся одорант – жидкость, придающая газу запах.

Необходимость подогрева газа перед редуцированяем связана с тем,

дросселирование давления сопровождается (согласно эффекту джоуля–Томсона) охлаждением газа, создающим опасность закупорки трубопроводов ГРС газовыми гидратами.

Подземные хранилища газа служат для компенсации неравномерности газопотребления. Использование подземных структур для хранения газа позволяет очень существенно уменьшить металлозатрат и капиталовложения в хранилища

Линейные сооружения газопроводов отличаются от аналогичных сооружений нефте– н нефтепродуктопроводов тем, что вместо линейных задвижек используются линейные шаровые краны, а кроме того для сбора вытпадающего конденсата сооружаются конденсатосборники.

Длина магистрального газопровода может составлять от десятков до нескольких тысяч километров, а диаметр – от 150 до 1420 мм. Большая часть газопроводов имеет диаметр от 720 до 1420 мм Трубы и арматура магистральных газопроводов рассчитаны на рабочее давление до 7,5 МПа

Трубы

Для сооружения магистральных газопроводов применяются бесшовные или сварные трубы из низколегированных или малоуглеродистых мартеновских спокойных сталей с максимальным содержанием углерода в металле труб не более 0,27%. Сталь труб должна хорошо свариваться дуговыми методами и стыковой контактной сваркой. Показатели, характеризующие химический состав и механические свойства металла труб, допускаемых к применению для магистральных газопроводов, должны удовлетворять требованиям специальных технических условий или ГОСТ.

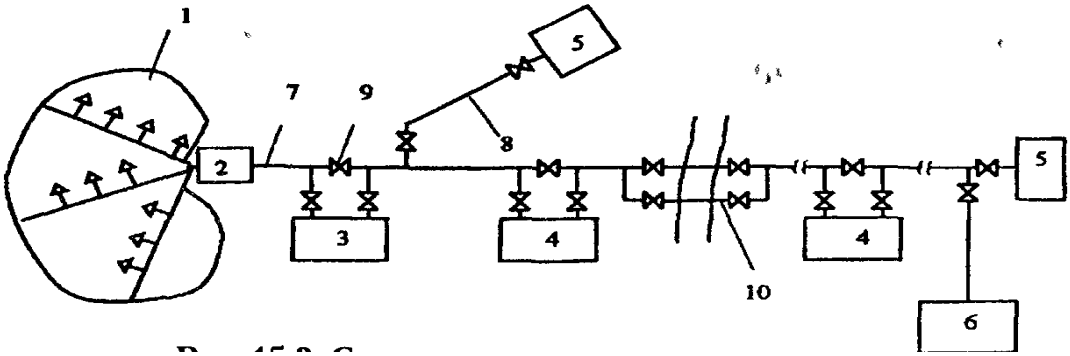


Рисунок 1.1 – Схема магистрального газопровода; 1 – газосборные сети; 2 – промысловый пункт сбора газа; 3 – головные сооружения; 4 – компрессорная станция; 5 – газораспределительная станция; 6 – подземные хранилища; 7 – магистральный трубопровод; 8 – ответвления отмагистрального трубопровода; 9 – линейная арматура; 10 – двухниточный проход через водную преграду.

Поставляемые для сооружения магистральных газопроводов трубы имеют сертификаты завода–изготовителя, в которых должны быть указаны: а) номинальный размер труб; б) номер ТУ, по которым изготовлены трубы; в) марка стали; г) результаты механических испытаний; д) результаты гидравлических испытаний.

На каждой трубе на расстоянии около 500мм от одного из концов должны быть выбиты клейма: марка стали, месяц и год изготовления трубы, номинальные размеры по толщине стенки и диаметру, товарный знак завода и клеймо ОТК, номер трубы, номера плавок, из которых изготовлена труба. Клеймо выбивается вблизи от продольного шва. Участок клеймения обводится черной краской.

Каждая труба, предназначенная для сооружения магистральных газопроводов, должна подвергаться на заводе–изготовителе гидравлическому испытанию внутренним давлением, создающим в металле труб кольцевые напряжения, равные 90% от текучести металла в готовой трубе. Расчет напряжении по минимальной толщине стенки трубы.

Таблица 1.1 Характеристика электросварных труб

Диаметр труб» мм	Толщина стенки, мм	Теоретический вес 1 пог. м,кг	Марка стали	Длина труб, м	Завод–изготовитель
529	7	90,11	10Г2СД (МК)	8,0	Ждановский металлургический завод им. Ильича
529	8	102,9	19Г	10,5–12,0	Челябинский трубопрокатный
529	8 9	102,9 115,4	14ХГ СилиМК	10,0–12,0	Харпизский трубный
630	7	107,5	10Г2СД (МК)	8,0	Ждановский металлургический завод им. Ильича
720	8 9 10	140,5 157,8 175,1	19Г	10,5–12,2	Челябинский трубопрокатный
820	9 10 11	180,0 199,8 219,5	14ГН	10,5–12,2	Челябинский трубопрокатный
1020	10	249,1	114ГН 17ГС 15Г2С	5–12	Новомосковский

1.3 Особенности магистрального трубопровода, как объекта диагностики

Дефекты в магистральном проводе:

а) трещины в сварных стыках;

б) коррозионные свищи;

в) разрывы трубы вследствие коррозионного проржавления и недоброкачественного заводского проката;

г) прорывы прокладок в задвижках и фланцевых соединениях;

д) повреждение электрических распределительных, устройств и трансформаторов;

е) обрыв проводов и падение столбов, а также повреждение устройств телефонной связи.

Аварией на трубопроводе считается:

а) повреждение трубопровода, сопровождающееся пожаром или безвозвратной лотерей нефти или нефтепродуктов свыше 500 т;

б) взрыв трубопровода, сопровождающийся пожаром;

в) повреждение трубопровода вследствие землетрясения, оползня, наводнения, урагана и других стихийных бедствий.

Повреждения всех видов, в зависимости от тяжести вызываемых последствий для производства, разделяются на три категории.

К повреждениям I категории относятся повреждения, повлекшие за собой потерю более 100 т нефти или нефтепродуктов, или порчу качества последних более 200 т; повреждения, вызвавшие остановку перекачки продолжительностью более 8 ч, а также повреждения, сопровождающиеся тяжелым травматизмом. К повреждениям II категории относятся повреждения, повлекшие за собой остановку перекачки продолжительностью менее 8 ч; повреждения, повлекшие за собой одновременную потерю от 10 до 100 т нефти или нефтепродуктов или же порчу качества 100–200 т их; обрывы телефонных проводов и другие обстоятельства, вызвавшие нарушение телефонной связи и остановку перекачки по трубопроводу. К повреждениям III категории относятся коррозийные свищи, трещины сварных стыков трубопроводов, течи сальников задвижек и другие дефекты, не приводящие к остановке перекачки и сопровождающиеся потерями нефти и нефтепродуктов до 10 т.

Повреждения трубопроводов возникают в основном из–за некачественного выполнения работ при строительстве, а также из–за несоблюдения правил технической эксплуатации магистральных трубопроводов.

Так, неудовлетворительная защита трубопроводов от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, приводит к повреждению стенки трубы в виде сквозных проржавлений свищей; неправильно назначенный тип изоляционного покрытия, а также некачественно приготовленная мастика и несоблюдение толщины наносимого покрытия при изоляционных работах также приводят к сквозным проржавлениям трубопровода. Нарушение технологии сварки, а также применение некачественных сварочных материалов, в частности электродов приводит к разрушению сварных стыков трубопроводов (рис№2)

Дефекты, наблюдаемые в сварных стыках трубопроводов, могут быть

разделены на две группы.

К первой группе относятся дефекты, вызывающие нарушение герметичности трубопровода, как, например, сквозные поры, трещины, разрывы.

Поры имеют обычно групповой характер и приводят к образованию в стыках свищей. Наиболее часто поры наблюдаются в замыкающих участках стыков (замках) при газовой и электродуговой сварке.

Ко второй группе относятся дефекты, выявляемые внешним осмотром или просвечиванием швов гамма–лучами радиоактивных элементов в процессе строительства, но не вызвавшие нарушения герметичности трубы. К числу таких дефектов сварных швов относятся:

а) несквозные поры и шлаковые включения;

б) подрезы;

в) непровар;

г) несквовные трещины, расположенные как в корне шва, так и по кромкам.

Несмотря на то, что эти дефекты не нарушают герметичности

сварных соединений, наличие их значительно уменьшает прочность

часто приводит к последующему разрушению стыков.

Имеются также случаи разрывов труб в сварных стыках, не имеющих дефектов. Это объясняется главным образом большим расхождением механических свойств металла шва и основного металла вследствие применения электродов, которые не обеспечивают предела прочности и предела текучести металла шва, приблизительно равными соответствующим прочностным характеристикам основного металла.

Разрушение в этом случае объясняется действием значительных напряжении, возникающих в трубопроводе при изменении темпера туры металла трубы во время эксплуатации, а также в процессе укладки трубопровода в траншею.

Если прочность трубопровода, выполненного из цельнотянутых труб

зависит главным образом от качества сварочно–монтажных и изолиционных, то прочность и герметичность трубопровода, сооружением из труб с продольной или спиральным швом, зависит, кроме того, и от качества заводских швов. Разрыв трубы по продольному шву показан на рис. 2

Нарушения прочности швов свидетельствует в первую очередь о том что принятая на заводе изготовителе технология сварки труб не обеспечивает стабильного провара корня шва.

Сравнительно редко встречаются разрывы труб не в местах сварки а в самом теле трубы.

Это объясняется либо недоброкачественностью металла трубы, либо наличием вмятин, образовавшимся в результате метода в результате производства строительно–монтажных работ.

Кроме низкого качества сварки, причиной разрывов является изгиб труб, происходящий в результате изменения влажности и температуры грунта (особенно интенсивно в первую весну после укладки и засыпки трубопровода при строительстве, а также после ремонта трубопровода с подкопом под трубу).

Иногда не учитывается разница в физических свойствах металла и грунта, в котором уложены трубы.

Известно, что при изменении температуры в пределах от +2 до –2° С характер напряжений и деформаций не может влиять на механические свойства металла труб. Совершенно другое воздействие оказывает подобное изменение температуры на грунт, в котором уложен трубопровод. При замерзании или оттаивании грунтов эти изменения в большинстве случаев приводят к разрушению трубопровода.

Замороженные влажные грунты при оттаивании дают значительную осадку как за счет происшедшего уплотнения, так и вследствие понижения сопротивления сдвигу; при этом чем больше глинистых частиц в грунте, тем меньшим сопротивлением сдвигу он обладает.

Поэтому весной, при оттаивании, имеют место два вида осадки грунта:

1) нарушается сцепление в грунте и происходит скольжение массы засыпного грунта вдоль стенок траншеи, при этом в зависимости от рыхлости засыпки и степени подбивки грунта под трубу при ремонте трубопровода с нарушением «постели», интенсивное оседание трубы может сопровождаться ударом;

2) паводковые и ливневые воды, протекая вдоль валика трассы, дренируют сквозь рыхлый неслежавшйся грунт засыпки и размывают дно траншеи, вызывая неравномерную осадку трубы.

Следовательно, изгиб трубопроводов, уложенных в грунт, происходит в результате неравномерной осадки, возникающей под действием веса трубы, лежащего над ней насыпного грунта и неоднородности основания. При этом установлено, что осадка труб неизбежна; она тем больше, чем более рыхлый и влажным является грунт дна траншей.

Неравномерность осадки трубопроводов, вызываемая различными свойствами грунтов, является наиболее важной среди прочих причин изгиба трубы.

Создание в трубопроводе дополнительных изгибающих напряжений при наличии других неблагоприятных факторов (например, плохого качества сварки), как правило, приводит к нарушению прочности отдельных стыков. Поэтому при строительстве нефте– и газопроводов, а также при их ремонте качеству постели и правильной укладке труб в траншею следует уделять серьезное внимание.

1.4 Техническое состояние и уровень аварийности объектов магистральных трубопроводов

Ежегодные отчеты Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [10] показывают, что в период с 2004 года при эксплуатации магистральных трубопроводов (МТ) произошло 349 аварий, среди которых 223 – на магистральных газопроводах и 126 – на

магистральных нефтепроводах (МН). В случившихся авариях по разным причинам пострадало 45 человек.

Ниже представлено распределение аварийности на МТ в период с 2004 по 2020 год (рисунок 1.2), наглядно показывающее тенденцию к ее снижению в 2004–2012 гг., а также стабилизацию и сохранение на ненулевом уровне в 2013–2020 гг.

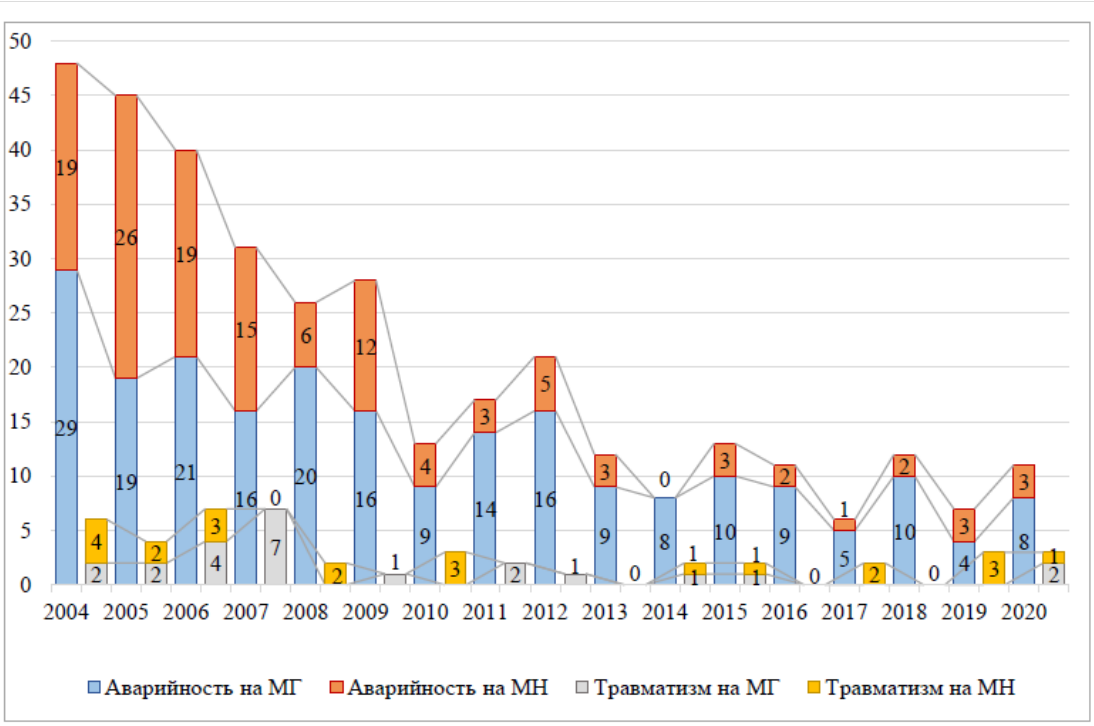


Рисунок 1.2 – Изменение аварийности и производственного травматизма на объектах магистральных трубопроводов в период 2004 – 2020 гг.

Площадные объекты (компрессорные станции, станции охлаждения газа, газораспределительные станции и т.д.) требуют особого внимания к обеспечению безопасности. Это связано, в первую очередь, с постоянным присутствием на таких объектах персонала, обеспечивающего непрерывную работу оборудования. Кроме того, в отличие от линейной части (ЛЧ), эксплуатация площадных объектов характеризуется более высокими значениями рабочих параметров (давления, температуры продукта и т.п.), наличием значительного количества опасных веществ расширенной

номенклатуры, высокой концентрацией дорогостоящего оборудования на локальной территории. Последствия аварий в таком случае чрезвычайно опасны.

Для персонала наибольшую опасность представляют компрессорные станции магистральных газопроводов, т.к. на небольшом ограниченном пространстве площадки эксплуатируется значительное количество оборудования с рабочей средой – сжатым при высоких давлениях природным газом, имеющим колоссальный запас энергии, высвобождение которой, как правило, происходит с возгоранием и взрывами.

Большое число исследований в области оценки технического состояния и целостности объектов магистральных трубопроводов, в том числе компрессорных станций, было проведено ведущими исследователями отрасли: Н.П. Алешиным, Б.В. Будзуляком, Г.Г. Васильевым, И.И. Велиюлиным, А.Г. Вертеповым, С.П. Зарицким, О.М Иванцовым, А.С. Лопатиным, Н.А. Махутовым, С.В. Нефёдовым, В.М. Писаревским, Б.П. Поршаковым, А.М. Ревазовым, В.В. Ремизовым, Ф.Г. Тухбатуллиным, В.В. Харионовским, В.А. Якубовичем и другими авторами.

В работе «Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте России» [18] приводится наиболее полное описание аварий и несчастных случаев, произошедших на объектах магистрального трубопроводного транспорта, за период с 1996 по 2001 год.

В разделе «Уроки, извлеченные из аварий» официального сайта Ростехнадзора [22] приводится информация об авариях на объектах нефтегазового комплекса России. Согласно этим данным за последние 10 лет ущерб от аварий на КС составил более 200 млн руб. (Таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Ущерб от аварий на КС с 2011 по 2020 год [22]

Дата	Организация, место аварии	Ввод в экспл.	Ущерб, тыс. руб.
28.12.2020	ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь», Когалымская	нет инф.	247,2

	компрессорная станция		
09.06.2017	ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «Лукойл – Западная Сибирь», Площадка компрессорной станции (промысловой) Северо–Губкинского месторождения	2009 г.	237,9
31.03.2017	ООО «Газпром трансгаз Ухта», Трубопровод импульсного газа (Ду 150) узла подключения компрессорного цеха № 5 Вуктыльского ЛПУМГ	2006 г.	1 989
08.01.2016	ООО «Газпром трансгаз Волгоград», 308 км МГ «Починки–Изобильное–Северо–Ставропольское ПХГ», узел подключения КС–06 «Ольховская» Ольховского ЛПУМГ	2000 г.	9 269
14.05.2015	ООО «Газпром добыча Ямбург», «Система межпромысловых трубопроводов Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения», узел приема очистного устройства на ПК 153+40 газопровода–коллектора УКПГ–2В – УКПГ–1В	2011 г.	146 993,707
02.04.2014	ООО «Газпром	1979 г.	36 810,042

	трансгаз Уфа», участок МГ «Челябинск – Петровск», узел подключения КС «Ургала» Ургалинского ЛПУМГ		
16.02.2011	ООО «Газпром трансгаз Югорск», МГ «СРТО – Урал», перемычка (выходной коллектор) между КЦ–5 и КЦ–6 КС «Ново–Ивдельская» Ивдельского ЛПУ МГ	1994 г.	1 539,874

Анализ, приведенный в работах [10, 18, 22–24], показал, что отсутствует общепринятая классификация причин аварий, поэтому затруднительно однозначно распределить аварии по всем факторам возникновения, но можно выделить следующие наиболее значимые причины:

– нарушение правил эксплуатации и промышленной безопасности;

– развитие заводских дефектов;

– развитие технологических дефектов (в том числе дефектов сварки);

– развитие эксплуатационных дефектов (в том числе коррозионных);

– развитие опасных инженерно–геологических процессов.

Рассмотренная выборка свидетельствует, что локализовались аварийные отказы, в основном, на узлах подключения КС; технологических трубопроводах КС; технологическом оборудовании; трубопроводных обвязках и оборудовании систем очистки и охлаждения газа.

При этом наибольшую опасность, связанную с возможным воспламенением газа и развитием пожара на территории площадных объектов, представляют:

– газопроводы, трубопроводная арматура и тройники узла подключения;

– входные и выходные шлейфы;

– циклонные пылеуловители (ПУ) и фильтры–сепараторы;

– коллекторы, проходящие вдоль газоперекачивающих агрегатов (ГПА);

– надземная трубопроводная обвязка ГПА высокого давления;

– аппараты воздушного охлаждения газа (АВО);

– коллекторы и трубопроводы топливного газа;

– крановые узлы.

Анализ статистических данных показывает, что на КС наибольшее число отказов (до 69%) приходится на трубопроводы технологического газа (Рисунок 1.3) [25].

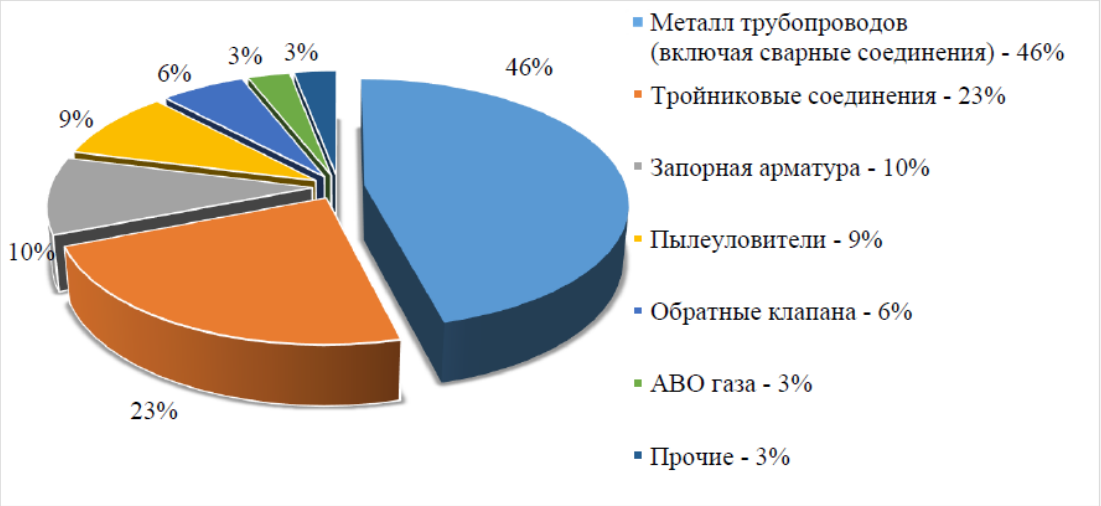


Рисунок 1.3 – Распределение аварий по расположению очагов разрушения на компрессорных станциях

В настоящее время на площадных объектах магистральных газопроводов достигнут высокий уровень промышленной безопасности, аварии являются исключительными событиями.

Вместе с тем, в составе Единой системы газоснабжения эксплуатируются более 250 компрессорных станций с различными сроками эксплуатации, в состав которых входит разнородное оборудование, объединенное в технологические комплексы различного назначения [26].

При этом значительная часть оборудования выработала назначенный производителем ресурс.

С целью определения факторов, обуславливающих развитие аварийных отказов, с учетом особенностей эксплуатации и конструктивного исполнения площадных объектов газотранспортной системы (ГТС) целесообразно выполнить анализ результатов диагностических обследований.

Проведем анализ результатов диагностических обследований площадных объектов на основании данных, полученных инженерно–техническим центром «Оргтехдиагностика» в 2010 году в ходе выполнения работ по диагностическому обслуживанию (ДО) оборудования компрессорных станций за период с 1997 по 2010 год [27].

На 730 обследованных компрессорных цехах (КЦ) более 2/3 дефектов выявлено на трубах технологических трубопроводов КС, остальные дефекты распределены между запорной арматурой, сосудами, работающими под давлением (СРД), быстросъемными затворами (БСЗ), газотурбинными установками (ГТУ), роторами и корпусами центробежных нагнетателей газа (ЦБН) (Рисунок 1.4).

Как видно, именно технологические коммуникации наиболее подвержены риску возникновения аварий, вследствие чего необходимо отдельно изучить основные причины возникновения дефектов на подземных и надземных трубопроводах КС.

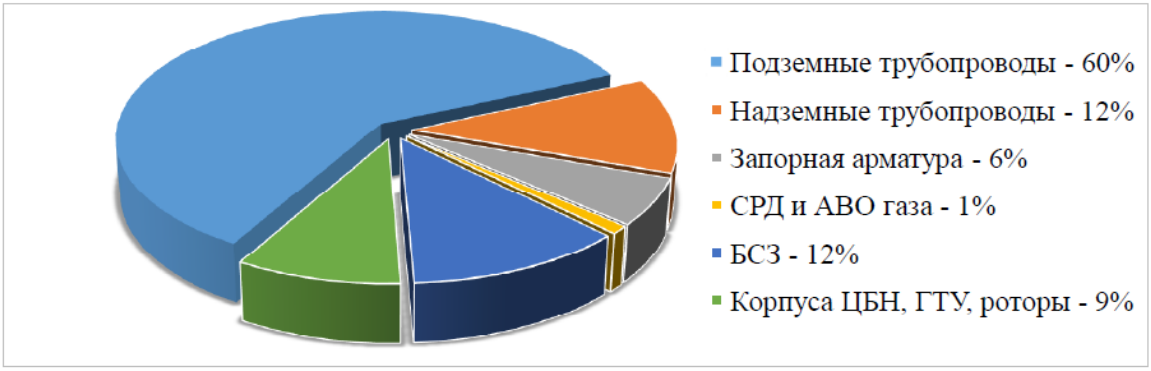


Рисунок 1.4 – Диаграмма распределения дефектов по видам оборудования на компрессорных станциях

Таким образом, для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов КС, надземных и подземных, необходим комплексный подход к контролю их технического состояния при строительстве, эксплуатации, ремонте и реконструкции цехов

2. МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

2.1 Классификация дефектов

Под дефектом магистрального трубопровода понимается отклонение геометрии стенки трубы и сварного шва, ухудшение качества материала трубы, не соответствующее допустимым значениям нормативно–технических документов и возникающее в процессе изготовления трубы, строительстве или его эксплуатации, а также недопустимые конструктивные детали, установленные на трубопроводы и обнаруживаемые методами внутритрубной дефектоскопии, традиционными методами неразрушающего контроля.

По геометрическим размерам дефекты классифицируют на:

Макродефекты – дефекты значительных размеров, которые могут быть обнаружены различными методами НК и большинством дефектоскопов;

Микродефекты – дефекты малых размеров, которые могут быть обнаружены лишь с применением современных дефектоскопических приборов.

По влиянию дефектов на напряженно–деформированное состояние объекта различают:

Классические дефекты;

Трещиноподобные дефекты.

В зависимости от происхождения и причин образования выделяют

Металлургические (производственно–технологические) дефекты;

Строительные дефекты;

Эксплуатационные дефекты.

В зависимости от необходимости применения определенных методов НК различают:

Поверхностные (явные) дефекты;

Внутренние (скрытые) дефекты.

С точки зрения ремонтопригодности выделяют:

Исправимые дефекты –дефекты, устранение которых технически возможно и экономически рационально;

Неисправимые – дефекты, устранение которых связано с существенными затратами или невозможно. По степени влияния на работоспособность трубопровода различают дефекты:

Значительные – эксплуатация объекта возможна при существенном влиянии дефекта;

Критические – эксплуатация объекта невозможна.

Дефекты трубопроводов, обнаруживаемые при диагностировании, по характеру проявления подразделяют на:

Технологические дефекты – дефекты, возникающие в результате строительно–монтажных и ремонтных работ;

Эксплуатационные дефекты – дефекты, возникающие в процессе эксплуатации после некоторой наработки [3].

2.2 Комплексное техническое диагностирование

Техническим диагностированием трубопровода называется процесс определения его фактического технического состояния с определенной точностью. Проведение технического диагностирования начинается с определения целей и задач.

Техническое диагностирование проводится в целях обеспечения безопасности, поддержания надежности, определения фактического технического состояния трубопроводов, предупреждения отказов, возможности их дальнейшей эксплуатации на проектных технологических режимах, для расчета допустимого давления и продления срока службы трубопроводов в процессе эксплуатации.

Основными задачами технического диагностирования магистральных трубопроводов являются:

контроль фактического технического состояния;

контроль состояния охранной зоны и зоны безопасности;

поиск и классификация дефектов, прогноз их развития;

определение предельно допустимого рабочего давления на дефектных участках;

оценка прочности, определение остаточного ресурса и продление срока службы оборудования;

определение сроков и объемов ремонта, необходимости замены или модернизации оборудования.

Техническое диагностирование магистральных трубопроводов должно предусматривать выполнение таких работ, как:

1. Комплексный анализ исполнительной и нормативно–технической документации;

2. Внутритрубная диагностика, проводимая с целью обнаружения дефектов трубопроводов, их параметров и классификации по степени опасности;

3. Внешний дефектоскопический контроль с применением методов НК для нахождения дефектов, которые не могут быть обнаружены ВТД;

4. Дополнительный дефектоскопический контроль для уточнения и подтверждения полученной информации [8].

2.3 Внутритрубная диагностика

Внутритрубная диагностика (внутритрубная инспекция) представляет собой комплекс технологических операций, реализуемых путем пропуска внутри трубопровода специальных устройств – внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС).

Она позволяет проводить обследование трубопроводов на всем ее протяжении как в процессе эксплуатации, так и для выполнения

послемонтажного контроля, выявлять различного типа несовершенства и строительные дефекты в стенках труб, являющиеся потенциальными причинами аварий и инцидентов.

Внутритрубная инспекция является комплексной четырехуровневой интегральной системой диагностирования, которая позволяет выявлять местоположение и параметры определенных видов дефектов на соответствующем уровне:

1 уровень – обнаружение аномалий геометрии трубопровода;

2 уровень – определение дефектов в виде несплошностей металла (расслоения, включений) и дефектов типа потери металла (рисок, коррозии);

3 уровень – определение поперечно–расположенных трещиноподобных дефектов основного металла трубы и сварных швов;

4 уровень – определение продольных трещиноподобных дефектов, в том числе аномалий в сварных швах [41].

Для проведения внутритрубной инспекции с помощью ВИС исследуемый участок магистрального трубопровода должен быть оборудован камерами пуска и приема средств очистки и диагностики. Запорная арматура, отводы, врезки и тройники на исследуемом участке не должны препятствовать движению внутритрубных снарядов. Для отслеживания местоположения ВИС на трубопроводе устанавливают маркерные сигнальные передатчики с интервалом 1,5 – 2 км.

Внутритрубная диагностика включает в себя несколько этапов, при качественном выполнении которых обеспечивается получение наиболее точных и достоверных результатов.

На первом этапе диагностического обследования участка трубопровода производится очистка внутренней полости трубопровода от посторонних предметов и отложений с помощью очистных скребков (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – Очистные скребки типа СО (слева) (НПЦ «ВТД») и СКР – 4 (справа)

В процессе очистки трубопровода скребки запускают несколько раз в зависимости от степени загрязненности трубопровода до тех пор, пока не будет достигнута необходимая степень очистки внутренней полости обследуемого участка.

Для финальной очистки трубопровода предусмотрен запуск очистных поршней с магнитными щетками (рисунок 2.2) для улавливания металлических частиц.

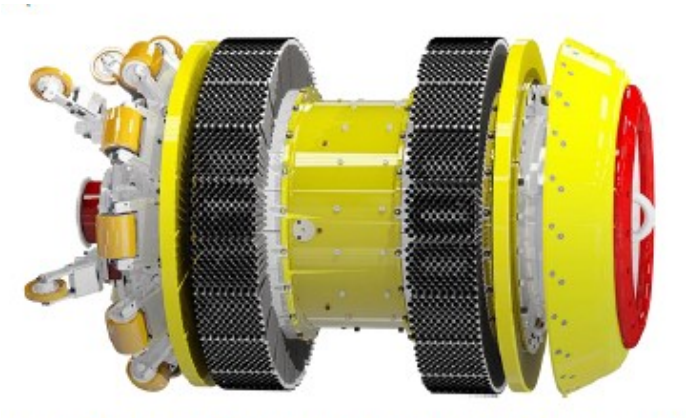


Рисунок 2.2 – Магнитный поршень НПЦ «ВТД»

На втором этапе производится калибровка трубопровода скребком – калибром с тонкими мерными пластинами (рисунок 2.3) с целью оценки минимальной величины проходного сечения трубопроводов.

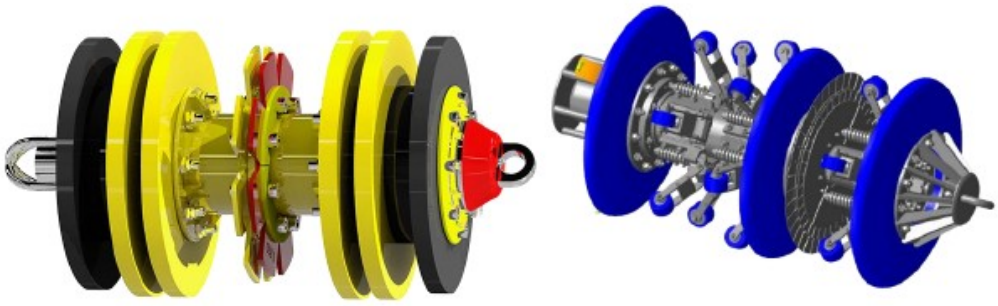


Рисунок 2.3 – Очистные скребки – калибры типа СОК (слева) (НПЦ «ВТД»)

По наличию или отсутствия изгиба пластин скребка – калибра судят о минимальном проходном сечении трубопровода. Калибровка определяет возможность безопасного пропуска снаряда – профиломера. главное условие для пропуска промиломера – минимальное проходное сечение участка трубопровода для беспрепятственного пропуска стандартного профиломера составляет $0{,}7D_н$.

На третьем этапе после успешного пропуска скребка–калибра осуществляется двукратный пропуск снаряда–профиломера (рисунок 2.4) для получения исчерпывающей информации о фактическом состоянии геометрии трубопровода на всем его протяжении. С помощью снаряда–профиломера определяют дефекты геометрии: вмятины, гофры, овальности, а также наличие конструктивных особенностей: кольцевых сварных швов, подкладных колец, тройников, кранов, отводов и т.д.

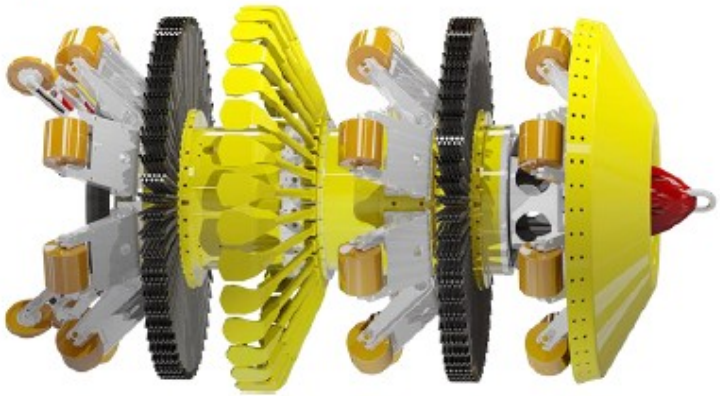


Рисунок 2.4 – Снаряд–профиломер НПЦ «ВТД»

Четвертым этапом является определение участков, которые уменьшают проходное сечение на величину $0{,}85D_н$ и имеют иные недопустимые отклонения в процессе пропуска снаряда–профиломера, и выполнение ремонт по устранению дефектных мест для обеспечения беспрепятственного прохождения внутритрубного дефектоскопа [38].

Запуска рассмотренных выше внутритрубных снарядов недостаточно для полного проведения контроля трубопровода, поскольку данные устройства позволяют определить лишь дефекты геометрии трубопровода, ведущих к уменьшению его проходного сечения, то есть способны выполнить задачи только 1 уровня мониторинга трубопровода.

После всех подготовительных мероприятий в трубопровод запускается внутритрубный дефектоскоп для проведения 2, 3 и 4 уровней диагностики.

На втором уровне диагностики трубопровода происходит обнаружение дефектов типа потерь металла, которые вызывают уменьшение толщины стенки, а также несплошностей и инородных включений в стенке трубопровода. Для обнаружения данных типов дефектов используются:
ультразвуковой дефектоскоп – толщиномер типа WM (Wall Thickness Measurement) с радиально установленными ультразвуковыми датчиками и т.д.

На третьем уровне выявляют поперечно–ориентированные трещиноподобные дефекты в кольцевых сварных швах и основном металле трубы с использованием следующих дефектоскопов: магнитного снаряда–дефектоскопа продольного намагничивания типа MFL (Magnetic Flux Leakage), ультразвукового снаряда–дефектоскопа типа CD с наклонным вводом ультразвуковых импульсов в тело трубы.

На четвертом уровне контроля производят обнаружение продольно–ориентированных трещиноподобных дефектов в основном теле трубы и в продольных сварных швах. Для данных целей применяют, например, ультразвуковой снаряд–дефектоскоп типа CD с наклонно расположенными в

плоскости поперечного сечения трубы ультразвуковыми датчиками, магнитный снаряд–дефектоскоп поперечного намагничивания типа TFI.

Классификация современных дефектоскопов по уровням технического диагностирования довольно условна, поскольку данные снаряды–дефектоскопы позволяют обнаруживать несколько типов различно ориентированных дефектов и поэтому могут применяться на любом из уровней диагностики.

После пропуска внутритрубных снарядов–дефектоскопов производят обработку результатов диагностирования, определяют наиболее дефектные участки трубопровода, производят их шурфовку и, если необходимо, удаление изоляции с целью идентификации обнаруженных дефектов [39].

В зависимости от степени влияния дефекта на условия безопасной эксплуатации трубопровода производят ремонтные работы по установке композитных муфт или замене дефектного участка.

2.4 Методы неразрушающего контроля

Согласно ГОСТ 18353–79 «Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов» [9] методы неразрушающего контроля в зависимости от физических явлений классифицируют на следующие виды:

Магнитный;

Электрический;

Вихретоковый;

Радиоволновой;

Тепловой;

Оптический;

Радиационный;

Акустический;

Проникающими веществами.

В основе классификации методов каждого вида лежат следующие признаки:

По характеру взаимодействия физических полей или веществ с контролируемым объектом;

По первичным информативным параметрам;

По способам получения первичной информации. Методы неразрушающего контроля подразделяют на пассивные и активные. Активные (локальные) методы – это методы, в которых регистрируется аномальное изменение возбуждаемого физического поля. Данные методы позволяют выявить дефекты лишь на ограниченной площади. К локальным методам относят: ВИК, УЗ дефектоскопия, вихретоковый, магнитные, радиационные, капиллярные.

Пассивные (интегральные) методы – это методы, регистрирующие свойства физического поля, которое возбуждается самим объектом контроля. Использование интегральных методов позволяет провести контроль целого объекта. К пассивным методам относят: тепловизионный, магнитометрический и метод акустической эмиссии.

2.5 Визуально–измерительный контроль

Визуальный и измерительный контроль (ВИК) относится к числу наиболее дешевых, быстрых и в тоже время информативных методов неразрушающего контроля. Данный метод является базовыми и предшествует всем остальным методам дефектоскопии. Внешним осмотром проверяют качество подготовки и сборки заготовок под сварку, качество выполнения швов в процессе сварки, а также качество основного металла.

Цель визуального контроля – выявление вмятин, заусенцев, ржавчины, прожогов, наплывов, и прочих видимых дефектов. ВИК контроль может проводиться с применением простейших измерительных средств, в том числе

невооруженным глазом или с помощью визуально–оптических приборов до 20 кратного увеличения, таких как лупы, эндоскопы и зеркала.

Подготовка места производства работ проводится перед началом выполнения ВИК. При мониторинге трубопровода в процессе его эксплуатации необходимо обеспечить удобный подход специалистов к месту контроля для достаточного обзора глаза.

Поверхность, подлежащая контролю, рассматривается под углом не менее 30 º к плоскости объекта контроля и с расстояния до 0,6 м (рисунок 2.5). Перед проведением ВИК контролируемого участка трубопровода должна быть обеспечена освещенность не менее 160 люкс для обзорного визуального контроля и не менее 500 люкс для локального визуального контроля. В противном случае необходимо использовать вспомогательные источники света для получения требуемой освещенности [11].



Рисунок 2.5 – Условия проведения ВИК

При техническом диагностировании трубопровода ВИК необходимо проводить после полной остановки его работы в связи с большим избыточным давлением. Поверхность в зоне контроля очищают от изоляции, ржавчины и грязи до чистого металла.

После подготовки специалисты приступают к непосредственному ВИК. В процессе контроля используются:

лупы, в том числе измерительные;

линейки измерительные металлические;

штангенциркули, штангенрейсмусы и штангенглубиномеры;

стенкомеры и толщиномеры индикаторные;

микрометры;

нутромеры микрометрические и индикаторные;

калибры;

эндоскопы;

штриховые меры длины (стальные измерительные линейки, рулетки).

Допускается применение других средств ВИК при наличии соответствующих инструкций, методик их применения [12].

Данный метод НК имеет ряд значительных преимуществ:

Простота и удобство контроля;

Малая трудоемкость;

Низкая стоимость вспомогательного оборудования;

Высокая скорость проведения контроля.

Недостатками ВИК являются:

Низкая достоверность результатов и субъективность;

Ограниченность лишь видимой частью объекта исследования;

Влияние человеческого фактора на результат контроля.

Несмотря на существенные недостатки, данный метод контроля является первичным и позволяет определять крупные дефекты на стадии строительства трубопроводов, их эксплуатации и непосредственно в процессе комплексной технической диагностики.

2.6 Ультразвуковой контроль

Основными моделями ультразвуковых снарядов–дефектоскопов, используемых в внутритрубной диагностике трубопроводов, являются ультразвуковой дефектоскоп типа WM (Wall Thickness Measurement) и типа CD.

Вне зависимости от типа все подобные устройства снабжены иммерсионными ультразвуковыми датчиками, производящие мониторинг при заполненном жидкостью пространстве между датчиками и ОК. При диагностике нефтепроводов в качестве жидкости используют

перекачиваемые нефть и нефтепродукты, при контроле газопроводов создается специальная подвижная водяная пробка с помощью дополнительных поршней разделителей, двигающихся впереди и сзади дефектоскопа (технология «batching»). Для регулирования скорости движения снарядов–дефектоскопов данные приборы оборудуются регуляторами скорости. Принципом действия регуляторов является перепускание части транспортируемого продукта через тело дефектоскопа для получения необходимой скорости движения.

Ультразвуковой дефектоскоп типа WM (рисунок 2.6) – это автономное устройство, предназначенное для внутритрубной диагностики трубопроводов. Данное устройство позволяет обнаруживать большинство видов дефектов металла трубопровода.



Рисунок 2.6 – Ультразвуковой дефектоскоп типа WM

Измерение толщины стенки трубки на основе эхо–импульсного метода ультразвукового контроля является основным принципом проведения внутритрубной дефектоскопии в дефектоскопах типа WM. В качестве датчиков используются иммерсионные пьезоэлектрические преобразователи совмещенного типа с радиальным вводом луча. Количество преобразователей рассчитывается с условием, что будет обеспечен контроль всей внутренней полости трубопровода. Так, для трубопровода с наружным диаметром 1220 мм применяют дефектоскопы с 448 датчиками.

Измерение толщины стенки трубопровода и, при наличии, несплошности металла осуществляется по измерению времени прохождения зондирующего ультразвукового импульса от наружной до внутренней поверхности трубы (до несплошности) и отраженного ультразвукового импульса до приемника (рисунок 2.7).



Рисунок 2.7 – Принцип контроля ультразвуковым дефектоскопом типа WM

Это позволяет выявлять различного рода несплошности (расслоения, инородные включения) стенки трубопровода и дефекты потери металла как с наружной, так и с внутренней стороны обследуемого трубопровода. Результаты контроля обрабатываются бортовыми компьютерами и сохраняется в запоминающем устройстве дефектоскопа. Записываемая информация включает в себя совокупность измерений толщины стенки трубы, расстояния от преобразователей до стенки трубы, одометрические данные, давления, температуры и т.д.

Ультразвуковой дефектоскоп типа WM собран из нескольких секций, с наружной стороны которых установлены шарнирно–соединённые носители ПЭП, а внутри – необходимая электроника, аккумуляторные батареи и информационными накопителями. Секции оборудованы манжетами, изготовленными из полиуретана, служащими для центрирования

дефектоскопа в трубопроводе и обеспечения движения устройства за счет потока транспортируемого продукта.

Сзади смонтированы одометрические колеса для регистрации пройденного дефектоскопом расстояния [46]. Дополняет линейку ультразвуковых дефектоскопов внутритрубный снаряд–дефектоскоп типа CD (рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – Ультразвуковой снаряд–дефектоскоп типа CD

Ультразвуковой дефектоскоп данного типа представляет собой автономное высокоавтоматизированное устройство для ВТД трубопроводов. Устройство обеспечивает выявление продольно– и поперечно–ориентированных трещин стенок трубопровода минимальной длины 50 мм и глубины 1,5 мм, в том числе в продольных и поперечных сварных швах.

В дефектоскопах типа CD используется эхо–импульсный метод ультразвукового контроля с применением иммерсионных ПЭП совмещенного типа. Ввод зондирующих импульсов осуществляется под некоторым углом к внутренней полости трубопровода. Принцип действия основан на регистрации и измерении амплитуды отраженных от дефектов ультразвуковых волн и интервалов времени между зондирующим и отраженным от дефекта импульсами (рисунок 2.9).



Рисунок 2.9 – Принцип контроля ультразвуковым дефектоскопом типа CD

Для обнаружения трещиноподобных дефектов применяется теневой ультразвуковой метод с наклонными ПЭП, являющийся основным для обнаружения разнонаправленных дефектов стенки трубопровода.

Механизм данного метода заключается в следующем: зондирующий ультразвуковой импульс распространяется в стенке трубы и отражается от трещин, встречающихся на его пути. Происходит частичное рассеивание импульса, что впоследствии регистрируется ПЭП. Причем чем больше угол между направлением распространения ультразвукового импульса и дефектом, тем меньше амплитуда отраженной ультразвуковой волны.

Отраженный импульс представляет собой совокупность акустических колебаний, поэтому требуется применение современных программных средств для выделения полезного сигнала о параметрах дефектов.

Наибольшая амплитуда отраженного импульса достигается при ортогональном расположении трещины относительно направления распространения ультразвуковой волны. В связи с этим для определения продольно–ориентированных дефектов используют носители ПЭП с поперечным наклоном, для выявления поперечных – носитель датчиков с продольным наклоном.

Ультразвуковой дефектоскоп типа CD включает в себя несколько шарнирно–соединенных герметичных секций, выполненных из стали, и

носители ПЭП. Головная секция оборудована приемопередатчиком и одометрической системой из трех колес, два из которых работают в режиме измерения пройденного расстояния, а третье формирует время для излучения зондирующих импульсов для полного контроля внутренней полости трубопровода [47].

Существует ультразвуковой дефектоскоп, который совмещает в себе оба типа рассмотренных выше дефектоскопов.

Ультразвуковой комбинированный дефектоскоп сочетает в себе секции WM и CD и служит для проведения ВТД трубопроводов. Данный дефектоскоп способен измерять толщину стенки (технология WM) и выявлять дефекты, ориентированные в продольном и поперечном направлениях, в том числе в кольцевых поперечных и продольных сварных швах трубопровода (рисунок 2.10).



Рисунок 2.10 – Ультразвуковой комбинированный дефектоскоп (WM+CD)

В дефектоскопе возможен как одновременный контроль с комбинированным применением нескольких дефектоскопических секций, так и раздельный контроль, при котором проводится либо измерение остаточной толщины стенки по технологии WM, либо выявление дефектов по технологии CD.

В ультразвуковом комбинированном дефектоскопе применяется эхо–импульсный акустический метод неразрушающего контроля с применением иммерсионных ПЭП совмещенного типа, расположенных ортогонально к внутренней полости трубопровода (режим толщиномера) (рисунок 2.11) [48].

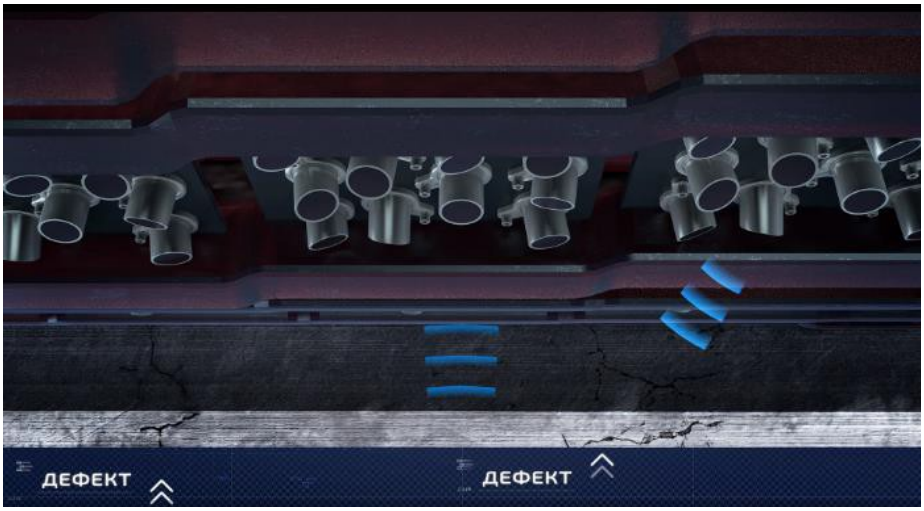


Рисунок 2.11 – Принцип действия ультразвукового комбинированного дефектоскопа (WM+CD)

Данный снаряд–дефектоскоп сочетает в себе достоинства обеих технологий. Основными достоинствами ультразвуковых снарядов–дефектоскопов являются:

Высокая точность обнаружения местоположения дефектов;

Обнаружение продольных дефектов длиной от 30 мм при скорости движения снаряда 1 м/с;

Идентификация дефектов глубиной от 0,5 мм; Недостатки ультразвуковых внутритрубных снарядов:

Необходимость в контактной жидкости для проведения контроля, поскольку ультразвук не проходит сквозь воздушный (газовый) зазор;

Невозможность диагностики газопроводов и нерентабильность «batching» технологии вследствие длительной осушки газопровода после проведения диагностики;

Высокие требования к предварительной подготовке внутренней полости трубопровода, так как ультразвук не распространяется в парафине, глине, песке и прочих отложениях.

Невозможность определения трещиноподобных дефектов, поперечно–расположенных по отношению к стенке трубопровода;

Наличие большого количества ультразвуковых датчиков (для трубопроводов диаметром 1420 мм их количество может достигать 1024);

Сравнительно низкая скорость движения внутритрубного дефектоскопа в трубопроводе для качественной диагностики (до 1 м/с).

2.7 Магнитные методы

Магнитная дефектоскопия представляет собой комплекс методов неразрушающего контроля, применяемых для обнаружения дефектов в ферромагнитных металлах. К дефектам, выявляемым магнитным методом, относят такие дефекты как: трещины, волосовины, неметаллические включения, несплавления, флокены, непроваров сварных соединений, закатов, надрывов. Выявление дефектов возможно в том случае, если они выходят на поверхность изделия или залегают на малой глубине (не более 2 – 3 мм) [19].

Магнитные методы основаны на изучении магнитных полей рассеяния вокруг изделий из ферромагнитных материалов после намагничивания. В местах расположения дефектов наблюдается перераспределение магнитных потоков и их искажение вследствие различия магнитных свойств дефектов и окружающего их металла (рисунок 2.12).

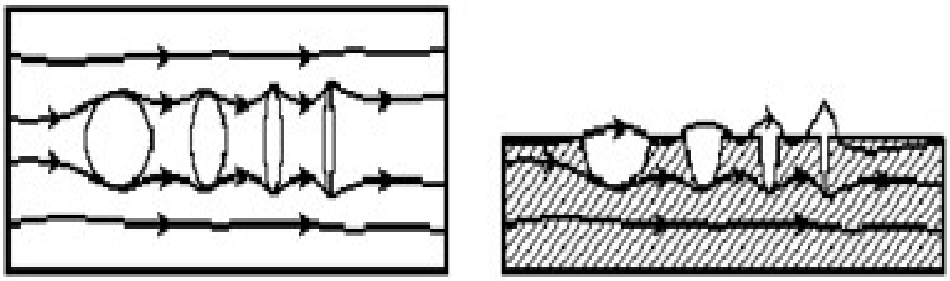


Рисунок 2.12 – Влияние дефектов на распределение магнитного поля внутри и снаружи образце

Для выявления и фиксации искажений (потоков рассеяния) над дефектами в нефтегазовой отрасли используются различные методы.

Согласно [19], для технической диагностики магистральных трубопроводов используются следующие магнитные методы: магнитопорошковый, магнитографический, магнитоферрозондовый, индукционный, магнитной памяти металла и бесконтактную магнитометрическую диагностику.

2.8 Капиллярный метод контроля

Капиллярные методы основаны на капиллярном проникании индикаторных жидкостей (пенетрантов) в полости поверхностных и сквозных несплошностей материала объектов контроля и регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом или с помощью преобразователя.

Данные методы предназначены для обнаружения поверхностных и сквозных дефектов в объектах контроля, определения их расположения, протяженности (для протяженных дефектов типа трещин) и ориентации по поверхности [39].

Они позволяют выявлять трещины, раскрытие которых 2 мм и более, а глубина более 0,02 м, контролировать объекты любых размеров и форм.

Главными дефектоскопическими материалами, применяемыми в капиллярных метода контроля, являются:

И –пенетрант–индикатор;

М – очиститель;

Г – гаситель;

П – проявитель пенетранта.

Индикаторный пенетрант (И) – это проникающая индикаторная жидкость, которая предназначена для заполнения полостей открытых поверхностных дефектов и для образования индикаторного следа, обнаруживаемого невооруженным глазом.

Очиститель от пенетранта (М) – состав, при нанесении которого происходит удаление индикаторного пенетранта с ОК. Основными очистителями, применяемыми для удаления пенетранта, являются поверхностно–активные вещества, спирты и т.д.

Гаситель пенетранта (Г) – вещество, предназначенное для устранения фоновой окраски при цветном методе контроля или люминесценции при люминесцентном методе контроля остатков индикаторного пенетранта на поверхности ОК. В качестве гасителя для люминесцентных пенетрантов используется смесь резорцина с изопропиловым спиртом.

Проявитель пенетранта (П) – состав, который служит для извлечения индикаторного пенетранта из полости дефекта. В результате происходит образование индикаторного следа и создание фона для легкого обнаружения местоположения дефекта. В качестве проявителя используют порошок, суспензию, краски, лаки, липкую ленту.

На основании источника [40], капиллярный метод неразрушающего контроля включает в себя 5 этапов:

1. Предварительная подготовка объекта к контролю;
2. Нанесение дефектоскопических материалов на поверхность ОК;
3. Проявление дефектов;
4. Выявление дефектов и их регистрация;
5. Очистка поверхности ОК.

При проведении контроля капиллярными методами, на предварительно очищенную от грязи, пыли, ржавчины, лакокрасочных покрытий поверхность ОК (1) (рисунок 2.13, а) наносят индикаторный пенетрант (3) (рисунок 2.13, б), который способен проникать в дефекты (2) с присущим ему характерным цветовым тоном или люминесцирующий под действием ультрафиолетового излучения. Спустя определенное время, избыток пенетранта удаляют с поверхности ОК при помощи очистителей (рисунок 2.13, в). Следующим этапом является нанесение проявителя на ОК (4)

(рисунок 2.13, г), который поднимает оставшийся в поверхностном дефекте пенетрант на поверхность (5). В результате пенетрант расплывается над дефектным участком, образуя индикаторный след определенной ширины. Этот след можно увидеть, пользуясь специальными приборами, или невооруженным глазом. Образующиеся индикаторные следы могут люминесцировать в ультрафиолетовых лучах или имеют окраску, вызываемую избирательным поглощением (отражением) части падающих на них световых лучей.

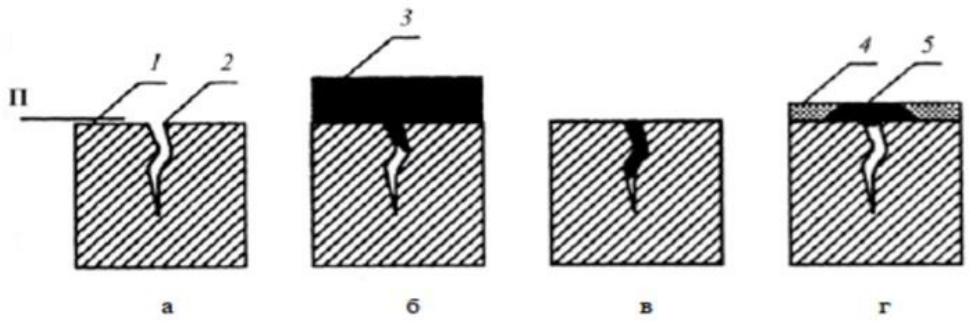


Рисунок 2.13 – Процесс обнаружения дефектов капиллярным методом контроля а) 1 – контролируемая поверхность ОК с трещиной, П – поверхность ОК, 2 – дефект; б) поверхность после нанесения пенетранта, 3 – пенетрант; в) трещина с оставшимся после очистки пенетрантом; г) поверхность после нанесения проявителя, 4 – проявитель – пенетранта, 5 – извлеченный пенетрант

Результат контроля оценивается визуально и может быть задокументирован с помощью фото– и видеоаппаратуры или перенесен на клейкую пленку (рисунок 2.14).

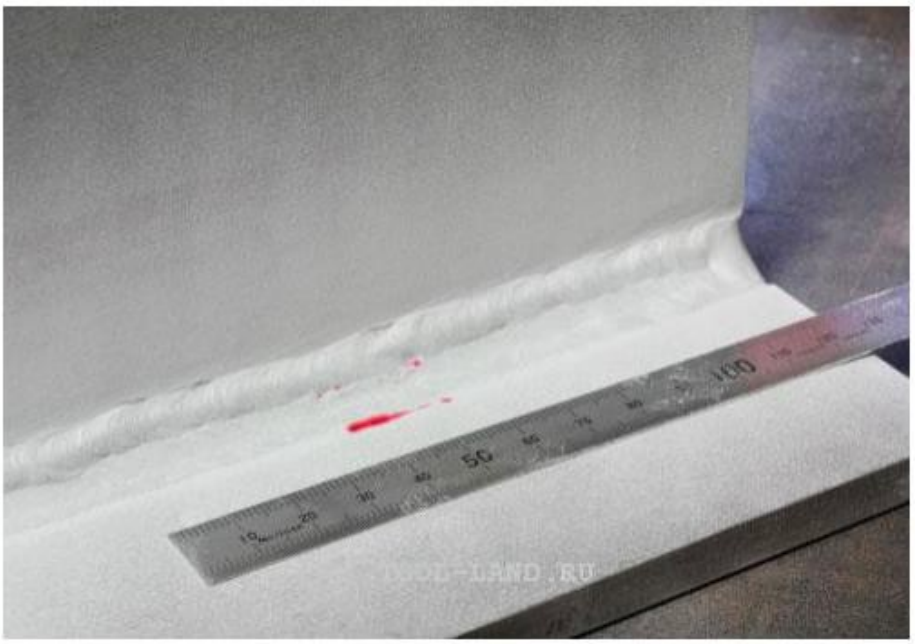


Рисунок 2.14 – Обнаружение дефекта применением капиллярной дефектоскопии

Достоинства методов капиллярного метода контроля:

Высокие чувствительность и разрешающая способность;

Относительно высокая достоверность контроля и наглядность его результатов;

Возможность контроля деталей разной степени сложности, а также широких зон деталей в один прием;

Возможность точно устанавливать место, направление, протяженность и иногда характер дефекта;

Простота методики проведения контроля;

Низкая стоимость используемых приборов и дефектоскопических материалов.

Недостатки методов КМК:

высокая трудоемкость контроля при отсутствии механизации;

возможность обнаружения только поверхностных дефектов;

большая длительность процесса (до 0,5–1,5 ч);

необходимость удаления лакокрасочных покрытий и тщательной предварительной очистки контролируемых деталей;

зависимость от условий окружающей среды;

вредность некоторых дефектоскопических материалов для персонала и необходимость использования защитных приспособлений и вентиляции;

субъективность контроля, зависимость достоверности результатов от квалификации контролера;

ограниченный срок хранения дефектоскопических материалов, зависимость их свойств от продолжительности хранения и температуры среды.

3. РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДА

3.1 Исходные данные для расчета

Исходными данными для расчета являются:

диаметр и толщина стенки трубы

Наружный диаметр трубы Dн принимается по проектной документации на участок МН и указывается в техническом задании на диагностику.

Толщина стенки трубы принимается по данным ВИП «Ультраскан WM» или по акту ДДК.

Если «дефект» занимает несколько трубных секций, то за толщину принимается минимальное значение для трубной секции.

– размеры «дефекта»

– Размеры «дефекта» по результатам диагностического обследования (рисунок 3.1):

– длина «дефекта» L – расстояние между наиболее удаленными в продольном направлении (вдоль оси трубы) точками «дефекта»;

– ширина «дефекта»W – расстояние между наиболее удаленными в кольцевом направлении точками «дефекта»;

– глубина «дефекта»H – наибольший размер «дефекта» в направлении толщины стенки (радиальном направлении).

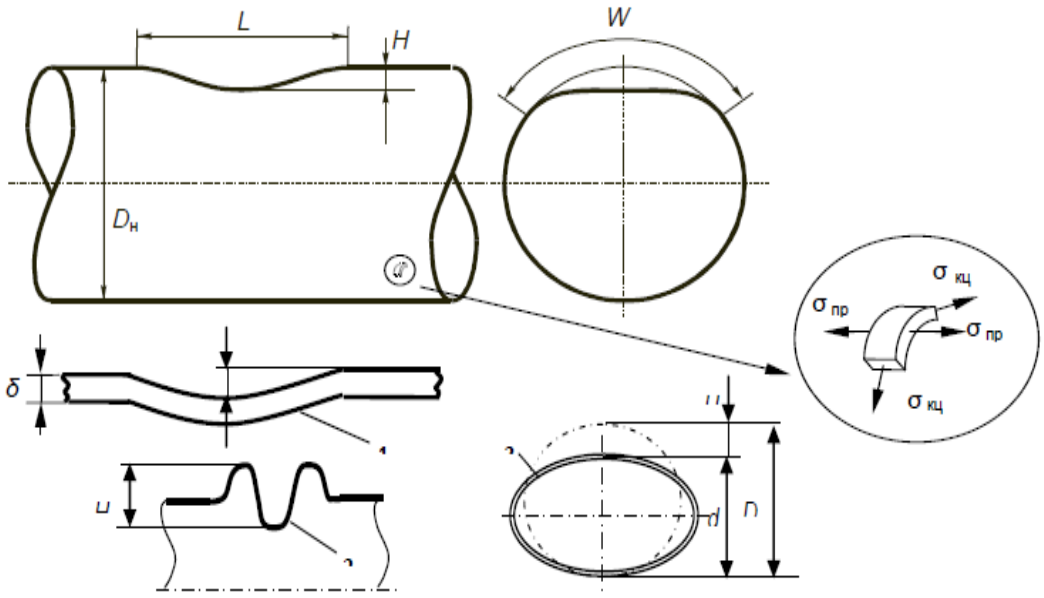


Рисунок 3.1. – Дефект геометрии в трубе (1 – вмятина, 2– гофр, 3 – сужение).

Размеры «дефекта» определяются по результатам обследования ВИП или по значениям, приведенным в акте ДДК.

Глубина вмятины определяется как максимальное расстояние от образующей трубы до поверхности трубы во вмятине (рисунок 3.1).

Глубина гофра определяется как сумма высоты выпуклости и глубины вогнутости, измеренных от образующей трубы (рисунок 3.1).

Проведено техническое диагностическое обследование нефтегазопромыслового трубопровода, транспортируещего продукты, не содержащие сероводорода, с наружным диаметром 273 мм, номинальной толщиной стенки 10 мм и рабочим давлением 10 МПа. Магистральная часть трубопровода смонтирована из труб по ГОСТ 8731, из стали 20, по ГОСТ 1050. Трубопровод находится в эксплуатации с 1990 г.

Эксплуатационные характеристики трубопровода приняты согласно СП 34–116–97:

– коэффициент несущей способности труб $k = 1$;

– для стали 20 R_1^H =420 МПа, R_2^H = 250 МПа;

– коэффициент надежности по назначению трубопроводов $\gamma_{n=}1$;

– коэффициент условий работы трубопровода, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды, $m_2 = 0{,}75$;

– коэффициент надежности по материалу $\gamma_m = 1{,}55$;

– коэффициент надежности по нагрузке γ_f =1,15;

– коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе n=1,2;

– коэффициент несущей способности трубы $\alpha = 1$;

– коэффициент условий работы материала труб при разрыве m_1 =0,85;

– коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах m_3 =1;

– коэффициент однородности материала труб k_1 =0,8.

Замеры толщин стенок труб по результатам диагностики представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Фактическая толщина стенки (t_k) в точках замера по сечению трубы

Номер замеряемого места по схеме	Толщина стенки, мм				
	Фактическая (t_k) в точках замера по сечению трубы				Номинальная t_{nk}
	1	2	3	4	
1	8,5	8,5	8,6	8,7	10
2	8,7	7,8	8,6	9	10
3	7,8	8,6	7,9	8,9	10
4	7,7	8,4	8,5	8,9	10
5	9,3	9,3	9,4	9,4	10
6	9,1	9	9	9	10
7	7,8	7,7	8,3	8,7	10
8	8,8	8,7	8,7	8,8	10
9	8,5	7,9	8	8	10
10	9,3	7,9	8,4	7,9	10

3.2 Оценка потенциальной опасности поверхностных дефектов

Для оценки прочности трубопровода с коррозионными дефектами наиболее важными являются глубина дефекта и его длина. К дефектам поверхности труб относятся: технологические утонения стенки грубы, коррозионные (общая и местная коррозия) и механические дефекты. Общая коррозия – длина и ширина коррозионного дефекта больше грех номинальных толщин стенки трубы. Местная коррозия – длина и ширина коррозионного дефекта меньше трех номинальных толщин стенки трубы. Продиры и забоины – механический локальный дефект, у которого глубина меньше ширины, он является разновидностью дефекта «потеря металла». Потеря металла – утонение стенки коррозионного происхождения на внутренней поверхности груб характерна для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие среды.

Для оценки потенциальной опасности дефектов типа утонение стенки трубы проведены стендовые испытания труб, отдельные результаты которых приведены далее.

Труба №34. Труба 0377х14 мм с наружной потерей металла на сварном шве. После того, как испытуемая труба выдержала все циклические нагрузки, её нагружали до разрушения, предварительно выполнив надрез вдоль образующей трубы: длиной D/2 = 190 мм, глубиной 1/2 = 7,3 мм. Надрез был нанесен в связи с тем, что бездефектные вставки по расчету выдерживают давление менее 26,0 МПа. При давлении 25,0 МПа труба разрушилась по нанесенному искусственному надрезу. Зона разрушения имеет размеры – 660х95 мм и ориентирована вдоль оси трубы (рисунок 2.3).

Испытуемая труба разрушилась при давлении в 1,97 раза превышающем нормативное рабочее давление – 13,2 МПа и в 3,91 раза превышающем проектное давление – 6,4 МПа.

Труба №35. Труба 0 377х14 мм с наружной потерей металла (рисунок 2.4). После того, как испытуемая труба выдержала вес циклические нагрузки, се нагружали до разрушения, предварительно выполнив надрез вдоль образующей трубы: длиной D/2 = 190 мм, глубиной t/2 = 7,2 мм. При давлении 24,5 МПа труба разрушилась по нанесенному искусственному надрезу. Зона разрушения имеет размеры –560х120 мм и ориентирована вдоль оси трубы.

Испытуемая труба разрушилась при давлении в 1,85 раза превышающем нормативное рабочее давление – 13,2 МПа и в 3,83 раза превышающем проектное давление – 6,4 МПа.

Труба №37. Труба 0 377х14 мм с наружным утонением стенки на сварном шве. Испытуемая труба выдержала 200 циклов нагружений. Затем проведено циклическое нагружение трубы с размахом изменения давлений цикла 1,25 $Р_н$ со сбросом давления до 0,1 Ри (0,7 – 9,0 МПа), 125 циклов. Далее проводили циклическое нагружение трубы с размахом изменения давлений цикла 1,5 $Р_н$ со сбросом давления до 0,1 $Р_н$ (0,7 – 10,6 МПа), 85 циклов. При давлении 12,1 МПа труба разгерметизировалась по коррозионному дефекту 58х31х1,5 мм. Зона разрушения имеет размеры – 780х106 мм и ориентирована вдоль оси трубы (рисунок 2.5).

В ходе проведения гидравлических испытаний трубы осуществляли измерение напряженно–деформированного состояния участка трубы с коррозионными дефектами. Наибольшие напряжения на наружной поверхности трубы возникли у сварного продольного шва на не тронутом коррозией основном металле находящегося между коррозионными повреждениями (рисунок 3.2, б, т. 8). Коэффициент концентрации окружных напряжений составил 1,81. В области коррозионного повреждения (рисунок 2.5, б, т.4–7) концентрация напряжений убывала от 1,29 до 0,81 с увеличением расстояния от продольного сварного шва.

Испытуемая труба разрушилась при давлении в 1,89 раза превышающем проектное давление – 6,4 МПа и в 1,83 раза превышающем расчетное нормативное рабочее давление – 6,6 МПа.

Испытанные участки труб с дефектами основного металла имели коэффициент запаса прочности выше расчетного проектного. Поэтому, представляется возможной подконтрольная эксплуатация подобных дефектных участков трубопроводов, нагруженных внутренним давлением и не подвергающихся в процессе эксплуатации изгибу в горизонтальной и вертикальной плоскостях при условии соблюдения требований действующего Технологического регламента на эксплуатацию трубопроводов.

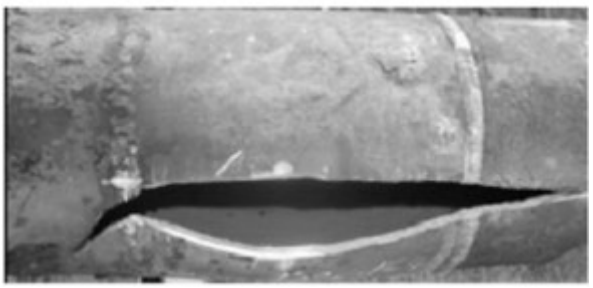


Рисунок 3.2 – Зона разрушения катушки с дефектными сварными швами



Рисунок 3.3 – Зона трубы с коррозионными дефектами

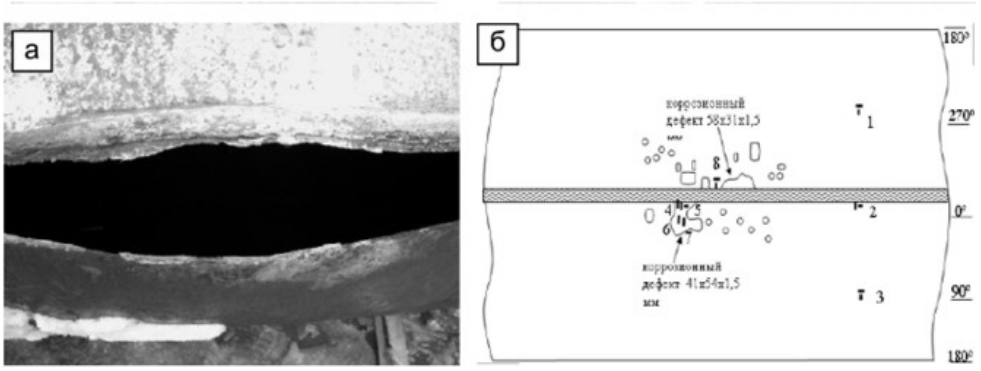


Рисунок 3.4– Зона разгерметизации трубы с коррозионными дефектами (а), расположение точек тснзомстрирования трубы с коррозионными дефектами (б).

3.3 Расчет остаточного ресурса трубопровода по минимальной толщине стенки трубы.

Проверочный расчет толщины стенки трубы по формуле (2.1)

$$t_R = \frac{\gamma_f k P D_н}{2(R + 0.6\gamma_f P)} = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 0,273}{2(203 + 0,6 \cdot 1,15 \cdot 10)} = 0,0078\,м,$$

где значение ***R*** определяется по формуле:

$$R = min\left\{\frac{R_{1н} m2}{\gamma_m \gamma_n}, \frac{R_{2н} m2}{0,9\gamma_n}\right\} = \left\{\frac{420 \cdot 0,75}{1.55 \cdot 1}, \frac{250 \cdot 0,75}{0,9 \cdot 1}\right\} = \min(203, 208) = 203\,МПа .$$

Расчет отбраковочной толщины стенки трубы

Вычисляется отношение $\frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} = \frac{250 \cdot 1}{420 \cdot 0,75} = 0,79 \geq 0,75$.

Определяем $t_{отб}$ по формуле (2.4)

$$t_{отб}=\frac{nP\alpha D_H}{2(R_1+nP)}=\frac{1{,}2\cdot 10\cdot 1\cdot 0.273}{2\cdot(214{,}2+1{,}2\cdot 10)}=0{,}007\ м,$$

где R_1 – расчетное сопротивление материала труб и деталей трубопровода, равное

$$R^1 = R^H_1 \times m1 \times m2 \times k1 = 420 \times 0{,}8 \times 0{,}75 \times 0{,}85 = 214{,}2\ МПа.$$

Для данных таблицы 1 среднее значение измеренной толщины стенки трубы *($t_{ср}$)*:

$$t_{ср} = \frac{\sum_1^N t_k}{N}=342{,}6/40=8{,}55\ мм.$$

Среднее квадратическое отклонение σ:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1}\sum (t_k - t_{ср})^2}=\sqrt{\frac{10{,}28}{39}}=0{,}513\ мм.$$

Минимальная возможная толщина стенки t_{min} с учетом неконтролированных участков поверхности для доверительной вероятности 95% применительно ко всем магистральным трубопроводам определяется по формуле:

$$t_{min} = t_{ср} - 2\sigma = 8{,}55 - 2\cdot 0{,}513 = 7{,}52\ мм.$$

Средняя скорость коррозии $V_{ср}$:

$$V_{ср} = \frac{t_n - t_{min}}{\tau}=\frac{10-7{,}52}{12}=0{,}206\ мм/год.$$

Остаточный ресурс трубопровода составляет:

$$\tau_{ост} = \frac{t_{min} - t_{отб}}{V_{ср}}=\frac{7{,}52-7}{0.206}=2{,}5\ (года).$$

4. ТРЕБОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 Охрана труда и техника безопасности

При диагностировании магистральных трубопроводов в котловане при их эксплуатации возникает опасность выхода вредных веществ в воздух рабочей зоны из оборудования и трубопровода, что может привести к отравлению исполнителей ремонтных работ. Согласно ГН 2.2.5.552–96 [68], предельно–допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, которые могут появиться при проведении диагностики трубопроводов, представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м3	Класс опасности
Углеводороды алифатические предельные С1 – С10	300	IV
Бензин – растворитель (в пересчете на углерод)	300	IV
Керосин (в пересчете на углерод)	300	IV
Сероводород в смеси с углеводородами С1–С2	3	II
Нефть сырая	10	III
Углекислый газ	9000	IV

Мероприятия по снижению негативного воздействия вредных веществ на персонал:

Исключение источников появления вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).

Применение принудительной вентиляции для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.

Использование средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).

Повышенный уровень шума

Магистральные трубопроводы, в частности газоперекачивающие шлейфы–коллекторы Dн > 530 мм, являются источниками производственного шума, который оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека и результат его работы. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, может являться причиной его потери, изменяет кровяное давление, ухудшает зрение, нарушает координацию движений [69].

Согласно ГОСТ 12.1.003–2014 [70], нормированный уровень шума – 80 дБ А. Для снижения негативного влияния уровня шума в рабочей зоне производят следующие мероприятия в соответствии с ГОСТ 12.1.029–80 [71]:

Замена или модернизация оборудования для исключения шумоопасных источников или снижения интенсивности шумов от них;

Установка эффективных глушителей;

Применение эффективной звукоизоляции, кожухов;

Использование средств индивидуальной защиты. Согласно инструкциям по технике безопасности предприятия применяются вкладыши, представляющие собой мягкие тампоны, пропитанные смесью парафина и воска, жесткие вкладыши из резины, звукоизолирующие наушники, звукоизолирующие шлемы.

Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне

Операторы робототехнических систем производят управление устройствами в мобильных автолабораториях. Для обеспечения высокой работоспособности и сосредоточенности специалистов в автолабораториях должны соблюдаться необходимые показатели микроклимата, такие как относительная влажность, интенсивность теплового излучения от нагретых поверхностей, барометрическое давление, скорость движения и температура воздуха и т.д. Согласно СанПиН 2.2.4.548–96 [72], на рабочем месте должна

поддерживаться температура от +21 до +23 °С в холодное время года и от +22 до +24 – в теплое. Относительная влажность должна находиться в пределах 40 – 60%. Чтобы обеспечить оптимальное сочетание параметров микроклимата, используют системы вентиляции и отопления. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Уровень освещения влияет не только на функционирование зрительного аппарата специалиста, но и на его физическое и психоэмоциональное состояние. При чрезмерном или же недостаточном освещении значительно снижается работоспособность производителя диагностических работ в связи с ухудшениями условий труда. Так, согласно Европейскому стандарту EN 13018:2001 [11], перед проведением визуально–измерительного контроля участка трубопровода должна быть обеспечена освещенность не менее 160 люкс для обзорного визуального контроля и не менее 500 люкс для локального визуального контроля.

Для компенсации недостаточной освещенности в светлое время суток используют комбинацию естественного и искусственного освещения, в темное время суток пользуются искусственным освещением согласно СП 52.13330.2011 [73]. В процессе идентификации обнаруженных дефектов и определения их параметров с применением методов НК используют источники местного освещения. Для этого применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении Движущиеся машины и механизмы

В процессе запасовки внутритрубного снаряда–дефектоскопа возможен производственный травматизм рабочей бригады вследствие подвижных частей производственного оборудования, перемещений оборудования при монтаже и демонтаже, острых кромок и заусенцев на поверхностях оборудования, использования подъемных кранов для подачи дефектоскопа в камеру пуска и приема средств очистки и диагностики и т.д. Требования, предъявляемые к производственному оборудованию, подробно описаны в ГОСТ 12.2.003–74 [74].

Для предотвращения производственного травматизма рабочий персонал должен знать и соблюдать технику безопасности при работе с нефтегазовым оборудованием, а также быть обеспеченным необходимыми средствами индивидуальной защиты: рабочая одежда, перчатки, каски и т. д.

Поражение электрическим током

Источниками поражения от электрического тока при диагностике магистральных трубопроводов являются электрические привода для подачи питания на дефектоскопические приборы и устройства.

Причины поражения электрическим током: прикосновение к токоведущим элементам, ошибочные действия персонала, нарушение изоляции токоведущих элементов, метеорологические условия (удар молнии) и аварийные ситуации. Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний. Требования, предъявляемые к электробезопасности производственных процессов, подробно описаны в ГОСТ Р 12.1.019.2009 [75].

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий согласно ГОСТ 30852.19–2002 [76]:
1. Применение защитного зануления, защитного заземления, защитного отключения;

2. Обеспечение изоляции, ограждение и недоступность электрических цепей;

3. Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности;

4. Установка молниеотводов;

5. Проведение инструктажей и обучения персонала безопасным методам работы с электроприборами;

6. Использование средств индивидуальной защиты: диэлектрических перчаток и бот, диэлектрических резиновых ковриков, инструментов с изолированными ручками.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При диагностировании дефектных участков магистральных трубопровода, находящегося в эксплуатации, основной опасностью является возможное разрушение трубопровода под действием транспортируемой продукции. Следствием аварии могут стать пожар, гибель людей, приведение оборудования в негодное состояние, утечка транспортируемого продукта, что также негативно отразится на окружающей среде.

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций и инцидентов проводят комплексное диагностирование технического состояния трубопроводов с целью обнаружения дефектов геометрии труб, потери металла и трещин в сварных швах. В случае аварии трубопровод должен быть немедленно остановлен и отключен до обнаружения причины аварии и ее устранения аварийной бригадой.

4.2 Охрана окружающей среды

Воздействия объекта на атмосферу

Перекачиваемое по магистральным трубопроводам углеводородное сырье и иные загрязняющие вещества, содержащиеся в скважинной продукции, могут попадать в атмосферу в результате образования сквозных отверстий, свищей в теле трубопровода и выхода транспортируемой продукции в окружающую среду. Также загрязнение атмосферы происходит при плановых основах объектов подготовки нефти и газа и опорожнение технологических трубопроводов.

Для защиты атмосферы от негативного воздействия токсичный и загрязняющих веществ проводятся следующие мероприятия:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность;

2. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования;

3. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры;

4. Проведение диагностики трубопроводов на наличие утечек и их устранение.

Воздействия объекта на гидросферу

В процессе идентификации дефектов по результатам диагностического обследования магистральных трубопроводов возможен выход скважинной продукции в грунтовые воды, либо водный объект, если авария произошла на подводном переходе.

Для предотвращения аварийных ситуаций и загрязнения гидросферы подводные переходы и трубопровод в целом должен быть продиагностирован методами внутритрубной дефектоскопии, с применения водолазных дефектоскопических работ и при помощи самодвижущихся робототехнических систем.

Воздействия объекта на литосферу

При подготовке трубопроводов к пропуску внутритрубных дефектоскопических снарядов производят очистку внутренней полости трубопровода с применением очистных скребков. После пропуска очистных скребков в камеру приема очистных средств поступают внутритрубные отложения (например, парафины, механические примеси, продукты коррозии и т.д.), которые являются возможным источником загрязнения литосферы. Также в результате ремонтных работ образуется большое количество отходов производства.

Поэтому для защиты литосферы от загрязнения все отходы подлежат селективному сбору и последующей утилизации в соответствии с руководящей документацией.

Анализ воздействия на селитебную зону

Магистральные трубопроводы являются опасными производственными объектами, которые должны располагаться на некотором удалении от жилых зон и объектов жизнедеятельности населения с целью обеспечения безопасной эксплуатации трубопровода и минимизации последствий в случае аварийной ситуации или инцидента.

Согласно ГОСТ Р 55990–2014 [77], на этапе проектирования трасса магистрального трубопровода должна быть расположена на удалении не менее (при номинальном диаметре не более 300 мм):

150 м от населенных пунктов, предприятий и отдельных жилых зданий;

240 м от железнодорожных и автобусных станций и мостов;

150 м от автомобильных и железных дорог общего пользования.

Также для обеспечения безопасности и целости трубопровода назначается охранная зона по 25 метров в каждую сторону относительно оси трубопровода. На оси трубопровода устанавливаются специальные информационные и запрещающие таблички на ответственных участках трассы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для диагностики магистральных трубопроводов могут применяться множество методов неразрушающего контроля (вихретоковый, оптический, магнитный, радиоволновой, радиационный, акустический, тепловой). Но наиболее универсальными являются акустический и магнитный методы.

Эти два метода позволяют обнаружить на более ранних стадиях развитие таких видов дефектов, возникающих в процессе эксплуатации газонефтепроводов, как: коррозия металла, эрозионный износ стенок, трещины в сварных швах и основном металле, нарушение защитных свойств изоляционных покрытий, изменение пространственного положения элементов трубопровода. Соответственно акустический и магнитный виды неразрушающего контроля предотвращают – внезапные отказы в работе магистральных трубопроводов, повышают их надежность, эффективность и безопасность при эксплуатации.

И так, мы можем сказать, что применение технической диагностики позволяет обнаружить дефекты различного происхождения, определять их характер и размеры, а, следовательно, появляется возможность классифицировать их по степени опасности и устанавливать очередность ремонта. При этом значительно сокращаются общие объемы работ, так как ремонт магистральных трубопроводов производится выборочно. По результатам приведённых методов диагностики может быть рассчитана вероятность риска в отказе работы и прогнозируется остаточный ресурс трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р ИСО 31000–2019 Менеджмент риска. Принципы и руководство (Переиздание). – Официальное издание. – М. : Стандартинформ, 2021. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/1200170125?section=text. – (Дата обращения 06.12.2021).

2. ГОСТ Р 51898–2002 Аспекты безопасности. Правила включения в стандарты. – М. : Стандартинформ, 2018. – 8 с.

3. ГОСТ Р 51901.1 – 2002 Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем (с Поправкой). – М. : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 24 с.

4. ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

5. ГН 2.2.5.552–96. Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

6. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

7. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

8. ГОСТ 12.1.029–80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

9. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

10. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

11. ГОСТ 12.2.003–74. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

12. ГОСТ Р 12.1.019–2009. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

13. ГОСТ 30852.19–2002 (МЭК 60079–20:1996). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования.

14. ГОСТ Р 55990–2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

15. ПБ 03–440–02. Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля.

16. Алешин, Н.П. Физические методы неразрушающего контроля сварных соединений : учебник для вузов / Н.П. Алешин – 2–е изд., перераб. и доп. – М. : Инновационное машиностроение, 2019. – 574 с.

17. Ангалев, А. М. Анализ аварий и инцидентов на опасных производственных объектах / А. М. Ангалев // Науч.–техн. сб. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт». – 2020. – №2. – С. 8–13.

18. Ангалев, А.М. Анализ дефектов, выявленных при диагностическом сопровождении комплексного ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций / А.М. Ангалев, Д.С. Бутусов, А.П. Завьялов, А.И. Мартынов // Газовая промышленность. – 2015. – № S1(720). – С. 88–90.

19. Богданов, Р.И. Особенности проявления коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов на территории Российской Федерации / Р.И. Богданов, И.В. Ряховских, Т.С. Есиев [и др.] // Научно–технический сборник Вести газовой науки. – 2019. – № 3(27). – С. 12–22.

20. Бородин, В.И. Расчетно–экспериментальное обоснование эффективности применения систем мониторинга газопроводов для достоверной оценки их технического состояния / В.И. Бородин, Д.М.

Ляпичев, Р.Е. Шепелев, Д.П. Никулина // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – №2 (110). – С. 28–33.

21. Будзуляк, Б.В. Оценка надежности технологических трубопроводов в рамках системы управления техническим состоянием и целостностью технологических трубопроводов и оборудования площадных объектов / Б.В. Будзуляк, А.П. Завьялов, Р.М. Имансакипов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – № 3. – С. 45–48.

22. Васильев, Г.Г. Деформационный мониторинг строительных конструкций площадочных объектов нефтегазового комплекса на многолетнемерзлых грунтах / Г.Г. Васильев, А.А. Джалябов, И.А. Леонович // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – № 5–6. – С. 34–39.

23. Власова, Л. В. Анализ и оценка природных рисков для объектов ЕСГ с использованием перспективных направлений геоинформационных технологий / Л. В. Власова, Г. С. Ракитина, С. И. Долгов // Газовая промышленность. – 2018. – № 4(689). – С. 54–58.

24. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2020 год [Электронный ресурс].– Режим доступа: https://www.gazprom.ru/investors/disclosure/reports/2020/– Заглавие с экрана. – (Дата обращения 06.05.2022).

25. Гольдзон, И.А. О перспективах использования систем автоматизированного контроля технического состояния оборудования объектов ТЭК с использованием беспилотных технологий / И.А. Гольдзон, А.П. Завьялов, А.С. Лопатин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 6(551). – С. 25–30.

26. Завьялов, А. П. Анализ современных тенденций развития систем ремонтно–технического и диагностического обслуживания нефтегазовых производств / А. П. Завьялов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 6. – С. 67–72.

27. Завьялов, А.П. Анализ современных тенденций развития систем ремонтно–технического и диагностического обслуживания нефтегазовых производств / А.П. Завьялов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 6. – С. 67–72.

28. Комардинкин, В.П. Анализ отказов оборудования «высокой стороны» компрессорных цехов северных регионов / В.П. Комардинкин, В.А. Якубович // Диагностика–99. Диагностика энергомеханического оборудования и надежность компрессорных станций: сб. тр. науч.–практич. конф. – М.: ООО «ИРЦ Газпром». – С. 3–17.

29. Лопатин, А.С. Оценка параметров надежности магистральных газопроводов, испытывающих воздействие непроектных нагрузок / А.С. Лопатин, С.И. Егоров, А.П. Завьялов, К.Б. Гусейнов. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 95 с.

30. Лукъянчиков, М. И. О методологии прогнозирования возможного типа (природы) аварии на магистральных трубопроводах / М.И. Лукъянчиков, А.Б. Докутович, Ю.В. Немчин [и др.] // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2021. – № 1(302). – С. 90–103.

31. Ляпичев, Д.М. Мониторинг напряженного состояния газопроводов как средство предотвращения их коррозионного растрескивания / Д.М. Ляпичев, Д.П. Никулина, М.М. Адмакин // Науч.–техн. сб. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт». – 2018. – № 2. – С. 22–27.

32. Ляпичев, Д.М. Совершенствование методов обеспечения промышленной безопасности компрессорных станций / Д.М. Ляпичев, Д.П. Никулина // Науч.–техн. сб. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт». – 2017. – № 1. – С. 49–53.

33. Ляпичев, Д.М. Совершенствование системы диагностического обслуживания объектов газовой промышленности России / Д.М. Ляпичев,

И.С. Степанчук, А. И. Мартынов, А. П. Завьялов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – № 2(110). – С. 14–18.

34. Никулина, Д.П. Автоматизированный мониторинг и диагностика компрессорных станций / Д.П. Никулина // Науч.–техн. сб. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт». – 2019. – № 1. – С. 70–78.

35. Перов, С.Л. Технические решения по повышению надежности технологических трубопроводов УПГТ / С.Л. Перов, А.В. Сорокин // Газовая промышленность. – 2017. – № 1(747). – С. 68–73.

36. Салюков, В.В. Магистральные газопроводы. Диагностика и управление техническим состоянием / В.В. Салюков, В.В. Харионовский. – М. : Недра, 2016. – 213 с.

37. Толстихин, Ю.Ю. Разработка и внедрение комплексного мониторинга технического состояния зданий и сооружений в ООО «Газпром трансгаз Москва» / Ю.Ю. Толстихин, П.И. Анищенко, Ф.В. Блинов, Д.В. Егудкин, А.А. Савицын // Газовая промышленность. – 2018. – №8 (772). – С. 106–110.

38. Тухбатуллин, Ф.Г. О коррозионном растрескивании под напряжением продольного и поперечного направлений / Ф.Г. Тухбатуллин, Р.М. Аскаров, А.А. Назарова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2021. – № 2–3. – С. 10–17.

39. Харионовский, В. В. Магистральные газопроводы: развитие диагностических работ / В. В. Харионовский // Газовая промышленность. – 2018. – № 2(764). – С. 56–60.

40. Чучкалов, М. В. Разработка методов выявления, торможения и предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных газопроводах : специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на

соискание ученой степени доктора технических наук / Чучкалов Михаил Владимирович. – Уфа, 2018. – 364 с.

41. Шипилов, А.В. Обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводных обвязок компрессорных станций с применением отечественных внутритрубных диагностических комплексов / А.В. Шипилов, Д.А. Гурин, А.Н. Пошелюзный [и др.] // Газовая промышленность. – 2016. – №737. – С. 47–53.