

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УТВЕРЖДАЮ

**Руководитель программы
аспирантуры
профессор А.М. Щипачёв**

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНЫХ РАБОТ

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

Подготовка научных и научно-педагогических кадров в аспирантуре

| | |
|--|---|
| Область науки: | 2. Технические науки |
| Группа научных специальностей: | 2.8. Недропользование и горные науки |
| Научная специальность: | 2.8.5. Строительство и эксплуатация газопроводов, баз и хранилищ |
| Отрасли науки: | Технические |
| Форма освоения программы аспирантуры: | Очная |
| Срок освоения программы аспирантуры: | 4 года |
| Составитель: | к.т.н. Палаев А. Г. |

Санкт-Петербург

ВВЕДЕНИЕ

Неразрушающий контроль - это область науки и техники, изучающая и разрабатывающая методы и средства определения и прогнозирования технического состояния механизмов, машин и оборудования без их разборки.

Использование методов и средств неразрушающего контроля позволяет значительно уменьшить трудоемкость и время ремонта и таким образом снизить эксплуатационные расходы. Эксплуатационные расходы превышают расходы изготовления в несколько раз. Это превышение составляет, например, для самолетов в 5 раз, для автотранспорта в 7 раз, для станков в 8 раз и более. Если учесть, что за время эксплуатации механизм подвергается нескольким десяткам профилактических осмотров с частичной разборкой, до 10 вынужденных и плановых средних ремонтов и до 3 капитальных ремонтов, можно оценить, какой экономический эффект будет получен за счет внедрения средств технической диагностики.

По данным международной конфедерации по измерительной технике и приборостроению ИМЕСО, только за счет внедрения средств диагностики, например для энергетических установок, сокращаются трудоемкость и время ремонта более чем на 40%, уменьшается расход топлива на 4% и увеличивается коэффициент технического использования оборудования на 12%.

Значительный экономический эффект достигается при переходе с обслуживания и ремонта по регламенту на ремонт и обслуживание по фактическому состоянию.

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

Основным признаком классификации неразрушающего контроля является физическая сущность, положенная в основу метода.

Для получения информации в неразрушающем контроле используют все виды физических полей и излучений, химических взаимодействий и процессов. Зарождение НК обычно относят ко времени открытия в ноябре 1895 г. рентгеновских лучей, которые позволили обнаружить металлический предмет в закрытой деревянной коробке. За прошедший после этого период разработано большое число различных видов и методов НК.

Классификация видов НК в соответствии с ГОСТ 18353-79 основана на физических процессах взаимодействия поля или вещества с объектом контроля. В основе решения диагностических задач лежит прежде всего оптимальный выбор физического процесса, дающего наиболее объективную информацию об объекте диагностирования. В зависимости от общности физических принципов, на которых они основаны, различают девять видов НК: акустический, магнитный, тепловой, электрический, оптический, вихретоковый, радиационный, проникающими веществами и радиоволновой. Каждый из видов НК подразделяют на методы, отличающиеся следующими признаками:

- характером взаимодействия поля или вещества с объектом, определяющим соответствующие изменения поля или состояния вещества;
- параметром поля или вещества (первичным информативным параметром), измеряемым в процессе контроля;

•способом измерения параметра поля или вещества. Классификация методов НК по ГОСТ 18353-79 приведена в табл. 1.2 и 1.3. Ни один из методов НК не является универсальным. Каждый из них может быть использован наиболее эффективно для обнаружения определенных дефектов в заданных условиях. Например, многие из методов применимы для контроля некоторых типов материалов: радиоволновые — для радиопрозрачных диэлектрических материалов; электроемкостный — для неметаллических, плохо проводящих ток материалов; вихретоковый, электропотенциальный — для хороших электропроводников; магнитный — для ферромагнетиков; акустический — для материалов, обладающих небольшим затуханием звука соответствующей частоты, и т.д.

Таблица 2.

| Вид контроля | Классификация методов неразрушающего контроля | | |
|---------------|---|---|--|
| | По характеру взаимодействия физических полей | По первичному информативному параметру | По способу получения первичной информации |
| Магнитный | Магнитный | Коэрцитивной силы Намагниченности Остаточной | Магнитопорошковый Индукционный Феррозондовый Эффект Холла Магнитографиче- |
| Электрический | Электрический Трибоэлектрический Термоэлектрический | Электропотенциальный Электроемкостный | Электростатический порошковый Электропараметрический Электроискровой Рекомбинационного излучения Экзоэлектронной эмиссии Шумовой Контактной разности потенциалов |
| Вихретоковый | Прошедшего излучения Отраженного излучения | Амплитудный Фазовый Частотный Спектральный Многочастотный | Трансформаторный Параметрический |
| Радиоволновое | Прошедшего излучения Отраженного излучения Рассеянного излучения Резонансный | Амплитудный Фазовый Частотный Временный Поляризационный Геометрический | Детекторный(диодный) Болометрический Термисторный Интерференционный Голографический Жидких кристаллов Термобумага |

| | | | |
|---------------|--|---|--|
| Тепловой | Тепловой контактный Конвективный Собственного излучения | Термометрический Теплометрический | Пирометрический Жидких кристаллов Термокрасок Термобумаг Термолюминофоров Термозависимых |
| Оптический | Прошедшего излучения Отраженного излучения Рассеянного излучения Индукцированного | Амплитудный Фазовый Временной Частотный | Интерференционный Нефелометрический Рефрактометрический |
| Радиационный | Прошедшего излучения Рассеянного излучения Активационного | Плотности потока энергии спектральный | Сцинтилляционный Ионизационный Вторичных электронов |
| Радиоволновой | Прошедшего излучения Отраженного излучения Рассеянного излучения Резонансный | Амплитудный Фазовый Частотный Временной Поляризационный Геометрический | Детекторный (диодный) Болометрический Термисторный Интерференционный Голографический Жидких кристаллов Термобумаг Термолюминофоров Фотоуправляемых |
| Акустический | Прошедшего излучения Отраженного излучения (эхо-метод) Резонансный | Спектральный Амплитудный Фазовый Временной | Пьезоэлектрический Электромагнитно-акустический Микрофонный |

| Классификация методов контроля проникающими веществами (капиллярными и течеисканием) | | |
|---|--|---|
| По характеру взаимодействия веществ с контролируемым объектом | По первичному информативному параметру | По способу получения первичной информации |
| Молекулярный | Жидкостный Газовый | Яркостный (ахроматический) Цветной (хроматический) Люминесцентный Люминесцентно – цветной Фильтрующих частиц Масс-спектрометрический Пузырьковый Манометрический |

| | | |
|--|--|--|
| | | Галогенный Радиоактивный Катарометрический Химический Акустический |
|--|--|--|

Чувствительность соответствующего метода НК оценивается наименьшими размерами выявляемых дефектов: для поверхностных — шириной раскрытия на поверхности детали, а также протяженностью и глубиной развития; для скрытых — размерами дефекта и глубиной его залегания. Сопоставление различных методов контроля можно проводить только в тех условиях, когда возможно применение нескольких методов. Перечень рекомендуемых методов НК приводится в нормативно-технических документах по технической диагностике конкретных объектов.

Средства неразрушающего контроля разделяют на индикаторные и измерительные. Индикаторными называют средства контроля, не имеющие измерительных узлов и предназначенные лишь для индикации дефектов. Средства контроля, оснащенные измерительными узлами, подлежат периодической метрологической поверке. Периодичность поверки указывается в паспортах средств измерений и обычно составляет один год. Поверке подлежат также контрольные и стандартные образцы, используемые для настройки и проверки средств измерений.

Квалификация специалистов НК устанавливается и подтверждается по результатам соответствующей аттестации. Согласно ПБ 03-440—02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля», аттестация проводится по следующим видам НК: ультразвуковой (УК); акустико-эмиссионный (АЭ); радиационный (РК); магнитный (МК); вихретоковый (ВК); проникающими веществами: капиллярными (ПВК); течеискания (ПВТ); визуальный и измерительный (ВИК); вибродиагностический (ВД); электрический (ЭК); тепловой (ТК); оптический (ОК).

Аттестация специалистов НК в зависимости от их квалификации производится в соответствии с ПБ 03-440—02 по трем уровням. Специалист I уровня квалификации выполняет работы по НК конкретного объекта по утвержденной инструкции под контролем специалиста II или III уровня и не имеет права оценивать полученные результаты. Специалист II уровня, помимо знаний I уровня, разрабатывает технологические инструкции и карты контроля в соответствии с действующими нормативами и методическими документами в области своей аттестации, производит выбор технологии и средств контроля, выдает заключение по результатам контроля, выполненного им самим или под его наблюдением специалистом I уровня.

Специалист III уровня обладает квалификацией, достаточной для руководства любыми операциями по тому методу НК, по которому он аттестован, в том числе: руководит работой персонала I и II уровней, а также выполняет работы, отнесенные к компетенции последних; проверяет и согласовывает технологические документы, разработанные специалистами II уровня квалификации; разрабатывает технологические документы и технологические регламенты по НК; проводит инспекционный контроль работ, выполненных персоналом I и II уровней квалификации.

Специалисты по НК должны проходить периодическую переподготовку: I и II уровней — через три года, III уровня — через пять лет. В удостоверении каждого специалиста помимо вида НК записывается вид оборудования, к контролю которого он допущен.

Для правильного выбора методов НК необходимо знание физических основ НК, областей применения и технологии контроля.

Вопросы для самопроверки.

1. Какой ГОСТ относится: «Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов»?
2. В стандартах на продукцию должны оговариваться?
3. Исследуемый объект называется «объектом контроля» (ОК) если?
4. Методы измерения с применением технических средств называют?
5. Квалиметрия – это?
6. Неразрушающие методы контроля основаны на взаимодействии?
7. В зависимости от общности физических принципов, на которых они основаны, различают видов НК?
8. Средства неразрушающего контроля разделяют на?
9. Неразрушающие методы контроля основаны на взаимодействии?
10. В зависимости от общности физических принципов, на которых они основаны, различают видов НК?

Работа №1

Составление программы обследования (НК) технологических трубопроводов

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Ознакомление с системой технического диагностирования (НК) технологических трубопроводов

1. Анализ технической документации

1.1. Анализ технической документации на трубопровод проводится в целях:

- проверки наличия паспорта трубопровода и правильности его заполнения;
- установления фактических условий эксплуатации трубопровода и соответствия их паспортным данным;

- анализа результатов предшествующих диагностированию технических освидетельствований, ранее проведенных диагностирований и ремонтно-восстановительных работ;

- уточнения фактической наработки трубопровода в часах.

1.2. Анализ в общем случае подвергается следующая техническая документация:

- паспорт трубопровода;
- схема трубопровода;
- ремонтная документация;
- эксплуатационные документы;

- предписания территориального органа Госгортехнадзора России;
- заключения по результатам предыдущих технических освидетельствований и технических диагностированных.

При анализе технической документации проверяются:

- наличие в паспорте трубопровода записи о его регистрации;
- соответствие заводской маркировки трубопровода на корпусе и на фирменной табличке паспортным данным;
- использование трубопровода по прямому назначению.

По результатам анализа технической документации уточняется программа технического диагностирования.

1.3. Особое внимание уделяется анализу сведений о повреждениях и неисправностях в работе сосуда и о причинах, приведших к ним.

2 Контроль качества сварных соединений

2.1. Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает:

- а) пооперационный контроль;
- б) внешний осмотр и измерения;
- в) ультразвуковой или радиографический контроль;
- г) капиллярный или магнитопорошковый контроль;
- д) определение содержания ферритной фазы;
- е) стилоскопирование;
- ж) измерение твердости;
- з) механические испытания;
- и) контроль другими методами (металлографические исследования, испытание на стойкость против межкристаллитной коррозии и др.), предусмотренными проектом;
- к) гидравлические или пневматические испытания.

Окончательный контроль качества сварных соединений, подвергающихся термообработке, должен проводиться после проведения термообработки.

2.2 Конструкция и расположение сварных соединений должны обеспечивать проведение контроля качества сварных соединений предусмотренными документацией методами.

2.3. Пооперационный контроль предусматривает:

- а) проверку качества и соответствия труб и сварочных материалов требованиям стандартов и технических условий на изготовление и поставку;
- б) проверку качества подготовки концов труб и деталей трубопроводов под сварку и качества сборки стыков (угол скоса кромок, совпадение кромок, зазор в стыке перед сваркой, правильность центровки труб, расположение и число прихваток, отсутствие трещин в прихватках);
- в) проверку температуры предварительного подогрева;
- г) проверку качества и технологии сварки (режима сварки, порядка наложения швов, качества послойной зачистки шлака);
- д) проверку режимов термообработки сварных соединений.

2.4. Внешнему осмотру и измерениям подлежат все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений на ширине не менее 20 мм по обе стороны от шва.

2.5. По результатам внешнего осмотра и измерений сварные швы должны удовлетворять следующим требованиям:

- а) форма и размеры шва должны быть стандартными;
- б) поверхность шва должна быть мелкочешуйчатой; ноздреватость, свищи, скопления пор, прожоги, незаплавленные кратеры, наплывы в местах перехода сварного шва к основному металлу

трубы не допускаются.

Допускаются отдельные поры в количестве не более 3 на 100 мм сварного шва с размерами, не превышающими указанных в табл. 1 для балла 1.

2.6. При расшифровке радиографических снимков не учитываются включения (поры) длиной 0,2 мм и менее, если они не образуют скоплений и сетки дефектов.

Число отдельных включений (пор), длина которых меньше указанной в таблице, не должно превышать: 10 - для балла 1, 12 - для балла 2, 15 - для балла 3 на любом участке снимка длиной 100 мм, при этом их суммарная длина не должна быть больше, чем указано в таблице.

Для сварных соединений протяженностью менее 100 мм нормы, приведенные в таблице, по суммарной длине включений (пор), а также по числу отдельных включений (пор) следует пропорционально уменьшать.

Оценку участков сварных соединений трубопроводов P_u свыше 10 МПа (100 кгс/см²), в которых обнаружены скопления включений (пор), следует увеличить на один балл.

Оценку участков сварных соединений трубопроводов всех категорий, в которых обнаружены цепочки включений (пор), следует увеличить на один балл.

Таблица 1 - Оценка качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от размеров объемных дефектов (включений, пор)

| Оценка в баллах | Толщина стенки, мм | Включения (поры) | | Скопления, мм | Суммарная длина на любом участке шва длиной 100 мм |
|-----------------|--------------------|-------------------|-----------|---------------|--|
| | | ширина (диаметр), | длина, мм | | |
| 1 | До 3 | 0,5 | 1,0 | 2,0 | 3,0 |
| | Свыше 3 до 5 | 0,6 | 1,2 | 2,5 | 4,0 |
| | Свыше 5 до 8 | 0,8 | 1,5 | 3,0 | 5,0 |
| | Свыше 8 до 11 | 1,0 | 2,0 | 4,0 | 6,0 |
| | Свыше 11 до 14 | 1,2 | 2,5 | 5,0 | 8,0 |
| | Свыше 14 до 20 | 1,5 | 3,0 | 6,0 | 10,0 |
| | Свыше 20 до 26 | 2,0 | 4,0 | 8,0 | 12,0 |
| | Свыше 26 до 34 | 2,5 | 5,0 | 10,0 | 15,0 |
| | Свыше 34 | 3,0 | 6,0 | 10,0 | 20,0 |
| 2 | До 3 | 0,6 | 2,0 | 3,0 | 6,0 |
| | Свыше 3 до 5 | 0,8 | 2,5 | 4,0 | 8,0 |
| | Свыше 5 до 8 | 1,0 | 3,0 | 5,0 | 10,0 |
| | Свыше 8 до 11 | 1,2 | 3,5 | 6,0 | 12,0 |
| | Свыше 11 до 14 | 1,5 | 5,0 | 8,0 | 15,0 |
| | Свыше 14 до 20 | 2,0 | 6,0 | 10,0 | 20,0 |
| | Свыше 20 до 26 | 2,5 | 8,0 | 12,0 | 25,0 |
| | Свыше 26 до 34 | 2,5 | 8,0 | 12,0 | 30,0 |
| | Свыше 34 до 45 | 3,0 | 10,0 | 15,0 | 30,0 |
| | Свыше 45 | 3,5 | 12,0 | 15,0 | 40,0 |
| | До 3 | 0,8 | 3,0 | 5,0 | 8,0 |
| Свыше 3 до 5 | 1,0 | 4,0 | 6,0 | 10,0 | |
| 3 | Свыше 5 до 8 | 1,2 | 5,0 | 7,0 | 12,0 |
| | Свыше 8 до 11 | 1,5 | 6,0 | 9,0 | 15,0 |

| | | | | | |
|--|---------------------|---|------|------|------|
| | Свыше 11 до 14 | 2,0 | 8,0 | 12,0 | 20,0 |
| | Свыше 14 до 20 | 2,5 | 10,0 | 15,0 | 25,0 |
| | Свыше 20 до 26 | 3,0 | 12,0 | 20,0 | 30,0 |
| | Свыше 26 до 34 | 3,5 | 12,0 | 20,0 | 35,0 |
| | Свыше 34 до 45 | 4,0 | 15,0 | 25,0 | 40,0 |
| | Свыше 45 | 4,5 | 15,0 | 30,0 | 45,0 |
| | Независимо от длины | Включения (поры), включения, размер или форма, частота появления которых превышают допустимые значения, указанные в соответствующей таблице | | | |

Переход от наплавленного металла к основному должен быть плавным. Подрезы в местах перехода от шва к основному металлу допускаются по глубине не более 10% толщины стенки трубы, но не более 0,5 мм. При этом общая протяженность подреза на одном сварном соединении не должна превышать 30% длины шва.

В сварных соединениях трубопроводов на R_u свыше 10 МПа (100 кгс/см²), а также в трубопроводах I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С, подрезы не допускаются. Трещины в шве, в зоне термического влияния и в основном металле не допускаются.

2.7. Дефекты сварных соединений подлежат устранению в установленном порядке.

2.8. Контроль качества сварных соединений неразрушающими методами следует проводить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

2.9. К контролю сварных соединений физическими методами следует допускать дефектоскопистов, имеющих соответствующее квалификационное удостоверение на проведение контроля.

Каждый дефектоскопист может быть допущен к тем методам контроля, которые указаны в его удостоверении. Дефектоскописты подлежат аттестации в соответствии с нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

2.10. Неразрушающему контролю подвергают наихудшие по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы. Число контролируемых сварных швов определяется техническими условиями на объект, но во всех случаях должно быть не ниже приведенных в таблице 2.

2.11. Контроль сварных соединений радиографическим или ультразвуковым методом следует производить после устранения дефектов, выявленных внешним осмотром и измерениями, а для трубопроводов, рассчитанных на R_u свыше 10 МПа (100 кгс/см²), и для трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С, после контроля на выявление выходящих на поверхность дефектов магнитопорошковым или капиллярным методом.

Таблица 2 - Объем контроля сварных соединений ультразвуковым или радиографическим методом в % от общего числа сваренных каждым сварщиком (но не менее одного) соединений

| Условия изготовления стыков | Категория трубопроводов | | | | | |
|---|---|-----|-----|-----|-----|----|
| | Р _у > 10 МПа и I категории при температуре ниже -70 °С | I | II | III | IV | V |
| При изготовлении и монтаже предприятия нового трубопровода, при ремонте | 100 | 20 | 10 | 2 | 1 | - |
| При сварке разнородных сталей | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 10 |
| При сварке трубопроводов, находящихся в блоки I категории взрывоопасности | 100 | 100 | 10 | 2 | 1 | - |

2.12. Метод контроля (ультразвуковой, радиографический или оба метода в сочетании) выбирают исходя из возможности обеспечения более полного и точного выявления недопустимых дефектов с учетом особенностей физических

свойств металла, а также освоенности данного метода контроля для конкретного объекта и вида сварных соединений.

2.13. Перед контролем сварные соединения должны быть замаркированы так, чтобы их положение было легко обнаружить на картах контроля, радиографических снимках и обеспечить привязку результатов контроля к соответствующему участку сварного шва.

2.14. При радиографическом контроле следует обеспечить чувствительность для трубопроводов на Р_у свыше 10 МПа (100 кгс/см²), категорий I и II на уровне класса 2, для трубопроводов категорий III, IV и V - на уровне класса 3.

2.15. Оценку качества сварных соединений по результатам радиографического контроля следует проводить по балльной системе.

Суммарный балл качества сварного соединения определяется сложением наибольших баллов, полученных при отдельной оценке качества соединений по плоскостным (трещины, несплавления, непровары) и объемным (поры, шлаковые включения) дефектам согласно таблице 1 и 3.

Таблица 3 - Оценка качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от величины и протяженности плоских дефектов (непровары по оси шва, несплавления и др.)

| Оценка в баллах | Непровары по оси шва, несплавления, трещины, вогнутость и выпуклость металла в корне шва | |
|-----------------|--|---|
| | Глубина, % к номинальной толщине стенки | Допустимая суммарная длина по метру трубы |
| 0 | Непровар отсутствует | - |
| | Вогнутость корня шва до 10%, но не более 1,5 мм | До 1/8 периметра |
| | Выпуклость корневого шва до 10%, но не более 3 мм | До 1/8 периметра |

| | | |
|---|--|---------------------|
| 1 | Непровар по оси шва до 10%, но не более 2 мм | До 1/4 периметра |
| | или до 5%, но не более 1 мм | До 1/2 периметра |
| 2 | Непровар по оси шва до 20%, но не более 3 мм | До 1/4 периметра |
| | или до 10%, но не более 2 мм | До 1/2 периметра |
| | или до 5%, но не более 1 мм | Не ограничивается |
| | Непровары по оси шва более 20% и более 3 мм | Независимо от длины |
| 6 | Трещины любой глубины | Независимо от длины |
| | Несплавления между основным металлом и швом и между отдельными валиками шва | Независимо от длины |

Величина вогнутости корня шва и выпуклости корневого шва для трубопроводов I - IV категорий, за исключением трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С, не регламентируется.

Сварным соединениям с конструктивным непроваром присваивается балл 0. При расшифровке снимков определяют вид дефектов и их размеры по стандарту или НТД.

В заключении или журнале радиографического контроля следует указать балл сварного соединения, определенный по таблице 3, наибольший балл участка сварного соединения, определенный по таблице 1, а также суммарный балл качества сварного соединения (например: 0/2 = 2 или 6/6 = 12).

Сварные соединения признаются негодными, если суммарный балл равен или больше значений, указанных ниже:

| Категория трубопровода | Р _у > 10 МПа (100 кгс/см ²) | I категории, при температуре ниже минус 70 °С | I | II | III | IV | V |
|---------------------------|---|---|----------------|----|-----|----|---|
| | | | Суммарный балл | 2 | 2 | 3 | 3 |

Сварные соединения, оцененные указанным или большим баллом, подлежат исправлению и повторному контролю. Сварные соединения трубопроводов III и IV категорий, оцененные соответственно суммарным баллом 4 и 5, исправлению не подлежат, но необходимо подвергнуть дополнительному контролю удвоенное от первоначального объема количество стыков, выполненных данным сварщиком.

Если при дополнительном контроле для трубопроводов III и IV категорий хотя бы один стык будет оценен соответственно баллом 4 и 5, контроль подвергают 100% стыков, выполненных данным сварщиком.

2.16. Сварные соединения трубопроводов на Р_у свыше 10 МПа (100 кгс/см²) и трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С, по результатам ультразвукового контроля считаются годными, если:

- а) отсутствуют протяженные дефекты;
- б) отсутствуют непротяженные (точечные) дефекты эквивалентной площадью более:
 - 1,6 мм² при толщине стенки трубы до 10 мм включительно;
 - 2,0 мм² при толщине стенки трубы до 20 мм включительно;

- 3,0 мм² при толщине стенки трубы свыше 20 мм;

в) количество непротяженных дефектов не более двух на каждые 100 мм шва по наружному периметру эквивалентной площадию:

- 1,6 мм² при толщине стенки трубы до 10 мм включительно;

- 2,0 мм² при толщине стенки трубы до 20 мм включительно;

- 3,0 мм² при толщине стенки трубы свыше 20 мм.

Оценка качества сварных соединений трубопроводов I - IV категорий (за исключением трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С) по результатам ультразвукового контроля должна соответствовать требованиям таблицы 4.

Таблица 4 - Нормы допустимых дефектов в сварных швах трубопроводов $P_y \leq 10$ МПа (100 кгс/см²), выявленных при ультразвуковом контроле

| Номинальная толщина стенки, Н, мм | Эквивалентная площадь (размеры) отдельных дефектов | | | Условная протяженность цепочки дефектов на участке сварного шва длиной 10 Н |
|-----------------------------------|--|--|-------------------------------|---|
| | Наименьшая фиксируемая, дБ | По отверстию с ким дном, мм ² | По зарубке, м ^х мм | |
| 8 - 10 | На 6 дБ ниже эхосигнала от максимально допустимых эквивалентных дефектов | 1,6 | 1,0 x 2,0 | 1,5 Н |
| 12 - 18 | | 2,0 | 2,0 x 2,0 | 1,5 Н |
| 20 - 24 | | 3,0 | 3,0 x 2,0 | 1,5 Н |

Точечные дефекты считаются недопустимыми, если амплитуда эхосигналов от них превышает амплитуду эхосигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются максимально допустимой эквивалентной площадью.

Протяженные дефекты считаются недопустимыми, если амплитуда сигналов от них превышает 0,5 амплитуды эхосигналов от искусственного отражателя. Условная протяженность цепочки точечных дефектов измеряется в том случае, если амплитуда эхосигнала от них составляет 0,5 и более амплитуды эхосигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются максимально допустимой эквивалентной площадью.

2.17. Сварные соединения трубопроводов с P_y до 10 МПа (100 кгс/см²) по результатам контроля капиллярным (цветным) методом считаются годными, если:

а) индикаторные следы дефектов отсутствуют;

б) все зафиксированные индикаторные следы являются одиночными и округлыми;

в) наибольший размер каждого индикаторного следа не превышает трехкратных значений норм для ширины (диаметра);

г) суммарная длина всех индикаторных следов на любом участке шва длиной 100 мм не превышает допустимой суммарной длины.

Округлые индикаторные следы с максимальным размером до 0,5 мм включительно не учитываются независимо от толщины контролируемого металла.

Сварные соединения трубопроводов с P_y свыше 10 МПа (100 кгс/см²) и трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С, считаются годными, если индикаторные следы дефектов отсутствуют. При этом чувствительность контроля должна соответствовать 2 классу.

2.18. Сварные соединения по результатам магнитопорошкового или магнитографического контроля считаются годными, если отсутствуют протяженные дефекты.

2.19. Определение содержания ферритной фазы следует производить в сварных соединениях трубопроводов из аустенитных сталей, рассчитанных на P_y свыше 10 МПа (100 кгс/см^2), в объеме 100% на сборочных единицах, предназначенных для работы при температуре свыше $350 \text{ }^\circ\text{C}$, а в остальных случаях по требованию проекта.

2.20. Стилоскопированию на наличие основных легирующих элементов подлежат сварные соединения легированных сталей трубопроводов с P_y до 10 МПа (100 кгс/см^2) в следующих случаях:

- выборочно, но не менее двух соединений, выполненных одним сварщиком одной партией сварочных материалов;
- если соответствие использованных сварочных материалов назначенным вызывает сомнение;
- если после термической обработки твердость сварного соединения не соответствует установленным требованиям.

Сварные соединения трубопроводов из легированных сталей с P_y свыше 10 МПа (100 кгс/см^2) подлежат стилоскопированию в объеме 100%.

Результаты стилоскопирования считаются удовлетворительными, если при контроле подтверждено наличие (отсутствие) и содержание соответствующих химических элементов в наплавленном или основном металле. При неудовлетворительных результатах стилоскопирования хотя бы одного сварного соединения в случае выборочного контроля стилоскопированию подлежат все сварные швы, выполненные с использованием той же партии сварочных материалов сварщиком, выполнившим данное сварное соединение.

2.21. Измерение твердости проводится для сварных соединений трубопроводов, изготовленных из хромокремнемарганцовистых, хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых, хромованадиевольфрамовых и хромомолибденованадиевольфрамовых сталей.

Измерение твердости необходимо производить на каждом термообработанном сварном соединении по центру шва, в зоне термического влияния, по основному металлу. Результаты измерения твердости должны соответствовать требованиям нормативно-технической документации. При отсутствии таких требований значения твердости не должны превышать указанных в таблице 5; при твердости, превышающей допустимую, сварные соединения следует подвергнуть стилоскопированию и при положительных его результатах - повторной термообработке. На сварных соединениях наружным диаметром менее 50 мм замер твердости не производится. При этом твердость следует замерять на контрольных сварных соединениях и заносить в паспорт трубопровода.

2.22. При выявлении методами неразрушающего контроля дефектных сварных соединений контролю подвергается удвоенное от первоначального объема количество сварных соединений на данном участке трубопровода, выполненных одним сварщиком.

Если при дополнительном контроле хотя бы одно сварное соединение будет признано негодным, контролю следует подвергать 100% сварных соединений, выполненных на данном участке трубопровода.

Таблица 5 - Оценка качества сварных соединений по твердости

| Марка стали | Допустимая твердость металла шва и зоны термического влияния, НВ, не более |
|--|--|
| 14ХГС | 230 |
| 15ХМ, 12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 15Х2М1, 15Х3М, 15Х5МУ, 15Х5ВФ | 240 |
| 30ХМА, 20Х2МА, 22Х3М, 18Х3МВ | 270 |
| 20Х3МВФ | 300 |

2.23. Дефекты, обнаруженные в процессе контроля, должны быть устранены с последующим контролем исправленных участков.

Исправлению подлежат все дефектные участки сварного соединения, выявленные при внешнем осмотре и измерениях, контроле неразрушающими физическими методами. В стыках, забракованных по результатам радиографического контроля, исправлению подлежат участки шва, оцененные наибольшим баллом. В случае, если стык забракован по сумме одинаковых баллов, исправлению подлежат участки с непроваром.

Исправлению путем местной выборки и последующей подварки (без повторной сварки всего соединения) подлежат участки сварного шва, если размеры выборки после удаления дефектного участка шва не превышают значений, указанных в таблице 6.

Сварное соединение, в котором для исправления дефектного участка требуется произвести выборку размером более допустимого по таблице 6, следует полностью удалить, а на его место сварить "катушку".

2.24. Механические свойства стыковых сварных соединений трубопроводов должны подтверждаться результатами механических испытаний контрольных сварных соединений.

Таблица 6 - Допустимые размеры выборки после удаления дефектов в сварных швах трубопроводов

| Глубина выборки, % от номинальной толщины стенки труб или расчетного сечения шва | Суммарная протяженность выборки, % от номинального наружного периметра сварного соединения |
|--|--|
| Для трубопроводов Ру свыше 10 МПа (100 кгс/см ²), трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С | |
| 15 и менее | Не нормируется |
| Более 15 до 30 включительно | До 35 |
| Более 30 до 50 включительно | До 20 |
| Более 50 | До 15 |
| Для трубопроводов I - IV категории | |
| 25 и менее | Не нормируется |
| Более 25 до 50 включительно | До 50 |
| Более 50 | До 25 |
| Для трубопровода V категории | |
| 30 и менее | Не нормируется |
| Более 30 до 50 включительно | До 50 |
| Более 50 | До 35 |

2.25. Контрольные сварные соединения должны свариваться на партию однотипных производственных стыков. В партию входят сваренные в срок не

более трех месяцев не более ста однотипных стыковых соединений с условным диаметром Ду до 150 мм или не более пятидесяти стыков с Ду 175 мм и выше.

Однотипными считаются соединения из сталей одной марки, выполненные одним сварщиком по единому технологическому процессу и отличающиеся по толщине стенки не более чем на 50%.

Однотипными по условному диаметру являются соединения: Ду 6 - 32 мм, Ду 50 - 150, Ду 175 мм и выше.

2.26. Количество контрольных сварных соединений для проведения механических испытаний и металлографических исследований должно соответствовать указанному ниже:

| Условный диаметр трубы Ду, мм | Количество контрольных соединений |
|-------------------------------|-----------------------------------|
| 6 - 32 | 4 |
| 50 - 150 | 2 |
| 175 и выше | 1 |

ХОД РАБОТЫ

1. Изучить теоретические сведения
2. провести изучение документации
3. выполнить эскиз оборудования
4. разработать программу выполнения диагностических работ
5. оформить отчет по практической работе. Отчет должен содержать следующие разделы:

Цель работы

Исходные данные (из задания)

Акт изучения документации

Эскиз оборудования

Программу выполнения диагностических работ

Выводы и заключения.

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

| Номер варианта | Задание |
|----------------|--------------------------|
| 1 | Паспорт трубопровода №1 |
| 2 | Паспорт трубопровода №2 |
| 3 | Паспорт трубопровода №3 |
| 4 | Паспорт трубопровода №4 |
| 5 | Паспорт трубопровода №5 |
| 6 | Паспорт трубопровода №6 |
| 7 | Паспорт трубопровода №7 |
| 8 | Паспорт трубопровода №8 |
| 9 | Паспорт трубопровода №9 |
| 10 | Паспорт трубопровода №10 |
| 11 | Паспорт трубопровода №11 |
| 12 | Паспорт трубопровода №12 |
| 13 | Паспорт трубопровода №13 |
| 14 | Паспорт трубопровода №14 |
| 15 | Паспорт трубопровода №15 |
| 16 | Паспорт трубопровода №16 |
| 17 | Паспорт трубопровода №17 |

| | |
|----|--------------------------|
| 18 | Паспорт трубопровода №18 |
| 19 | Паспорт трубопровода №19 |
| 20 | Паспорт трубопровода №20 |

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что такое предельное состояние?
2. Что означает термин "Техническое диагностирование»?
3. С какой целью проводится замер твердости металла и сварных швов?
4. Когда следует проводить гидравлические испытания?
5. Кем устанавливается нормативный срок службы объекта?
6. В чем состоят задачи технического диагностирования?
7. Каким способом предпочтительно осуществлять вырезку образцов для исследования микроструктуры основного металла и сварных соединений?
8. С какой целью проводится исследование химического состава, механических свойств и структуры основного металла и сварных соединений?
9. Кто имеет право проводить контроль неразрушающими методами при техническом диагностировании изделий?
10. Что такое твёрдость металла?

ЛИТЕРАТУРА

1. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: Учеб. пособие для вузов / Е.А. Богданов. - М.: Высш. шк., 2006. – 279 с.
2. РД 03-421-01 Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определению остаточного срока службы сосудов и аппаратов – М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр ПБ Госгортехнадзора России», 2002. – 136 с.
3. Методика диагностирования технического состояния и определения остаточного ресурса технологического оборудования химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. – Волгоград, Изд-во ВНИКТИнефтехимоборудования, 2006. – 56 с.

АКТ №

изучения и анализа технической документации

от _____

Настоящий акт составлен на основании анализа технической документации (паспорта с приложениями; "Технологического регламента установки производства серы" ТР2.202.033-2001, срок действия до 17.04.2006) и отражает важнейшие данные и особенности обследуемого технического устройства.

1. Наименование объекта - Трубопровод подачи технологического газа
2. Место установки – ГКП-1, установка производства серы одного из нефтеперерабатывающих заводов г. Уфы
3. Трубопровод смонтирован в 1967 г.
4. Дата ввода в эксплуатацию – 1967 г.
5. Перечень документации – паспорт трубопровода рег. № 015, схема трубопровода, технологический регламент установки.

6. Паспортные данные

| | |
|--------------------------------------|---------------------|
| Давление, МПа: | |
| - разрешенное рабочее | 0,03 |
| - расчетное | 0,03 |
| - пробное | 0,2 |
| Температура, °С: | |
| - разрешенная | плюс 300 |
| - расчетная | плюс 300 |
| Среда: | |
| - наименование | технологический газ |
| - характеристика по ГОСТ 12.1.044-89 | ГГ |
| - характеристика по ГОСТ 12.1.007-76 | 2 |
| Группа трубопровода по ПБ 03-585-03 | А(а) I |
| Режим эксплуатации | статический |

7. Назначение трубопровода – для подачи технологического газа от РГ-1 через ТП-1, К-1, КГ-1, К-2, ТП-2 в ПД-1.

8. Трубопровод стальной, сварной, состоит из горизонтальных и вертикальных участков, содержит отводы, переходы, фланцы, запорную арматуру.

Сведения об основных конструктивных элементах трубопровода

8.1. Трубы ГОСТ 8731, гр. В

| № | Наименование | Кол. шт. | Размеры, мм | | | Материал | |
|---|----------------|----------|----------------|----------------|--------|----------|------|
| | | | Диаметр внутр. | Толщина стенки | Длина | марка | ГОСТ |
| 1 | Труба Ø 630x12 | 1 | 606 | 12 | 67000 | сталь 20 | 1050 |
| 2 | Труба Ø 530x10 | 1 | 510 | 10 | 125000 | сталь 20 | 1050 |
| 3 | Труба Ø 377x8 | 1 | 361 | 8 | 6000 | сталь 20 | 1050 |

8.2. Фланцы и их крепежные детали

| № | Наименование | ГОСТ (нормаль) | Ду, мм | Р _у , МПа | Материал | | Материал шпилек, ов, гаек | |
|---|--------------|-------------------|-----------|-------------------------|----------|------|------------------------------|-------------|
| | | | | | марка | ГОСТ | марка | ГОСТ или ТУ |
| 1 | Фланец | 12820 | 350 | 1,6 | сталь | 977 | сталь 20 | 1050 |
| 2 | Фланец | 12820 | 500 | 1,6 | сталь | 977 | сталь 20 | 1050 |
| 3 | Фланец | 12820 | 600 | 1,6 | сталь | 977 | сталь 20 | 1050 |

8.3. Фасонные части и арматура

| № | Наименование | Класс стичности | Обозначение | Ду, мм | Р _у , МПа | Марка риала | ГОСТ |
|---|--------------|--------------------|-------------|-----------|-------------------------|----------------|------|
| 1 | Задвижка | А | ЗКЛ-2 | 300 | 1,6 | сталь 20Л | 977 |
| 2 | Отвод | - | Ø630x12 | ??? | 1,6 | сталь 20 | 1050 |
| 3 | Отвод | - | Ø530x10 | | 1,6 | сталь 20 | 1050 |
| 4 | Отвод | - | Ø377x8 | | 1,6 | сталь 20 | 1050 |

Основной материал, использованный в конструкции трубопровода – сталь 20 по ГОСТ 1050, обладающая хорошей технологической свариваемостью, с отношением предела текучести к пределу прочности 0,59, относительным удлинением при разрыве 21% и ударной вязкостью КСУ равной 90 Дж/см² при минимальной расчетной температуре стенки элемента трубопровода.

Трубы бесшовные горячедеформированные ГОСТ 8731, гр. В (с нормированным химическим составом и механическими свойствами металла).

Фланцы приварные встык ГОСТ 12820 с уплотнительной поверхностью типа «выступ-впадина».

Фасонные детали трубопровода изготовлены из бесшовных труб: переходы концентрические ГОСТ 17378, отводы крутоизогнутые ГОСТ 17375.

Таким образом, материальное исполнение трубопровода полностью соответствует установленным ПБ 03-585-03 требованиям промышленной безопасности и заданным условиям эксплуатации (транспортируемая среда, давление, температура).

9. Изоляция – присутствует.

10. Сведения о сварке:

– вид – ручная электродуговая;

– сварочные материалы – электроды типа Э42А, марки УОНИ-13/55.

11. Термообработка – данные отсутствуют.

12. Объем контроля при изготовлении, % – данные отсутствуют.

13. Данные по технологическому режиму

| | |
|---|--------------------------------|
| Давление рабочее / пробное, МПа: | 0,03 / 0,2 |
| Температура рабочая, °С | плюс 300 |
| Рабочая среда - наименование - характеристика по ГОСТ 12.1.044-89 - характеристика по ГОСТ 12.1.007-76 | технологический газ ГГ 2 |
| Группа трубопровода по ПБ 03-585-03 | А(а) I |
| Режим эксплуатации фактический | статический |

14. Сведения о месте установки – трубопровод расположен на открытом воздухе.

15. Данные по системе технического обслуживания

| | |
|--|--|
| Количество проведенных визуальных осмотров и испытаний - визуальный контроль - испытания на прочность и плотность Дата последней проверки технического состояния - визуальный контроль - испытания на прочность и плотность | 12 4 01.03.2004 10.09.2002 |
| Сведения об аварийных ситуациях, перегревах стенок в допустимой температуры и превышения давления | отсутствуют |
| Сведения о дефектах, обнаруженных ранее при проведении технических освидетельствований в процессе эксплуатации | В т.17 обнаружено утонение стенки отвода до 3,4 мм при 4,0мм отбраковочной толщине от 10.04.2002г. |
| Вид и дата проведения ремонтно-восстановительных работ | Полная замена трубопровода от 03.86г. |

16. ВЫВОДЫ

1. Трубопровод эксплуатируется в соответствии с технологическим регламентом без нарушений установленного режима.

2. Эксплуатационная и ремонтная документация, а также порядок обслуживания и освидетельствования соответствуют требованиям правил ГГТН России.

3. Техническое диагностирование объекта провести по индивидуальной программе.

ПРОГРАММА ОБСЛЕДОВАНИЯ (НК)

Оборудование – Трубопровод для подачи технологического газа.

Настоящая программа составлена в соответствии с ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», РД 38. 13. 004-86 «Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10 МПа», «Методикой вероятностной оценки остаточного ресурса технологических стальных трубопроводов» (НТП «Трубопровод», 1995), «Методикой оценки остаточного ресурса технологических трубопроводов» (ВНИКТИ НХО, г. Волгоград, 1996).

В результате изучения и анализа технической документации (паспорт с приложениями, технологический регламента, рабочих листов регистрации параметров технологического процесса) установлено:

1. Трубопровод эксплуатируется в соответствии с установленными технологическим регламентом. Нарушений не зафиксировано.
2. Условия эксплуатации (давление, температура, среда) не вызвали изменений в структуре металла, коррозионного растрескивания.
3. Периодические технические освидетельствования проводились в установленные нормативные сроки. Записи о наличии дефектов и проведении ремонтных работ ведутся в соответствии с требованиями НТД.
4. Аварийных ситуаций не выявлено.
5. Степень опасности производства экспертно определена как СИЛЬНАЯ.

На основании результатов анализа технической документации и условий эксплуатации предусматривается нижеприведенный объем работ по обследованию.

| № | Вид работ | Исполнитель |
|--------------------------------|---|------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ | | |
| 1 | Подготовка к обследованию: освобождение от продукта, очистка поверхности трубопровода для проведения 100% визуального и измерительного контроля, зачистка сварных швов и участков измерения толщины труб | Предприятие, эксплуатирующее т/п |
| 2 | Подготовка рабочих площадок в зонах обследования. | |
| 3 | Разработка схем проведения замеров толщин, твердости и разрушающего контроля. | Предприятие, проводящее экспертизу |
| ОСНОВНЫЕ РАБОТЫ | | |
| 1 | Визуальный и измерительный контроль. При наружном осмотре обязательно проверяется состояние сварных швов, фланцевых и муфтовых соединений, опор и компенсирующих устройств, дренажных устройств, арматуры и ее соединений, сварных и тройниковых соединений, гибов и отводов. Особое внимание следует уделить участкам, работающим в сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации, и других причин (колена, врезки, дренажные устройства, участки трубопровода | Предприятие, проводящее экспертизу |

| | | |
|---|---|----------------------------------|
| | <p>перед арматурой и после нее, тупиковые и временно неработающие (тупики). Во время осмотра проверяется наличие коррозии и разного дефектов в виде трещин, язв, надрывов, отдулин, вмятин и других видимых изменений формы. Обнаруженные дефекты отражаются в акте обследования и наносятся на схему обследования.</p> <p>При осмотре арматуры особое внимание обращается на места сварных переходов наружных и внутренних поверхностей, уплотнительных поверхностей, а также состояние штока, резьбы, накладок, шпилек, болтов.</p> <p>По указанию специалистов, выполняющих обследование, дополнительно после разборки выполняется оценка состояния фланцевых соединений (обращая особое внимание на состояние уплотнительной поверхности, воротников, прокладок и крепежных деталей) и резьбовых соединений.</p> <p>По результатам ВИК назначаются места замеров толщины стенки и жесткости, места дефектоскопии и контрольных вырезов металла для обследования механических свойств и химического состава металла, а также наличия неисправимых дефектов производится отбраковка элементов трубопровода.</p> | |
| 2 | <p>Ультразвуковая толщинометрия.</p> <p>Количество участков для толщинометрии и число точек замера для каждого участка устанавливается специалистами, выполняющими обследование трубопровода, на основании данных ВИК. При этом на прямых участках внутриустановочных трубопроводов длиной 20 м (и более) и межцеховых трубопроводов длиной 100 м (и менее) замеры выполняются не менее чем в трех местах. В каждом сечении прямолинейного участка контроль толщины производится в 3 точках по диаметру, а на отводах в 4 точках по выпуклой и вогнутой частям. Места замеров толщины наносятся на схему трубопровода, а результаты замеров (наименьшее значение толщины в данном месте) – в таблицу протокола. При неудовлетворительных результатах для более надежного обследования дефектного участка делаются более частые замеры.</p> <p>Поверхность трубопровода в местах замера толщины освобождается от краски, грязи, зачищается до требуемого уровня шероховатости согласно ГОСТ 2789.</p> | Предприятие, эксплуатирующее т/п |
| 3 | <p>Твердометрия.</p> <p>Замер твердости выполняется во всех случаях, когда возникает необходимость в качестве металла или сварного шва, в доступных местах (как правило, в местах выполнения толщинометрии). Для гладких участков трубопровода (без сварных швов) выполняется не менее трех замеров. В местах с сварными швами твердость определяется с двух сторон от линии шва в каждой из трех зон: основной металл, зона термического влияния (ЗТВ), сварной шов. В каждой зоне делается не менее 3-х замеров, а затем принимается их среднearифметическое значение или интервал значений. Если твердость металла на участке не соответствует</p> | Предприятие, эксплуатирующее т/п |

| | | |
|--|--|--|
| | <p>ативно-технической документации, то металл такого участка ежит исследованию с вырезкой образца или отбраковывается. Места ров твердости наносятся на схему обследования трубопровода, а пытаты замеров - в таблицу протокола.</p> | |
|--|--|--|

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| 4 | <p>Оценка фактической нагруженности и определение срока безопасной эксплуатации</p> <p>Оценка фактической нагруженности основных несущих элементов трубопровода осуществляется расчетным методом. Фактические значения толщины стенки вычисляются согласно технической НТД.</p> <p>По результатам комплексного обследования, расчетов и прогноза утонения металла вследствие коррозии определяется антикоррозионный остаточный ресурс трубопровода.</p> | <p>Предприятие, проводящее экспертизу</p> |
| 5 | <p>Испытания на прочность, плотность и герметичность</p> <p>При положительных результатах обследования технического состояния трубопровод подлежит гидравлическому (автоматическому) испытанию на прочность, плотность и герметичность.</p> <p>Организация работ, технология и параметры испытания должны соответствовать требованиям РД 38.13.004-86 "Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10 МПа" и ПБ 03-585-03 "Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".</p> | <p>Предприятие, эксплуатирующее т/п</p> |
| 6 | <p>Выдача заключения</p> <p>Заключение оформляется в соответствии с требованиями ПБ 03-585-03 «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» с выводами и рекомендациями о возможности дальнейшей безопасной эксплуатации объекта экспертизы.</p> | <p>Предприятие, проводящее экспертизу</p> |

Студент гр. _____

подпись

И.О.Ф.

Работа № 2

Разработка паспорта лаборатории неразрушающего контроля (НК)

Цель работы: Изучить основы организации деятельности лаборатории неразрушающего контроля и разработать паспорт ЛНК.

1 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ КАЧЕСТВА ЛНК

В лаборатории должна действовать разработанная и документированная система качества, соответствующая области деятельности, характеру и объему выполняемых ЛНК работ.

Основным документом системы качества является Руководство по качеству, предназначенное для использования персоналом ЛНК.

Руководство по качеству должно содержать описание:

- политики в области качества;
- области деятельности ЛНК;
- организационной структуры ЛНК;
- задач и функциональных обязанностей руководства и персонала лаборатории НК согласно их должностным инструкциям;
- процедур проведения работ по НК, включая оформление результатов контроля и выдачу заключений;
- процедур учета, контроля и использования документации;
- процедур, организации и проведения поверки и технического обслуживания средств НК;
- процедур поверки технического состояния средств НК после их транспортировки и доставки на рабочее место;
- правил обеспечения конфиденциальности и охраны прав собственности;
- процедур проведения внутренних проверок;
- организации обратной связи и корректирующих действий при выявлении несоответствий;
- процедур рассмотрения рекламаций, претензий;
- порядка корректировки документов системы качества.

Руководство по качеству должно содержать ссылки на действующие в установленном порядке нормативные технические документы, методики и инструкции, используемые при проведении НК, и должно постоянно актуализироваться (т.е. в него должны быть внесены все изменения, происходящие в системе качества). Если организация имеет общую систему качества, то разработка отдельного Руководства по качеству для ЛНК не требуется.

2 ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ НК

ЛНК должна быть оснащена собственными средствами НК, обеспечивающими возможность выполнения работ по НК в рамках ее области аттестации.

Для проведения отдельных видов работ допускается использовать дефектоскопическое оборудование, дефектоскопические материалы, принадлежности и приспособления, принадлежащие другим предприятиям, организациям или физическим лицам.

Номенклатура средств определяется действующей нормативной и методической документацией по НК, распространяющейся на объекты контроля, виды (методы) НК и виды деятельности, при осуществлении которых проводится НК.

Каждое средство НК, которое имеется в лаборатории, включая и стандартные (контрольные) образцы, должно быть зарегистрировано в лаборатории НК. Сведения о средствах НК должны быть внесены в Паспорт лаборатории и в регистрационный документ (учетный лист, карточка).

Сведения о средствах НК должны включать данные о:

- наименовании, типе средства НК;
- стране, заводе - изготовителе (фирме), заводском и инвентарном номере, годе выпуска;
- дате получения и ввода в эксплуатацию;
- техническом обслуживании, ремонтах;
- аттестации, поверке, калибровке;
- местонахождении Паспорта и (или) руководства по эксплуатации, методических указаний по поверке (если они входят в комплект поставки прибора);
- свидетельствах (протоколах) метрологической поверки (аттестации);
- перечне комплекта поставки прибора, если он не входит в состав других документов.

Сведения о средствах НК других организаций и физических лиц, применяемых в лаборатории, должны быть внесены в Паспорт лаборатории.

В том числе должен быть указан срок, в течение которого лаборатория имеет право использовать не принадлежащее ей средство НК.

Все средства НК, относящиеся к средствам измерения (дефектоскопы, преобразователи, стандартные образцы и т.п.), должны быть поверены, калиброваны или аттестованы в установленном порядке.

ЛНК должна иметь документированные процедуры технического обслуживания и проверки технического состояния используемых средств НК (включая источники автономного питания), а также график поверки.

3 ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ ЛАБОРАТОРИИ.

ЛНК должна иметь следующие документы:

Организационные документы:

- учредительные документы организации;
- Положение о лаборатории НК;
- Паспорт лаборатории НК.

В Положении о лаборатории НК должны быть изложены:

- статус, административная подчиненность, структура лаборатории НК;
- общие цели и задачи лаборатории НК;
- функции, порядок взаимодействия с подразделениями организации, подчиненность структурных единиц (подразделений) лаборатории;
- права и обязанности лаборатории НК;
- порядок взаимодействия со сторонними организациями.

Форма Паспорта лаборатории НК приведена в Приложении.

Организационно - методические документы:

- Руководство по качеству;
- регистрационные документы на средства НК;
- эксплуатационные документы на средства НК, которые входят в комплект поставки средств (паспорт, руководство по эксплуатации, документы по техническому обслуживанию, ремонту и т.д.);
- графики поверки и технического обслуживания средств НК;
- свидетельства о метрологической поверке (калибровке, аттестации).

Нормативные и методические документы на контроль объектов в соответствии с областью аттестации ЛНК:

- нормативные документы, регламентирующие технические требования к объектам контроля и устанавливающие показатели качества этих объектов, а также конкретные виды (методы) контроля этих объектов;

- правила контроля (ПК), основные положения по контролю (ОП) и другие методические документы, в которых определены виды (методы) НК объектов, закрепленных за лабораторией, установлены основные параметры НК, даны схемы и общие требования к проведению НК;

- технологические инструкции, технологические карты, методики или иные документы, регламентирующие порядок проведения (технологии) контроля конкретных объектов.

Документация по персоналу лаборатории:

- должностные инструкции;

- материалы по аттестации сотрудников лаборатории (копии квалификационных документов).

Документация по архиву:

- инструкции по порядку ведения архива;

- журнал регистрации архива.

Вся документация, используемая в ЛНК, должна проходить своевременную актуализацию.

Документация по средствам НК (сведения о ремонтах, поверках, перекомплектации и др.) вносятся в регистрационные документы сразу же после сдачи средств НК в ремонт или поверку; сведения о новых средствах НК заносятся в регистрационные документы по мере поступления. Не реже одного раза в год Паспорт лаборатории должен пересматриваться на предмет внесения возможных изменений, которые оформляются в установленном порядке.

ХОД РАБОТЫ

1 Ознакомление с теоретическими сведениями

2 Оформление отчета. Отчет должен содержать:

- Цель работы

- Перечисление требований к Системе качества лаборатории неразрушающего контроля

- Перечисление требований к средствам неразрушающего контроля

- Перечень документации лаборатории неразрушающего контроля

- Оформленный в соответствии с требованиями Паспорт лаборатории

После выполнения работы по результатам необходимо сформулировать выводы

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

| № вариант | Методы контроля | Объекты контроля |
|-----------|-----------------|----------------------------|
| 1 | 1, 2, 3 | 1.3, 8.1, 8.2, 8.3, 11.1 |
| 2 | 4, 5, 6 | 1.4, 8.3, 8.4, 8.5, 11.2 |
| 3 | 7, 8, 9 | 1.3, 8.7, 8.8, 8.9, 11.3 |
| 4 | 10, 11, 1 | 1.4, 8.1, 8.2, 8.11, 11.1 |
| 5 | 2, 4, 6 | 1.3, 8.11, 8.12, 8.1, 11.2 |
| 6 | 3, 6, 9 | 1.4, 8.5, 8.6, 8.7, 11.3 |
| 7 | 4, 8, 11 | 1.3, 8.3, 8.4, 8.9, 11.1 |
| 8 | 4, 7, 9 | 1.4, 8.1, 8.4, 8.8, 11.2 |
| 9 | 4, 5, 6 | 1.4, 8.9, 8.10, 8.11, 11.1 |
| 10 | 1, 2, 6, | 1.3, 8.2, 8.5, 8.7, 11.3 |

Контрольные вопросы:

1. Аттестация лабораторий НК производится в целях (перечислить, какие)?
2. Правила охватывают деятельность: (перечислить, какие)?
3. Аттестацию лабораторий проводят (перечислить, кто)?
4. Дать Определение «Аттестация лабораторий – это ...»
5. Дать Определение «Заявитель – это ...»
6. Дать Определение «Лаборатория НК – это ...»
7. Дать Определение «Независимый орган по аттестации лабораторий – это ...»
8. Дать Определение «Неразрушающий контроль – это ...»
9. Дать Определение «Система неразрушающего контроля – это ...»
10. Каким критериям независимости должна удовлетворять Лаборатория НК, имеющая статус юридического лица
11. В каком случае лаборатория должна иметь радиационно - гигиенический паспорт?:
12. Что является основным документом системы качества, предназначенное для использования персоналом лаборатории НК?
13. В каком случае разработка отдельного Руководства по качеству для лаборатории не требуется?

Список используемых источников:

1. ПБ 03-372-00 Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля - М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр ПБ Госгортехнадзора России», 2003 г. –85 с.
2. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: Учеб. пособие для вузов / Е.А. Богданов. - М.: Высш. шк., 2006. – 279 с.
3. РД 03-421-01 Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определению остаточного срока службы сосудов и аппаратов – М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр ПБ Госгортехнадзора России», 2002. – 136 с.

Форма паспорта лаборатории НК

Наименование организации

УТВЕРЖДАЮ

Зав. Лабораторией «ГХНГ»

доц. Палаев А.Г.

«_____» _____ 2015 г.

(Наименование лаборатории)

ПАСПОРТ

г. СПб 2023

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие данные.
2. Данные о профессиональной квалификации сотрудников лаборатории.
3. Объекты контроля.
4. Виды (методы) контроля.
5. Сведения об оснащенности лаборатории средствами неразрушающего контроля.
6. Сведения об эталонах, стандартных и контрольных образцах.
7. Сведения об имеющихся в лаборатории дозиметрических и радиометрических средствах измерений.
8. Сведения о вспомогательном оборудовании и принадлежностях.
9. Перечень нормативных и методических документов.
10. Данные на хранилище источников ионизирующего излучения.

1. ОБЩИЕ ДАННЫЕ

- 1.1. Наименование ведомства _____
- 1.2. Наименование организации (наименование лаборатории, если лаборатория обладает статусом юридического лица) _____
- 1.3. Место и дата регистрации организации (лаборатории) _____
- 1.4. Новый адрес организации (лаборатории) _____
- 1.5. Банковские реквизиты организации (лаборатории) _____
- 1.6. Телефон _____ Телетайп _____ Факс _____
- 1.7. Должность руководителя организации _____
- Ф.И.О. _____ телефон _____

1.8. Должность руководителя лаборатории (в составе организации) _____

Ф.И.О. _____ телефон _____

1.9. Сведения о должностных лицах лаборатории _____

(указываются функциональные обязанности)

Ф.И.О. _____ телефон _____

1.10. Орган санитарного надзора, осуществляющий надзор за лабораторией.

Наименование, почтовый адрес, телефон, подразделение _____

1.11. Общее количество работников лаборатории _____

1.12. Краткая характеристика производственных помещений лаборатории (количество и назначение помещений, площадь, местонахождение, телефон) _____

2. ДАННЫЕ О ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КВАЛИФИКАЦИИ СОТРУДНИКОВ ЛНК

Данные о профессиональной квалификации сотрудников лаборатории приводят в форме 1. (Включить в состав лаборатории не менее 3 человек)

Форма 1

| №/№ п.п. | Ф.И.О. | Должность, уровень квалификации, контроль, объект | Сведения об образовании, образовании, повышении квалификации, стаже работы по контролю | Данные последней аттестации: дата аттестации, про удостоверений, национальный центр |
|----------|--------|---|--|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | | | | |
| 2 | | | | |
| 3 | | | | |
| 4 | | | | |

3. ОБЪЕКТЫ КОНТРОЛЯ

Указывают перечень объектов, неразрушающий контроль которых выполняет ЛНК.

1. Объекты котлонадзора:

1.1. Паровые и водогрейные котлы.

1.2. Электрические котлы.

1.3. Сосуды, работающие под давлением свыше 0,07 МПа.

1.4. Трубопроводы пара и горячей воды с рабочим давлением пара более 0,07 МПа и температурой воды свыше 115°C.

1.5. Барокамеры.

2. Системы газоснабжения (газораспределения):

2.1. Наружные газопроводы.

2.1.1. Наружные газопроводы стальные.

2.1.2. Наружные газопроводы из полиэтиленовых и композиционных материалов.

2.2. Внутренние газопроводы стальные.

2.3. Детали и узлы, газовое оборудование.

3. Подъемные сооружения:
 - 3.1. Грузоподъемные краны.
 - 3.2. Подъемники (вышки).
 - 3.3. Канатные дороги.
 - 3.4. Фуникулеры.
 - 3.5. Эскалаторы.
 - 3.6. Лифты.
 - 3.7. Краны-трубоукладчики.
 - 3.8. Краны-манипуляторы.
 - 3.9. Платформы подъемные для инвалидов.
 - 3.10. Крановые пути.
4. Объекты горнорудной промышленности:
 - 4.1. Здания и сооружения поверхностных комплексов рудников, обогатительных фабрик, фабрик окомкования и аглофабрик.
 - 4.2. Шахтные подъемные машины.
 - 4.3. Горно-транспортное и горно-обогатительное оборудование.
5. Объекты угольной промышленности:
 - 5.1. Шахтные подъемные машины.
 - 5.2. Вентиляторы главного проветривания.
 - 5.3. Горно-транспортное и углеобогатительное оборудование.
6. Оборудование нефтяной и газовой промышленности:
 - 6.1. Оборудование для бурения скважин.
 - 6.2. Оборудование для эксплуатации скважин.
 - 6.3. Оборудование для освоения и ремонта скважин.
 - 6.4. Оборудование газонефтеперекачивающих станций.
 - 6.5. Газонефтепродуктопроводы.
 - 6.6. Резервуары для нефти и нефтепродуктов.
7. Оборудование металлургической промышленности:
 - 7.1. Металлоконструкции технических устройств, зданий и сооружений.
 - 7.2. Газопроводы технологических газов.
 - 7.3. Цапфы чугуновозов, стальковшей, металлоразливочных ковшей.
8. Оборудование взрывопожароопасных и химически опасных производств:
 - 8.1. Оборудование химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств, работающее под давлением до 16 МПа.
 - 8.2. Оборудование химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств, работающее под давлением свыше 16 МПа.
 - 8.3. Оборудование химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств, работающее под вакуумом.
 - 8.4. Резервуары для хранения взрывопожароопасных и токсичных веществ.
 - 8.5. Изотермические хранилища.
 - 8.6. Криогенное оборудование.
 - 8.7. Оборудование аммиачных холодильных установок.
 - 8.8. Печи, котлы ВОТ, энерготехнологические котлы и котлы утилизаторы.
 - 8.9. Компрессорное и насосное оборудование.
 - 8.10. Центрифуги, сепараторы.
 - 8.11. Цистерны, контейнеры, баллоны для взрывопожароопасных и токсичных веществ.

- 8.12. Технологические трубопроводы, трубопроводы пара и горячей воды.
- 9. Объекты железнодорожного транспорта:
 - 9.1. Транспортные средства (цистерны, контейнеры), тара, упаковка, предназначенных для транспортирования опасных веществ (кроме перевозки сжиженных токсичных газов).
 - 9.2. Подъездные пути необщего пользования.
- 10. Объекты хранения и переработки зерна:
 - 10.1. Воздуходувные машины (турбокомпрессоры воздушные, турбовоздуходувки).
 - 10.2. Вентиляторы (центробежные, радиальные, ВВД).
 - 10.3. Дробилки молотковые, вальцовые станки, энтолейторы.
- 11. Здания и сооружения (*строительные объекты*)
 - 11.1. Металлические конструкции;
 - 11.2. Бетонные и железобетонные конструкции;
 - 11.3. Каменные и армокаменные конструкции.
- 12. Оборудование электроэнергетики.

4. Виды (методы) неразрушающего контроля

Указывают перечень методов неразрушающего контроля которые выполняет ЛНК.

- 1. Ультразвуковой
 - 1.1 Ультразвуковая дефектоскопия
 - 1.2 Ультразвуковая толщинометрия
- 2. Акустико-эмиссионный
- 3. Радиационный
 - 3.1 Рентгенографический
 - 3.2 Гаммаграфический
 - 3.3 Радиоскопический
- 4. Магнитный
 - 4.1 Магнитопорошковый
 - 4.2 Магнитографический
 - 4.3 Эффект Холла
- 5. Вихретоковый
- 6. Проникающими веществами
 - 6.1 Капиллярный
 - 6.2 Течеискание
- 7. Визуальный и измерительный
- 8. Вибродиагностический
- 9. Электрический
- 10. Тепловой
- 11. Оптический

5. СВЕДЕНИЯ ОБ ОСНАЩЕННОСТИ СРЕДСТВАМИ НК

Сведения об имеющихся в лаборатории средствах НК приводят по форме 2.

Форма 2

| №№ | Наименование и обозначение) | Назначение | Изготовитель | Зав.№, изготовления | Владелец /дова ния | Дата и срок действия свидетельства о метрологической поверке (аттестации) или отметка о техническом состоянии | |
|----|-----------------------------|------------|--------------|---------------------|--------------------|---|--------|
| | | | | | | 200... | 200... |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| | | | | | | | |

У/З толщиномер

У/З твердомер

У/З дефектоскоп

Комплект ВИК

Комплект ПВК

Примечание. Сведения об имеющихся в лаборатории средствах неразрушающего контроля приводят по каждому виду (методу) контроля отдельно.

Для отметки о техническом состоянии оборудования можно использовать следующие обозначения:

И - исправны (используют в работе);

К - законсервированы (в работе не используют);

Р - подлежат ремонту;

С - подлежат списанию.

6. СВЕДЕНИЯ ОБ ЭТАЛОНАХ, СТАНДАРТНЫХ И КОНТРОЛЬНЫХ ОБРАЗЦАХ

В разделе 6 по форме 2, указанной в разделе 5, приводят сведения о эталонах, образцах (государственных, отраслевых, предприятия), применяемых при проведении неразрушающего контроля. Для отметки технического состояния образцов можно использовать обозначения, приведенные в разделе 5. В графе 3 формы 2 следует обязательно указать, при контроле каких объектов применяется данный образец, эталон. Необходимо систематизировать применяемые образцы и эталоны по объектам контроля.

7. СВЕДЕНИЯ ОБ ИМЕЮЩИХСЯ ДОЗИМЕТРИЧЕСКИХ И РАДИОМЕТРИЧЕСКИХ СРЕДСТВАХ ИЗМЕРЕНИЙ

В разделе 7 по форме 2, указанной в разделе 5, приводят сведения о дозиметрических и радиометрических средствах измерений, используемых в лаборатории. Для отметки о техническом состоянии можно использовать обозначения, приведенные в разделе 5.

8. СВЕДЕНИЯ О ВСПОМОГАТЕЛЬНОМ ОБОРУДОВАНИИ И ПРИНАДЛЕЖНОСТЯХ

В разделе 8 по форме 2, указанной в разделе 5, приводят сведения о вспомогательном оборудовании и принадлежностях, применяемых в лаборатории. Для отметки технического состояния можно использовать обозначения, приведенные в разделе 5. Если вспомогательное оборудование или принадлежности не должны подвергаться метрологической поверке (аттестации, калибровке), то в графах 6, 7 и т.д. формы 2 следует указывать их техническое состояние.

9. ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ И МЕТОДИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ

Сведения об имеющихся в лаборатории нормативных и методических документах приводят по форме 3.

Форма 3

| №/№ п.п. | Наименование документа | Обозначение | Издательство азработчик | Место и год ия | Срок действия |
|-------------|------------------------|-------------|----------------------------|-------------------|---------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

10. ДАННЫЕ НА ХРАНИЛИЩЕ ИСТОЧНИКОВ ИОНИЗИРУЮЩЕГО ИЗЛУЧЕНИЯ

В разделе 10 приводятся следующие сведения:

- тип хранилища;
- количество мест в хранилище;
- год сооружения хранилища;
- наличие манипулятора;
- организация - разработчик проекта хранилища;
- схема (планировка) хранилища;
- характеристика помещения хранилища.

Пример характеристики помещения: стены из силикатного кирпича, пол бетонный, имеется электрическая сигнализация, помещение освещается лампами дневного света, имеется три колодца для хранения источников согласно инструкции... (номер и полное наименование документа).

К Паспорту прикладываются следующие документы:

1. Копия радиационно - гигиенического паспорта.
2. Должностные инструкции для сотрудников лаборатории.
3. Копии лицензий Госгортехнадзора России (если имеются).
4. Свидетельство об аттестации лаборатории (если имеется).
5. Копии квалификационных документов специалистов НК.
6. Копии свидетельств о поверке средств измерений.

Работа № 3

Оценка технического состояния вертикальных стальных резервуаров

Цель работы

Расчет остаточного ресурса при малоцикловом нагружении по критерию образования трещины

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары являются наиболее распространенным типом резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. В процессе эксплуатации они подвергаются комплексу внешних воздействий; статических, малоцикловых, снеговых и ветровых нагрузок, температур и агрессивных рабочих сред.

Наибольшее распространение получили наземные вертикальные цилиндрические резервуары, которые в зависимости от их назначения или условий эксплуатации можно разделить на следующие типы:

- резервуары низкого давления;
- резервуары без давления;
- резервуары повышенного давления;
- резервуары высокого давления.

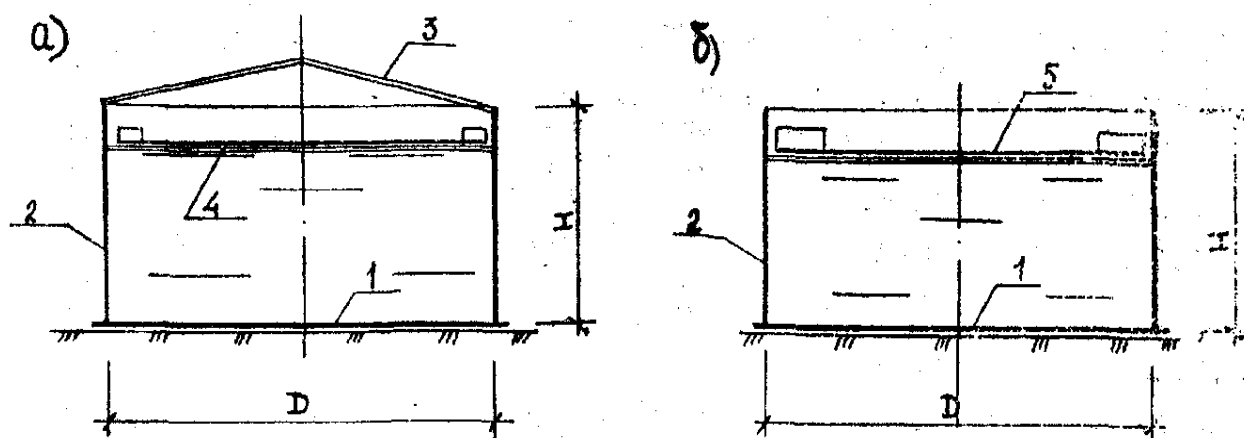


Рисунок 1 – Вертикальный стальной резервуар без давления
а) с понтоном; б) с плавающей крышей;
1 – днище; 2 – цилиндрический корпус; 3 – стационарное покрытие;
4 – понтон; 5 – плавающая крыша.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары различаются между собой в основном конструкцией покрытия и объемом.

По объему типовые резервуары регламентируются нормальным рядом. Таким образом, типовые цилиндрические резервуары могут иметь объем 100; 200; 300; 400; 500; 700; 1000; 2000; 3000; 5000; 10000; 20000; 30000 и 50000 м³.

Кроме того, по исполнению различают следующие типы резервуаров:

1. Резервуары со стационарной крышей.

2. Резервуары с понтоном и стационарной крышей.

3. Резервуары с плавающей крышей.

При диагностировании резервуаров выполняются следующие работы:

- измерение отклонений образующих от вертикали, местных деформаций стенки и горизонтальность выступа окрайки и основания под ней;

- проверка состояния отмостки;

- визуальный осмотр стенки, кровли и днища с внутренней стороны;

- визуальный осмотр понтона (при его наличии);

- измерение толщины стенки, днища, кровли и понтона;

- контроль сварных соединений физическими методами;

- механические испытания, металлографические исследования и химический анализ металла (в необходимых случаях);

- зондирование днища и основания резервуара с целью выявления утечки;

- решить вопрос о необходимости и целесообразности обследования резервуара методом инфракрасной спектроскопии и выполнить такое обследование;

- обработать полученные результаты измерений толщины стенки всех элементов резервуара (стенка, кровля, днище, понтон, плавающая крыша), определить остаточный срок службы для них по коррозионному износу;

- определить расчетом допустимую толщину листов для различных поясов, окрайки, днища и кровли и полученные результаты сравнить с данными измерений; если окажется, что фактическая толщина листов меньше допустимой, принять одно из возможных решений:

первое - резервуар остановить на ремонт;

второе - резервуар эксплуатировать при пониженной эксплуатационной нагрузке, для чего выполнить расчет допустимой высоты заполнения резервуара;

- выполнить расчет остаточного ресурса резервуара по критериям малоциклового усталости и трещиностойкости металла;

- выполнить расчеты и проверить функциональные параметры резервуара;

- составить заключение о техническом состоянии и показателях назначения резервуара на предстоящий период эксплуатации.

РАСЧЕТ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА НА ПРОЧНОСТЬ

Поверочный расчет стенки резервуара на прочность производится с учетом требований СНиП II-23-81.

$$\delta = \frac{[n_1 \rho (H - x) + n_2 P_u] r}{100 \delta} \leq \gamma_c R_y^*,$$

где σ - напряжение в расчетном поясе резервуара, Мпа;

n_1 - коэффициент перегрузки для гидростатического давления $n_1 = 1,0$;

ρ - плотность нефтепродукта, принимается наибольшее значение плотности продукта, хранимого в данном резервуаре, кг/м³;

H - высота разлива нефтепродукта, м;

x - расстояние от днища резервуара до расчетного уровня, м;

n_2 - коэффициент перегрузки для избыточного давления и вакуума, $n_2 = 1,2$;

P_u - нормативная величина избыточного давления в пространстве под кровлей резервуара,
 $P_u = 0,2$ кПа;
 r - радиус резервуара (принять по проекту), м;
 $\bar{\delta}$ - реальная толщина стенки резервуара в расчетном поясе, м;
 γ_c - коэффициент условия работы, для 1-го пояса стенки $\gamma_c = 0,7$; для всех остальных поясов
 $\gamma_c = 0,80$;
 R_y^* - расчетное сопротивление стали по пределу текучести, МПа.

РАСЧЕТ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА НА УСТОЙЧИВОСТЬ

Проверка устойчивости производится по формуле:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq \gamma_c,$$

где σ_1 и σ_2 - соответственно расчетные осевые и кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_{01} , σ_{02} - соответственно критические осевые и кольцевые напряжения;

γ_c - коэффициент условия работ, $\gamma_c = 1$.

Расчетные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_1 = \frac{n_3(Q_n + Q_{сТ}) + Q_{сН} \cdot n_5 + Q_{вак} \cdot n_2}{2\pi r \delta},$$

где n_3 - коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса, $n_3 = 1,05$;

Q_n - вес покрытия резервуара (принять по проекту), МН;

$Q_{сТ}$ - вес вышележащих поясов стенки, МН;

$Q_{сН}$ - нормативное значение снеговой нагрузки на покрытие, МН;

$Q_{вак}$ - нормативная нагрузка от вакуума на покрытие, МН;

n_5 - коэффициент надежности по снеговой нагрузке.

Полное нормативное значение снеговой нагрузки на покрытие определяется по формуле:

$$Q_{сН} = q \mu k_1 \pi r^2,$$

где q - нормативное значение веса снегового покрытия на 1 м^2 горизонтальной поверхности земли, МН/м²;

μ - коэффициент перехода от веса снегового покрытия на земле к снеговому покрову на покрытие;

k_1 - коэффициент, принимаемый по рекомендациям СНиП 2.01.07-85.

Вес вышележащих поясов стенки резервуара определяют по формуле:

$$Q_{\text{сн}} = \sum_{i=1}^b 2\pi r h_i \gamma_{\text{ст}} \bar{\delta},$$

где b - номер (значение номера) последнего пояса, отсчет поясов начинать снизу;

h_i - высота i -го пояса стенки резервуара, при соединении листов встык принять равной 1,5 м;

$\gamma_{\text{ст}}$ - удельный вес стали, МН/м³.

Нормативная нагрузка от вакуума на покрытие:

$$Q_{\text{вак}} = \pi r^2 P_{\text{вак}},$$

где $P_{\text{вак}}$ - нормативное значение вакуума в газовом пространстве.

Осевые критические напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{01} = cE \frac{\bar{\delta}}{r},$$

где C - коэффициент, определяемый по таблице 1;

E - модуль упругости стали, $E = 2 \cdot 10^5$ МПа.

Таблица 1 – справочные значения коэффициента C

| $r/\bar{\delta}$ | 600 | 800 | 1000 | 1500 | 2500 |
|------------------|------|------|------|------|------|
| C | 0,11 | 0,09 | 0,08 | 0,07 | 0,06 |

Расчетные кольцевые напряжения в стенке резервуара определяют по формуле:

$$\sigma_{\Gamma} = \frac{P_{\text{в}} n_{\text{в}} + P_{\text{вак}} n_2}{\bar{\delta}}$$

где $P_{\text{в}}$ - нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, МПа;

$n_{\text{в}}$ - коэффициент надежности ветровой нагрузки, $n_{\text{в}} = 0,5$;

$\bar{\delta}$ - средняя арифметическая толщина стенки резервуара

$$\bar{\delta} = \sum_{i=1}^b \frac{\delta_i}{b},$$

где δ - реальная толщина i -го пояса стенки, см.

Нормативное значение ветровой нагрузки определяется по формуле:

$$P_{\text{в}} = \omega_0 K_2 C_0,$$

где C_0 - аэродинамический коэффициент;

ω_0 - нормативное значение ветрового давления, МПа;

K_2 - коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте.

Критические кольцевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{02} = 0,55E \frac{r}{h_0} \left(\frac{\bar{\delta}}{r} \right)^{1,5},$$

где h_0 - высота резервуара, м.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА РЕЗЕРВУАРА

Вертикальные стальные резервуары работают в условиях статического и малоциклового нагружения. Поэтому при их диагностировании необходим расчет остаточного ресурса как при статическом нагружении с учетом коррозии металла, как при малоцикловом нагружении.

Остаточный ресурс стенки резервуара при малоцикловом нагружении можно определить на основе механики малоциклового разрушения.

Остаточный ресурс стенки резервуара определяют как сумму циклов по двум стадиям циклического разрушения:

$$N_C = N_0 + N_P, \quad (1)$$

где N_0 – число циклов до образования макротрещин;

N_P – число циклов до образования лавинообразной трещины.

Число циклов до образования макротрещин без учета коррозии можно определить по формуле:

$$N_0 = \min \left\{ \frac{1}{4} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln \frac{1}{1-\psi}}{1,28 \cdot n_\sigma \cdot \sigma_a^* \cdot \frac{1}{\varphi_c} - \sigma_{-1}} \right)^2, \frac{1}{4 \cdot n_N} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln \frac{1}{1-\psi}}{1,28 \cdot \sigma_a^* \cdot \frac{1}{\varphi_c} - \sigma_{-1}} \right)^2 \right\} \quad (2)$$

где E – модуль упругости;

ψ – относительное сужение, определяемое экспериментальным путем или по справочным данным;

n_σ – коэффициент запаса по напряжениям, $n_\sigma = 2$;

σ_a^* – амплитуда условных напряжений в расчетной точке стенки резервуара, МПа;

σ_{-1} – предел выносливости для стали, МПа;

φ_c – коэффициент, учитывающий снижение характеристик в результате сварки, для малоуглеродистой стали: при ручной дуговой сварке

$\varphi_c = 0,8$, при автоматической дуговой сварке $\varphi_c = 0,9$;

n_N – коэффициент запаса по долговечности, $n_N = 10$.

Амплитуду условных напряжений в расчетной точке стенки резервуара определяют следующим образом :

$$\text{Если } 2\sigma_a \leq \sigma_T, \text{ то } \sigma_a^* = \sigma_a, \quad (3)$$

где σ_T – предел текучести металла стенки, определяемый при механических испытаниях или по строительным нормам, МПа;

σ_a – амплитуда напряжений в расчетной точке стенки:

$$\sigma_a = 0,5 K_\sigma \sigma_H, \quad (4)$$

где σ_H – номинальное напряжение в стенке:

$$\sigma_H = \frac{\rho \cdot g (H_{\max} - x) \cdot r}{\delta}, \quad (5)$$

где H_{\max} – наибольший уровень нефтепродукта в резервуаре.

$$\text{Если же } 2\sigma_a > \sigma_T, \text{ то } \sigma_a = K_e \cdot \frac{\sigma_H}{2}, \quad (6)$$

где K_e – коэффициент концентрации деформации в упругопластической зоне, определяемый по зависимости Нейбера :

$$K_\sigma \cdot K_e = \alpha_0^2, \quad (7)$$

где α_0 – теоретический коэффициент концентрации напряжений (таблица 2) ;

K_σ – коэффициент концентрации напряжений в упругопластической зоне, определяется по формуле:

$$K_\sigma = \frac{\sigma_T}{\sigma_H}, \quad (8)$$

Таблица 2 – Значения коэффициента концентрации напряжений

| Соединения | $K_\sigma = \alpha_0$ |
|---|-----------------------|
| Стыковое, при обычном усилении | 1.9 |
| Стыковое, в случае пересечения его продольным швом | 2.4 |
| Прикрепление планок, ребер и других вспомогательных элементов | 3.0 |
| Нахлесточное с обваркой по контуру | 3.6 |
| Нахлесточное с фланговыми швами | 5.0 |

Значения предела текучести σ_T и предела прочности σ_B следует принимать :

- если при испытаниях значения σ_T и σ_B соответствуют требованиям, действовавших во время строительства государственных стандартов и технических условий на сталь – по минимальному значению, указанному в этих документах;

- если при испытаниях значения σ_T и σ_B ниже предусмотренных государственными стандартами и техническими условиями на сталь, действовавшими во время строительства – по минимальному значению, полученному при испытаниях.

В формуле (2) не учитывается коррозионный износ резервуара. Остаточный ресурс стенки резервуара с учетом коррозии должен вычисляться по формуле:

$$N_{0kc} = N_0(1 - \beta_{kc}), \quad (9)$$

где N_0 – ресурс стенки без учета коррозионного воздействия по формуле (3);

β_{kc} – коэффициент влияния среды, для частот до 1.0 Гц.

$$\beta_{kc} = \lambda \lg N_0, \quad (10)$$

где λ - коэффициент коррозии (таблица 3).

Зная остаточный ресурс резервуара, остаточный срок службы можно определять по формуле:

$$T = \frac{N_{0kc}}{n_0}, \quad (11)$$

где n_0 – годовая обрачиваемость или число полных циклов заполнения резервуара, 1/год.

Таблица 3 – Коэффициент коррозии

| Коррозионная среда | λ |
|--|-----------|
| При осуществлении специальных мер по снижению коррозии | 0.02–0.05 |
| Без применения мер по снижению коррозионного воздействия | 0.1 |

РАСЧЕТ РЕСУРСА СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА ДО ОБРАЗОВАНИЯ ЛАВИНООБРАЗНОЙ ТРЕЩИНЫ

Рекомендуется следующий порядок расчета остаточного ресурса по числу циклов в связи с ростом трещины.

1. Выявляют неразрушающими методами контроля максимальную длину (глубину) начальной трещины L_0 и определяют значение критического коэффициента интенсивности напряжений K_{ic} экспериментально или расчетным методом.

2. Определяют критическую длину трещин $L_{кр}$ по формуле:

$$L_{кр} = \frac{2K_{ic}^2}{\pi\sigma}. \quad (12)$$

3. Вычисляют размах коэффициента интенсивности напряжений по формуле:

$$\Delta K = \Delta\sigma \sqrt{0,5\pi L_{кр}}, \quad (13)$$

где $\Delta\sigma = \sigma_{max} - \sigma_{min}$.

4. Экспериментально определяют значения постоянных материала A и n .

5. Остаточный ресурс стенки резервуара на стадии развития трещины определяется числом циклов, соответствующих росту трещины от начальной длины L_0 до критической $L_{кр}$ и вычисляется по формуле:

$$N_p = \frac{L_0^{(1-0,5n)} - L_{кр}^{(1-0,5n)}}{(0,5n-1) \cdot A \cdot (0,5\pi)^{0,5n} \cdot \Delta\sigma^n}. \quad (14)$$

6. Остаточный срок службы резервуара определяется по формуле:

$$T = \frac{N_p}{n_0}. \quad (15)$$

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

| № | Диаметр | Высота | Наличие понтона | Кол-во циклов в год |
|----|---------|--------|-----------------|---------------------|
| 1 | 10,2 | 6,5 | нет | 200 |
| 2 | 12,8 | 7,5 | нет | 300 |
| 3 | 22,8 | 12,0 | нет | 400 |
| 4 | 10,2 | 12,0 | нет | 500 |
| 5 | 22,8 | 7,5 | нет | 450 |
| 6 | 6,5 | 6,5 | Да | 400 |
| 7 | 7,5 | 7,5 | Да | 350 |
| 8 | 10,2 | 10,2 | Да | 300 |
| 9 | 12,8 | 6,5 | да | 200 |
| 10 | 10,2 | 7,5 | да | 200 |

ПРИМЕР РАСЧЕТА.

Расчетом определить ресурс (число циклов нагружения) резервуара объемом 5000м^3 .

Исходные данные:

диаметр $D = 22,8$ м;

высота $H = 12$ м;

высота заполнения $H_{\max} = 10,4$ м;

расчетная плотность нефтепродукта $\rho = 1000$ кг/м³;

материал СТЗ, для которой:

относительное сужение $\Psi = 0,31$;

предел выносливости $\sigma_{-1} = 100$ МПа;

предел текучести $\sigma_T = 230$ МПа;

остаточная толщина стенки - 8 мм.

1. По формуле (3.5) определим напряжение в стенке при максимальной нагрузке:

$$\sigma_H = \frac{\rho g (H_{\max} - X) \cdot r}{\delta} = 1000 \cdot 9,8 (10,4 - 0) \cdot 11,4 / 0,008 = 144,4 \text{ МПа.}$$

2. Находим по формуле (3.8)

$$K_\sigma = \frac{\sigma_T}{\sigma_H} = 230 / 144,4 = 1,59.$$

3. Находим амплитуду напряжений в расчетной точке по формуле

$$\sigma_a = 0,5 K_\sigma \cdot \sigma_H = 115 \text{ МПа}; \quad 2\sigma_a = 2 \cdot 115 = 230 = \sigma_T,$$

следовательно, $\sigma_a^o = \sigma_a = 230$ МПа.

4. По формуле (3.2) вычислим число циклов работы резервуара до образования макротрещины.

По первой формуле (3.2)

$$N_0 = \frac{1}{4} \left(\frac{1,28 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot \ln \frac{1}{1-0,31}}{1,28 \cdot 2 \cdot 230 \cdot \frac{1}{0,8} - 100} - 1 \right)^2 = 5476.$$

По второй формуле (3.2)

$$N_0 = \frac{1}{4n_N} \left(\frac{1,28 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot \ln \frac{1}{1-0,31}}{1,28 \cdot 230 / 0,8 - 100} - 1 \right)^2 = 3122.$$

Принимаем наименьшее из полученных результатов:

$$N_0 = 3122.$$

Остаточный ресурс стенки резервуара с учетом коррозии находим по формуле (3.9).

Предварительно вычислим

$$\beta_{kc} = \lambda \lg N_0 = 0,1 \cdot \lg 3122 = 0,349.$$

(без применения мер по снижению коррозионного воздействия $\lambda = 0,1$).

$$N_{oc} = N_0(1 - \beta_{kc}) = 3122(1 - 0,349) = 2032.$$

При частоте циклов заполнения 100 раз в год остаточный срок службы составит:

$$T = \frac{N_{oc}}{n} = \frac{2032}{300} = 6,8 \text{ года.}$$

Пример расчета ресурса стенки резервуара до образования лавинообразной трещины.

Данные для расчета принимаем из предыдущего примера.

По данным металлографических исследований стали ВСтЗпс имеем:

$$D = 4 \cdot 10^{-5} \text{ м; } f = 0,05.$$

Вычислим K_{ic} по формуле

$$K_{ic} = \left[2\sigma_T E \left(\frac{\pi}{6} \right)^{1/3} \cdot D \right]^{0,5} \cdot f^{-1/6} = \left[2 \cdot 230 \cdot 2 \cdot 10^5 \left(\frac{\pi}{6} \right)^{1/3} \cdot 4 \cdot 10^{-5} \right]^{0,5} \cdot 0,05^{-1/6} = 33,05.$$

По формуле (3.12) находим $L_{кр}$

$$L_{кр} = \frac{2 \cdot 33,05^2}{\pi \cdot 144,4^2} = 33,6 \text{ мм.}$$

Принимаем минимальный взлив 1м, тогда

$$\sigma_{\min} = \frac{1000 \cdot 9,8(1-0) \cdot 11,4}{0,008} = 13,9 \text{ МПа,}$$

$$\Delta\sigma = \sigma_{\max} - \sigma_{\min} = 144,4 - 13,9 = 130,5.$$

Принимая условно длину минимальной обнаруживаемой трещины $L_0 = 5$ мм, по формуле (3.14) находим остаточный ресурс резервуара

$$N_p = \frac{0,005^{(1-0,5 \cdot 3,86)} - 0,033^{(1-0,5 \cdot 3,86)}}{(0,5n - 1) \cdot 2,8 \cdot 10^{-10} (0,5 \cdot 3,14)^{0,5 \cdot 3,86} \cdot 130,5^{3,86}} = 1266.$$

Принимая $n = 300$, находим остаточный срок службы

$$T = 1266/300 = 4,2 \text{ года.}$$

Отчет должен содержать:

- 1) Цель работы ;
- 2) Исходные данные
- 3) результаты расчетов;
- 4) выводы.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Классификация резервуаров
2. Нагрузки, действующие на резервуары.
3. Порядок расчета резервуаров на прочность
4. Порядок расчета резервуаров и устойчивость.
5. Состав работ при диагностировании резервуаров

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.

1. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: Учеб. пособие для вузов / Е.А. Богданов. - М.: Высш. шк., 2006. – 279 с.
2. РД 03-421-01 Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определению остаточного срока службы сосудов и аппаратов – М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр ПБ Госгортехнадзора России», 2002. – 136 с.
3. Методика диагностирования технического состояния и определения остаточного ресурса технологического оборудования химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. – Волгоград, Изд-во ВНИКТИнефтехимоборудования, 2006. – 56 с.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. -М.: Недра, 1988,-269 с.
2. СНиП 3.03.01-87. Несущие и ограждающие конструкции. - М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988. - 192 с.
3. СНиП 2.09.03-85. Сооружение промышленных предприятий. -М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. - 56 с.

4. СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия. - М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. - 34 с.
5. СНиП П-23-81. Стальные конструкции / Госстрой СССР.- М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988. - 96 с.
6. ИТН-93. Инструкция по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке трубчатых печей, резервуаров, сосудов и аппаратов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств.
7. РД-08-95-95. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

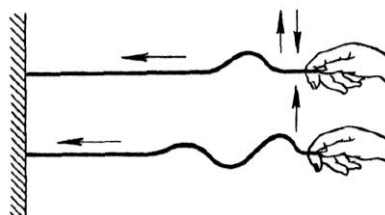
Работа № 5

Решение задач на распространение волны

Общие теоретические сведения

Распространение колебаний в упругой среде

Волновое движение — механические волны, т. е. волны, которые распространяются только в веществе (морские, звуковые, волны в струне, волны землетрясений). Источниками волн являются колебания вибратора.



Вибратор — колеблющееся тело. Создает колебания в упругой среде.

Волной называются колебания, распространяющиеся в пространстве с течением времени.

Волновая поверхность — геометрическое место точек среды, колеблющихся в одинаковых фазах

Луч — линия, касательная к которой в каждой точке совпадает с направлением распространения волны.

Причина возникновения волн в упругой среде

Если вибратор колеблется в упругой среде, то он воздействует на частицы среды, заставляя их совершать вынужденные колебания. За счет сил взаимодействия между частицами среды колебания передаются от одной частицы к другой.

Типы волн

Поперечные волны

Волны, в которых колебания частиц среды происходят в плоскости, перпендикулярной направлению распространения волны. Возникают в твердых телах и на поверхности воды.

Продольные волны

Колебания происходят вдоль распространения волны. Могут возникать в газах, жидкостях и твердых телах.

Поверхностные волны

Волны, которые распространяются на границе раздела двух сред. Волны на границе между водой и воздухом. Если λ меньше глубины водоема, то каждая частица воды на поверхности и вблизи от нее движется по эллипсу, т.е. представляет собой комбинацию колебаний в продольном и поперечном направлениях. У дна же наблюдается чисто продольное движение.

Плоские волны

Волны, у которых волновые поверхности являются плоскостями, перпендикулярными направлению распространения волн.

Характеристики волнового движения

Длина волны

Наименьшее расстояние между двумя гонками, колеблющимися в одной фазе, называется длиной волны. Зависит только от среды, в которой распространяется волна, при равных частотах вибратора.

Частота

Частота ν волнового движения зависит только от частоты вибратора.

Скорость распространения волны

Скорость $v = \lambda\nu$. Так как $\nu = \frac{1}{T}$, то $v = \frac{\lambda}{T}$. Однако скорость распространения волны зависит от вида вещества и его состояния; от ν и λ , не зависит.

В идеальном газе $v = \sqrt{\frac{p}{\rho}} \gamma = \sqrt{\frac{R}{M} T} \gamma$, где R — газовая постоянная; M — молярная масса; T — абсолютная температура; γ — постоянная для данного газа; ρ — плотность вещества.

В твердых телах поперечные волны $v = \sqrt{\frac{N}{\rho}}$, где N — модуль сдвига; продольные волны $v = \sqrt{\frac{Q}{\rho}}$, где Q — модуль всестороннего сжатия. В твердых стержнях $v = \sqrt{\frac{E}{\rho}}$ где E — модуль Юнга.

В твердых телах распространяются как поперечные, так и продольные волны с разными скоростями. На этом основан способ определения эпицентра землетрясения.

Уравнение плоской волны

Его вид $x = x_0 \sin \omega t (t - l/v) = x_0 \sin(\omega t - kl)$, где $k = 2\pi/\lambda$ — волновое число; l — расстояние, пройденное волной от вибратора до рассматриваемой точки A .

Запаздывание по времени колебаний точек среды: $\Delta t = \frac{\Delta x}{v} = \frac{\Delta x}{\lambda \nu} = \frac{\Delta x T}{\lambda}$.

Запаздывание по фазе колебаний точек среды: $\Delta \varphi = \frac{2\pi}{T} \Delta t = \frac{2\pi \Delta x}{T v} = \frac{2\pi \Delta x}{\lambda}$.

Разность фаз двух колеблющихся точек: $\Delta \varphi = \varphi_2 - \varphi_1 = 2\pi (l_2 - l_1)/\lambda$.

$$\xi(x, t) = A \cos \omega(t - x/v), \text{ или } \xi(x, t) = A \cos(\omega t - kx),$$

где $\xi(x, t)$ — смещение точек среды с координатой x в момент времени t ; ω — угловая частота; v — скорость распространения колебаний в среде (фазовая скорость); k — волновое число; $k = 2\pi/\lambda$;

λ — длина волны.

- Длина волны связана с периодом T колебаний и частотой ν соотношениями и $\lambda = v/\nu$

• Разность фаз колебаний двух точек среды, расстояние между которыми (разность хода) равно Δx ,

$$\Delta\varphi = (2\pi/\lambda)\Delta x$$

где λ — длина волны.

- Уравнение стоячей волны

$$\xi(x, t) = A \cos \omega \frac{x}{v} \cdot \cos \omega t, \text{ или } \xi(x, t) = A \cos kx \cdot \cos \omega t$$

- Фазовая скорость продольных волн в упругой среде:

$$\text{в твердых телах } v = \sqrt{E/\rho},$$

где E — модуль Юнга; ρ — плотность вещества;

$$\text{в газах } v = \sqrt{\gamma RT/M}, \text{ или } v = \sqrt{\gamma p/\rho},$$

где γ — показатель адиабаты ($\gamma = cp/cv$ — отношение удельных теплоемкостей газа при постоянных давлении и объеме); R — молярная газовая постоянная; T — термодинамическая температура; M — молярная масса; p — давление газа.

- Акустический эффект Доплера

$$\nu = \frac{v + u_{\text{пр}}}{v - u_{\text{ист}}} \nu_0$$

где ν — частота звука, воспринимаемого движущимся прибором (или ухом); v — скорость звука в среде; $u_{\text{пр}}$ — скорость прибора относительно среды; $u_{\text{ист}}$ — скорость источника звука относительно среды; ν_0 — частота звука, испускаемого источником.

- Амплитуда звукового давления

$$p_0 = 2\pi\nu\rho v A,$$

где ν — частота звука; A — амплитуда колебаний частиц среды; v — скорость звука в среде; ρ — ее плотность.

- Средняя объемная плотность энергии звукового поля

$$\langle w \rangle = \frac{1}{2} \rho \xi_0^2 = \frac{1}{2} \frac{p_0^2}{\rho v^2} = \frac{1}{2} \rho \omega^2 A^2$$

где ξ_0 — амплитуда скорости частиц среды; ω — угловая частота звуковых волн.

- Энергия звукового поля, заключенного в некотором объеме V ,

$$W = \langle w \rangle V$$

- Поток звуковой энергии

$$\Phi = W/t,$$

где W — энергия, переносимая через данную поверхность за время t .

- Интенсивность звука (плотность потока звуковой энергии) $I = \Phi/S$

• Интенсивность звука связана со средней объемной плотностью энергии звукового поля соотношением

$$I = \langle w \rangle J, \text{ где } J \text{ — скорость звука в среде.}$$

- Связь мощности N точечного изотропного источника звука с интенсивностью звука

$$I = N/(4\pi r^2),$$

где r — расстояние от источника звука до точки звукового поля, в которой определяется интенсивность.

- Удельное акустическое сопротивление среды

$$Z_s = rJ.$$

- Акустическое сопротивление

$$Z_a = Z_s/S,$$

где S — площадь сечения участка акустического поля (например, площадь поперечного сечения трубы при распространении в ней звука).

- Уровень интенсивности звука (уровень звуковой мощности) (дБ)

$$L_P = 10 \lg(I/I_0),$$

где I_0 — условная интенсивность, соответствующая нулевому уровню интенсивности ($I_0 = 1 \text{ Вт/м}^2$).

Уровень громкости звука L_N в общем случае является сложной функцией уровня интенсивности и частоты звука и определяется по кривым уровня громкости (рис. 1). На графике по горизонтальной оси отложены логарифмы частот звука (сами частоты указаны под соответствующими им логарифмами). На вертикальной оси отложены уровни интенсивности звука в децибелах. Уровни громкости звука отложены по вертикальной оси, соответствующей эталонной частоте $\nu=1000$ Гц. Для этой частоты уровень громкости, выраженный в децибелах, равен уровню интенсивности в децибелах. Уровень громкости звуков других частот определяется по кривым громкости, приведенным на графике. Каждая кривая соответствует определенному уровню громкости.

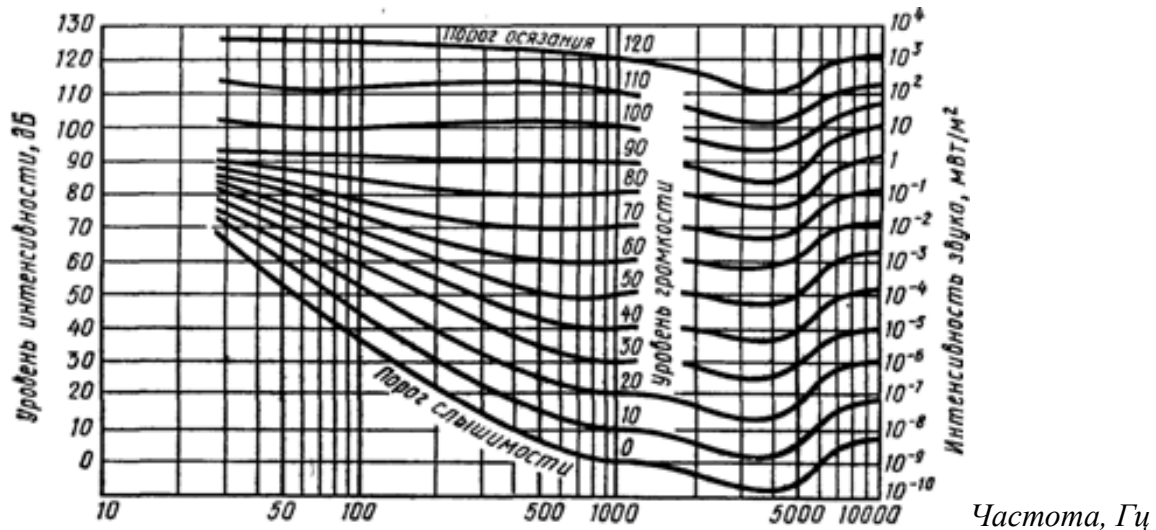


Рис. 1 Кривые уровней громкости

Примеры решения задач

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

| № варианта | Скорость J, м/с. | Период T, с | амплитуда A, мм. |
|------------|---------------------|----------------|---------------------|
| 1 | 10 | 1,0 | 6,5 |
| 2 | 11 | 1,1 | 7,5 |
| 3 | 12 | 1,2 | 12,0 |
| 4 | 13 | 1,3 | 12,0 |
| 5 | 14 | 1,4 | 7,5 |
| 6 | 15 | 1,5 | 6,5 |
| 7 | 16 | 1,6 | 7,5 |
| 8 | 17 | 1,7 | 10,2 |
| 9 | 18 | 1,8 | 6,5 |

Пример 1.

Поперечная волна распространяется вдоль упругого шнура со скоростью $J=15$ м/с. Период T , скорость колебаний точек шнура равен 1,2 с, амплитуда $A=20$ мм.

Определить: 1) длину волны l ; 2) фазу j колебаний, смещение x ξ , и ускорение $\ddot{\xi}$, точки, отстоящей на расстоянии $x=45$ м от источника волн в момент $t=4$ с; 3) разность фаз Dj колебаний двух точек, лежащих на луче и отстоящих от источника волн на расстояниях $x_1=20$ м и $x_2=30$ м.

Решение. 1. Длина волны равна расстоянию, которое волна проходит за один период, и может быть найдена из соотношения

$$l=JT.$$

Подставив значения величин J и T , получим

$$l=18 \text{ м.}$$

2. Запишем уравнение волны:

$$x=A\cos w(t - x/J), \quad (1)$$

где x — смещение колеблющейся точки; x — расстояние точки от источника волн;

J — скорость распространения волн.

Фаза колебаний точки с координатой x в момент времени t определяется выражением, стоящим в уравнении волны под знаком косинуса:

$$j = w(t - x/J), \text{ или } j = 2\pi/T(t - x/J),$$

где учтено, что $w=2\pi/T$.

Произведя вычисления по последней формуле, получим

$$j=5,24 \text{ рад, или } j=300^\circ.$$

Смещение точки определим, подставив в уравнение (1) значения амплитуды A и фазы j :
 $x=1$ см.

Скорость точки находим, взяв первую производную от смещения по времени:

$$\dot{\xi}/dt = -Aw \sin w(t - x/J) = -\frac{2\pi A}{T} \sin \left(t - \frac{x}{J} \right) = \frac{2\pi A}{T} \sin \varphi$$

Подставив значения величин ρ , A , T и произведя вычисления, получим и $j \dot{\xi}=9$ см/с.

Ускорение есть первая производная от скорости по времени, поэтому

$$\bar{\xi} = d\bar{v}/dt = -Aw^2 \cos w(t - x/l) =$$

Произведя вычисления по этой формуле, найдем

$$\bar{\xi} = 27,4 \text{ см/с}^2.$$

3. Разность фаз Dj колебаний двух точек волны связана с расстоянием Dx между этими точками соотношением

$$Dj = (2\pi/l)Dx = (2\pi/l)(x_2 - x_1)$$

Подставив значения величин l , x_1 и x_2 и вычислив, получим

$$Dj = 3,49 \text{ рад, или } Dj = 200^\circ.$$

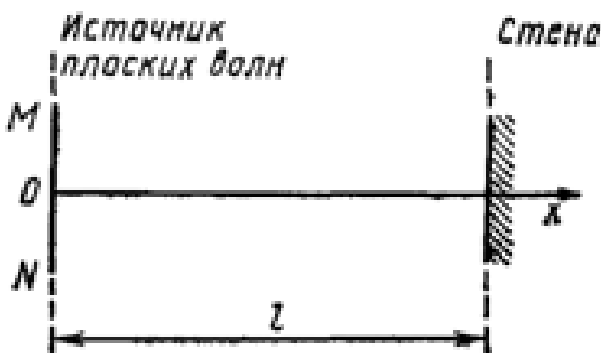


Рис. 2

Пример 2.

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

| № варианта | Частота ν , Гц | Расстояние l , м | Скорость J , м/с. |
|------------|--------------------|--------------------|---------------------|
| 1 | 450 | 5,0 | 450 |
| 2 | 455 | 5,1 | 455 |
| 3 | 460 | 5,2 | 460 |
| 4 | 465 | 5,3 | 465 |
| 5 | 470 | 5,4 | 470 |
| 6 | 475 | 5,5 | 475 |
| 7 | 480 | 5,6 | 480 |
| 8 | 485 | 5,7 | 485 |
| 9 | 490 | 5,8 | 490 |
| 10 | 500 | 5,9 | 500 |

На расстоянии $l=4$ м от источника плоской волны частотой $\nu=440$ Гц перпендикулярно ее лучу расположена стена. Определить расстояния от источника волн до точек, в которых будут первые три узла и три пучности стоячей волны, возникшей в результате сложения бегущей и отраженной от стены волн. Скорость J волны считать равной 440 м/с.

Решение. Выберем систему координат так, чтобы ось x была направлена вдоль луча бегущей волны и начало O координат совпадало с точкой, находящейся на источнике MN плоской волны (рис. 2). С учетом этого, уравнение бегущей волны запишется в виде

$$x_1 = A \cos(\omega t - kx). \quad (1)$$

Поскольку в точку с координатой x волна возвратится, пройдя дважды расстояние $l-x$, и при отражении от стены, как среды более плотной, изменит фазу на π , то уравнение отраженной волны может быть записано в виде

$$x_2 = A \cos\{\omega t - k[x + 2(l-x)] + \pi\}$$

После очевидных упрощений получим

$$x_2 = A \cos[\omega t - k(2l-x)]. \quad (2)$$

Сложив уравнения (1) и (2), найдем уравнение стоячей волны:

$$x = x_1 + x_2 = A \cos(\omega t - kx) - A \cos[\omega t - k(2l-x)].$$

Воспользовавшись формулой разности косинусов, найдем

$$x = -2A \sin k(l-x) \sin(\omega t - kl).$$

Так как выражение $A \sin k(l-x)$ не зависит от времени, то, взятое по модулю, оно может рассматриваться как амплитуда стоячей волны:

$$A_{ст} = |2A \sin k(l-x)|.$$

Зная выражение амплитуды, можем найти координаты узлов и пучностей.

Узлы возникнут в тех точках, где амплитуда стоячей волны равна нулю: $|2A \sin k(l-x)| = 0$. Это равенство выполняется для точек, координаты x_n которых удовлетворяют условию

$$k(l - x_n) = n\pi \quad (n=0, 1, 2, \dots)$$

Но $k = 2\pi/\lambda$, или, так как $\lambda = J/\nu$,

$$k = 2\pi\nu/J. \quad (4)$$

Подставив это выражение k в (3), получим

$$2\pi\nu(l - x_n) = n\pi J,$$

откуда координаты узлов

$$x_n = l - nJ/(2\nu).$$

Подставив сюда значения l, J, v и $n=0, 1, 2$, найдем координаты первых трех узлов:

$$x_0=4 \text{ м}, x_1=3,61 \text{ м}, x_2=3,23 \text{ м}.$$

Пучности возникнут в тех точках, где амплитуда стоячей волны максимальна: $2A \sin k(l-x')=2A$. Это равенство выполняется для точек, координаты x'_n которых удовлетворяют условию $k(l-x'_n)=(2n+1)(\pi/2)$ ($n=0, 1, 2, 3, \dots$). Выразив здесь k по (4), получим

$$4\pi x'_n = 4\pi l - (2n+1)J,$$

откуда координаты пучностей

$$x'_n = l - (2n+1)J/(4v).$$

Подставив сюда значения l, J, v и $n=0, 1, 2$, найдем координаты первых трех пучностей:

$$x'_0=3,81 \text{ м}, x'_1=3,42 \text{ м}, x'_2=3,04 \text{ м}.$$

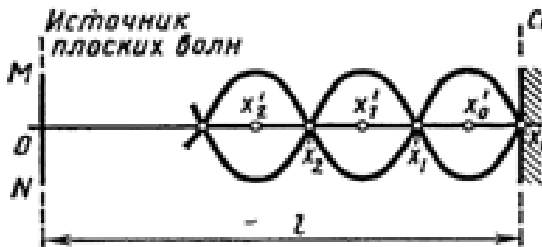


Рис.3

Границы максимальных смещений точек среды в зависимости от их координат изображены на рис. 3. Здесь же отмечены координаты x_0, x_1, x_2, \dots узлов и координаты x'_0, x'_1, x'_2, \dots пучностей стоячей волны.

Пример 3.

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

| № варианта | Частота ν , Гц | Длина l , м | Температура T , К |
|------------|--------------------|---------------|---------------------|
| 1 | 19 | 1,8 | 291 |
| 2 | 20 | 1,9 | 292 |
| 3 | 21 | 2,0 | 293 |
| 4 | 22 | 2,1 | 294 |
| 5 | 23 | 2,2 | 295 |
| 6 | 24 | 2,3 | 296 |
| 7 | 25 | 2,4 | 297 |
| 8 | 26 | 2,5 | 298 |
| 9 | 27 | 2,6 | 299 |
| 10 | 28 | 2,7 | 300 |

Источник звука частотой $\nu=18$ кГц приближается к неподвижно установленному резонатору, настроенному на акустическую волну длиной $l=1,7$ см. С какой скоростью должен двигаться источник звука, чтобы возбуждаемые им звуковые волны вызвали колебания резонатора? Температура T воздуха равна 290 К.

Решение. Согласно принципу Доплера, частота ν звука, воспринимаемая прибором (резонатором), зависит от скорости $u_{ист}$ источника звука и скорости $u_{пр}$ прибора. Эта зависимость выражается формулой

$$\nu = \frac{J + u_{пр}}{J - u_{ист}} \nu_0$$

где J — скорость звука в данной среде; ν_0 — частота звуковых волн, излучаемых источником.

Учитывая, что резонатор остается неподвижным ($u_{пр}=0$), из формулы (1) получим

$$\nu = \frac{J}{J - u_{ист}} \nu_0 \quad (1)$$

, откуда

$$u_{ист} = J(1 - \nu_0/\nu). \quad (2)$$

В этом выражении неизвестны значения скорости J звука и частоты ν .

Скорость звука в газах зависит от природы газа и температуры и определяется по формуле

$$J = \sqrt{\gamma RT/M} \quad (3)$$

Чтобы волны, приходящие к резонатору, вызвали его колебания, частота ν воспринимаемых резонатором волн должна совпадать с собственной частотой $\nu_{рез}$ резонатора, т. е.

$$\nu = \nu_{рез} = J/l_{рез}. \quad (4)$$

где $l_{рез}$ — длина волны собственных колебаний резонатора.

Подставив выражения J и ν из равенства (3) и (4) в формулу (2), получим

$$u_{ист} = J \left(1 - \frac{\nu_0 l_{рез}}{J} \right) = J - \nu_0 l_{рез}, \quad \text{или} \quad u_{ист} = \sqrt{\frac{\lambda RT}{M}} - \nu_0 l_{рез}.$$

Взяв значения $\gamma=1,4$, $M=0,029$ кг/моль, а также значения R , T , ν_0 , $l_{рез}$ и подставив их в последнюю формулу, после вычислений получим

$$u_{ист} = 36 \text{ м/с.}$$

Пример 4

| № варианта | Частота $V1$, Гц | Частота $V2$, Гц |
|------------|-------------------|-------------------|
| 1 | 51 | 401 |
| 2 | 52 | 402 |
| 3 | 53 | 403 |
| 4 | 54 | 404 |
| 5 | 55 | 405 |
| 6 | 56 | 406 |
| 7 | 57 | 407 |
| 8 | 58 | 408 |
| 9 | 59 | 409 |
| 10 | 60 | 410 |

Уровень громкости l_p звука двух тонов с частотами $V1=50$ Гц и $V2=400$ Гц одинаков и равен 10 дБ.

Определить уровень интенсивности L_p и интенсивность I звука этих тонов.

Решение. Искомые в задаче уровни интенсивности, соответствующие частотам $\nu_1=50$ Гц и $\nu_2=400$ Гц, определим, пользуясь графиком на рис. 1. Вторая кривая снизу является кривой уровня громкости, равного 10 дБ. Из точек на горизонтальной оси, соответствующих частотам ν_1 и ν_2 , восстанавливаем ординаты до кривой уровня громкости в 10 дБ. Значения этих ординат укажут искомые уровни интенсивности: $L_{p1}=60$ дБ для частоты $\nu_1=50$ Гц и $L_{p2}=20$ дБ для частоты $\nu_2=400$ Гц.

Зная уровни интенсивностей L_{p1} и L_{p2} , определим соответствующие им интенсивности I_1 и I_2 по формуле

$$L_p = 10 \lg(I/I_0)$$

где I — интенсивность данного звука; I_0 — интенсивность, соответствующая нулевому уровню интенсивности ($I_0=1$ пВт/м²).

Из приведенной формулы получим

$$\lg I = 0,1 L_p + \lg I_0.$$

Подставив сюда значения L_p и I_0 и учтя, что 1 пВт/м²= 10^{-12} Вт/м², найдем для $\nu_1=50$ Гц и $\nu_2=400$ Гц соответственно $\lg I_1 = 0,1 \times 60 + \lg 10^{-12} = 6 - 12 = -6$; $I_1 = 10^{-6}$ Вт/м² и $\lg I_2 = 0,1 \times 20 + \lg 10^{-12} = 2 - 12 = -10$; $I_2 = 10^{-10}$ Вт/м².

Эти значения I_1 и I_2 можно получить и по графику, пользуясь шкалой интенсивности звука (на рис. 7.1 правая шкала).

Сопоставим полученные результаты: интенсивность первого тона в 104 раз больше интенсивности второго тона; уровень интенсивности первого тона на 40 дБ больше уровня интенсивности второго тона; уровень громкости обоих тонов одинаков и равен 10 дБ.

Задачи на Уравнение плоской волны

1. Задано уравнение плоской волны $x(x,t)=A\cos(\omega t-kx)$, где $A=0,5$ см, ($\omega=628\text{с}^{-1}, k=2\text{ м}^{-1}$). Определить: 1) частоту колебаний ν и длину волны l 2) фазовую скорость J ; 3) максимальные значения скорости $\dot{\xi}_{\text{max}}$ и ускорения $\ddot{\xi}_{\text{max}}$ колебаний частиц среды.

2. Показать, что выражение $x(x,t)=A\cos(\omega t-kx)$ удовлетворяет волновому уравнению $\frac{\partial^2 \xi}{\partial x^2} = \frac{1}{J^2} \frac{\partial^2 \xi}{\partial t^2}$ при условии, что $\omega=kJ$.

3. Плоская звуковая волна возбуждается источником колебаний частоты $\nu=200$ Гц. Амплитуда A колебаний источника равна 4 мм. Написать уравнение колебаний источника $x(0,t)$, если в начальный момент смещение точек источника максимально. Найти смещение $x(x,t)$ точек среды, находящихся на расстоянии $x=100$ см от источника, в момент $t=0,1$ с. Скорость J звуковой волны принять равной 300 м/с. Затуханием пренебречь.

4. Звуковые колебания, имеющие частоту $\nu=0,5$ кГц и амплитуду $A=0,25$ мм, распространяются в упругой среде. Длина волны $l=70$ см. Найти: 1) скорость J распространения волн; 2) максимальную скорость $\dot{\xi}_{\text{max}}$ частиц среды.

5. Плоская звуковая волна имеет период $T=3$ мс, амплитуду $A=0,2$ мм и длину волны $l=1,2$ м. Для точек среды, удаленных от источника колебаний на расстояние $x=2$ м, найти: 1) смещение $x(x,t)$ в момент $t=7$ мс; 2) скорость $\dot{\xi}$ и ускорение $\ddot{\xi}$ для того же момента времени. Начальную фазу колебаний принять равной нулю.

6. От источника колебаний распространяется волна вдоль прямой линии. Амплитуда A колебаний равна 10 см. Как велико смещение точки, удаленной от источника на $x=\frac{3}{4}l$, в момент, когда от начала колебаний прошло время $t=0,9 T$?

7. Волна с периодом $T=1,2$ с и амплитудой колебаний $A=2$ см распространяется со скоростью $J=15$ м/с. Чему равно смещение $x(x,t)$ точки, находящейся на расстоянии $x=45$ м от источника волн, в тот момент, когда от начала колебаний источника прошло время $t=4$ с?

8. Две точки находятся на расстоянии $\Delta x=50$ см друг от друга на прямой, вдоль которой распространяется волна со скоростью $J=50$ м/с. Период T колебаний равен 0,05 с. Найти разность фаз $\Delta \varphi$ колебаний в этих точках.

9. Определить разность фаз $\Delta \varphi$ колебаний источника волн, находящегося в упругой среде, и точки этой среды, отстоящей на $x=2$ м от источника. Частота ν колебаний равна 5 Гц; волны распространяются со скоростью $J=40$ м/с.

10. Волна распространяется в упругой среде со скоростью $J=100$ м/с. Наименьшее расстояние Dx между точками среды, фазы колебаний которых противоположны, равно 1 м. Определить частоту ν колебаний.

11. Определить скорость J распространения волны в упругой среде, если разность фаз Dj колебаний двух точек среды, отстоящих друг от друга на $Dx=10$ см, равна $\pi/3$. Частота ν колебаний равна 25 Гц.

Задачи на определение скорости звука

12. Найти скорость J распространения продольных упругих колебаний в следующих металлах: 1) [алюминии](#); 2) меди; 3) вольфраме.

13. Определить максимальное и минимальное значения длины l звуковых волн, воспринимаемых человеческим ухом, соответствующие граничным частотам $\nu_1=16$ Гц и $\nu_2=20$ кГц. Скорость звука принять равной 340 м/с.

14. Определить скорость J звука в [азоте](#) при температуре $T=300$ К.

15. Найти скорость J звука в воздухе при температурах $T_1=290$ К и $T_2=350$ К.

16. Наблюдатель, находящийся на расстоянии $l=800$ м от источника звука, слышит звук, пришедший по воздуху, на $\Delta t=1,78$ с позднее, чем звук, пришедший по воде. Найти скорость J звука в воде, если температура T воздуха равна 350 К.

17. Скорость J звука в некотором газе при нормальных условиях равна 308 м/с. Плотность ρ газа равна 1,78 кг/м³. Определить отношение C_p/C_v для данного газа.

18. Найти отношение скоростей J_1/J_2 звука в [водороде](#) и углекислом газе при одинаковой температуре газов.

19. Температура T воздуха у поверхности Земли равна 300 К; при увеличении высоты она понижается на $\Delta T=7$ мК на каждый метр высоты. За какое время звук, распространяясь, достигнет высоты $h=8$ км?

Содержание отчета

1. Описать общее понятие волна.
2. Понятие уравнение плоской волны
3. Вывод

Контрольные вопросы:

1. В волнах какого типа частицы среды колеблются в направлении, перпендикулярном направлению распространения этих волн?
2. В волнах какого типа частицы среды колеблются в направлении их распространения?
3. Для каких видов волн ослабление максимально?

4. Расположите типы волн в порядке возрастания скорости их распространения
5. Чему равно изменение амплитуды колебаний в 10 раз ?
6. Чему равно отношение амплитуд колебаний, соответствующее 6 дБ ?
7. Как соотносятся акустические импедансы для продольных ZL и поперечных
8. Чем определяется затухание ультразвука в упругих средах ?
9. Чем определяется затухание ультразвука в аморфных средах (стекло, полимеры)?
10. Как изменяется коэффициент затухания волн с увеличением их частоты ?
11. Как соотносятся коэффициенты затухания для продольных L и поперечных S волн ?
12. Как изменяется коэффициент затухания ультразвука в стали с уменьшением размера зерна?

Список используемых источников:

1. Клюев В. В. и др. Неразрушающий контроль и диагностика. Справочник / Под ред. В.В. Клюева. — М.: Машиностроение, 2003.
1. Ермолов И.И., Остахин Н.Я. Методы и средства неразрушающего контроля качества / И.Н. Ермолов. — М.: Высшая школа, 1988.
2. Сухоруков В.В. и др. Неразрушающий контроль: в 5 кн. / Под ред. В.В. Сухорукова. — М.: Высшая школа, 1992.
3. Баранов В.М. и др. Акустический контроль и диагностика на предприятиях топливно-энергетического комплекса/ В.М. Баранов, А.И. Гриценко, А.М. Карасевич и др. — М.: Наука, 1998.
4. Алешин Я.М. и др. Методы акустического контроля металлов. — М.: Машиностроение, 1989.
5. Кузнецов Н.С. Теория и практика неразрушающего контроля изделий с помощью акустической эмиссии. — М.: Машиностроение, 1998.
6. Гриб В.В. Диагностика технического состояния оборудования нефтегазо-химических производств. — М.: Изд-во ЦНИИТЭнефтехим, 2002.
7. Палаев А.Г., Монография, издатель LAP LAMBERT Academic Publishinc, ноябрь 2013 г., 183 стр.
8. Якубович Н.А. Оценка вибросостояния энергомеханического оборудования. — М.: Изд-во РАО «Газпром», 1997.
10. Оценка технического состояния и ресурса оборудования химических, газо- и нефтеперерабатывающих производств: сб. материалов школы-семинара 2002 г. — Волгоград: Афиша, 2003.
11. Маслов Б.Г. Дефектоскопия проникающими веществами. — М.: Высшая школа, 1991.
12. Баркова Н.А. Введение в виброакустическую диагностику роторных машин и оборудования. — СПб.: Изд. центр СПбМТУ, 2003.
- Гольдина А.С. Вибрация роторных машин. — М.: Машиностроение, 1999.
13. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: Учеб. пособие для вузов, Е. А. Богданов. — М.: Высш. шк., 2006. — 279 с.
14. Генкин М.Д., Соколова А.Г. Виброакустическая диагностика машин и механизмов. — М.: Машиностроение, 1987
15. Бергман Л. Ультразвук и его применение в науке и технике/ Пер. с нем. под ред. В. С. Григорьевой и Л. Д. Розенберга. М.: Изд-во иностр. лит., 1957. 726 с.
16. Поляков В. Е., Потапов А. И., Сборовский А. К. Ультразвуковой контроль качества конструкций. Л.: Судостроение, 1978. 240 с.
17. Блинова А. С., Колесников А. Е., Лангане Л. Б. Акустические измерения. М.: Изд-во стандартов, 1971. 192 с.

18. Ермолов И. Н. Методы ультразвуковой дефектоскопии: Курс лекций. М.: Изд-во горного ин-та, 1988. 212 с.
19. Агранат, Б.А. Основы физики и техники ультразвука / Б.А. Агранат. - М., 2012. - 352 с
20. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы / Минстрой России. – М.: ГУПЦ ПП, 1997.