АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ОТКРЫТОГО ТИПА
«ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И
КОНСТРУКТОРСКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ОБОРУДОВАНИЯ
НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ»
(АООТ «ВНИКТИнефтехимоборудование»)

«СОГЛАСОВАНО»
Госгортехнадзором РФ
письмо № 02-35/327
от 24.07.96г.

«УТВЕРЖДАЮ»
Заместитель руководителя
Департамента нефтепереработки
Минтопэнерго России
_____ Г.А. Ведякин
«_17_» ____07_____ 1996г.

МЕТОДИКА

оценки остаточного ресурса технологических трубопроводов

Генеральный директор А.Е. Фолиянц

Первый зам. генерального директора Н.В. Мартынов

Зав. лабораторией аппаратов и трубопроводов (№13) Ю.И. Шлеенков

Зав. отделом конструирования средств механизации (№ 16) Н.Ф. Мелихов

Вед. научный сотрудник лаборатории аппаратов и трубопроводов (№13) Н.Н. Толкачев

Волгоград – 1996

gost.e-ecolog.ru

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	3
1.	Общие положения	5
2.	Обследование технического состояния	7
	Изучение технической документации	8
	Наружный и внутренний осмотры	9
	Толщинометрия	12
	Замер твердости	14
	Дефектоскопия	15
	Оценка металлографических структур	15
	Стилоскопирование	16
	Отбор металла для контроля механических свойств, химического состава и микроструктуры	16
	Гидравлическое (пневматическое) испытание на прочность и плотность	17
3.	Исследование механических свойств, химического состава и микроструктуры металла	19
4.	Оценка фактической нагруженности основных несущих элементов	24
5.	Прогнозирование остаточного ресурса	25
6.	Оформление заключения	27
	Литература	28
	Приложение 1	32
	Приложение 2	33

ВВЕДЕНИЕ

На технологических установках многие технологические и межцеховые трубопроводы эксплуатируются более 20 лет. При этом соблюдаются требования РД 38.13.004-86 «Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10 МПа (100 кгс/см^2)».

В соответствии с «Общими правилами взрывобезопасности для взрывопожароопасных, химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» для основного оборудования, к которому относятся и технологические трубопроводы, необходимо устанавливать допустимые сроки службы.

Учитывая накопленный предприятиями и организациями Минэнерго обобщенный опыт исследований по определению остаточного ресурса энергетического оборудования и трубопроводов, отработавших расчетный срок службы, а также опыт оценки остаточного ресурса технологического оборудования нефтехимпереработки, накопленный ВНИКТИнефтехимоборудование, ВНИИнефтемашем, НИИХИМмашем, НПО «Леннефтехим», ВНИПИнефть и рядом других исследовательских организаций, можно утверждать, что, в основном, оборудование имеет остаточный ресурс, работоспособности, превышающий проектный.

«Методика оценки остаточного ресурса технологических трубопроводов» (в дальнейшем «Методика...») разработана на основе обобщенного опыта работ исследовательских организаций, специализирующихся на вопросах оценки ресурса дальнейшей эксплуатации технологического оборудования нефтехимпереработки и энергетики, а также опыта предприятий, эксплуатирующих данное оборудование, с учетом действующей нормативно – технической документации, в том числе:

«Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, поднадзорных Госгортехнадзору России», утвержденные Госгортехнадзором РФ 17.11.95; РД 38.13.004-86 «Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/см^2)» и «Методика оценки ресурса остаточной работоспособности технологического оборудования нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств» (ВНИКТИнефтехимоборудование, г. Волгоград, 1992).

«Методика...» определяет необходимый перечень работ, исследований, испытаний и расчетов, позволяющих провести оценку остаточного ресурса технологических трубопроводов, и основана на индивидуальной диагностике обследуемого трубопровода.

Оценка остаточного ресурса действующих трубопроводов базируется на основе последних достижений в области механики разрушения, металловедения, неразрушающих методов контроля, действующих норм расчетов на прочность и включает в себя изучение технической документации и условий эксплуатации, обследование технического состояния с использованием толщинометрии, дефектоскопии, металлографический

контроль структур, исследование механических свойств и химического состава металла, оценку фактической нагруженности основных несущих элементов трубопровода, испытание на прочность и плотность.

Методика оценки остаточного ресурса технологических трубопроводов разработана авторским коллективом в составе: Е.А. Малов, А.Е. Фолиянц, Н.А. Шаталов, Н.А. Потапов, Н.В. Мартынов, Ю.И. Шлеенков, Н.Н.Толкачев, Н.Ф. Мелихов, С.И. Глинчак, Г.С. Дерен, В.А. Яцков, В.П. Белов, Б.И. Микерин, А.М. Кочемасов, Г.М.Федин.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящая «Методика...» регламентирует необходимый объем работ и порядок их проведения, критерии оценки работоспособности при определении остаточного ресурса стальных технологических трубопроводов, применяемых для транспортировки жидких и газообразных веществ с различными физико-химическими свойствами в пределах от остаточного давления (вакуум) от 0,001 МПа (0,01кгс/см^2) до условного давления 10 МПа (100 кгс/см^2) и рабочих температур от – 196°С до +700°С, эксплуатация и ремонт которых осуществляются в соответствии с требованиями РД 38.13.004-85.

1.2. Остаточный ресурс – продолжительность безопасной эксплуатации трубопровода на допустимых параметрах от данного момента времени до его прогнозируемого предельного состояния. Прогнозирование остаточного ресурса осуществляется в единицах времени (годах, часах).

1.3. Остаточный ресурс определяется для трубопроводов, если они:

- выработали установленный автором проекта расчетный срок службы или расчетный ресурс;
- не имели установленного расчетного срока службы или расчетного ресурса и находились в эксплуатации 20 лет и более;
- выработали разрешенный к дальнейшей эксплуатации ресурс сверх установленного срока службы или расчетного ресурса;
- временно находились при условиях нарушения режима эксплуатации на параметрах, превышающих расчетные (например, при аварии и пожаре);
- по мнению владельца требуют оценки остаточного ресурса.

1.4. Остаточный ресурс трубопроводов устанавливается на основании технического диагностирования по программе, включающей в себя следующий комплекс работ:

- обследование технического состояния трубопровода;
- исследование механических свойств, микроструктуры и химического состава металла (см. п. 2-47);
- оценка фактической нагруженности его элементов на регламентных параметрах его эксплуатации;
- прогнозирование остаточного ресурса трубопровода и его элементов;
- оформление и анализ результатов выполненного обследования технического состояния трубопровода и его элементов, исследований и расчетов;
- составления заключения (см. приложение 1).

В программе необходимо указывать информацию по имеющейся лицензии (разрешения) на вид деятельности организации, проводящей техническое диагностирование (номер лицензии, дату выдачи, срок действия).

1.5. Определение остаточного ресурса трубопроводов проводится организациями (предприятиями, предприятиями – владельцами), имеющими лицензию (разрешение) органов Госгортехнадзора при обязательном участий лица, ответственного за безопасную эксплуатацию трубопроводов, и лица, ответственного по надзору за техническим состоянием эксплуатацией трубопроводов.

1.6. Техническое диагностирование, выполняемое для определения остаточного ресурса технологических трубопроводов, должно проводиться во время плановых остановок технологических установок или объектов (как правило – в их капитальный ремонт).

1.7. Ответственность за своевременность выполнения работ возлагается на администрацию предприятия – владельца и организацию (предприятие), проводящую работу по техническому диагностированию.

Подготовку трубопроводов к обследованию и необходимые меры безопасности при производстве работ обеспечивает предприятие – владелец трубопроводов.

1.8. Настоящая «Методика...» не распространяется на технологические трубопроводы, для которых в силу конструктивных или эксплуатационных возможностей или особенностей, имеются специальные нормативные документы, регламентирующие порядок их работы.

2. ОБСЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

2.1. Обследование производится с целью оценки технического состояния трубопровода и включает в себя:

- изучение технической документации, условий эксплуатации, информации о ранее проведенных ревизиях, выполненных ремонтах, имевших место отказах и их причинах;
- наружный осмотр;
- внутренний осмотр для участков трубопроводов, имеющих деформацию, когда у специалистов, выполняющих обследование, возникает сомнение в качестве металла или элементов трубопровода;
- замеры твердости (выборочно) металла и сварных швов;
- толщинометрию;
- дефектоскопию одним из методов не разрушающего контроля (радиографический, ультразвуковой, магнито-порошковый, капиллярный или метод акустической эмиссии), которая производится в случаях, когда у специалистов, выполняющих обследование, возникает сомнение в качестве металла или сварного соединения того или иного элемента трубопровода;
- оценку металлографических структур;
- стилоскопирование элементов, выполненных из легированных сталей в случае отсутствия данных по ним в паспорте трубопровода;
- отбор (вырезка) металла для контроля механических свойств, химического состава и микроструктуры;
- гидравлическое (пневматическое) испытание на прочность и плотность.

Необходимость и объемы работ по всем видам обследования приведены в соответствующих разделах.

2.2. Результаты обследования технического состояния оформляются актом или протоколом, где указывается возможность эксплуатации на определенный срок до выдачи заключения об их дальнейшей эксплуатации или об их выводе из эксплуатации.

Акт (протокол) должен быть подписан специалистами, проводящими обследование (см. п. 1.5) и утвержден руководством предприятия – владельца трубопроводов.

Трубопроводы с неустраненными дефектами к дальнейшей эксплуатации не допускаются.

2.3. Перед проведением обследования технического состояния трубопровод должен быть подготовлен к безопасному проведению работ в соответствии с действующими правилами и нормами по технике безопасности персоналом предприятия – владельца трубопровода.

2.4. До начала проведения обследования технического состояния трубопровода он должен быть остановлен, охлажден, освобожден от продукта, пропарен, отделен от всех действующих аппаратов и трубопроводов заглушками или отсоединен.

2.5. Толщина применяемых при отключении трубопровода заглушек и фланцев должна быть определена расчетом на прочность. Заглушка должна иметь выступающую часть (хвостовик), по которой определяется ее наличие.

Прокладки между фланцами и заглушкой должны быть без хвостовиков.

2.6. Обследование технического состояния трубопровода на действующих технологических установках (производствах, блоках) в газо- и пожароопасных местах должно осуществляться по наряду-допуску, выдаваемому в установленном порядке администрацией предприятия – владельца трубопровода.

2.7. Места и объем (полностью или частично) вскрытия тепловой изоляции должны устанавливаться специалистами, производящими обследование технического состояния трубопровода.

2.8. Поверхности трубных элементов в местах возможного дефекта должны быть зачищены до металлического блеска предприятием – владельцем по указанию лиц, производящих обследование технического состояния трубопроводов. Шероховатость поверхности должна быть не более 10 мкм по ГОСТ 2789.

Ширина зачищенного участка сварного соединения, подготовленного для контроля, должна быть не менее 60 – 100 мм с каждой стороны шва по всей контролируемой длине данного сварного соединения.

2.9. Результаты обследования технического состояния трубопровода должны быть отражены в заключении (см. приложение 1).

Изучение технической документации

2.10. Технические данные, условия эксплуатации, информация о проведенных ревизиях, выполненных ремонтах и имевших место отказах, их причинах и др., на которые должно быть обращено особое внимание при обследовании технического состояния, берутся из технической документации согласно п. 19.1 РД 38.13.004-86 (перечня ответственных технологических трубопроводов по установке, паспорта трубопровода и прикладываемой к нему документации, акта ревизии и отбраковки трубопровода(ов), опор и опорных конструкций, акта испытания технологических трубопроводов на прочность и плотность, акта на ремонт и испытание арматуры, эксплуатационного журнала трубопроводов, на которые не составляют паспорта, документации на предохранительные клапаны в соответствии с «Руководящими указаниями по

эксплуатации, ревизии и ремонту предохранительных клапанов. РУПК-78», журнала термической обработки сварных соединений трубопровода, заключения о качестве сварных стыков, а также актов и протоколов предыдущих обследований).

Изучение технической документации имеет целью получение следующих данных:

- проектная организация, монтажная организация, предприятие – владелец, технологическая установка;
- регистрационный номер;
- категория;
- дата пуска в эксплуатацию и наработка на момент обследования, расчетный срок службы или расчетный ресурс;
- давление, температура, среда;
- материальное исполнение элементов трубопровода;
- диаметры, проектные, а при наличии расчета на прочность расчетные (отбраковочные) толщины стенок труб и элементов трубопроводов, а также прибавки на коррозию; технологические прибавки и минусовые допуски (если таковые имеются в паспорте);
- сведения о результатах ревизии за весь период эксплуатации, о выполненных ремонтах, имевших место отказах и их причинах.

Наружный и внутренний осмотры

2.11. Осмотр трубопровода осуществляется визуально с применением, при необходимости, осветительных и оптических приборов, например, прибора типа РВП для внутреннего осмотра труб, эндоскопа, лупы ЛП1-5Х и других средств.

2.12. При осмотре трубопровода особое внимание следует уделять участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким относятся участки, где изменяется направление потока (колена, отводы, гибы), тройники, врезки, дренажные устройства, участки трубопроводов перед арматурой и после нее, где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно неработающие участки), где имеются сомнения в целостности трубопровода по состоянию изоляции (следы пропаривания, пропусков, влажная изоляция), где имеются пропуски через контрольные отверстия при наличии укрепляющих колец на врезках, где имеются контрольные засверловки.

2.13. При осмотре арматуры особое внимание должно быть обращено на места радиусных переходов наружных и внутренних поверхностей, уплотнительных поверхностей, а также состояние штока, его резьбы, прокладок, шпилек, болтов.

Остаточный ресурс арматуры устанавливается на основании результатов

ее ревизии, отбраковки, ремонта, испытания, которые следует проводить в специализированных мастерских или на участках, в объеме и в порядке, предусмотренном отраслевым нормативным документом «Арматура запорная. Общее руководство по ремонту. КО-1-79». В отдельных случаях, по усмотрению специалистов, выполняющих обследование, допускается ревизия арматуры путем ее разборки и осмотра непосредственно на месте установки. Ревизии, в первую очередь, должна подвергаться арматура, работающая в наиболее сложных условиях. Результаты ревизии, ремонта и испытания арматуры оформляются актами (см. приложение 4 РД 38.13.004-86).

2.14. При разборке трубопровода выборочно по указанию специалистов, выполняющих обследование, разобрать и осмотреть фланцевые соединения. При этом особое внимание должно быть обращено на состояние уплотнительной поверхности фланцев, на состояние наружной и внутренней поверхностей их воротников, а также на состояние прокладок и крепежных деталей.

2.15. При осмотре разобрать (выборочно, по указанию специалистов, проводящих обследование) резьбовые соединения на трубопроводах, осмотреть их, а для трубопроводов этой установки, проработавших без замены 20 лет и более, работающих при температуре 450°С для углеродистых и выше 500°С для легированных сталей (для каждого материального исполнения трубопровода, а также для трубопроводов, имеющих повышенную коррозию), измерить резьбовыми калибрами одно-три изделия.

При неудовлетворительных результатах контроля резьбовых соединений дополнительный объем устанавливают лица, проводящие обследование.

2.16. При осмотре проверить состояние и правильность работы опор, подвесок, крепежных деталей, особенно трубопроводов, подверженных вибрации, и состояние прокладок многоразового использования разобранных фланцевых соединений.

2.17. В местах, освобожденных от изоляции, после выполнения наружного осмотра трубопровод подлежит простукиванию молотком массой 1,0 - 1,5 кг с ручкой длиной не менее 400 мм с шарообразной шляпкой по всему периметру трубы, за исключением трубопроводов, выполненных из сталей, склонных к охрупчиванию. Состояние трубы определяется по звуку или по вмятинам у которые образуются при обстукивании.

2.18. Если в результате наружного осмотра, измерений толщины стенки и простукивания молотком возникли сомнения в состоянии трубопровода, то производится разборка участка трубопровода (вырезка катушки) для внутреннего осмотра или его отбраковка; внутренняя поверхность при этом должна быть очищена от грязи и отложений, а при необходимости, протравлена. При этом следует выбирать участок, эксплуатируемый в

неблагоприятных условиях, где возможны коррозия и эрозия, гидравлические удары, вибрация, изменение направления потока, образование застойных зон и т.п.

2.19. Во время осмотра проверяют наличие коррозии, трещин, уменьшения толщины стенок труб и деталей трубопровода, а также их деформации, превышающих значения указанных в конструкторской и действующей нормативно-технической документации.

2.20. На основании осмотра (по результатам осмотра) специалистами, выполняющими обследование, назначаются места замера толщины стенки и твердости, места оценки металлографических структур не разрушающими методами, места стилоскопирования, дефектоскопии, в том числе и сварных соединений, а также места контрольных вырезок металла для исследования механических свойств и химического состава металла, либо, при наличии неисправимых дефектов, производится отбраковка элементов трубопроводов.

2.21. При неудовлетворительных результатах обследования необходимо определить границу дефектного участка трубопровода (осмотреть внутреннюю поверхность, обстучать молотком, измерить толщину и т.п.) и сделать более частые измерения толщины стенки всего трубопровода по усмотрению специалистов, выполняющих обследование.

2.22. Измерить на участках трубопроводов, работающих при температуре выше 450°С для углеродистых и выше 500°С для легированных сталей, деформацию по состоянию на момент определения остаточного ресурса и проверить документацию по фиксированию наблюдений за ползучестью, если это предусмотрено действующими «Правилами...», «Регламентом...» или проектом.

2.23. Осмотр подземных трубопроводов производится после вскрытия и выемки грунта на отдельных участках длиной не менее двух метров каждый с последующим снятием изоляции, осмотром антикоррозионной и протекторной защиты, измерением толщины стенки, а, при необходимости, по усмотрению специалистов, выполняющих обследование, вырезкой отдельных участков.

Число участков, подлежащих вскрытию, в зависимости от условий эксплуатации трубопровода устанавливают специалисты, выполняющие обследование, исходя из следующих условий:

- при контроле сплошности изоляции трубопровода с помощью системы С-SCап и приборов типа АНПИ и ВТР-У, либо их аналогов, вскрытие производят в местах выявленных повреждений изоляции;
- при отсутствии указанных средств инструментального контроля подземных трубопроводов вскрытие производят из расчета один участок на 200-300 м длины трубопровода.

2.24. Трубы и детали трубопроводов, работающие при температуре выше 450°С для углеродистых и выше 500°С для легированных сталей, отбраковываются, если их деформация превысила допустимые нормы согласно действующей нормативно-технической документации или проекта и РД 34.17.421-92. Возможность дальнейшей эксплуатации труб с остаточной деформацией, превышающей нормы, может быть определена на основании результатов дополнительного комплексного обследования.

2.25. Изношенные корпуса задвижек, вентилей, клапанов и других деталей по результатам осмотра должны отбраковываться, если уплотнительные элементы арматуры и корпус износились настолько, что не обеспечивают безопасную работу трубопровода, и отремонтировать их невозможно.

2.26. Фланцы по результатам осмотра должны отбраковываться, ели при разборке обнаружены неудовлетворительное состояние уплотнительных поверхностей, трещины, раковины и другие дефекты, не подлежащие ремонту.

2.27. Прокладки многократного пользования (овальные, линзовые, зубчатые, спирально-навитые и др.) по результатам осмотра должны отбраковываться, если при разборке обнаружены: неудовлетворительное состояние рабочих поверхностей, трещины, забоины, сколы, раковины, деформации и пр.

2.28. Крепежные детали (шпильки, болты, гайки) по результатам осмотра должны отбраковываться, если выявлены трещины, срывы, выкрашивание ниток резьбы, коррозионный износ резьбы, изгиб болтов, шпилек, остаточная деформация, приводящая к изменению профиля резьбы, износ боковых граней и округление ребер болтов и гаек, а также по результатам измерения резьбовыми калибрами типа Р-Р по ГОСТ 6485, ГОСТ 2533, ГОСТ 18465, ГОСТ 18456.

Толщинометрия

2.29. Замер толщины стенок трубопроводов должен производиться на участках, работающих в наиболее сложных условиях: отводах (коленах, гибах), тройниках, врезках, местах сужения трубопроводов, перед арматурой и после нее, в местах скопления влаги, веществ, вызывающих коррозию, застойных зонах, дренажах, тупиковых и временно неработающих участках, корпусах арматуры, воротниках фланцев, а также на прямых участках трубопроводов технологических установок через 20 м и менее и межцеховых трубопроводов через 100 м и менее. Обязательной толщинометрии подлежат отводы (колена, гибы) в местах со стороны большого и малого радиусов гиба, а также на нейтральной линии.

Число точек замера на элементах трубопровода определяется специалистами, проводящими обследование, с обеспечением надежной оценки

толщины стенки.

Для подземных трубопроводов замер толщин стенок производится на элементах трубопровода в местах вскрытия.

2.30. При неудовлетворительных результатах необходимо сделать дополнительно более частые измерения толщины стенок по усмотрению специалистов, выполняющих обследование трубопровода. Количество замеров должно выявить дефектный участок.

2.31. Замер толщины стенки должен производиться, как правило, ультразвуковыми приборами (с указанием типа прибора) отечественного или импортного производства, прошедшими поверку и обеспечивающими заданную погрешность, указанную в паспорте (инструкции по эксплуатации). Места (точки) замеров толщины стенки наносятся на схемы трубопроводов, а результаты замеров – на схемы или в таблицы. При этом в результаты замеров элементов трубопроводов заносятся наименьшие значения толщины стенки.

2.32. Температура окружающего воздуха и контролируемого металла при замерах должна находиться в пределах, указанных в паспорте (инструкции по эксплуатации) прибора.

2.33. Поверхность в местах замера толщины стенки ультразвуковыми приборами должна быть освобождена от изоляции, шелушащихся слоев краски, грязи, зачищены без заметных рисок, выпуклостей и углублений. Шероховатость поверхности в местах контакта с ультразвуковым преобразователем должна быть не хуже 40 мкм по ГОСТ 2789.

2.34. Трубы, детали трубопроводов, изношенные корпуса литых задвижек, вентилей, клапанов, литых деталей, фланцы, сильфонные и линзовые компенсаторы подлежат отбраковке, если за срок, обеспечивающий остаточный ресурс или пробег до очередной ревизии, выполняемой предприятием – владельцем, фактическая толщина стенки из-за коррозионного и эрозионного износов уменьшится и станет равной или выйдет за пределы отбраковочных значений по паспорту, определенных в соответствии с требованиями п.п. 13.49 – 13.53, 13.56, 13.57, РД 38-13.004-86, либо достигли других отбраковочных признаков, указанных в этих пунктах, а крепежные детали – п.п. 13.54 и 13.55 РД 38.13.004-86.

2.35. Следует учитывать, что для всех элементов трубопровода, корпусов арматуры и компенсаторов фактическая толщина стенки на момент обследования должна быть не менее величины, равной отбраковочной плюс прибавки на коррозионный и эрозионный износ за время назначенного остаточного ресурса (очередной ревизии).

Замер твердости

2.36. Замер твердости металла трубопровода и сварных соединений должен производиться в доступных местах для элементов трубопровода (труба, отвод (колено, гиб), переход, кованый (литой) тройник и др.), как правило, в местах выполнения толщинометрии. Допускается замер твердости элементов трубопровода и сварных соединений производить выборочно по одному представителю каждого, при этом выбор представителей должен осуществляться для группы однотипных элементов с одинаковым материальным исполнением, которые находятся в зоне максимальных силовых и тепловых нагрузок. В каждом месте, установленном специалистами, проводящими обследование, должно быть сделано не менее трех замеров.

Замер твердости выполняется во всех случаях, когда возникает сомнение в качестве металла или сварного шва.

Замер твердости шпилек и гаек производится выборочно (одного-трех изделий) не менее, чем на двух-трех трубопроводах технологической установки, работающих при температуре выше 450°С для углеродистых и выше 500°С для легированных сталей.

Места (точки) замеров твердости могут наноситься на схемы трубопроводов, а результаты замеров – на схему или в таблицу.

2.37. В случае, если полученный результат показывает, что твердость металла на участке трубопровода (или сварного соединения, наплавленного металла) не соответствует нормативно-технической документации, то металл такого участка трубопровода подлежит исследованию с вырезкой образца или отбраковывается.

Если твердость крепежных деталей (шпилек, болтов, гаек) имеет отклонения от нормативных значений, указанных в табл.15 РД 38.13.004-86, то они бракуются.

2.38. По результатам замера твердости металла и сварных соединений дается косвенная оценка их прочностных характеристик: предел прочности углеродистых перлитных сталей в соответствии с ГОСТ 22761, предел текучести легированных сталей – ГОСТ 22762. Погрешность определения предела прочности составляет ± 5%, предела текучести – ± 7%.

2.39. Замер твердости производится переносными твердомерами (с указанием типа прибора), пригодными для проведения замеров на слабо искривленных поверхностях отечественного и импортного производства. Выбор нагрузки и индентора должен производится с учетом толщины контролируемых элементов, шероховатость поверхности должна соответствовать требованиям действующей нормативно-технической документации и инструкций на применяемые приборы.

Дефектоскопия

2.40. Дефектоскопия должна производиться одним из методов неразрушающего контроля (радиографический, ультразвуковой, акустико-эмиссионный, магнито-порошковый, капиллярный) в случаях, когда у специалистов, выполняющих обследование, возникает сомнение в качестве металла или сварного соединения того или иного элемента трубопровода.

Кроме этого, необходимо выборочно провести контроль не менее двух стыков на двух-трех трубопроводах одной установки каждой марки стали, работающих при температуре выше 450°С для углеродистых и выше 500°С для легированных сталей.

2.41. Выбор метода дефектоскопии, назначение объема и мест контроля осуществляют специалисты, выполняющие обследование. При этом выбранный метод не разрушающего контроля должен наиболее полно выявить дефекты и их границы.

2.42. В случае обнаружения при осмотре участков поверхности трубопровода с трещинами, трещин в сварных соединениях дефектные участки следует удалить, а аналогичные участки выборочно подвергнуть дефектоскопии. При неудовлетворительных результатах дефектоскопии специалистами, выполняющими обследование, должно быть принято решение о дополнительном объеме контроля дефектоскопией.

2.43. Ультразвуковой контроль сварных соединений должен выполняться по ГОСТ 14782 в соответствии с отраслевыми стандартами или инструкциями, разработанными специализированными организациями.

Акустико-эмиссионный контроль проводится в соответствии с утвержденной Госгортехнадзором РФ нормативно-технической документацией по этому виду контроля.

Радиографический контроль сварных соединений должен производиться в соответствии с ГОСТ 7512, инструкциями по радиографии или отраслевыми стандартами.

Магнитно-порошковый и капиллярный методы контроля должны выполняться согласно ГОСТ 21105 и ГОСТ 18442 соответственно и по отраслевым стандартам или инструкциям по данным методам контроля.

Результаты дефектоскопии оформляются заключением с указанием типа прибора (для радиографического или ультразвукового контроля). Заключение должно быть подписано специалистом второго уровня и руководителем лаборатории неразрушающего контроля.

Оценка металлографических структур

2.44. Металлографические исследования металла и сварных швов элементов трубопровода должны проводиться, когда по условиям эксплуатации

(среда, температура, давление) и (или) выполненных ремонтных работ возможны изменения структуры металла, а также в следующих случаях:

- если значения твердости металла обследуемых элементов трубопровода ниже или выше допустимых нормативных значений;
- если трубопровод побывал в огне в результате пожара, аварии или стихийных бедствий;
- по требованиям действующих нормативно-технических документов или проекта;
- по усмотрению специалистов, проводящих обследование трубопровода.

2.45. Контроль микроструктуры неразрушающим (безобразцовым) методом проводится по действующим методикам непосредственно на наружной поверхности элементов и на сварных швах по репликам (оттискам) или переносным металлографическим микроскопом. Контроль микроструктуры на сварных швах производится по усмотрению специалистов, проводящих обследование.

Стилоскопирование

2.46. Стилоскопирование элементов трубопроводов и наплавленного металла сварных швов из легированных сталей производится в случаях отсутствия данных об их материальном исполнении, а также в случаях сомнения в материальном исполнении элементов трубопровода по усмотрению специалистов, проводящих обследование.

Отбор металла для контроля механических свойств, химического состава и микроструктуры

2.47. По решению специалистов, проводящих техническое диагностирование, на основе результатов обследования выполняются контрольные вырезки металла трубопровода (как правило, из прямых участков труб) для исследования механических свойств, химического состава и микроструктуры.

Вырезка металла производится:

- из трубопроводов, работающих при температуре выше 450°С для углеродистых и выше 500°С для легированных сталей;
- вырезка производится на одном трубопроводе из группы;
- если твердость металла трубопровода или сварного шва имеет отклонения за нормативные значения;
- по решению специалистов, проводящих техническое диагностирование.

Под группой понимаются близкие по материальному исполнению и рабочим условиям, длительности эксплуатации трубопроводы одной технологической установки (объекта).

2.48. К контрольной вырезке металла предъявляются следующие требования:

- вырезка участка трубы должна производиться из наиболее нагруженного силовыми и температурными нагрузками места;
- длина участка трубы и их количество должны быть такими, чтобы обеспечить необходимую возможность изготовления требуемого количества образцов (из одного или нескольких, как правило, прямых участков трубы);
- при исследования механических свойств сварного шва (продольного или поперечного) длина участка трубы должна быть такой, чтобы обеспечить необходимую возможность изготовления заданного количества образцов из сварных соединений и из основного металла;
- место вырезки участка трубы должно быть удобным для проведения работ по вырезке и сварке с соблюдением действующих норм по расстоянию между сварными соединениями.

2.49. Вырезка металла для исследования химического состава (отбор стружки, срубы) и микроструктуры (по вырезке, срубам) на одном трубопроводе из группы производится для легированных сталей в случаях отсутствия данных или сомнении в материальном исполнении элементов трубопровода по усмотрению специалистов, проводящих обследование.

Допускается проводить исследование механических свойств, микроструктуры и химического состава безобразцовыми методами.

2.50. Контрольную вырезку участков труб производят механическим или газопламенным способами. Рекомендуется вырезать контрольные участки из мест, пораженных трещинами, коррозией, либо деформированные участки и прилегающий к ним «здоровый» металл.

2.51. В местах контрольной вырезки вваривается участок трубы из металла, как правило, аналогичной марки по разработанной технологии.

2.52. Допускается в качестве контрольной вырезки участка трубы использовать металл, вырезанный при дефектации ремонте или замене труб.

Гидравлическое (пневматическое) испытание на прочность и плотность

2.53. При положительных результатах обследования технического состояния трубопровод подвергается гидравлическому (пневматическому) испытанию, а также испытанию на герметичность на давления, указанные в

паспорте трубопровода.

Если в «Заключении...» о дальнейшей эксплуатации трубопровода остаточной ресурс будет установлен на пониженных рабочих параметрах, то величина давления при испытании должна быть назначена в «Заключении...» специалистами, выполняющими обследование, в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов.

2.54. Гидравлическое (пневматическое) испытание трубопроводов на прочность и плотность и испытание на герметичность должны осуществляться в соответствии с требованиями РД 38.13.004-86.

3. ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ, ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА И МИКРОСТРУКТУРЫ МЕТАЛЛА

3.1. Исследование механических свойств металла производятся на образцах, изготовленных из контрольных вырезок труб (их участков).

Количество изготавливаемых образцов из контрольных вырезок, необходимость того или иного вида испытаний, температура образцов при испытании назначаются специалистами, выполняющими обследование, но во всех случаях для металлографического исследования и определения твердости должно быть не менее одного образца (шлифа), для остальных видов – не менее двух образцов, а для испытания на ударную вязкость – не менее трех образцов.

Схема раскроя контрольной вырезки на образцы выполняется специалистами, производящими обследование.

3.2. Из металла контрольной вырезки участка трубы могут быть изготовлены образцы для следующих исследований (испытаний):

- образцы (стружка) для оценки химического состава металла;
- образцы-шлифы для проведения металлографических исследований металла и замера твердости;
- образцы-шлифы сварного соединения для проведения металлографических исследований и замера твердости;
- образцы для испытания металла на растяжение при температуре 20°С;
- образцы для испытания металла на растяжение при рабочей температуре;
- образцы для испытания металла на ударный изгиб при температуре 20°С;
- образцы для испытания металла на ударный изгиб при отрицательной температуре (при необходимости);
- образцы для испытания металла на ударный изгиб при рабочей температуре (при необходимости);
- образцы для испытания металла на механическое старение по ударной вязкости (при необходимости);
- образцы для испытания металла на изгиб (загиб)* при температуре 20°С (при необходимости);
- образцы для испытания на малоцикловую усталость (МЦУ) при 20°С (при необходимости;
- образцы для испытания на малоцикловую усталость (МЦУ) при рабочей температуре (при необходимости);
- образцы для испытания на длительную прочность для трубопроводов, работающих при температуре выше 450°С, из неуглеродистых сталей

---

* - при необходимости, возможны технологические испытания при диаметре труб:
до 60 мм – на загиб вокруг оправки или раздачу;
до 108 мм – на раздачу или сплющивание;
свыше 108 мм до 273 мм на сплющивание или загиб полосы;
более 273 мм и при толщине стенки до 25 мм на загиб полосы.

и выше 500°С из легированных сталей (при необходимости);

- образцы из сварного соединения:
  - для испытания на растяжение при температуре 20°С;
  - для испытания на растяжение при рабочей температуре;
  - для испытания на ударный изгиб при температуре 20°С;
  - для испытания на ударный изгиб при отрицательной температуре (при необходимости);
  - для испытания на изгиб (загиб)* (см. п. 3.2.) при температуре 20°С;
  - образцы для испытания на малоцикловую усталость (МЦУ) при 20°С (при необходимости);
  - образцы для испытания на малоцикловую усталость (МЦУ) при рабочей температуре (при необходимости).

3.4. Рекомендуются следующие типы образцов.

Для испытаний на растяжение при температуре 20°С:

- пропорциональные плоские образцы тип 1 по ГОСТ 1497;
- гладкие цилиндрические диаметром 10 (5) мм, расчетная длина 100 (50) мм тип 1-Y ГОСТ 9651.

Для испытаний на растяжение при рабочих (повышенных) температурах:

- гладкие цилиндрические диаметром 10 (5) мм, расчетная длина 100 (50) мм по ГОСТ 9651;
- плоские образцы толщиной 10 мм по ГОСТ 9651.

При изготовлении образцов на растяжение предпочтение следует отдавать пропорциональным плоским образцам натурной толщины, а в случае невозможности испытания образцов натурной толщины их надо утонять механическим путем со стороны, минимально подверженной эксплуатационным повреждениям.

Для испытания на длительную прочность по ГОСТ 10145:

- гладкие цилиндрические диаметром 7 мм с начальной расчетной длиной 70 мм;
- гладкие цилиндрические диаметром 5 мм с начальной расчетной длиной 50 (25) мм;
- гладкие цилиндрические диаметром 10 (5) мм с начальной расчетной длиной 100 (50) мм.

Испытания образцов на ударный изгиб выполняются на образцах, подготовленных в соответствии с требованиями ГОСТ 9495 и имеющих концентратор вида «U».

Образцы для испытания на изгиб изготавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ 14919. Испытываются образцы натурной толщины. Рекомендуется одну их торцевых поверхностей образцов на изгиб готовить под металлографический микрошлиф, что позволит более точно проследить за развитием деформации и разрушением образца.

Измерения твердости выполняются на образцах, вырезанных из контрольных вырезок и изготовленных в соответствии с ГОСТ 9012, ГОСТ 9013, ГОСТ 2999 и др. применительно к выбранному методу измерения

твердости.

Определение механических свойств сварного соединения в целом и его отдельных участков, а также наплавленного металла выполняется на образцах, изготовленных в соответствии с ГОСТ 6996.

Предпочтение следует отдать образцам натурной толщины.

Допускается изменять форму и размеры головок образцов для проведения всех видов испытаний, не оговоренные требованиями соответствующих нормативных документов, в зависимости от способа их крепления в захватах испытательной машины.

Отбор проб металла (стружки) для определения химического состава выполняется по ГОСТ 7122.

Образцы для проведения специальных исследований изготавливаются в соответствии с методиками проведения этих исследований.

3.5. Испытания образцов металла на растяжение и обработка результатов выполняются по ГОСТ 1497 и ГОСТ 9651.

3.6. Испытания образцов металла на ударный изгиб и обработка результатов выполняются по ГОСТ 9454.

3.7. Испытания образцов на механическое старение по ударной вязкости и обработка результатов выполняются по ГОСТ 7268.

3.8. Испытания образцов металла на изгиб и обработка результатов испытаний выполняются по ГОСТ 14019.

3.9. Испытания образцов металла на длительную прочность и обработка результатов выполняются по ГОСТ 10145.

3.10. Испытания образцов сварного соединения и обработка результатов выполняются по ГОСТ 6996.

3.11. При получении неудовлетворительных результатов по какому-либо виду механических испытаний допускается повторное испытание на удвоенном количестве образцов, вырезанных из тех же контрольных вырезок, по тому виду механических испытаний, которые дали неудовлетворительные результаты. Если при повторном испытании хотя бы на одном из образцов были получены результаты, не удовлетворяющие установленным нормам, общая оценка испытаний считается неудовлетворительной.

3.12. Показатели механических свойств при испытаниях должны определяться как среднее арифметическое результатов испытаний отдельных образцов. Общий результат следует считать неудовлетворительным, если хотя бы один из образцов по любому виду испытаний дал результаты,

отличающиеся от установленных норм в сторону уменьшения более, чем на 10%, а по ударной вязкости не более, чем на 10 Дж/см^2 (1 кгс м/см^2).

3.13. Механические характеристики основного металла элементов трубопровода и сварных соединений должны быть не ниже норм, установленных в действующей нормативно-технической документации.

3.14. Металл элементов трубопровода и металл сварного соединения бракуются, если их твердость достигла значений, указанных в п. 2.37 настоящей «Методики...».

3.15. Условия проведения испытаний, не упомянутых в настоящей «Методике...», и обработка их результатов оговариваются в методиках этих испытаний. Методики должны быть утверждены специализированной организацией, если на них нет нормативных или методических документов.

3.16. Металлографические исследования металла контрольных вырезок и сварных соединений проводят для оценки микроструктуры, возможного ее изменения под влиянием длительной эксплуатации. Исследования проводят на образцах (шлифах) металла и сварных соединений.

3.17. Образцы подготавливаются как металлографические шлифы, которые, как правило, должны быть во всю толщину исследуемого металла (для сварного соединения – поперек). Допускается изготавливать несколько образцов (шлифов) при толщине трубы более 30 мм так, чтобы имелась возможность просмотра микроструктуры по всей толщине исследуемого металла.

Образцы (шлифы), вырезанные из сварного соединения, должны обеспечить просмотр микроструктуры по всему сечению сварного шва, включая и зону термического влияния.

Образцы (шлифы) не должны иметь «заваленных» плоскостей по кромкам наружной и внутренней поверхностей трубы, из которой вырезан образец. Это необходимо для выявления возможных поверхностных нарушений микроструктуры металла.

Место вырезки образца (шлифа) из контрольной вырезки определяется специалистами, выполняющими работу по исследованию металла.

3.18. Просмотр микроструктуры выполняется на металлографических микроскопах при кратности увеличения не менее 100х. Выбор кратности увеличения осуществляется специалистами, проводящими металлографические исследования.

3.19. При необходимости, для выполнения исследований могут применяться электронографические, рентгеноструктурные, фазовые и другие методы исследования металла.

Решение о необходимости этих исследований принимается специалистами, проводящими исследование металла.

3.20. При анализе микроструктуры рекомендуется выполнять:

металлографическую оценку микроструктуры по ГОСТ 5640;

определение величины зерна по ГОСТ 5639;

определение степени сфероидизации перлита по шкале Всесоюзного теплотехнического института;

В качестве эталонов микроструктуры используются данные ГОСТ 8233.

При металлографическом исследовании металла особое внимание обращается на наружную и внутреннюю поверхности, где возможно наличие трещин, может быть коррозия под напряжением, а также другие дефекты. В случае обнаружения дефектов микроструктуры металл может быть подвергнут дефектоскопии, дополнительному специальному исследованию по оценке влияния этих дефектов на его работоспособность или подлежит отбраковке.

3.21. На основании анализа результатов исследований основного металла и металла сварных соединений (если выполнялось исследование сварного соединения) специалистами, проводившими исследования и испытания, дается оценка (заключение) о работоспособности металла и о возможности его дальнейшей эксплуатации.

4. ОЦЕНКА ФАКТИЧЕСКОЙ НАГРУЖЕННОСТИ ОСНОВНЫХ НЕСУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ

4.1. Оценка фактической нагруженности основных несущих элементов трубопровода может быть осуществлена расчетным, экспериментальным или комплексным (совокупность расчетного и экспериментального) методами. Решение о применяемом методе принимают специалисты, выполняющие обследование.

4.2. Расчеты отбраковочных величин толщины стенки должны выполняться в соответствии с проектом, РД 38.13-004-86, ОСТ 108-031. 08 - ОСТ 108.031.10-85 и РТМ 38.001 - 94. При этом следует иметь ввиду, что, если расчетная величина толщины стенки трубопровода получена меньше, чем в таблице п.13.51 РД 38.13.004-86, то принимается отбраковочная величина по этой таблице.

5. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА

5.1. Прогнозирование остаточного ресурса трубопровода базируется на результатах обследования технического состояния, исследования механических свойств и микроструктуры металла, оценки фактической нагруженности основных несущих элементов трубопровода и гидравлического (пневматического) испытания пробным давлением.

Оценка остаточного ресурса определяется типом основного повреждающего фактора, действующего на элементы трубопровода.

5.2. Прогнозирование остаточного ресурса производится только для трубопровода, техническое состояние которого по результатам обследования и исследования механических свойств и структуры металла оценивается как удовлетворительное.

5.3. Оценка остаточного ресурса основных несущих элементов трубопровода, повреждающим фактором для которого является общая коррозия, производится по формуле:

$T_{ОСТ} = K(S_Ф - S_{ОТБ})/A_Ф$,

где $T_{ОСТ}$ - остаточный ресурс элемента, годы;

$S_Ф$ - фактическая толщина элемента, мм;

$S_{ОТБ}$ - отбраковочная толщина элемента, мм;

K - коэффициент, зависящий от категории и срока службы трубопровода без замены;

$A_Ф$ - фактическая скорость коррозионного и эрозионного износа, мм/год;

Для трубопроводов I категории, проработавших без замены:

до 20-ти лет включительно - K=1,00;

более 20-ти до 30-ти лет включительно - K=0,95;

более 30-ти лет - K=0,90.

Для трубопроводов II и III категорий, проработавших без замены:

до 30-ти лет включительно - K=1,00;

более 30-ти лет - K=0,95.

Для трубопроводов IV и V категорий, проработавших без замены:

до 20-ти лет включительно и более - K=1,00.

Значение отбраковочной толщины может приниматься из паспорта или из расчета с учетом фактических свойств металла.

Фактическая скорость коррозии определяется из практики по данным, накопленным предприятием-владельцем трубопровода за время его эксплуатации с учетом результатов технических освидетельствований и результатов данного обследования.

За остаточный ресурс трубопровода принимается минимальное из полученных значений расчетного ресурса основных несущих элементов (труба, отвод (колено, гиб), переход, врезка, тройник (кованный, литой) и др.), которое обеспечит безопасную эксплуатацию трубопровода в течение прогнозируемого назначенного ресурса.

В тех случаях, когда расчетный остаточный ресурс трубопровода превышает десять лет, остаточной ресурс принимается равным десяти годам.

По истечении установленного остаточного ресурса трубопровода для оценки возможности его дальнейшей эксплуатации необходимо определение нового остаточного ресурса в соответствии с настоящей «Методикой…».

6. ОФОРМЛЕНИЕ ЗАКЛЮЧЕНИЯ

6.1. Результаты обследования технического состояния трубопровода и его основных несущих элементов должны оформляться в виде заключения (приложение 1) с необходимыми приложениями.

В приложения должны входить все полученные материалы:

- технические данные трубопровода согласно п. 2.10;
- результаты обследования технического состояния трубопровода согласно п. 2.11 - 2.54;
- результаты расчетов на прочность согласно п. 4.2;
- результаты исследований механических свойств, химического состава и микроструктуры металла и сварных соединений при их выполнении согласно раздела 3.

6.2. Заключение подписывается исполнителями работы утверждается руководством организации-исполнителя работ и прикладывается к документации на технологические трубопроводы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. – М.,: Металлургия, 1988. – 87 с.

2. Правила пожарной безопасности при эксплуатации нефтеперерабатывающих предприятий (ППБ—79). – Миннефтехимпром СССР, 1979. – 106 с.

3. РД 38.13.004-86. Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/см^2). – М.: Химия, 1988. – 287 с.

4. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. – М.: НПО ОБТ, 1994. – 131 с.

5. РД 34.17.421-92. Типовая инструкция по контролю и продлению срока службы металла основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций. – М.: СПО «ОРГРЭС», 1992. – 94 с.

6. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. НПО ОБТ. – М.: Энергоатомиздат, 1993. – 192 с.

7. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. – М.: Недра, 1989. – 135 с.

8. ИТН-93. Инструкция по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке трубчатых печей, резервуаров, сосудов и аппаратов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств. – Волгоград, ВНИКТИнефтехимоборудование, 1995. – 192 с.

9. ОСТ 26-291-87. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия. – М.: НПО ОБТ, 1994. – 337 с.

10. ОТУ-2-92. Сосуды и аппараты. Общие технические условия на ремонт корпусов, – Волгоград: ВНИКТИнефтехимоборудование, 1992. – 148 с.

11. Инструкция по определению скорости коррозии металла стенок корпусов сосудов и трубопроводов на предприятиях Миннефтехимпрома СССР. – Волгоград: ВНИКТИнефтехимоборудование, 1983. – 19 с.

12. КО-1-79. Арматура запорная. Общее руководство по ремонту. – Волгоград: ВНИКТИнефтехимоборудование, 1980. – 111 с.

13. РУПК-78. Руководящие указания по эксплуатации, ревизии и ремонту пружинных предохранительных клапанов. – Волгоград: ВНИКТИнефтехимоборудование, 1978. – 51 с.

14. ОСТ 108.031.08-85 – ОСТ 108.031.10-85. Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность.

15. МР 38.18.015-94. Методические рекомендации по акустико-эмиссионному контролю сосудов, работающих под давлением, и трубопроводов нефтехимических производств. – Волгоград, 1995.

16. РДИ 38.18.016-94. Инструкция по ультразвуковому контролю сварных соединений технологического оборудования. – Волгоград, 1995.

17. РДИ 38.18.017-94. Инструкция по магнитопорошковому контролю оборудования и сварных соединений. – Волгоград, 1995.

18. ИК 18.06-77. Радиографический контроль сварных соединений сосудов, аппаратов и трубопроводов, работающих под давлением. – Волгоград, 1978.

19. РДИ 38.18.002-83. Инструкция по радиографической профильной толщинометрии трубопроводов. – Волгоград, 1984.

20. Руководящий документ. Рекомендации по разработке методик определения ресурса остаточной работоспособности действующего оборудования химических, нефтехимических, нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих производств. – М.: Госгортехнадзор СССР, 1991. – 20 с.

21. Положение о порядке диагностирования технологического оборудования взрывоопасных производств топливно-энергетического комплекса. – М.: Госгортехнадзор России, 1992. – 6 с.

22. Методика оценки ресурса остаточной работоспособности технологического оборудования нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств. – Волгоград: ВНИКТИнефтехимоборудование, 1992. – 29 с.

23. Положение о порядке продления сроков службы сосудов на энергопредприятиях Минтопэнерго РФ. – М.: НПО ЦКТИ, фирма ОРГРЭС, УралВТИ, ДИЭКС. – М.: 1993. – 31 с.

24. Положение о системе технического диагностирования паровых и водогрейных котлов в промышленной энергетике. – М.: МГП «ДИЭКС». 1993. – 65 с.

25. Технические указания регламент по эксплуатации оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающего в водородосодержащих средах. – М.: ВПО «Союзнефтеоргсинтез», 1983.

26. Методика вероятностной оценки остаточного ресурса технологических стальных трубопроводов – М.: НПО «Трубопровод», 1995.

27. ОСТ 26-2079-80. Швы сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Выбор методов не разрушающего контроля.

28. ОСТ 26-2044-83. Швы стыковых и угловых сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Методика ультразвукового контроля.

29. ГОСТ 2789-73. Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики.

30. ГОСТ 22761-77. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринелю переносными твердомерами статического действия.

31. ГОСТ 14782-86. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

32. ГОСТ 7512-82. Контроль не разрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.

33. ГОСТ 21105-87. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Магнитопорошковый метод.

34. ГОСТ 18442-80. Контроль не разрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.

35. ГОСТ 1497-84. Металлы. Методы испытания на растяжение.

36. ГОСТ 9651-84. Металлы. Методы испытания на растяжение при повышенных температурах.

37. ГОСТ 10145-81. Металлы. Метод испытания на длительную прочность.

38. ГОСТ 9454-78. Металлы. Методы испытания на ударный изгиб при пониженной, комнатной и повышенной температурах.

39. ГОСТ 14019-80. Металлы. Методы испытания на изгиб.

40. ГОСТ 9012-59. Металлы. Методы испытаний. Измерение твердости по Бринелю.

41.ГОСТ 9013-59. Металлы. Методы измерения твердости по Роквелу.

42.ГОСТ 2999-75. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Виккерсу.

43.ГОСТ 6996-66. Сварные соединения. Методы определения механических свойств.

44.ГОСТ 7122-81. Швы сварные и металл наплавленный. Метод отбора проб для определения химического состава.

45.ГОСТ 7268-67. Сталь. Метод определения склонности к механическому старению по испытанию на ударный изгиб.

46.ГОСТ 5640-68. Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры листов и ленты.

47.ГОСТ 5639-82. Сталь и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна.

48.ГОСТ 8233-56. Сталь. Эталоны микроструктуры.

49.ГОСТ 27691-88. Сосуды и аппараты. Требования к форме представления расчетов на прочность, выполняемых на ЭВМ.

50.ГОСТ 6485-69. Калибры для конической дюймовой резьбы с углом профиля 60°. Типы. Основные размеры и допуски.

51.ГОСТ 2533-88. Калибры для трубной цилиндрической резьбы. Допуски.

52.ГОСТ 18465-73. Калибры для метрической резьбы от 1 до 68 мм. Исполнительные размеры.

53.ГОСТ 18466-73. Калибры для метрической резьбы свыше 68 мм до 200 мм. Исполнительные размеры.

54.ГОСТ 22762-77. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на пределе текучести вдавливанием шара.

55.Руководящий технический материал РТМ 38.001-94. Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов.

ПРЕДПРИЯТИЕ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
(рекомендуемое)

УТВЕРЖДАЮ

_____
(руководитель (главный инженер)

_____
предприятия, выдавшего заключение)

_____ _____
подпись И. О. Фамилия

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании обследования технического состояния, выполненных исследований и расчетов (см. приложения),

_____
наименование трубопровода(ов), технологическая(ие) позиция(ии),

_____
технологическая установка, предприятие-владелец

пригоден (ны) к дальнейшей эксплуатации на рабочие параметры

_____
(параметры, на которые допускается эксплуатация трубопроводов)

и среду(ы), указанные в паспорте(ах) трубопровода(ов).*

Остаточный ресурс трубопровода(ов) составляет _____ при условии соблюдения регламентных параметров эксплуатации, требований РД 38.13.004-86 «Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/см^2)» и других действующих нормативно-технических документов.

Дополнительно в процессе эксплуатации необходимо:

_____
(перечислить мероприятия, выполнение которых обязательно при

_____
эксплуатации трубопровода(ов), если таковые необходимы)

Приложения №№ 1 – 4.

_____ _____ _____
(должность) (подпись) И. О. Фамилия

* - допускается представлять в табличной форме.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ИНФОРМАЦИЮННЫЕ ДАННЫЕ

1. Разработчик - АООТ «ВНИКТИнефтехимоборудование»
2. Зарегистрировано - АООТ «ВНИКТИнефтехимоборудование»
3. Вводится впервые.

gost.e-ecolog.ru