ТЕХНИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ – РЕГЛАМЕНТ

по эксплуатации и обследованию оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающих в водородсодержащих средах при повышенных температуре и давлении

Санкт-Петербург 1998

gost.e-ecolog.ru

Руководителям предприятий
нефтеперерабатывающей
промышленности

Федеральный
горный и промышленный
надзор России
(Госгортехнадзор России)

107066, Москва, Б-66
ул. Лухьянова, 4, корп. 8
Телефон: 261-06-69, факс: 267-32-96

16.03.98 № 02-35/195

На № _____

Довожу до Вашего сведения, что с 1 июля 1998 г. вводятся новые "Технические указания-Регламент по эксплуатации оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающих в водородосодержащих средах".

С вводом настоящих указаний "Технические указания-Регламент....", утвержденные в 1983 г. считаются утратившими силу.

Авторский надзор за соблюдением требований "Технические указания - регламент по эксплуатации оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающих в водородосодержащих средах" возлагается на организации-разработчики: Всероссийский научно-исследовательский институт нефтеперерабатывающих процессов (АООТ "ВНИИНефтехим"); Всероссийский научно-исследовательский институт нефтяного машиностроения - (АООТ "ВНИИНефтемаш"); Предприятие "Ленкор".

Первый заместитель Начальника
Госгортехнадзора России Е.А. Малов

"Технических указания – Регламент ..." разработаны специалистами Всероссийского научно-исследовательского института нефтеперерабатывающих процессов — АООТ "ВНИИНефтехим" (Седов В.М., д.т.н. Арчаков Ю.И., к.х.н. Добротворский А.М. и др.)

Всероссийского научно-исследовательского и проектно-конструкторского института нефтяного машиностроения — АООТ "ВНИИНефтемаш" (Ермолаев В.Н., к.т.н. Медведев Ю.С., к.т.н. Бочаров А.Н.)

Предприятия "Ленкор" (д.т.н. Арчаков Ю.И., Седов В.М., к.х.н. Добротворский А.М. и др.)

Срок введения в действие — с 01 июля 1998 г.

С вводом настоящих указаний "Технические указания – Регламент по эксплуатации оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающих в водородсодержащих средах", утвержденные в 1983 г считаются утратившими силу.

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель

Начальника

Госгортехнадзора России

_____ Е.А.Малов

_____ 1998 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ – РЕГЛАМЕНТ

по эксплуатации и обследованию оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающих в водородсодержащих средах при повышенных температуре и давлении

(взамен Технических указаний – Регламента 1983 года)

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие Технические указания – Регламент разработаны взамен "Технических указаний – Регламента по эксплуатации оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающих в водородсодержащих средах", утвержденного в 1983 г, на основании обобщения опыта длительной (свыше 20–30 лет) эксплуатации установок каталитического риформинга и гидроочистки, результатов технического диагностирования (обследования) оборудования и трубопроводов реакторных блоков, а также лабораторных исследований образцов металла, вырезанных из аппаратов и труб, работающих в высокотемпературных водородсодержащих средах при повышенном давлении.

1.2. Настоящий Регламент распространяется на сосуды, печные змеевики и трубопроводы, находящиеся под воздействием водорода при повышенных температурах и давлении в процессах каталитического риформинга для получения высокооктановых компонентов бензина и ароматических углеводородов, гидроочистки топлив.

1.3. Специфика оборудования, работающего в водородсодержащих средах при повышенных температуре и давлении, состоит в том, что водород

проникает внутрь металла и при определенных условиях (перегрев стенок, длительность эксплуатации) может привести к водородной коррозии и хрупкому разрушению стали. Водородная коррозия проявляется в виде обезуглероживания стали, растрескивания, и соответственно, снижения ее механических свойств – пластичности и прочности.

Для снижения возможности проявления водородной коррозии условия эксплуатации сосудов и трубопроводов из углеродистых и низколегированных конструкционных сталей ограничиваются температурой и давлением.

Водородная коррозия не обнаруживается при обычном визуальном осмотре (внешнего изменения металла не наблюдается) и не вызывает уменьшения толщины стенки аппарата. Поэтому оценку остаточного ресурса эксплуатации аппаратов и трубопроводов могут проводить специализированные организации, имеющие опыт исследования сталей и сплавов, работающих в водородсодержащих средах при повышенных температурах и давлениях, и имеющих соответствующие лицензии.

1.4. При эксплуатации и обследовании оборудования указанных процессов наряду с требованиями настоящего регламента должны соблюдаться правила Госгортехнадзора РФ и все другие действующие правила, нормы и специальные инструкции по устройству и безопасной эксплуатации оборудования в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.

2. Эксплуатация реакторов установок каталитического риформинга и гидроочистки

В установках каталитического риформинга и гидроочистки эксплуатируются реакторы, корпуса которых изготовлены из углеродистых, низко- и среднелегированных (кремнемарганцовых и хромомолибденовых) конструкционных сталей и двухслойных сталей.

Корпуса реакторов из углеродистых, кремнемарганцевых и в ряде случаев из хромомолибденовых сталей имеют внутреннюю торкрет-бетонную футеровку для снижения температуры стенки аппарата до 200–240^{o}C, с

целью обеспечения стойкости металла против водородной коррозии, снижения металлоемкости аппаратов и уменьшения теплопотерь.

На отдельных установках реакторы, выполненные из хромомолибденовых сталей и двухслойных сталей, эксплуатируются без внутренней торкрет-бетонной футеровки. Такие реакторы, как правило, имеют слой наружной теплоизоляции для поддержания стабильной температуры процесса. В этих условиях металл аппаратов, трубопроводов, печных змеевиков работает в условиях ползучести при высоком содержании водорода в нем.

Торкрет-бетонная футеровка проницаема для водорода, и не защищает от воздействия водорода металл корпуса. При неудовлетворительном качестве торкрет-бетонной футеровки и теплоизоляции штуцеров или при образовании в футеровке в процессе эксплуатации трещин и других дефектов возможен перегрев стенок реакторов и штуцеров свыше регламентированной температуры и создаются предпосылки начала водородной коррозии металла стенок аппарата. Особенно опасны перегревы для углеродистых и кремнемарганцевых сталей. Поэтому в целях обеспечения длительной и безопасной эксплуатации реакторов устанавливается следующий обязательный регламент.

2.1 Реакторы из углеродистых и низколегированных кремнемарганцовых сталей с торкретбетонной футеровкой.

Реакторы данной группы изготовлены из стали марок 20, 22К, 09Г2С, 16ГС и др. По парциальному давлению водорода, при котором они эксплуатируются, делятся на две группы:

"А" — реакторы установок типа 35-6 и аналогичных им – парциальное давление водорода до 2.5МПа (25кгс/см^2);

"Б" — реакторы установок типа 35-5; 35-4; Л35-11/300 и аналогичных им – с парциальным давлением водорода до 4.5МПа (45кгс/см^2);

Данные о расчетных параметрах этих реакторов приводятся в табл. П.1.1.

2.1.1 Реакторы группы "А", изготовленные из углеродистых сталей

2.1.1.1 Допускается эксплуатация реакторов, изготовленных из углеродистых сталей при температурах внешней поверхности корпусов и штуцеров не более $260°C$ в течение 180000ч, после чего необходимо выполнить комплексное обследование состояния аппарата и в случае необходимости выборочную вырезку контрольных образцов из корпусов и штуцеров реактора отдельных установок.

2.1.1.2 При температурах внешней поверхности корпусов и штуцеров $261–280°C$ допускается эксплуатация не более 60000ч. за весь период работы.

2.1.1.3 При температурах внешней поверхности корпусов и штуцеров $281–300°C$ допускается эксплуатация не более 45000ч. за весь период работы.

2.1.1.4 Работа реакторов с температурой наружной поверхности корпусов и штуцеров более $300°C$ запрещается.

2.1.1.5 При наличии перегревов наружной стенки реакторов в диапазоне температур $260–300°C$ эквивалентное время допустимой эксплуатации рассчитывается с учетом фактической температуры эксплуатации стенки реактора по формуле:

$$\tau_{экв} = \tau_1 + 2.5\tau_2 \leq 60000\text{ч},$$

где τ_1 – длительность работы реактора при температуре наружной поверхности стенки $261–280°C$;

τ_2 – длительность работы реактора при температуре наружной поверхности стенки $281–300°C$;

2.1.1.6 При продолжительности перегревов, превышающей ограничения пп.2.1.1.2; 2.1.1.3; 2.1.1.5 необходимо произвести комплексное исследование металла аппарата на наличие следов высокотемпературной водородной коррозии и выполнить прочностные расчеты.

2.1.2 Реакторы группы "А", изготовленные из кремнемарганцовых сталей

2.1.2.1 Допускается эксплуатация реакторов, выполненных из кремнемарганцовых сталей 09Г2С, 16ГС и др. при температурах внешней поверхности корпусов и штуцеров не более $280°C$.

2.1.2.2 При температурах внешней поверхности реакторов и штуцеров реакторов 281-300°C разрешается эксплуатация не более 60000ч, после чего необходимо провести комплексное обследование состояния аппарата и в случае необходимости выборочную вырезку образцов из корпусов и штуцеров реактора отдельных установок.

2.1.2.3 Работа реакторов с температурой наружной поверхности корпусов и штуцеров более 300°C запрещена.

2.1.3 Реакторы группы "Б", изготовленные из углеродистых сталей

2.1.3.1 Допускается эксплуатация этих реакторов при температурах внешней поверхности корпуса и штуцеров не более 240°C.

2.1.3.2. При температурах внешней поверхности корпусов и штуцеров реакторов 241 – 260°C разрешается их эксплуатация не более 60000ч.

2.1.3.3. При температурах внешней поверхности корпусов и штуцеров реакторов 261 – 280 °C разрешается их эксплуатация не более 24000ч.

2.1.3.4. При температурах внешней поверхности корпусов и штуцеров реакторов 281 – 300 °C разрешается их эксплуатация не более 6000ч.

2.1.3.5. Работа реакторов с температурой наружной поверхности корпусов и штуцеров более 300°C запрещается.

2.1.3.6. При перегревах поверхности стенок аппаратов в диапазоне температур 240–300°C эквивалентное время допустимой эксплуатации с учетом фактической температуры эксплуатации стенки реактора рассчитывается по формуле:

$$\tau_{экв} = \tau_1 + 2.5\tau_2 + 10\tau_3 \leq 60000\text{ч},$$

где τ_1 – длительность работы реактора при температуре наружной поверхности стенки 241–260°C;

τ_2 – длительность работы реактора при температуре наружной поверхности стенки 261–280°C;

τ_3 – длительность работы реактора при температуре наружной поверхности стенки до 281 – 300°C;

2.1.3.7 При продолжительности перегревов, превышающих ограничения по п.п.2.1.3.2; 2.1.3.3, 2.1.3.4; 2.1.3.6 необходимо провести комплексное обследование состояния аппарата и в случае необходимости выборочную вырезку образцов из корпусов и штуцеров реактора отдельных установок.

2.1.4. Реакторы группы "Б", изготовленные из кремнемарганцовых сталей.

2.1.4.1. Допускается длительная эксплуатация этих реакторов при температуре внешней поверхности корпуса и штуцеров не более $260^{o}C$.

2.1.4.2. При температурах внешней поверхности корпусов и штуцеров реакторов 261 – $280^{o}C$ разрешается эксплуатация не более 60000ч.

2.1.4.3. При температурах внешней поверхности корпусов и штуцеров реакторов 281 – $300^{o}C$ разрешается их эксплуатация не более 48000ч.

2.1.4.4. Работа реактора с температурой наружной поверхности корпусов и штуцеров более $300^{o}C$ запрещается.

2.1.4.5. При перегревах поверхности стенок аппаратов в диапазоне температур 261–$300^{o}C$ эквивалентное время допустимой эксплуатации рассчитывается с учетом фактической температуры эксплуатации стенки реактора по формуле:

$$\tau_{\text{экв}} = \tau_1 + 1.25\tau_2 \leq 60000\text{ч},$$

где τ_1 – длительность работы реактора при температуре наружной поверхности 261–$280^{o}C$;

τ_2 – длительность работы реактора при температуре наружной поверхности стенки 281–$300^{o}C$;

2.1.4.6. При продолжительности перегревов, превышающей ограничения по п.п. 2.1.4.2; 2.1.4.3; 2.1.4.5 необходимо провести комплексное обследование состояния аппарата и в случае необходимости выборочную вырезку образцов из корпусов и штуцеров реактора.

2.2. Реакторы из низколегированных хромомолибденовых сталей с торкретбетонной футеровкой.

Корпуса и штуцеры реакторов этой группы изготовлены из сталей марок 12ХМ; 12МХ; 15123.I (аналог отечественной стали 12ХІМФ), стандарт Чехословакии; 13CrMo4.4 (аналог отечественной стали 12ХМ), стандарт Германии. Расчетные параметры реакторов из перечисленных сталей приведены в табл.П.1.2.

2.2.1. В целях безопасной работы корпуса и аппарата, снижения потерь тепла температура внешней поверхности корпуса и штуцеров не должна превышать $260°C$. При наличии перегревов стенок реакторов и штуцеров необходимо принять меры, устраняющие их: ремонт и замена футеровки и др. мероприятия.

2.2.2. Допускается эксплуатация реакторов из низколегированных хромомолибденовых сталей при местных перегревах корпусов и штуцеров до температур, не превышающих расчетную на прочность, не более 60000 часов. Расчетная температура на прочность указывается в паспорте на аппарат и в рабочих чертежах на него. Причина перегрева металла стенок и штуцеров реактора должна быть устранена при ближайшей остановке на капитальный ремонт.

2.2.3. Реакторы, изготовленные из низколегированных хромомолибденовых сталей с торкретбетонной футеровкой, могут эксплуатироваться в течение 180000часов при отсутствии длительных перегревов (п.2.2.2). Вопрос о сроках дальнейшей эксплуатации аппаратов должен решаться специализированной научно-исследовательской организацией после проведения комплексного обследования металла.

2.3. Реакторы без торкретбетонной футеровки из низколегированных хромомолибденовых сталей и биметалла

Расчетные параметры реакторов, изготовленных из низколегированных хромомолибденовых сталей и биметалла без торкретбетонной футеровки, представлены в табл.П.1.3.

Реакторы, изготовленные из низколегированных хромомолибденовых сталей и биметалла без торкретбетонной футеровки, могут эксплуатироваться в течение 100000 часов (или в течение срока гарантированного изготовителем) при температуре, не превышающей расчетную на прочность.

Вопрос о сроках дальнейшей эксплуатации этих аппаратов должен решаться специализированной научно-исследовательской организацией после проведения комплексного обследования состояния аппаратов и специальных лабораторных исследований металла (металлография, фазовый анализ, фрактография, микрорентгеноспектральный анализ и др.), а также выполнения прочностных расчетов с учетом параметров длительной прочности стали на базе свыше 100000ч.

3. Эксплуатация теплообменников, работающих в водородсодержащих средах.

3.1. Настоящий регламент распространяется на теплообменники с корпусами и крышками монометаллического исполнения, изготовленными из углеродистых сталей (20К; 22К и др.); низколегированных кремнемарганцовых (09Г2С; 09Г2ДТ; 16ГС и др.), хромомолибденовых (12ХМ; 12МХ) и их зарубежных аналогов; биметаллического исполнения различного сочетания основного и плакирующего слоев.

3.2. Эксплуатация теплообменных аппаратов разрешается при параметрах водородсодержащей среды (температуре и давлении) не выше расчетных в течение 100000ч, или в течение срока, гарантированного изготовителем.

3.3. После эксплуатации теплообменника в течение срока, гарантированного изготовителем, необходимо проводить комплексное обследование аппарата, а также металла и расчет на прочность элементов аппарата с учетом времени наработки и параметров эксплуатации, табл.П.1.4.

3.4. В период капитального ремонта при снятии крышек и демонтаже трубных пучков необходимо тщательно осматривать внутреннюю поверхность аппаратов и крышек с целью установления состояния металла: вспучивание, отслоение плакирующего слоя, дефекты сварных швов и т.п.

3.5. По результатам осмотра должен составляться акт, который хранится в паспорте на аппарат. При существенных дефектах (отслоение, вспучивание) копии акта осмотра должны отправляться в специализированные организации и вопрос о дальнейшей эксплуатации должен решаться этими специализированными организациями.

4. Эксплуатация трубопроводов в водородсодержащих средах.

4.1 Настоящий регламент распространяется на трубопроводы из всех марок стали, эксплуатирующихся при температуре выше $240^{o}C$ и парциальных давлениях водорода более 2.5 МПа ($25кг/см^2$).

4.2 Трубопроводы подлежат регулярному наблюдению и контролю с регистрацией температуры продуктов в их вахтенном журнале один раз в смену. Фактические условия и длительность эксплуатации трубопровода должны быть зафиксированы в годовых отчетах.

4.3 Трубопроводы должны эксплуатироваться в течении 100000ч. при температурах не выше расчетных. После этого необходимо выполнить обследование состояния металла трубопроводов.

4.4 Обследование состояния металла трубопроводов выполняется с использованием неразрушающих методов или, в ряде случаев, путем вырезки "катушек" из трубопровода для лабораторного исследования специализированной организацией по соответствующим методикам.

5. Указания по контролю работы аппаратов и трубопроводов.

5.1 Нефтеперабатывающие заводы должны иметь паспорт и полный комплект рабочих чертежей реакторов и другого оборудования, работающего с водородсодержащими средами.

5.2 Для достоверного определения продолжительности и условий работы аппаратов и трубопроводов с водородсодержащими средами должны быть обеспечены:

а) повседневный контроль и регистрация продолжительности работы и температуры стенок реакторов и их штуцеров, а также температуры среды, проходящей через теплообменники и трубопроводы, согласно указаниям, приведенным в разделах 1–4 данного регламента;

б) оформление и хранение итоговых данных об условиях работы за месяц или год в виде отчетов, форма которых приведена в приложениях к данному регламенту. Ответственность за ведение отчетов и их хранение

должна быть возложена на лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию сосудов, работающих под давлением. Контроль за ведением отчетов возлагается на лиц, осуществляющих надзор за эксплуатацией сосудов.

5.3. Для контроля фактических температур стенок корпусов и штуцеров на реакторах установок каталитического риформинга и гидроочистки, имеющих внутреннюю теплоизоляцию, устанавливаются поверхностные термопары. Схемы расположения термопар для замеров фактических температур стенок корпусов и штуцеров футерованных реакторов различных установок представлены в Приложении 2.

5.4. Учет фактических температур стенок корпусов и штуцеров осуществляется заводами по специальной форме (Приложение 3). Данные ежедневного учета суммируются в месячных и годовых отчетах по форме, представленной в Приложениях 4 и 5.

5.5. Температура среды на входе и выходе из трубного и межтрубного пространства теплообменников должна замерятся один раз в смену и заноситься в вахтенный журнал.

Итоговые данные за год должны заноситься Отделами технического надзора (ОТН) завода в отчет (Приложение 6), составленный на каждый аппарат. При этом учитываются только наибольшие температуры на входе в трубное и на выходе из межтрубного пространства.

5.6. Учет фактического времени работы трубопроводов ведется ОТН в форме "Отчета об условиях работы трубопровода", Приложение 7. Фиксируется температура эксплуатации (по температуре среды, проходящей в трубопроводе), и фактическое время работы трубопровода при этой температуре.

5.7. Вся документация, связанная с ревизией, вырезкой образцов, результатами их исследования и ремонтом аппаратов, должна храниться в деле, заведенном на каждый аппарат, как дополнение к паспорту сосуда.

6. Обследование аппаратов и трубопроводов.

Надежная безаварийная работа сосудов и трубопроводов и безопасность их эксплуатации должны обеспечиваться постоянным наблюдением за состоянием аппаратов и его деталей, своевременным ремонтом в

объеме, определенном при осмотре и ревизии, и обновлением элементов по мере износа и структурного изменения металла.

Объем и методы контроля определяются условиями эксплуатации, конструкцией отдельных узлов специализированной организацией, которая разрабатывает для этого программу обследования.

Сроки проведения обследования технического состояния устанавливают организации, имеющие разрешение и соответствующие лицензии ГОСГОРТЕХнадзора РФ на проведение указанных работ, по согласованию с администрацией эксплуатирующего оборудование предприятия. Сроки и методы должны обеспечивать безопасную, безаварийную эксплуатацию сосудов.

Результаты обследования служат основанием для оценки состояния сосудов и трубопроводов и возможности их дальнейшей эксплуатации. Если при обследовании обнаружены дефекты, снижающие прочность сосуда, можно разрешить его эксплуатацию при пониженных параметрах (давление, температура), подтвержденных расчетом на прочность. Результаты обследования оформляются специализированной организацией с выдачей заключения о возможности дальнейшей эксплуатации при рекомендованных параметрах.

6.1. Порядок обследования реакторов, теплообменников.

Работы по диагностированию металла реакторов, теплообменников должны носить комплексный характер и в общем случае включают:

а) анализ технической документации на сосуд; Регламент на эксплуатацию установки;

б) натурное обследование, включающее:

— наружный и внутренний осмотр;

— неразрушающий контроль (не реже 1 раза в 4 года) сварных соединений и потенциально опасных участков методами ультразвуковой дефектоскопии, радиографическим или цветным, магнитопорошковым методами.

— акустико-эмиссионный контроль в объемах и с периодичностью, определяемыми специализированными организациями;

— толщинометрию стенок сосудов;

– полевую металлографию;

– определение твердости металла;

– исследование фактической нагруженности основных несущих элементов оборудования, влияния на его изнашивание эксплуатационных факторов;

в) Контроль в лабораторных условиях специализированной организации физико-механических свойств металла, его химического и фазового состава, локального перераспределения легирующих элементов, углерода рентгеновским микроанализом, растровой электронной спектроскопией, (фрактография), интегральное и послойное определение содержания водорода и водородопроницаемости, структуры (для образцов, вырезанных из действующего оборудования или исследованного при условиях эксплуатации в лабораторных условиях);

г) Проведение коррозионных исследований, в том числе водородоустойчивости металла;

д) Проведение специальных расчетов прочности сосудов с учетом снижения допускаемого напряжения, имеющихся дефектов и повреждений, изменений свойств металла и режимов нагружения;

ж) испытания на прочность и герметичность.

Работы по п.п. а), б) и д) носят обязательный характер.

Работы по п.п. в), г) и ж.) должны проводиться при эксплуатации оборудования в условиях ускоренной ползучести металла.

Техническое диагностирование сосудов проводится в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением (ПБ10-115-96), Госгортехнадзор России, 1996 г., "Положением о порядке диагностирования технического оборудования взрывоопасных производств топливно-энергетического комплекса", утв. МИНТОПЭНЕРГО РФ, 1993 г. "Общими правилами взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств", 1988 г.

В условиях эксплуатации для материала реакторов и теплообменников наибольшую опасность представляют водородная коррозия металлов при повышенных температурах, коррозионное растрескивание под

напряжением, межкристаллитная коррозия, науглероживание, азотирование металлов.

Для определения состояния металла необходимо проведение комплексного обследования оборудования в промышленных и лабораторных условиях.

Обследование в промышленных условиях включает ультразвуковую дефектоскопию и толщинометрию, измерение твердости, переносную металлографию, акустикоэмиссионный контроль, радиометрический контроль тепловых режимов металла аппаратов и труб.

Исследование контрольных образцов металла аппаратов и труб в лабораторных условиях проводится в следующих направлениях: исследование растворимости и диффузии водорода в металлах; термодинамики и кинетики водородной коррозии сталей; выяснение влияния различных факторов на обезуглероживание сталей; влияние водорода на кратковременные механические свойства; длительную прочность.

Вырезка контрольных образцов металла из реакторов и заделка отверстий в аппаратах производится по инструкциям, приведенным в Приложениях 8,9. Характеристика вырезанного образца дается по форме Приложения 10.

6.2 Обследование трубопроводов.

Надежную и безопасную работу трубопроводов в процессе эксплуатации обеспечивают наружным осмотром, выборочной и генеральной ревизиями, а также периодичными испытаниями. Порядок и содержание этих работ определяют специальными инструкциями. Требования по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке технологических трубопроводов, применяемых для транспортировки жидких и газообразных веществ с различными физико-химическими свойствами в пределах рабочих давлений от 0.1МПа до 10МПа и рабочих температур от -196°C до +700°C определены нормативным материалом: РД 38.13.004-86.

Технологические трубопроводы, работающие в водородсодержащих средах, подлежат регулярному наблюдению и контролю ОТН завода.

Для обнаружения водородной коррозии металла трубопроводов, в случаях, когда характер и закономерности коррозионного износа трубопровода не могут быть установлены методами контроля, используемыми при ревизиях, для своевременной оценки о приближении толщины стенки к отбраковочному размеру производится вырезка образца для исследования.

Необходимость в контрольных вырезках определяет специализированная организация для каждого конкретного случая.

Для обнаружения водородной коррозии металла трубопровода производится вырезка из них патрубков-катушек длиною не менее 300 мм через 100000ч фактической работы при температуре среды: для углеродистых и кремнемарганцевистых сталей свыше $280°C$, для теплоустойчивых хромомолибденовых сталей — свыше $350°C$. На месте вырезанных катушек завариваются отрезки труб из материалов и с размерами, предусмотренными проектом.

6.3. Обследование змеевиков печей.

Методика, объем и периодичность обследования змеевиков печей определены руководящим техническим материалом РД РТМ 38.14.006-86 с дополнительным привлечением полевой металлографии, фазового анализа стали, микрорентгеноспектрального и фрактографического анализа образцов.

6.4. Оценка и оформление результатов обследования сосудов, аппаратов, трубопроводов, змеевиков печей.

6.4.1. Оценка работоспособности металла сосудов, аппаратов, трубопроводов и змеевиков печей и решение о возможности и сроках дальнейшей эксплуатации производится специализированной организацией, согласовывается с техническими службами завода и утверждается руководством организации, проводящей исследование.

6.4.2. Решение принимается на основании:

— анализа технической документации на сосуды и аппараты;

— результатов предварительного анализа состояния аппаратов, трубопроводов, змеевиков печей, их обследования в период наработки проектного (разрешенного) срока;

— результатов исследований свойств металла, представленных специализированной научно-исследовательской организацией в виде заключения;

— на основании прочностных расчетов, выполненных с учетом допускаемых напряжений за $2 \cdot 10^5$; $2.5 \cdot 10^5$; $3 \cdot 10^5$ч;

— анализа прочности оборудования с учетом имеющихся дефектов и повреждений, изменений свойств металла и режимов нагружения.

В качестве обобщающих параметров при отсутствии признаков водородной коррозии, характеризующих техническое состояние сосудов, принимают запасы прочности их основных элементов. Сосуд (аппарат) считается работоспособным, если коэффициенты запаса для основных элементов конструкции соответствуют установленным в нормативно-технических документах (ГОСТ 14249-89, ГОСТ 25859-83 и др.).

6.4.3. После выполнения комплекса работ по диагностированию оборудования, трубопроводов, змеевиков печей, заключение о возможности дальнейшей эксплуатации свыше регламентированной наработки выдается специализированной организацией.

Срок дальнейшей эксплуатации устанавливается в зависимости от состояния металла конструкций и общей продолжительности эксплуатации: для оборудования и трубопроводов, отработавших менее 250000 часов не более 4х лет, свыше 250000 часов — 2 года. При этом периодичность и объем технических освидетельствований аппаратов и трубопроводов в период, разрешенный для эксплуатации определяется специализированными организациями.

6.4.4. При решении вопроса о замене оборудования, трубопроводов и т.д. специализированная организация представляет аргументированное обоснование руководству предприятия, в котором изложены причины, не позволяющие дальнейшую эксплуатацию оборудования и трубопроводов.



ОТ ОАО"ВНИИНЕФТЕХИМ":

Заместитель генерального директора

_____ В.М.Седов

Зав. лабораторией

_____ Ю.И.Арчаков

Рук. испытательного центра

_____ А.М.Добротворский

ОТ ТООП "Ленкор":

Президент

_____ Ю.И.Арчаков

Технический директор

_____ В.М.Седов

Технический директор

_____ А.М.Добротворский

ОТ ОАО"ВНИИНЕФТЕМАШ":

Заместитель генерального директора

_____ В.Н.Ермолаев

Зав. отделом

_____ Ю.С.Медведев

Зав. лабораторией

_____ А.Н.Бочаров

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Таблица П.1.1

Расчетные параметры футерованных реакторов, изготовленных из углеродистых и низколегированных кремнемарганцовых сталей.

N, п/п	Шифр установки	Расчетное давление, МПА, (кгс/см^2)	Расчетная температура стенки, °С	Рабочая температура среды, °С	Марка стали
Реакторы гидроочистки дизельного топлива и керосина					
1	24-5	6.0 (60)	300	500	22К
2	Л24-6	6.0 (60)	300	425	09Г2С
3	Л24-7	6.0 (60)	300	425	09Г2С
Реакторы гидроочистки бензина					
4	Л24-300	4.9 (49)	300	420	09Г2С
5	Л35-7/300	2.9 (29)	300	420	09Г2С
6	Л35-11/300	5.0 (50)	300	420	09Г2С
7	Л35-11/600	4.9 (49)	300	425	09Г2С
Реакторы риформинга					
8	35-5	5.0 (50)	300	520	22К
9	35-6	3.0 (30)	300	525	09Г2С
10	Л35-11/600	5.0 (50)	300	520	09Г2С

Примечание: Данные таблицы П.1.1, включая марки сталей, при распространении регламента на конкретные аппараты должны уточняться нефтеперерабатывающими заводами по рабочим чертежам аппаратов и условиям эксплуатации.

Таблица П.1.2

Расчетные параметры футерованных реакторов, изготовленных из хромомолибденовых сталей.

N, п/п	Шифр установки	Расчетное давление, МПА, (кгс/см^2)	Расчетная температура стенки, °С	Рабочая температура среды, °С	Марка стали (для импортных сталей аналог марки стали СССР)
Реакторы гидроочистки дизельного топлива и керосина					
1	ЛГ-24-7	6.3 (63)	300	430	13CrMo4.4 (12ХМ, 15ХМ)
2	ЛЧ-24-7	6.5 (65)	350	425	15123.1 (12Х1МФ)
3	Л24-8	4.9 (49)	300	410	12ХМ
4	Л24-9РТ	5.5 (55)	350	380	12ХМ
5	Л24-9Х2РТ	5.5 (55)	350	380	12ХМ
Реакторы гидроочистки бензина					
6	Л35-8/300Б	5.0 (50)	300	425	12ХМ
7	ЛГ35-8/300Б	5.0 (50)	300	425	13CrMo4.4 (12ХМ)
8	ЛГ35-11/300	5.0 (50)	300	420	13CrMo4.4 (12ХМ)
9	ЛГ35-8/300-95	5.2 (52)	300	425	13CrMo4.4 (12ХМ)
10	ЛЧ35-11/600	4.7 (47)	350	425	15123.1(12Х1МФ)
Реакторы риформинга					
11	35-6	3.0 (30)	300	525	12ХМ
12	Л35-7/300	2.9 (29)	350	530	12ХМ
13	Л35-11/300	5.0 (50)	350	520	12ХМ
14	Л35-11/600	5.3 (53)	350	525	12ХМ
15	ЛГ35-11/300	5.0 (50)	350	520	13CrMo4.4 (12ХМ)
16	ЛГ35-11/300-95	5.0 (50)	350	530	13CrMo4.4 (12ХМ)
17	ЛЧ35-11/600	4.7 (47)	350	530	15123.1(12Х1МФ)
18	Л35-11/1000 (ЛК-6У)	4.4 (44)	350	530	12ХМ
19	Л35-8/300 Б	3.0 (30)	350	535	12ХМ
20	ЛГ35-8/300 Б	3.0 (30)	350	535	13CrMo4.4 (12ХМ)
21	Л35-12/300 А	3.0 (30)	350	420	12ХМ
22	Л35-12/300 А	3.0 (30)	400	525	12ХМ
23	Л35-13/300 А	4.5 (45)	350	400	12ХМ
24	Л35-13/300 А	4.5 (45)	350	535	12ХМ
25	35-11/1000	4.2 (42)	350	530	А3870 (12ХМ)

Примечание: См. примечание таблицы П.1.1.

Таблица П.1.3

Расчетные параметры реакторов без футеровки, изготовленных из хромомолибденовых сталей и биметалла.

N, п/п	Шифр установки	Расчетное давление, МПА, (кгс/см^2)	Расчетная температура стенки, °C	Рабочая температура среды, °C	Марка стали (для импортных сталей аналог марки стали СССР)
Реакторы гидроочистки дизельного топлива и керосина					
1	ЛК-6	6.6 (66)	425	425	12ХМ+08Х18Н10Т
2	ЛК-6	5.1 (51)	450	380	12ХМ+08Х18Н10Т
3	"Жекса"(Франция)	6.3 (63)	435	420	A387C+A240+Type316 (12ХМ+03Х18Н14М2)
4	ЛЧ24-2000	4.8 (48)	480	450	13CrMo4.4+X5CrNiNb (12ХМ+08Х18Н10Т) 19.10
5	Л24-9РТ	5.5 (55)	450	380	12ХМ+08Х18Н10Т
6	Л24-9Х2РТ	5.5 (55)	480	380	12ХМ+08Х18Н10Т
Реакторы гидроочистки бензина					
6	Л35-11/1000(ЛК-6)	2.9 (29)	420	420	12ХМ+08Х18Н10Т
8	"Жекса"(Франция)	2.9 (29)	415	375	A387C+A240+Type316 (12ХМ+03Х18Н14М2)
9	АФ35-11/1000 "Литвин"(Франция)	3.3 (33)	390	374	A204Gr+A240+Type405 (16М+08Х13)
10	ЛЧ35-11/1000	4.7 (47)	450	400	13CrMo4.4+X5CrNiNb (12ХМ+08Х18Н10Т) 19.10
11	КПА секция 200 "Литвин" (Франция)	4.6 (46)	427	398	A204Gr B+A240+Type347 (16М+08Х18Н10Т)
Реакторы риформинга					
12	ЛЧ35-11/1000	2.2 (22)	535	530	15313(1Х2М1)
13	ЛФ35-11/1000 "Литвин"(Франция)	1.3 (13)	544	544	A387Gr 11Cl 2 (12ХМ)
14	КПА секция 300 "Литвин" (Франция)	1.5 (15)	543	543	A387Gr 11Cl 2 (12ХМ)
15	ЛЧ35-11/600	4.75(47.5)	535	535	15313(12Х2М1)
Реакторы получения О-П-ксилола					
16	Р-201	1.92(19.2)	482	482	SA 38 768 (15ХМ)

Примечание: См. примечание таблицы П.1.1.

Таблица П.1.4

Расчетные параметры и материальное исполнение теплообменников установок, работающих в водородсодержащих средах при повышенных температурах и давлениях.

NN, п/п	Шифр установки	Индекс аппарата	Расчетное давление в межтрубное пространство МПа (кгс/см²)	Рабочая температура, °С		Расчетная температура, °С	Материал основных узлов	
				трубное пространство	межтрубное пространство		трубное пространство	межтрубное пространство
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Теплообменники гидроочистки дизельного топлива и керосина								
1	ЛГ-24-7	Т-1; Т-3	6.0 (60)	218	291		12ХМ крышки 08Х18Н10Т - трубки	12ХМ
		Т-2; Т-4		380	430		08Х18Н10Т - трубки 12ХМ+08Х13- крышки	12ХМ+ 08Х13
2	ЛЧ-24-7	Т-101, 102 Т-201, 202	6.0 (60)	360	430		12Х18Н10Т 08Х18Н10Т	12ХМ+ 08Х18Н10Т
3	Л-24-8	Т-1	4.9 (49)	170–100	50–110		ст20	16ГС
		Т-2		240–170	110–170		12ХМ+08Х13	12ХМ
		Т-3		310–240	170–230		08Х13,	
				380–310	230–300		08Х18Н10Т	
4	Л-24-9РТ	Т-1/1а Т-1/1Iь;	5.5 (55)	380–320	230–290		12МХ+ 08Х18Н10Т	12МХ+ 08Х18Н10Т
		Т-1/1б Т-1/1Iб;		250–130	56–180		08Х18Н10Т	16ГС
		Т-4/1IIа,б		320–250	180–230		12Х18Н10Т	12МХ+ 08Х18Н10Т
5	Л-24-9х2РТ	Т-1/1,2,3	5.5 (55)	425–130	57–350		12МХ+ 08Х18Н10Т, 08Х18Н10Т	12МХ+ 08Х18Н10Т
6	ЛК-64	Т-301; Т-302; Т-303	6.4 (65)	418–152	55–305		12МХ+ 08Х18Н10Т 08Х18Н10Т 12Х18Н10Т	12МХ+ 08Х18Н10Т
		Т-307– Т-310	4.9(49)	380–125	51–300		12МХ+ 08Х18Н10Т, 08Х18Н10Т, Х18Н10Т	12МХ+ 08Х18Н10Т
7	Жекса (Франция)		6.3 (63)	418–152	57–350	425	12МХ+ 08Х18Н10Т, 08Х18Н10Т	12МХ+ 08Х18Н10Т
8	ЛЧ24-2000	Т-201	4.7 (47.4)	415	343	425	08Х18Н10Т, 12Х18Н10Т	12МХ+ 08Х18Н10Т
Теплообменники гидроочистки бензина								
9	Л35-8/300В	Т-1/3; Т-1/2;	5.0 (50)	—	275			13CrMo4.4
		Т-1/3	5.0 (50)	—	275			13CrMo4.4
10	ЛГ35-8/300В	Т-1/1	4.97 (49.7)	160–100	40–110	210	15Х5М	16ГС
		Т-1/2		240–160	110–175	290		13CrMo4.4
11	ЛГ35-11/300	Т-1/1	5.0 (50)	190	140		15Х5М	12ХМ
		Т-1/2		270	210			
		Т-1/3		300-270	210–250			
12	ЛГ35-11/300-95	Т-1/1; Т-1/2; Т-1/3	5.0 (50)		275			13CrMo4.4

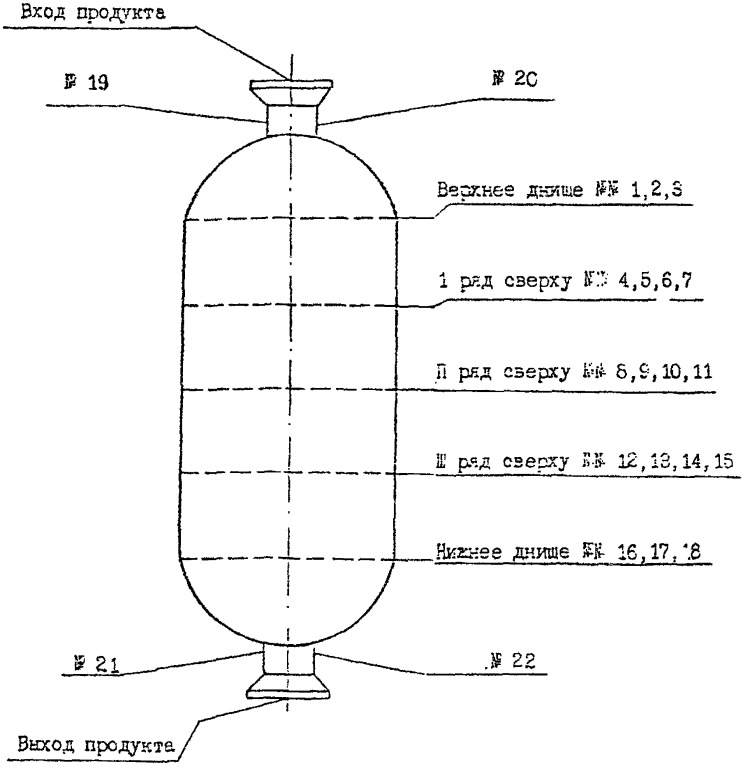
Продолжение таблицы П.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	Л4-11/600	Т-601а,б,в	4.75 (47.5)	321	251		12Х18Н10Т	12МХ
		Т-604	4.75 (47.5)	300	205		Х2М1	Х2М1
		Т-605		420	335			
		Т-606а,б		520	430			
14	Л35-11/1000 (ЛК-6У)	Т-201/1,2,3 Т-202/1,2,3	2.9 (29)	400–150	320–38		08Х18Н10Т 12Х18Н10Т	12МХ+ 08Х13
15	Жекса (Франция)		2.9 (29)	420–150	320–38	425		
16	ЛФ35-11/1000 (Литвин)	200E1A	4.3 (43)	343–295	253–289	371/318	12ХМ– камера 1SХМ– решетки 12Х13– трубки 09Г2С, 10Г2	12МХ
		200E1B		295–258	203–253	321/282		
		200E1C/Д/E/F		258–104	35–203	285/257		09Г2С
17	Л4-11/1000	Т-101/1,2	4.7 (47)	390–280	140–270		08Х18Н10Т 12Х18Н10Т	16ГС
		Т-101/3,4		500–390	400–270			12ХМ+ 08Х18Н10Т
18	Ароматика секция 200 (Литвин)		4.6 (46)	418	340	427	08Х18Н10Т 12Х18Н10Т	16ГС+ 08Х18Н10Т
Теплообменники риформинга								
19	Л35-6	Т-1; Т-2	2.9 (29)	318–105	43–255		15Х5М	20К+08Х13
		Т-3		410–325	255–360			
		Т-4		500–410	360–472			12МХ+08Х13
20	Л35-7/300	Т-3/1; Т-3/2	2.9 (29)	320–115	255–95		15Х5М	12ХМ
		Т-3/3		518–325	363–255		15Х5М-У	
21	Л35-11/300	Т-6/1	5.0(50)	250–160	116–200		от S-решетки Х-8-трубки 20К+08Х13– крышки	20К+08Х13
		Т-6/2		325–250	200–275			12МХ+08Х13
		Т-6/3		420–320	275–370			
		Т-6/4		520–420	370–360		15Х5М-решетки, трубки, 12МХ+08Х13 крышки	
22	Л35-11/600	Т-6/1	5.3(53)	340–170	120–240		крышки, 15Х5М-решетки, Х8–трубки	12ХМ
		Т-6/2	5.3(53)– I режим 4.8(48) II режим	520–330 I режим 530–340 II режим	230–450 I режим 240–460 II режим		крышки, 15Х5М-решетки, трубки	
23	ЛГ35-11/300	Т-6/1; Т-6/2	5.0(50)	Т-6/1–250 Т-6/2–325	Т-6/1–200 Т-6/2–275		15Х5М	12ХМ
		Т-6/3		420	370			
		Т-6/4		520	460			
24	ЛГ35-8/300-95	Т-4/1; Т-4/2	3.0(30)– I режим 1.9(19)– II режим	350–170 -IIр 250–120 - Iр	40–200 - Iр 140–320 -IIр		12ХМ	20
		Т-5/1; Т-5/2		530–310 - Iр 520–350 -IIр	160–410 -Iр 320–450-IIр		15Х5М	12ХМ
25	Л35-11/1000 (ЛК-6У)	Т-204/1,2 Т-205/1,2	4.4(44)	350–173	96–270		15Х5М; 15Х5МУ	12ХМ
		Т-204/3; Т-205/3		530–350	270–450		15Х5М; 15Х5М-У	12ХМ
		Т-204/4; Т-205/4					15Х5М; 15Х5М-У	12ХМ+ 08Х13

Продолжение таблицы П.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	Л35-6/300В (ЛК-6У)	Т-1/1; Т-1/2	4.8(48)	290–100	40–160		16ГС+ 08Х13; Х8 15Х5М	16ГС
		Т-1/3		380–290	160–320		12ХМ+08Х13, 15Х5М, Х-8	12ХМ
27	ЛГ35-11/300	Т-6/1; Т-6а/1	5.0(50)		275–325		12CrMo25	13CrMo4.4
		Т-6/2– Т-6а/2	5.0(50)		275–325		12CrMo25	13CrMo4.4
		Т-6/3– Т-6а/3	5.0(50)		370–430		12CrMo25	13CrMo4.4
		Т-6/4– Т-6а/4	4.9(49)		460–525		12CrMo25	10CrMo9.10
28	Л35-12/300А	Т-3 1/1	2.9(29)	302–295	255–235			12ХМ
		Т-3 1/2	2.9(29)	320–295	225–235			12ХМ
		Т-3/2	2.9(29)	515–325	363–235			12ХМ+ 08Х13
		Т-4/3,4	4.55(45.5)	515–390	215–340		15ХМ; 15ХМ-У	12ХМ
29	Л35-13/300А	Т-4/1,2		320–130	215–70		15Х5М, 12ХМ, 15Х5М-У	16ГС
30	Жекса (Франция)		4.4 (44)	530–160	96–450	430	15Х5М, 15Х5М-У	12ХМ
31	ЛЧ35-11/1000	Т-103/1,3	2.2(22)	530–485	440	530	15Х5М; 15Х5М-У	12ХМ
		Т-103/2,4		380	280	380	12ХМ; 15Х5М; Х5М-У	16ГС
32	ЛФ35-11/1000 (Литвин)	300В1 (Пакинес)	0.91(9.1)	97–486	525–110		12ХМ 15ХМ	12ХМ
33	Ароматика секция 300 (Франция)		1.5 (15)			530	12ХМ	12ХМ

Схема расположения термопар для замера температуры стенки корпуса и штуцеров реактора с внутренней теплоизоляцией



Расположение штуцеров входа и выхода продуктов у различных реакторов может быть различным и дано условно

Приложение 3

Форма ежедневного учета температур стенок корпусов и штуцеров реакторов_____НПЗ установка_____реактор_____

Дата	Часы замера	Продукт на входе в реактор		Температура в зонах расположения термопар N, °С							Примечание
		t, °С	P, МПа	верх днищ 1 2 3	1 ряд сверху 4 5 6 7	2 ряд сверху 8 9 10 11	3 ряд сверху 12 13 14 15	нижн днище 16 17 18	верх штуцер 19 20	нижн штуц. 21 22	
	4										
	12										
	20										
	4										
	12										
	20										
	4										
	12										
	20										

ОТЧЕТ

по температурам стенок корпусов и штуцеров реактора группы "А", выполненного из углеродистых и кремнемарганцевых сталей (20К, 22К, 09Г2С, 16ГС) за _____

Нефтеперерабатывающий завод _____ установка _____

Реактор _____ изготовлен _____

Рабочий чертеж _____

(кем разработан)

Материал корпуса _____ материал штуцеров (на входе и выходе продукта) _____. Количество часов работы установки за отчетный период _____.

ОТЧЕТ

по температурам стенок корпусов и штуцеров реактора группы "Б", выполненного из углеродистых и кремнемарганцевых сталей (20К, 22К, 09Г2С, 16ГС) за _____

Нефтеперерабатывающий завод_____ установка_____

Реактор _____ изготовлен _____

Рабочий чертеж N _____

(кем разработан)

Материал корпуса _____ материал штуцеров (на входе и выходе продукта) _____. Количество часов работы установки за отчетный период _____.

Таблица к приложениям 4 и 5

Зона расположения термопар	N термопар	Фактическое количество часов работы при температуре, °С				Примечание
		до 260	261-280	281-300	Свыше 300	
Верх. днище	1					
	2					
	3					
1 ряд сверху	4					
	5					
	6					
	7					
2 ряд сверху	8					
	9					
	10					
	11					
3 ряд сверху	12					
	13					
	14					
	15					
Нижн. днище	16					
	17					
	18					
Верхн. штуцер	19					
	20					
Нижн. штуцер	21					
	22					

Начальник цеха

Ст. механик

Начальник установки

ПРИЛОЖЕНИ

ОТЧЕТ

о температурном режиме работы теплообменника за

_____

_____ нефтеперерабатывающий завод

Установка _____ теплообменник _____

изготовлен _____ рабочий чертеж N _____

(разработан _____)

Материал корпуса: _____

крышек корпуса: _____

Материал корпуса _____ материал штуцеров (на вх
де и выходе продукта) _____. Количество часов работ
установки за отчетный период _____.

Месяц и год	Межтрубное пространство (МТП)		Трубное пространство (ТП)		Подп отве стве нос лиц
	Температура продукта на выходе из МТП, °С		Температура продукта на входе в ТП, °С		
	от 280 до 350	от 351 до 420	от 280 до 350	от 351 до 420	
Итого за год	Фактическое	количество часов,	проработанных в	указанном	
	интервале	температур			

Итого за год

Начальник цеха

Ст. механик

Начальник установки

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

ОТЧЕТ

об условиях работы трубопроводов
за _____
_____ нефтеперерабатывающий завод
установки _____
Трубопровод (участок) _____
Транспортируемый продукт _____
Материал трубопровода _____

Месяц и год	Температура эксплуатации, °С	Фактическое время работы, ч

Итого за период с _____ по _____
Дата _____

Начальник цеха
Ст. механик
Начальник установки

Краткая характеристика и эксплуатационные данные образца

1. Название аппарата, трубопровода, детали _____
2. Материал:

   а) по паспорту _____

   б) фактический _____
3. Условия работы:

   а) среда _____

   б) температура _____

   в) давление _____

   г) продолжительность эксплуатации _____
4. Место вырезки образцов (эскиз вырезки образцов) _____
5. Способ вырезки, маркировка и размеры вырезанного образца)

   _____

ПРИМЕЧАНИЕ: (Указать особенности вырезанного образца при эксплуатации: ремонты, перегревы, сварка и т.д.)

_____

Начальник цеха
Ст. механик
Начальник установки

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

ИНСТРУКЦИЯ

по вырезке образцов и заварке отверстий в стенках корпусов, днищ и штуцеров реакторов из углеродистых и низколегированных марганцовистых сталей

9.1 Место и время вырезки образцов определяется в соответствии с "Техническими указаниями (регламентом) по эксплуатации оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки"

9.2 Не позднее, чем за месяц до контрольных сроков вырезки образцов из реакторов и трубопроводов, нефтеперерабатывающие заводы должны сообщать ВНИИНефтехиму намеченную дату вырезки образцов.

9.3 Места вырезки образцов из реакторов и трубопроводов устанавливаются заводами совместно с ВНИИНефтехимом. Вырезка образцов должна производиться по рекомендации или в присутствии представителя ВНИИНефтехима. О вырезке образцов составляется акт.

9.4 Вырезка образцов производится только механическим способом без применения огневой или электродуговой резки.

Вырезка катушек длиною не менее 300 мм из трубопроводов может производиться огневой резкой.

9.5 Из корпусов и днищ реакторов допускается производить сквозную или несквозную вырезку образцов. Необходимость сквозной вырезки образцов устанавливается ВНИИНефтехимом.

9.6 Сквозная вырезка образцов, а также заделка отверстий после сквозной вырезки из корпусов и днищ производится в соответствии с "Инструкцией по сквозной вырезке и заделке отверстий", разработанной ВНИКТИНХО.

9.7 Вырезка несквозных образцов из реактора производится по методике, предложенной ВНИИНефтехимом, с внутренней стороны аппарата, для чего соответствующий участок внутренней поверхности размером 600×600 мм предварительно очищается от торкретбетона.

Образец, рис.П.9.1 конусообразной формы высотой 10 мм, диаметром основания 15 мм вырезается посредством ручной электродрели при помощи кондуктора (рис.П.9.2), закрепляется на стенке аппарата (рис.П.9.3)

9.8 Глубина конусообразного углубления в стенке аппарата после вырезки образца должна быть не более 20 мм при диаметре не более 40 мм со стороны внутренней поверхности аппарата, рис.П.9.4.

9.9 Вырезка образцов из патрубков штуцеров производится с наружной стороны путем высверливания в стенке штуцера сквозного отверстия диаметром не более 45 мм (рис.П.9.5 и П.9.6) с применением сверла диаметром 6 мм.

9.10 Заварка отверстия в штуцерах из двухслойной стали производится путем заварки биметаллической заглушки из стали Ст.3+08Х13, или 20К+08Х13, или 16ГС+08Х13 (рис.П.9.7 и П.9.8), в штуцерах из монометалла – из стали 20К или 16ГС.

9.11 После вырезки образца острые углы в углублении аппарата, а также край углубления должны быть обработаны шлиф-машинкой, зубилом или другим инструментом таким образом, чтобы радиусы закругления углубления были не менее 10 мм.

9.12 Конусообразные углубления в корпусе или днище аппарата допускается не заваривать.

9.13 Выварку заглушек в штуцерах из углеродистых сталей следует выполнять электродами типа Э-42А (ГОСТ 9467-75), из низколегированных марганцовистых сталей – электродами типа Э-50А (ГОСТ 9467-75), диаметром 3 и 4 мм.

9.14 К вварке заглушек допускаются квалифицированные электросварщики, имеющие удостоверение Госгортехнадзора на право производства ответственных работ.

9.15 Перед сваркой свариваемые поверхности должны быть очищены от масла, грязи, ржавчины и подвергнуты цветной дефектоскопии.

Цветная дефектоскопия производится в соответствии с инструкцией НИИХИММАША или с "Инструкцией по проведению цветного метода контроля на предприятиях Миннефтехимпрома СССР" 18-03-ИК-74.

9.16 Сварочные работы рекомендуется производить при положительной температуре окружающего воздуха. При этом должны быть приняты меры защиты места сварки от воздействия атмосферных осадков и ветра.

Сварку при температуре окружающего воздуха ниже нуля необходимо выполнять в соответствии с требованиями ОСТ 26-291-*94*.

9.17 При сварке перед наложением каждого последующего слоя предыдущий слой должен быть тщательно зачищен от шлака и брызг.

9.18 Все слои, кроме первого и поверхностных слоев, подвергаются легкой проковке с помощью зубила, имеющего острие, закругленное под радиус 2-3 мм (при сварке электродами типа Э-42А и Э-50А).

9.19 Каждый слой после очистки осматривается и, в случае обнаружения трещин, дефектный участок шва полностью удаляется механическим способом. При этом разделка дефекта должна иметь форму, позволяющую произвести качественную заварку.

9.20 Контроль качества сварки необходимо производить с помощью ультразвуковой дефектоскопии или просвечивания.

9.21 В сварных соединениях не допускаются трещины, непровары и другие дефекты согласно требованиям ОСТ 26-291-*94*.

9.22 Вварку заглушек производить с соблюдением Правил и Инструкции по безопасному ведению работ на НПЗ.

9.23 После заделки отверстий в аппаратах и проверки аппаратов на герметичность установка может быть пущена в эксплуатацию на срок, определенный в заключении специализированной организации.

9.24 Заварку отверстий допускается производить без получения данных об отсутствии водородной коррозии.

Окончательное заключение о возможности дальнейшей эксплуатации аппаратов и трубопроводов с точки зрения наличия водородной коррозии с указанием сроков очередной ревизии и вырезки образцов направляется в адрес завода после завершения комплекса научно-исследовательских работ.

Образец металла для исследования, вырезанный
из стенки аппарата

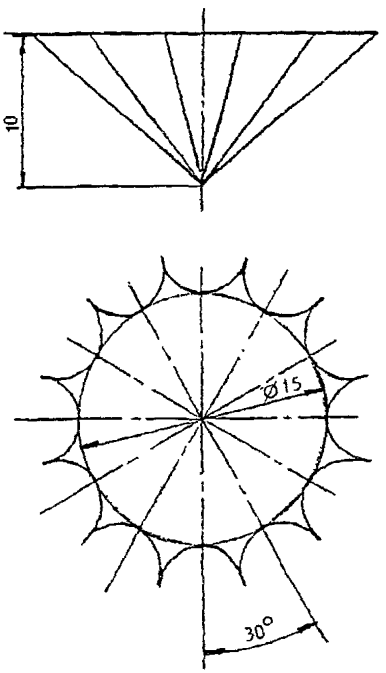


Рис. П.9.1

Кондуктор для вырезки образца из стенки аппарата

Rz80 26

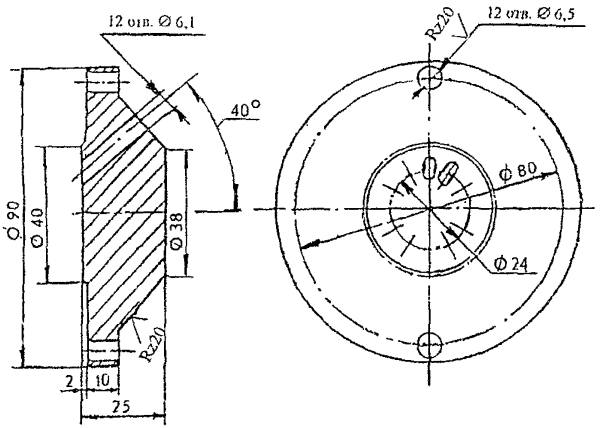


Рис. П.9.2

Схема установки кондуктора для высверливания конусного образца металла из стенки аппарата

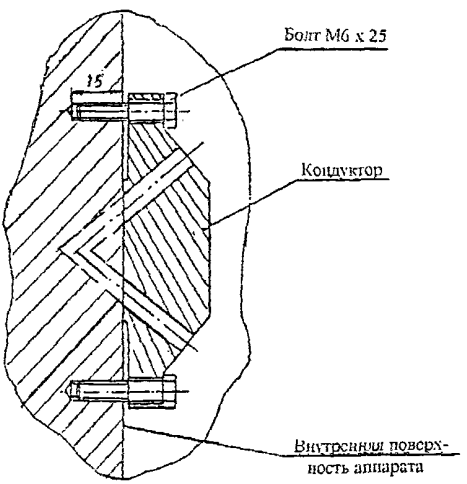


Рис. П.9.3

Вид стенки аппарата после вырезки образца

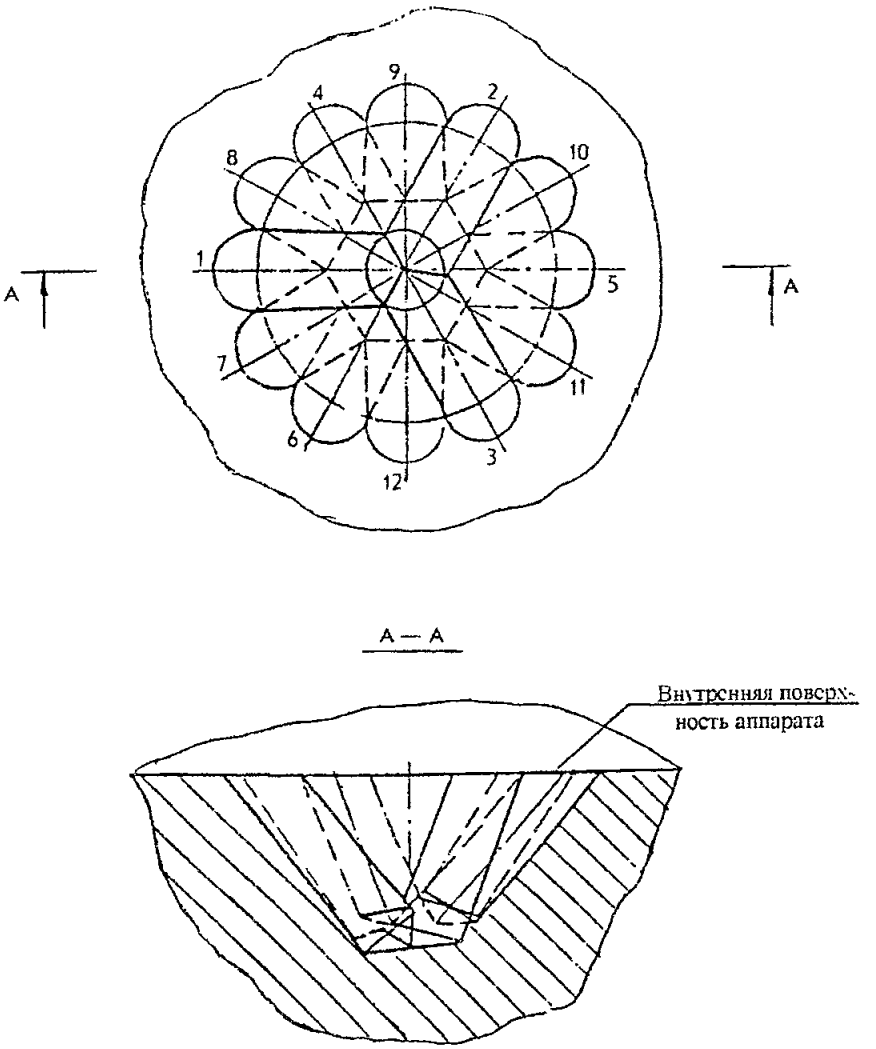


Рис. П.9.4

Схема установки кондуктора для высверливания образца металла из штуцера

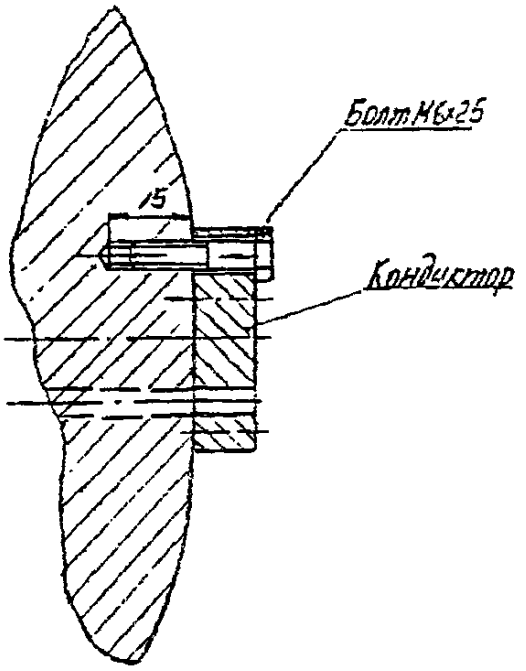
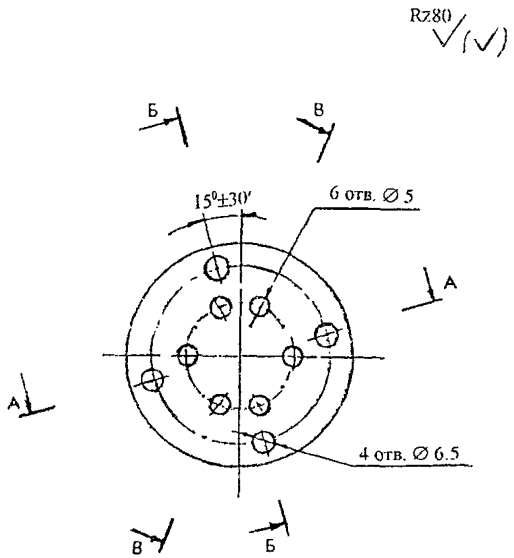
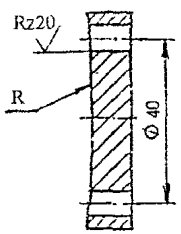


Рис. П.9.5

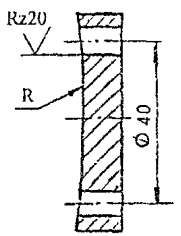
Кондуктор для вырезки образца металла из штуцера



А - А повернуто



Б - Б повернуто



В - В повернуто

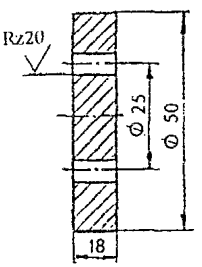
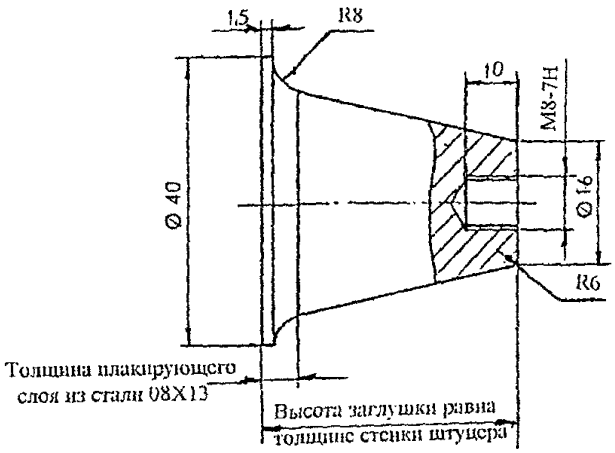
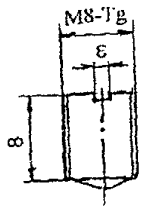


Рис. II.9.6

Заглушка для заделки отверстия в штуцере
для толщины стенки $\leqslant$ 36 мм



а



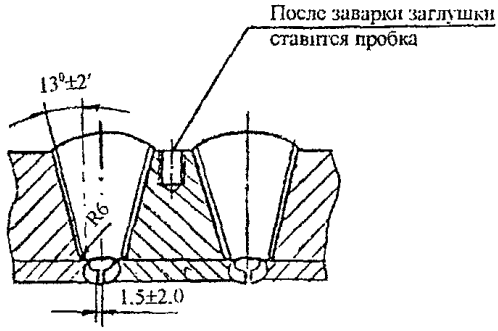
Rz80

б

а. Заглушка
б. Пробка

Рис. II.9.7

Схема заделки отверстия в штуцере из двухслойной стали



Для толщины стенки ⩽ 36 мм

Рис. II.9.8

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

ИНСТРУКЦИЯ

по сквозной вырезке и заделке отверстий

10.1 Место и время вырезки образцов определяется ВНИИНефтехимом в соответствии с "Техническими указаниями – регламентом по эксплуатации оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки" (п.п.2.1)

10.2 Перед вырезкой с внутренней стороны аппарата намеченный для вырезки участок очищается от торкретбетона. Размеры очищаемого участка должны быть не менее 600×600 мм.

10.3 В центре очищенного участка с наружной стороны аппарата вдоль его главной оси на расстоянии 130 мм друг от друга сверлятся два отверстия под резьбу М10, глубиной сверления 15 мм, глубина вырезки резьбы N 12 мм. В полученные отверстия вворачиваются две шпильки М10×60.

10.4 Вырезка образца из реактора производится с помощью электродрели через кондуктор (рис.П.10.1), закрепляемый на корпусе аппарата на шпильках, указанных в п.п.10.3.

10.5 Вырезка образца производится с двух установок кондуктора. При первой установки кондуктора (ось А-А расположена вертикально) сверлится 18 отверстий ø10 мм, затем кондуктор поворачивается на 90° и сверлится еще 18 отверстий диаметром 10 мм.

Порядок сверления отверстий: снизу вверх симметрично относительно вертикальной оси.

10.6 После вырезки образца отверстие обрабатывается шлифовальной головкой или другим механическим способом до придания ему цилиндрической формы. При этом диаметр отверстия должен быть не более 112 мм.

Применение огневых способов обработки отверстия не допускается.

10.7 Заделка отверстия производится постановкой заглушки (см.рис.П.1 и 10.3), изготовленной из того же материала, что и корпус аппарата.

10.8 Перед установкой заглушки материал корпуса аппарата в зоне, прилегающей к отверстию по контуру на ширину 100 мм, а также сама заглушка должны быть проверены УЗД на отсутствие трещин и расслоений.

При выявлении трещин или расслоения постановка заглушки не допускается.

10.9 Перед проведением сварки поверхность заглушки, а также поверхность отверстия и прилегающая поверхность корпуса на ширину не менее 50 мм должны быть очищены от грязи, ржавчины и обезжирены.

10.10 Сварку следует проводить только при положительной температуре окружающего воздуха с обеспечением предварительного и сопутствующего подогрева до температуры 150–100°С.

10.11 Приварку пробок в корпусах из углеродистых сталей следует производить электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75 диаметром 3–4 мм, а из низколегированных марганцовистых сталей-электродами типа Э-50А по ГОСТ 9467-75.

10.12 К выполнению работ по приварке заглушки допускаются электросварщики, имеющие удостоверение на право производства ответственных работ на сосудах и аппаратах, работающих под давлением.

10.13 При сварке, перед наложением последующего слоя, предыдущий слой должен быть тщательно очищен от шлака и брызг.

10.14 Все слои, кроме первого и поверхностного слоев, подвергают легкой проковке с помощью зубила, имеющего отверстие, закругленное под радиус 2–3 мм.

10.15 Каждый слой шва после очистки осматривается и, в случае обнаружения трещин, дефектный участок шва полностью удаляется механическим способом и заваривается вновь.

10.16 После заварки внутренний шов приварки заглушки и околошовная зона корпуса шириной 50 мм должны быть подвергнуты контролю УЗД.

10.17 При положительных результатах контроля УЗД швы подвергаются контролю на плотность путем подачи воздуха давлением 8–10 кгс/см^2 через контрольные отверстия с обмыливанием сварных швов приварки заглушки.

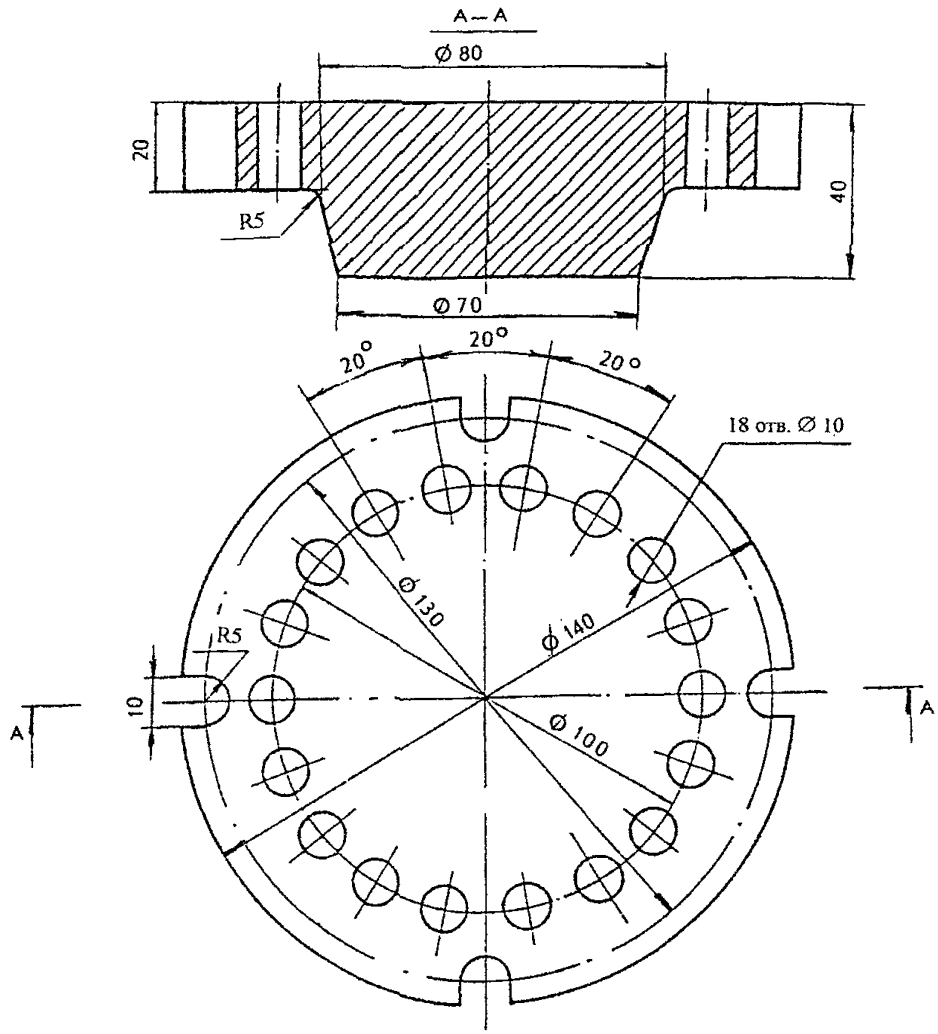
10.18 Все работы по вырезке и заделке отверстия должны выполняться с соблюдением правил и инструкций по безопасному ведению ремонтных работ на НПЗ.

10.19 При эксплуатации реактора с приваренной заглушкой в течение первого года следует один раз в 6 месяцев производить ультразвуковой контроль околошовной зоны с наружной стороны реактора шириной 50 мм на предмет отсутствия трещин. Результаты контроля должны прикладываться к паспорту сосуда.

10.20 Перед пуском реактора в эксплуатацию после постановки заглушки его следует испытать на прочность и плотность в соответствии с действующими правилами Госгортехнадзора России.

10.21 Краткая характеристика и эксплуатационные данные металла образца должны быть записаны по форме приложения 8 и прикладываться вместе с актом о вырезке к образцу.

Кондуктор для вырезки образца металла из стенки реактора



Материал: сталь 40ХН, после изготовления
закалить, HRC 55-60

Рис. П.10.1

Узел заделки сквозного отверстия в стенке реактора

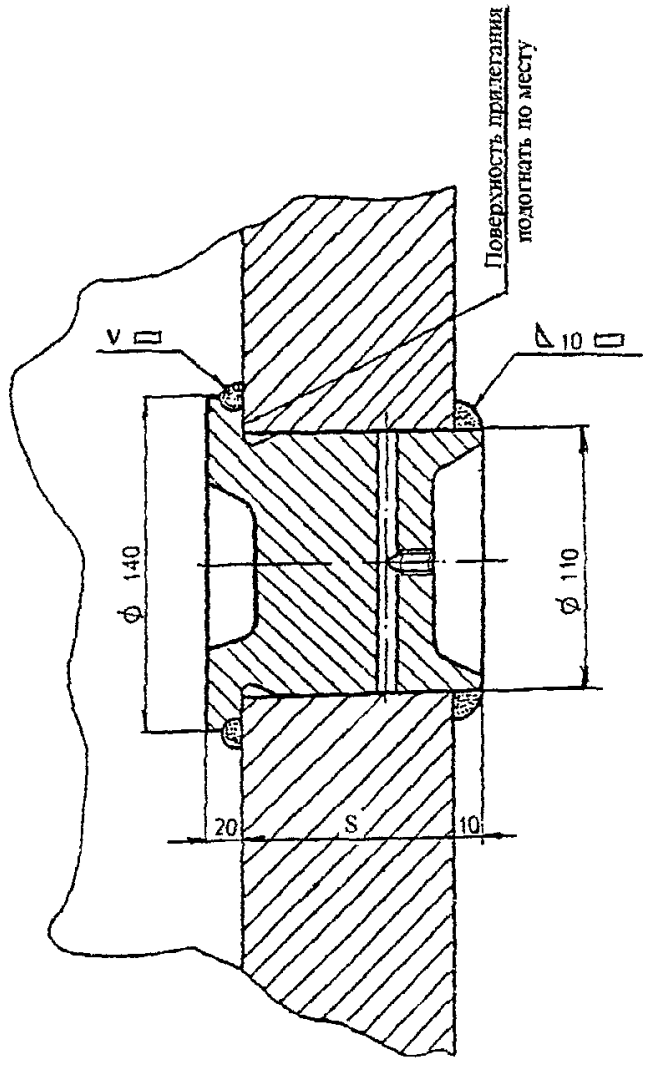
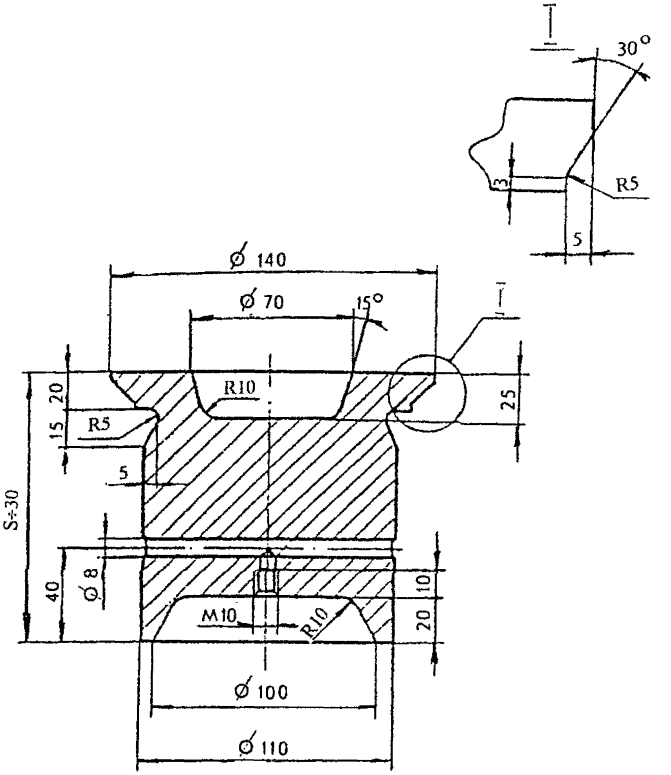


Рис. П.10.2

Заглушка



S - толщина стенки реактора, мм

Заглушка должна быть изготовлена из материала аналогичного материалу реактора

Рис. П.10.3

gost.e-ecolog.ru