МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМ НЕФТЕГАЗОСБОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

РД 39-0147323-339—89-Р

1989

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

Инструкция

по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты трубопроводов систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири

РД 39-0147323-339-89 Р

Настоящий документ разработан Государственным научно-исследовательским и проектным институтом нефтяной и газовой промышленности им. В.И. Муравленко (Гипротюменнефтегазом)

Руководящий документ обобщает результаты исследований структуры многофазных потоков и методов антикоррозионной защиты, выполненных Гипротюменнефтегазом, ВНИИСПТнефтью, НижневартовскНИПИнефтью, СевКавНИПИнефтью, а также опыт работы на промыслах Главтюменнефтегаза

В разработке Руководящего документа принимали участие:

от Гипротюменнефтегаза — **А. Г. Перекупка, П. В. Павлов, И. Ю. Елистратова, Е. Д. Балахнина, Е. Б. Чунина, Э. П. Мингалев, Г. Д. Маланичев;**

от Главтюменнефтегаза — **Н. Н. Таюшева;**

от ВНИИСПТнефти — **Ф. М. Галин, Т. К. Сковородникова, Л. Н. Васильева;**

от СевКавНИПИнефти — **В. В. Бондарев.**

В приложениях 1 и 4 использованы материалы, представленные сотрудниками НижневартовскНИПИнефти **А. Г. Хуршудовым, Н. Н. Елиным, В. В. Завьяловым и Ю. В. Сухнатом.**

© Государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной и газовой промышленности имени В И Муравленко (Гипротюменнефтегаз), 1989 г

Руководящий документ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМ НЕФТЕГАЗОСБОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

РД 39-0147323-339—89-Р

Срок введения установлен с 15 мая 1989 г. **Вводится впервые**
Срок действия до 15 мая 1992 г.

Настоящий Руководящий документ распространяется на проектирование новых, а также реконструкцию и эксплуатацию действующих систем нефтегазосбора месторождений Западной Сибири и регламентирует проведение мероприятий по защите от коррозии трубопроводов систем нефтегазосбора в зависимости от физико-химических свойств и гидродинамического режима течения продукции скважин.

В Инструкции не рассматриваются вопросы защиты трубопроводов от наружной коррозии, а также применения защитных покрытий.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. В связи с отсутствием стандартизованной терминологии по вопросам движения водонефтегазовых смесей для упрощения изложения материала в данном Руководящем документе приняты некоторые термины.

1.2. Система нефтегазосбора – это разветвленная герметизированная система нефтегазопроводов, соединяющая кусты скважин и пункт сбора нефти.

1.3. Узлами системы нефтегазосбора являются: пункт сбора нефти, точки изменения массового расхода газожидкостной смеси, кусты скважин.

1.4. Система трубопроводов, соединяющая два соседних узла, участок нефтегазопровода.

1.5. Участок может состоять из одного трубопровода однотрубная система, двух параллельно прокладываемых тру-

бопроводов — двухтрубная система. Участки, имеющие более двух параллельных трубопроводов, могут применяться лишь в исключительных случаях.

1.6. В системе нефтегазосбора можно выделить трубопроводы от кустов до сборного трубопровода — выкидные линии и сборный трубопровод-коллектор, в котором можно также выделить участок от пункта сбора до ближайшей врезки с куста, — участок, примыкающий к пункту сбора.

1.7. Направление нефтегазосбора — система нефтегазопроводов типа «дерево» (рис. 1), состоящая из нескольких кустов (к. 1, к. 2, к. 3, к. 4, к. 5), выкидных линий от них (к. 1 — т. 1, к. 2 — т. 1, к. 3 — т. 2, к. 4 — т. 3, к. 5 — т. 3), основного коллектора (т. 3 — т. 2 — т. 1), пункта сбора (ПС) и одного участка, примыкающего к пункту сбора (т. 1 — ПС). На данном направлении нефтегазосбора на участке, примыкающем к пункту сбора, применена двухтрубная система.

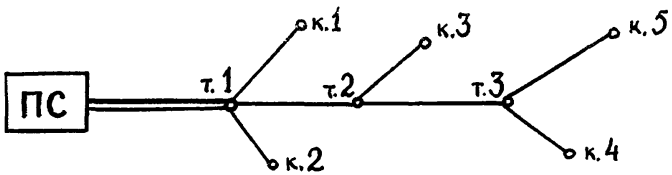

Рис. 1

1.8. Для каждого направления нефтегазосбора длиной ветви называется расстояние по трассе нефтегазопровода от наиболее удаленного куста скважин до пункта сбора (для направления, представленного на рис. 1, длина ветви — это расстояние к. 5 — т. 3 — т. 2 — т. 1 — ПС).

1.9. Технологический процесс сбора и транспорта нефти сопровождается коррозией внутренней поверхности нефтегазопроводов, обусловленной следующими факторами:

наличием в продукции скважин минерализованной воды в виде отдельной фазы;

высокой агрессивностью попутно добываемой воды, наличием в ней сероводорода, углекислого газа, сульфатвосстанавливающих бактерий,

возможным попаданием в нефтегазосборные трубопроводы атмосферного кислорода,

скоплением на нижней образующей трубопроводов рыхлых осадков, усиливающих общую гетерогенность поверхности и интенсифицирующих процесс электрохимической коррозии.

1.10. Для предотвращения коррозии могут применяться технологические методы и ингибирование.

1.11. Технологические методы защиты от коррозии включают в себя комплекс мероприятий, обеспечивающих антикоррозионный гидродинамический режим течения жидкости в нефтегазопроводах.

1.12. Антикоррозионный режим течения обеспечивает вынос скоплений воды из застойных зон и движение жидкости в виде однородной водонефтяной или газожидкостной эмульсии.

1.13. Ингибиторная защита нефтегазопроводов применяется в случаях, когда применение технологических методов невозможно или неэффективно.

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ СИСТЕМ НЕФТЕГАЗОСБОРА

2.1. В проектах обустройства нефтяных месторождений должна предусматриваться защита от коррозии нефтегазосборных трубопроводов.

2.2. В проекте разработки месторождения и в задании на проектирование трубопроводов системы нефтегазосбора должны содержаться данные о наличии в воде ионов Cl^-, HCO_3^-, Ca^{2+}, а также показатель концентрации водородных ионов pH.

2.3. Для принятия решения о необходимости применения защитных мероприятий в соответствии с приложением 1 рассчитывается значение коэффициента K_x, учитывающего влияние на скорость коррозии химических факторов.

2.4. Защита от коррозии обязательна при $K_x > 0{,}25$, причем для обводненности продукции $n < 0{,}7$ при $K_x \leqslant 3$ и для $n > 0{,}7$ при $K_x \leqslant 1{,}5$ в первую очередь применять технологические методы защиты.

2.5. Запроектированная система нефтегазосбора должна обеспечивать комплексное применение технологических методов и ингибиторной защиты от коррозии.

2.6. На разных этапах проектирования применяются различные технологические методы:

при разработке генеральной схемы обустройства месторождения — ограничение длины ветви нефтесбора для обеспечения антикоррозионного режима течения на всех участках;

при выборе варианта системы нефтегазосбора — применение двухтрубной системы нефтегазосбора на некоторых участках в целях обеспечения длительного (до 60—80% времени эксплуатации месторождения) существования антикоррозионного режима течения жидкости в трубопроводах;

при выполнении гидравлического расчета трубопроводов — применение диаметров, обеспечивающих антикоррозионный режим течения на коллекторе и на участках, примыкающих к пункту сбора.

2.7. Для участков, на которых невозможно применение технологических методов защиты в течение всего периода эксплуатации, а также для тех, на которых в начальный и конечный периоды эксплуатации наблюдается коррозионный режим, в проекты обустройства закладывается ингибиторная защита.

2.8. При разработке генеральной схемы обустройства новых месторождений, а также при реконструкции систем нефтегазосбора эксплуатируемых месторождений, средний дебит куста которых не менее 200 $м^3$/сут, пункты сбора нефти (ДНС, КСП, УПСВГ) расставляются с учетом максимальной длины ветви.

Максимальная длина ветви рассчитывается следующим образом:

2.8.1. Исходя из физико-химических свойств нефти, газа и воды, среднего расхода жидкости, собираемой с одного направления нефтесбора, и обводненности продукции при максимуме добычи (то есть в момент, для которого проектируется система нефтегазосбора), рассчитывается условный диаметр трубопровода, обеспечивающий антикоррозионный режим течения жидкости:

при $\mu_н \leqslant 25$ мПа·с

$$D_{кр} = \left[\frac{Q_{см}\,\nu_c^{0,0733}\,\rho_c^{0,536}\,(-10{,}96\beta^2 + 9{,}94\beta + 1)^{0,659}}{5{,}254\sigma^{0,171}\,[g\,(\rho_в - \rho_э)]^{0,366}}\right]^{0,441}; \quad (1)$$

при $\mu_н > 25$ мПа·с

$$D_{кр} = \left[\frac{Q_{см}\,\rho_н^{0,615}\,\nu_н^{0,231}}{1{,}916\sigma^{0,41}\,[g\,(\rho_в - \rho_э)]^{0,205}\,e^{2,22\beta^{7,63}}}\right]^{0,494}, \quad (2)$$

где $\mu_н$ — динамическая вязкость безводной дегазированной нефти, мПа·с;

$Q_{см}$ — объемный секундный расход смеси, $м^3/с$;

$\nu_с$, $\nu_н$ — коэффициент кинематической вязкости среды и нефти, соответственно, $м^2/с$;

$\rho_с$, $\rho_в$, $\rho_э$, $\rho_н$ — плотность среды, воды, эмульсии и нефти, соответственно, $кг/м^3$;

β — расходное газосодержание;

σ — поверхностное натяжение на границе нефть—вода, Н/м;

$g=9{,}81$ — ускорение свободного падения, $м/с^2$.

Формулы для расчета величин, входящих в выражения (1), (2), приведены в приложении 2.

2.8.2. Полученное значение условного диаметра используется в формуле для расчета максимальной длины ветви нефтесбора

$$L_{max} = \frac{\Delta P D_{кр}^{5} \pi^2 (1-\beta)}{8 Q_{см}^2 \rho_э \lambda_{см}},$$

где ΔP — перепад давления на ветви, Па;

$\lambda_{см}$ — коэффициент гидравлического сопротивления смеси, рассчитываемый в соответствии с ВСН 2.38—85.

2.8.3. Значение максимальной длины ветви L_{max} является расстоянием от пункта сбора до наиболее удаленного куста, продукция которого собирается на данный пункт. Расстановка пунктов сбора с лимитированной длиной ветви обеспечивает работу трубопроводов в антикоррозионном режиме на 85—100% участков системы нефтегазосбора, то есть позволяет наиболее эффективно использовать технологические методы защиты от коррозии.

2.8.4. Решение о расстановке пунктов сбора — количестве пунктов, длине ветви, количестве параллельных трубопроводов и др. должно приниматься на основании технико-экономического расчета с учетом эксплуатационных затрат на ингибиторную защиту.

2.9. В соответствии с ВНТП 3—85 запроектированная система нефтегазосбора должна обеспечивать защиту от коррозии в широких пределах изменения параметров работы трубопроводов, обусловленных динамикой разработки месторождения. Технологической основой этого требования является применение на некоторых участках двухтрубной системы сбора вместо однотрубной. При этом 60—80% времени разработ-

ки месторождения режим течения жидкости в этих трубопроводах будет антикоррозионным. При проектировании систем нефтегазосбора должен обязательно рассматриваться вариант применения двухтрубной схемы сбора на участках, примыкающих к пунктам сбора, диаметр которых превышает 325 мм, переходах через водные преграды, автодороги, а также на протяженных (более 3000 м) участках с коррозионным режимом течения жидкости. При этом в соответствии с приложением 3 рассчитываются технико-экономические показатели однотрубного и двухтрубного вариантов сбора и в проект закладывается вариант с минимальными приведенными затратами.

2.10. При проведении гидравлического расчета трубопроводов возможны различные варианты применения технологических методов защиты и ингибирования.

2.10.1. Если фактическая длина ветви L не превышает максимальную L_{max}, то во всех трубопроводах на период максимальной добычи жидкости Q_{max} наблюдается антикоррозионный режим течения, ингибиторная защита в этом случае требуется только в начальный и конечный периоды разработки месторождения (для месторождений Западной Сибири при $Q \leqslant 0{,}80Q_{max}$).

2.10.2. Для малодебитных месторождений (средний дебит куста $Q_к < 200$ м^3/сут) и в случае $L > L_{max}$ некоторые участки системы нефтегазосбора могут иметь коррозионный режим течения на протяжении всего периода эксплуатации. В этом случае в первую очередь необходимо предусматривать применение технологических методов защиты на возможно большем протяжении нефтегазосборного коллектора, примыкающего к пункту сбора. Для выполнения этого условия диаметр трубопровода не должен превышать критический ($D_{кр}$), рассчитываемый по формуле (1) или (2) при соответствующем значении расхода жидкости. Не допускается проектирование систем нефтегазосбора с чередованием участков с коррозионным и антикоррозионным режимами течения.

2.10.3. После выполнения гидравлического расчета и определения диаметров трубопроводов на всех участках проектируемой системы нефтегазосбора определяется режим течения жидкости и в соответствии с приложением 1 рассчитывается значение максимальной скорости коррозии ρ_{max}.

2.10.4. Для участков с $\rho_{max} > 0{,}5$, на которых невозможно применение технологических методов, обязательно проектируется ингибиторная защита в соответствии с приложением 4. При $0{,}25 \leqslant \rho_{max} \leqslant 0{,}5$ необходимость ингибиторной защиты

определяется технико-экономическим обоснованием. При $\rho_{max} < 0{,}25$ и при отсутствии в добываемой продукции СВБ, H_2S, O_2 защитные мероприятия не требуются.

2.11. На каждом направлении нефтегазосбора должна быть запроектирована одна контрольная точка в конце коллектора (на участке, примыкающем к пункту сбора, или перед врезкой одного сборного коллектора в другой) с двумя вантузами, оснащенными задвижками соответствующего типоразмера и устройствами для зондирования трубопроводов по чертежу УЗТ 1.000 или УЗТ 2.000 (Гипротюменнефтегаз).

3. ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ НА СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1. Защита от коррозии трубопроводов системы нефтегазосбора на стадии эксплуатации обеспечивается следующими мероприятиями:

созданием антикоррозионного режима транспортирования продукции скважин;

своевременным прогнозированием аварий и выбраковкой участков трубопроводов, пораженных коррозией;

возможно ранним разделением продукции скважин (сброс воды и газа);

ингибированием с предварительной гидравлической очисткой внутренней поверхности трубопроводов от водных скоплений и рыхлых осадков;

регулярным контролем агрессивности продукции скважин, режима течения, скорости коррозии.

3.2. Для определения режима работы трубопроводов системы нефтегазосбора необходимо иметь точную технологическую схему с указанием диаметра и длины каждого участка, расположение точек контроля, а также физико-химические и технологические параметры работы трубопроводов, указанные в приложении 2. На основании этих данных для каждого участка нефтесбора в соответствии с приложением 2 рассчитываются скорость течения газоводонефтяной смеси $v_{см}$, критическая скорость $v_{кр}$, при которой достигается антикоррозионный режим, а также параметр, характеризующий режим течения жидкости в трубопроводе ($w = v_{см}/v_{кр}$). При $w > 1$ режим антикоррозионный, при $w \leqslant 1$ — коррозионный.

3.3. Для каждого участка нефтесборной сети в соответствии с приложением 1 рассчитывается максимальная ско-

рость коррозии ρ_{max}, учитывающая агрессивность среды (содержание ионов Cl^-, Ca^{2+}, HCO_3^- и показатель концентрации ионов водорода pH) и гидродинамические параметры работы трубопровода (давление, скорость смеси и параметр режима).

3.4. Значения максимальной скорости коррозии ρ_{max}, срока службы трубопровода t и параметр режима течения w позволяют рассчитать в соответствии с приложением 5 значения остаточной толщины стенки трубопровода $\sigma_{ост\,кр}$, средней глубины коррозионного поражения $\sigma_{ср}$, определить места наиболее вероятного порыва и принять решение о целесообразности ремонта или необходимости отбраковки всего участка нефтегазопровода, а также выбрать методы защиты от коррозии.

3.5. Отбракованные участки трубопроводов заменяются новыми, диаметр которых рассчитывается по формуле (1) или (2), где значения расхода Q и обводненности n выбираются в соответствии с динамикой изменения добычи жидкости на кустах, с которых продукция собирается в заменяемый трубопровод.

3.6. При выборе методов защиты основное внимание уделять участкам, наиболее подверженным локальной коррозии ($w \leqslant 1$), и участкам, транспортирующим агрессивную продукцию скважин ($\rho_{max} \geqslant 0{,}5$). При этом возможны следующие случаи:

3.6.1. При $w \leqslant 1$ и $\rho_{max} \geqslant 0{,}5$ обязательно применение защитных мероприятий. В первую очередь применяются технологические методы защиты (увеличение загрузки трубопровода путем подключения новых кустов или отключения параллельных трубопроводов). При невозможности достижения антикоррозионного режима применяется ингибиторная защита.

3.6.2. При $w \leqslant 1$ и $0{,}25 \leqslant \rho_{max} < 0{,}5$ применять технологические методы защиты. Ингибирование применяется только после проведения технико-экономического обоснования.

3.6.3. При $w \leqslant 1$, $\rho_{max} < 0{,}25$ применять технологические методы защиты или периодическую гидравлическую промывку трубопроводов. Ингибирование в данном случае нецелесообразно.

3.6.4. При $w > 1$, $\rho_{max} \geqslant 0{,}25$ применять технологические методы защиты (экономически обоснованный сброс попутного газа и воды на кустах, добывающих продукцию наиболее агрессивных пластов). Ингибирование применять только после проведения технико-экономического обоснования.

3.6.5. При $w > 1$, $\rho_{max} < 0{,}25$ участок является некоррозионноопасным, защита от коррозии не требуется.

3.7. Ингибитор и технология его применения выбираются

в каждом конкретном случае с учетом обводненности продукции и гидродинамического режима течения в соответствии с приложением 4.

3.8. Для улучшения адсорбции ингибитора на внутренней поверхности трубопроводов и повышения эффективности ингибиторной защиты рекомендуется проведение периодической очистки трубопроводов от шлама, рыхлых осадков и водных скоплений. Очистку можно производить механическим способом с применением скребков, ершей или шаров-разделителей по РД 39-23-1082—84, промывкой с применением моющих средств типа МЛ-80 по РД 39-1-1094— 84 или гидравлическую очистку.

3.9. Гидравлическая очистка применяется в течение 12— 24 часов перед применением ингибиторов коррозии не реже 1 раза в квартал. Она заключается в увеличении расхода жидкости в трубопроводе путем переключения параллельных трубопроводов или подключения новых кустов с целью достижения скоростью смеси критического значения $U_{кр}$, что обеспечивает удаление из трубопровода рыхлых осадков.

3.10. Критическая скорость выноса рыхлых осадков водной фазой расслоенного потока рассчитывается по следующей формуле:

$$U_{кр} = 710 \sqrt[3]{\nu_в \frac{\rho_п - \rho_в}{\rho_в}} \sqrt[6]{S\Psi} \sqrt[3]{D},$$

где $\nu_в = 10^{-6}$ м^2/с — коэффициент кинематической вязкости воды;

$\rho_п$, $\rho_в$ — плотность осадка и воды, соответственно, кг/м^3;

S — объемная концентрация твердой фазы, м^3/м^3;

Ψ — коэффициент фиктивного лобового сопротивления (табл. 1);

D — внутренний диаметр трубопровода, м.

Таблица 1

Крупность частиц d, мм	0,05-0,1	0,1-0,25	0,25-0,5	0,5-1	1-2	2-3	3-5	5-10	10-20
Коэф. фикт. лобового сопротивления Ψ	0,02	0,2	0,4	0,8	1,2	1,5	1,8	1,9	2

При отсутствии данных о плотности, крупности и объемной концентрации рыхлых осадков в расчетах можно использовать средние значения этих величин:
$\rho_п = 2650$ кг/м^3, $S = 2 \cdot 10^{-5}$ м^3/м^3; $d = 10^{-3}$ м.

3.11. Контроль применения защитных мероприятий.

3.11.1 Для контроля применения защитных мероприятий каждое направление нефтегазосбора должно быть оборудовано одной контрольной точкой в конце каждого коллектора с двумя вантузами. Патрубки с условным диаметром 50—80 мм и высотой 200—300 мм устанавливать строго вертикально на верхней образующей трубопровода, оснащать задвижками соответствующего типоразмера и устройствами для зондирования трубопроводов по чертежу УЗТ 1.000 или УЗТ 2.000 (Гипротюменнефтегаза). Точки контроля должны располагаться с учетом доступности для обслуживания, в местах возможного образования застойных зон или на горизонтальных участках трубопроводов, но на расстоянии не ближе 60—100 м от врезок кустов, переходов под дорогами, поворотов трассы и других местных сопротивлений, способствующих турбулизации потока.

3.11.2 Режим течения жидкости контролируется по мере необходимости, но не реже одного раза в квартал путем отбора проб жидкости с нижней образующей трубопровода.

3.11.3. Скорость коррозии стали измеряется методами гравиметрии или с помощью коррозиметрических приборов.

3.11.4. Эффективность применения ингибиторной защиты оценивается по снижению скорости коррозии, а также путем измерения остаточного содержания ингибитора в водной фазе.

3.11.5. Основным технологическим показателем эффективности применения защитных мероприятий является снижение числа аварий по причине коррозии, потерь нефти и затрат на ликвидацию таких аварий.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
Обязательное

МЕТОДИКА РАСЧЕТА МАКСИМАЛЬНОЙ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

Методика предназначена для оценки коррозионного состояния проектируемых, строящихся и действующих нефтегазопроводов. На основании приведенных ниже зависимостей рассчитывается максимально возможная скорость неравномерной коррозии трубопроводов при соответствующих физико-химических параметрах воды и гидродинамическом режиме потока.

1. **Исходные данные для расчета**

1.1. Исходными данными для расчета служат:

содержание ионов хлора Cl^-, г/л;

содержание ионов бикарбоната, HCO_3^-, мг/л;

содержание ионов кальция Ca^{2+}, мг/л;

показатель концентрации водородных ионов, pH;

среднее давление в нефтегазопроводе P, МПа;

средняя скорость потока водогазонефтяной смеси $v_{см}$, м/с;

отношение средней скорости смеси и критической скорости, рассчитываемой согласно приложению 2, $v_{см}/v_{кр}$.

1.2. Величины pH, HCO_3^- и P однозначно определяют содержание свободного углекислого газа в попутно добываемой воде, содержание ионов Cl^-, Ca^{2+} характеризуют возможность образования катодных осадков соединений железа, а значения $v_{см}$ и $v_{см}/v_{кр}$ — условия отделения пластовой воды и образования гальванических макропар.

1.3. В реальных условиях при замерах pH пластовой воды в стационарной лаборатории получаются данные, завышенные на 0,3—0,8 единицы вследствие выделения углекислого газа из воды при транспортировке. Методика учитывает эту погрешность. Если же измерения pH производились полевым прибором в момент отбора пробы, полученную величину нужно увеличить на 0,5 единицы и только после этого использовать в расчетах.

1.4. При расчете скорости коррозии действующего нефтегазопровода используются фактические значения параметров. При этом за содержание ионов и pH принимается среднее значение, рассчитанное по меньшей мере из трех анализов, выполненных в течение трех месяцев.

1.5. Если в пластовых водах обнаруживается присутствие различных видов бактерий, то возможно существенное увели-

чение скорости коррозии. В этом случае в процессе эксплуатации месторождения необходима корректировка значений расчетной скорости коррозии по данным промысловых экспериментов.

1.6. Если по отдельному участку нефтесбора отсутствуют данные анализа воды, допускается рассчитывать их по средним химическим составам вод различных пластов и объемам их добычи или по химическому составу вод всех скважин и их дебитам с использованием аддитивных зависимостей:

$$M_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^{n} M_i Q_i}{\sum_{i=1}^{n} Q_i}, \qquad (3)$$

где M_i — значения определяемого фактора для каждого пласта;

Q_i — объем воды данного пласта, поступающей в трубопровод.

1.7. При расчете скорости коррозии проектируемых нефтегазопроводов используются данные усредненного химического состава пластовых вод, полученных из скважин. Значения P, $v_{см}$, $v_{см}/v_{кр}$ рассчитываются по данным проектного задания.

2. **Расчет максимальной скорости коррозии**

2.1. Неравномерная максимальная скорость коррозии рассчитывается по формуле

$$\rho_{max} = K_x K_г ; \qquad (4)$$

$$K_x = K_{Cl} K_{HCO_3} K_{Ca} K_{pH} ; \qquad (5)$$

$$K_г = K_р K_{v_{см}} K_{v_{см}/v_{кр}} , \qquad (6)$$

где ρ_{max} — максимальная скорость коррозии, мм/год;

K_x — коэффициент, учитывающий влияние химических факторов;

$K_г$ — коэффициент, учитывающий влияние гидродинамических факторов.

2.2. Значения коэффициентов K_{Cl}, K_{Ca}, K_{HCO_3}, K_{pH}, $K_р$, $K_{v_{см}}$, $K_{v_{см}/v_{кр}}$ приведены в табл. 2. Для приближенного расчета подбираются коэффициенты, соответствующие значению фактора по табл. 2. Для уточненного расчета производится интерполяция или аппроксимация табличных данных полиномами.

2.3. При проектировании антикоррозионной защиты трубопроводов величина коэффициента K_x, учитывающего влияние химических факторов, рассчитывается по средним для месторождения данным о химическом составе пластовых вод и поэтому является постоянной, а величина коэффициента $K_г$,

учитывающего влияние гидродинамических факторов, определяется для каждого участка после проведения гидравлического расчета.

2.4. Выбор коэффициента $K_{v_{см}/v_{кр}}$ осуществляется в зависимости от значений диаметра, которые разделены на три группы.

2.5. При обводненности продукции выше 70% для нефтей с вязкостью менее 25 мПа·с, а для нефтей с вязкостью более 25 мПа·с — свыше 80% значение коэффициента $K_{v_{см}/v_{кр}}$ в случае $v_{см}/v_{кр} > 1$ выбирается как для $v_{см}/v_{кр} = 1$.

Таблица 2

Алгоритм расчета локальной скорости коррозии нефтесборных коллекторов

Cl^-, г/л	6	8	10	12	14	16	18	20	22	
K_{Cl}	0,9	1,0	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,3	1,3	
HCO_3^-, мг/л	100	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	2000
K_{HCO_3}	0,6	0,8	1,0	1,15	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,75
Ca^{2+}, мг/л	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
K_{Ca}	0,85	0,9	0,95	1,0	1,05	1,1	1,15	1,2	1,2	1,2
pH	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5				
K_{pH}	3,0	2,5	2,0	1,0	0,3	0,1				

$$K_x = K_{Cl} K_{HCO_3} K_{Ca} K_{pH}$$

P, МПа	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
K_p	0,6	0,8	0,9	1,0	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,3
$v_{см}$, м/с	1	1,1	1,3	1,6	2,0	2,2	2,5	3	3,3	
$K_{v_{см}}$	1	1,1	1,3	1,6	2,0	2,2	2,5	1,3	1,3	

$v_{см}/v_{кр}$	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	2,0	2,2
					$K_{v_{см}/v_{кр}}$								
$D \leqslant 377$	0,8	0,4	0,5	1,2	0,6	0,7	0,5	0,9	0,4	0,4	0,08	0,04	0,06
$377 < D \leqslant 530$	0,8	0,5	0,7	0,6	0,8	1,5	0,7	0,6	0,6	0,3	0,08	0,07	0,06
$D > 530$	1,0	0,6	0,7	1,0	1,4	1,0	0,6	0,3	0,3	0,3	0,06	0,06	0,06

$$K_r = K_p K_{v_{см}} K_{v_{см}/v_{кр}}$$

$$\rho_{макс} = K_x K_r$$

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
Обязательное

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ АНТИКОРРОЗИОННЫХ РЕЖИМОВ

Настоящая методика устанавливает порядок и критерии определения антикоррозионного режима на основе исходных данных о физико-химических свойствах перекачиваемых сред и гидродинамических параметрах транспорта при проектировании и эксплуатации трубопроводов систем нефтегазосбора.

1 **Исходные данные**

Для определения режима работы нефтесборной сети необходимы исходные данные, делящиеся на две группы: данные, относящиеся ко всей нефтесборной сети, и данные по участкам. Для участков сети, на которых имеется несколько коллекторов, исходные данные указываются для каждого коллектора.

К общим исходным данным относятся:

$\mu_н$ - динамическая вязкость безводной дегазированной нефти, Па·с;

$\mu_г$ — динамическая вязкость газа, Па·с;

T — температура перекачки, К;

$\rho_г$ — плотность газа, кг/м^3;

$\rho_в$ — плотность воды, кг/м^3;

$\rho_{но}$ — плотность нефти, кг/м^3;

$\rho_{воз}$ — плотность воздуха, кг/м^3;

$P_{нас}$ — давление насыщения, Па;

σ — поверхностное натяжение на границе нефть—вода, Н/м.

К данным по участкам сети относятся:

Q — массовый расход жидкости, т/сут;

$P_н$ — давление в начале участка, Па;

$P_к$ — давление в конце участка, Па;

D — внутренний диаметр, м;

n — доля воды весовая;

$Г_ф$ — газовый фактор, м^3/м^3.

2. **Существование антикоррозионного режима.**

Условие существования антикоррозионного режима выполняется при скорости смеси выше критической скорости перехода от расслоенного режима к эмульсионному, определяемой в зависимости от свойств перекачиваемой среды по следующим формулам:

а) при $\mu_н \leqslant 25$ мПа·с, $n < 0{,}3$ $\leqslant 25\ сп$

$$v_{кр} = \sqrt{Fr_{кр}\, g\, D}, \qquad (7)$$

где $Fr_{кр} = 0{,}159/(1-n)^2$ при $0 < \beta/(1-\beta) < 2{,}72$, (8)

$$Fr_{кр} = \frac{0{,}02}{(1-n)^2}\left(\frac{\beta}{1-\beta}\right)^2 \text{ при } 2{,}72 \leqslant \frac{\beta}{1-\beta} < 7{,}38 \ (\beta = 0{,}88), \quad (9)$$

$$Fr_{кр} = \left\{\frac{23\,\beta/(1-\beta)}{1+\beta/(1-\beta)} - 19\right\}\frac{1}{(1-n)^2} \text{ при } 7{,}38 \leqslant \frac{\beta}{1-\beta}; \quad (10)$$

б) при $\mu \leqslant 25$ мПа·с, $n \geqslant 0{,}3$

$$v_{кр} = 6{,}69\,\frac{D^{0{,}268}\,\sigma^{0{,}171}\,|(\rho_в - \rho_э)\,g|^{0{,}366}}{\nu_c^{0{,}073}\,\rho_c^{0{,}536}\,|-10{,}96\beta^2+9{,}94\beta+1|^{0{,}659}}, \quad (11)$$

где $\rho_э = 0{,}8\rho_н + 0{,}2\rho_в$ — плотность эмульсии с обводненностью $n = 0{,}2$, кг/м^3;

$\rho_c = \rho_э$ при $n < 0{,}5$,

$\rho_c = \rho_в$ при $n \geqslant 0{,}5$,

$\nu_c = (\mu_{нр}/\rho_э)1{,}8$ — кинематическая вязкость смеси при $n < 0{,}5$, м^2/с;

$\nu_c = \nu_в = 10^{-6}$ при $n \geqslant 0{,}5$, м^2/с;

в) при $\mu > 25$ мПа·с

$$v_{кр} = 2{,}44\left[\frac{\sigma^2(\rho_в - \rho_н)\,gD^{0{,}125}}{\rho_н^3\,\nu_н^{1{,}125}}\right]^{0{,}205} e^{2{,}22\,\beta^{7{,}63}}, \quad (12)$$

где $e = 2{,}72$.

3. **Алгоритм расчета.**

Рассчитываем среднее давление на участке, Па,

$$P_{ср} = (P_н + P_к)/2. \quad (13)$$

Находим условный газовый фактор. При совместной транспортировке нефтей с различным газовым фактором $\Gamma_ф$ средние величины рассчитываются по аддитивным зависимостям:

$$\Gamma_у = \frac{1}{\sum_{i=1}^{n} Q_i}(\Gamma_{ф1}Q_1 + \Gamma_{ф2}Q_2 + \ldots), \quad (14)$$

где индексы относятся к нефти каждого вида. В случае газлифтного способа эксплуатации скважин рассчитывается условный газовый фактор по формуле

$$\Gamma_у = \Gamma_ф + Q_г/Q \quad (15)$$

где $Q_г$ — расход газа на газлифт, м^3/сут;

$Q_н$ — расход нефти, м^3/сут.

Определяем объем растворенного газа $\Gamma_р$ при $P_{ср}$, м^3/м^3,

$$\Gamma_р = 1{,}3\,\Gamma_н P_{ср}/P_{нас}\ . \qquad (16)$$

Находим плотность безводной дегазированной нефти при температуре перекачки, кг/м^3:

$$\rho_н = \rho_{но} - (1{,}825 - 0{,}00135\rho_{но})\,(T - 293), \qquad (17)$$

где $\rho_{но}$ — плотность безводной дегазированной нефти при температуре 293 К;

T — температура перекачки, К.

Определяем объемный расход жидкости в коллекторе, м^3/с:

$$Q_ж = Q\left(\frac{n}{\rho_в} + \frac{1-n}{\rho_н}\right)\frac{1}{86{,}4}\ . \qquad (18)$$

Определяем коэффициент объемного расширения нефти:

$$B_н = a\Gamma_р\rho_н 10^{-3} + bt + c, \qquad (19)$$

где $a = 0{,}00237 + 0{,}00035\,(\Delta - 1)$;

$b = 0{,}0008658 + 0{,}0002623\,(\Delta - 1)$;

$t = (T - 273)\,100$;

$c = 0{,}9837 - 0{,}01858\,(\Delta - 1)$;

$\Delta = \rho_т/\rho_{воз}$,

$\rho_{воз} = 1{,}205$ — плотность воздуха, кг/м^3.

Коэффициент сжимаемости газа

$$z = 1 - [(P_{ср}\,10^{-5} - 6)\,(0{,}00345\Delta - 0{,}00446) + 0{,}015] \times [1{,}3 - 0{,}0144\,(T - 283)], \qquad (20)$$

при $\rho_г = 0$ или при $P_{ср} < 6\cdot 10^5$ Па принимаем $z = 1$.

Объемный расход жидкости в рабочих условиях, м^3/с:

$$Q_{жр} = Q_ж[(1 - n)\,(B_н - 1) + 1]. \qquad (21)$$

Объемный расход газа в рабочих условиях, м^3/с,

$$Q_{гр} = (1 - n)\,Q_ж\frac{P_0 zT}{P_{ср}T_0}(\Gamma_у - \Gamma_р)\ . \qquad (22)$$

Объемный расход смеси в рабочих условиях, м^3/с,

$$Q_{см} = Q_{жр} + Q_{гр}\ . \qquad (23)$$

Скорость течения смеси, м/с,

$$v_{см} = 4Q_{см}/\pi D^2\ . \qquad (24)$$

Расходное газосодержание

$$\beta = Q_{гр}/Q_{см} . \qquad (25)$$

Динамическая вязкость нефти в рабочих условиях, Па·с,

$$\mu_{нр} = d/(\Gamma_р q + f) , \qquad (26)$$

$q = 0{,}0029 - 0{,}008922 \lg \lg (\mu_н/d)$,
$f = 10^{0{,}002096 - 1{,}00698 \lg (\mu_н/d)}$,
$\mu_н > 0{,}11$ Па·с, $d = 0{,}1$,
при $\mu_н < 0{,}11$ Па·с $d = 10^{-3}$,
если $\Gamma_р = 0$, то $\mu_{нр} = \mu_н$.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3
Обязательное

РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ ВЫБОРЕ ВАРИАНТА СИСТЕМЫ НЕФТЕСБОРА

При сравнении однотрубного и двухтрубного вариантов для участка нефтесборной сети необходимо рассчитать приведенные затраты по каждому варианту и выбрать вариант с минимальными приведенными затратами.

Приведенные затраты по каждому из вариантов рассчитываются по следующей формуле:

$$П_р = 0{,}1K + 0{,}077K\sum_{t=1}^{n} B_t + \sum_{t=1}^{n} (И_t + A_t) B_t , \qquad (27)$$

где K — затраты на капитальное строительство, тыс. руб.;
n — срок эксплуатации, на который рассчитывается трубопровод;
B_t — коэффициенты, определяемые по формуле

$$B_t = 1/(1 + 0{,}08)^t . \qquad (28)$$

Значения B_t для $i \leqslant 15$ приведены в табл. 3.

Таблица 3

t	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
B_t	0,926	0,858	0,794	0,733	0,681	0,63	0,583	0,54	0,5	0,463	0,429	0,397	0,368	0,34	0,315

$И_t$ — затраты на ингибирование в i-м году, тыс. руб.;
A_t — затраты на ликвидацию аварий, тыс. руб.

Затраты на ингибиторную защиту в i-м году определяются по формуле

$$И_t = Q_t\, q\, S , \qquad (29)$$

где Q_t — расход жидкости на участке в i-м году в зависимости от динамики добычи, м^3/год;
q — удельный расход ингибитора, т/м^3;
S — удельные затраты на ингибирование, тыс. руб./т.

По многолетним данным о применении ингибиторов коррозии на месторождениях Западной Сибири, средний удельный расход ингибитора $q = 4 \cdot 10^{-5}$ т/м^3, а удельные затраты на ингибирование $S = 1{,}84$ тыс. руб./т.

Затраты на ликвидацию аварий A_i учитывают прямые затраты, связанные непосредственно с ремонтом прокорродировавшего трубопровода, и косвенные потери от разлива и недодобычи нефти за время простоя аварийного трубопровода и рассчитываются по следующей формуле:

$$A_i = Lm(1 - э)\,[S_а + S_н(P + H)]\,, \qquad (30)$$

где L — длина участка, км;

m — удельная частота порывов трубопровода данного диаметра, шт./км·год;

э — эффективность защиты от коррозии, в расчет берем э = 0,8;

$S_а$ — затраты, связанные с ремонтом трубопровода при аварии, тыс. руб.;

$S_н$ — стоимость нефти, тыс. руб./т;

P — количество разливаемой при аварии нефти, т;

H — количество недодобытой нефти из-за простоя трубопровода, т.

Значения удельной частоты порывов для трубопроводов различного диаметра приведены в табл. 4.

Таблица 4

Диаметр, м	219	273	325	426	530	720	820
m, шт./км·год	0,005	0,015	0,022	0,051	0,155	0,209	0,463

Значения $S_а$, $S_н$, P, H для однотрубного и двухтрубного вариантов приведены в табл. 5.

Таблица 5

	Однотрубный вариант	Двухтрубный вариант
Затраты на ремонт $S_а$, тыс. руб	30	30
Стоимость 1 т нефти $S_н$, тыс. руб.	0,023	0,023
Количество разливаемой при аварии нефти P, т	12	6
Количество недодобытой нефти из-за простоев H, т	1800	—

ПРИЛОЖЕНИЕ 4
Обязательное

ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ

1. Общие положения

1.1. Ингибиторы коррозии и ингибиторы-бактерициды применяются там, где другие методы борьбы с коррозией (технологические, покрытия и др.) неэффективны или их применение экономически неоправданно

1.2 Для защиты внутренней поверхности нефтегазопровода от коррозии применяются вододиспергируемые, водорастворимые и углеводородорастворимые ингибиторы по технологии постоянного дозирования в транспортируемую среду или по технологии однократных обработок трубопровода (периодическая подача ударных доз с ингибиторной установки, рассредоточенная подача через скважину, обработка «пробкой» ингибитора между разделителями)

1.3 Ингибитор коррозии, ингибитор-бактерицид и бактерицид, а также технология защиты (постоянная, периодическая и рассредоточенная подачи реагента) выбираются по табл. 6 с учетом агрессивности транспортируемой по трубопроводу среды, гидродинамики потока, физико-химических характеристик реагента и технико-экономических показателей технологического процесса

1.4 Ингибиторы коррозии и ингибиторы-бактерициды должны применяться в строгом соответствии с технологией, изложенной в руководящем документе, инструкции или другом нормативном документе на данный реагент

1.5 Закачка ингибитора осуществляется, как правило, в состоянии поставки, поэтому в зимнее время необходимо использовать незамерзающие реагенты.

1.6. Если по исходным данным для защиты направления нефтегазосбора или системы в целом могут быть применены несколько технологий, то окончательный выбор производится путем сравнения технико-экономических показателей различных вариантов защиты и ресурсов выбираемых реагентов.

1.7 Во избежание возможного отрицательного взаимного влияния различных реагентов при их смешении технология защиты каждого направления нефтегазосбора должна предусматривать применение только одного реагента.

1.8. Участки системы нефтегазосбора должны обрабатываться ингибиторами коррозии в таком порядке, чтобы концентрация их в водной фазе продукции, поступающей на пер-

вую ступень сепарации, не превышала 100 мг/л При применении технологии рассредоточенной подачи ингибитора через скважину допустимо кратковременное двух-, трехкратное превышение указанной концентрации

2. Постоянная и периодическая дозированная подача реагента

2 1 Необходимым условием эффективности постоянной дозированной подачи ингибиторов является достаточно однородная структура потока по всей длине нефтесборного коллектора Способ рекомендуется для высокообводненных потоков со скоростями движения продукции скважин более 1 м/с

2 2 Периодическая дозировка является более экономичным способом защиты, но может быть реализована только при использовании ингибиторов, обладающих последействием, например Корексит 7755, Корексит-7798, СНПХ-1003, ИК-5М и др

2 3 Для постоянной и периодической дозировочной подачи ингибиторов коррозии необходимо применять автоматизированные установки в блочном исполнении типа БРХ, БР-2,5, БР-10, БР-25 (каталог «Оборудование для промысловой подготовки нефти, газа и воды» — М . ЦИНТИхимнефтемаш, 1983)

2 4 Рекомендуется монтировать установки на наиболее удаленных от сборного пункта кустах скважин Одной ингибиторной установкой рекомендуется защищать нефтесборные коллекторы протяженностью до 3 км Для защиты более протяженных, а также разветвленных коллекторов следует использовать несколько установок

2 5 Обвязка ингибиторных установок должна быть выполнена так, чтобы обеспечивалась подача в защищаемый трубопровод ударных (периодических) и постоянных (рабочих) доз реагента При двухтрубном сборе ударные обработки коллекторов производятся поочередно одним насосным агрегатом, а рабочее дозирование осуществляется в каждый трубопровод постоянно отдельным насосным агрегатом

2 6 При подаче ингибитора в трубопровод узел ввода располагать на участке с коррозионным режимом течения на расстоянии не менее 25 м от замерной установки, задвижки и других элементов трубопровода, возмущающих поток Если в головной части защищаемого трубопровода режим течения

Выбор ингибиторов коррозии, бактерицидов и технологии их применения защиты нефтегазосборных Западной

Марка реагента, ТУ, РД на применение завод изготовитель оптовая цена по состоянию на 1 01 88 г руб /т	Физико химические характеристики						Применимость ингибитора в средах содержащих		
	$t_{\text{з}}$, °С не выше	ρ при 20° С г/см^3	η при 20° С, с Ст не более	$t_{\text{вс}}$ °С	Класс опасности по ГОСТ 12 1 007—76	ПДК в воздухе рабоч зоны, мг/м^3	H_2S	CO_2	O_2
Корексит 7798— ингибитор коррозии ТУ на импортный химический продукт, применяемый в нефтяной промышленности СССР Фирма «*Esso CHEMICAL*», США 1133 руб /т	—50	0,892	3,1	64	4	50 по ароматич раство рителю	+	+	+
Корексит 7755— ингибитор коррозии ТУ на импортный химический продукт, применяемый в нефтяной промышленности СССР Фирма «*Esso CHEMICAL*», США 1133 руб./т	—35,5	0,895	15,0	46	4	То же	+	+	+

* Усредненное значение для расчета потребности в реагенте

Таблица 6

ингибиторов-бактерицидов, при проектировании ингибиторной трубопроводов на месторождениях Сибири

Технология применения ингибитора для защиты промысловых трубопроводов от коррозии	Применимость технологии (+)									Удельн расход, обраба тываем жидко сти* кг/м³
	Технологическая форма реагента	Обводнен трансп продукции скважин, %	Нефтегазосборные трубопроводы							
			с коррозионным режимом течения при скоростях движения м/с				с антикоррозионным режимом течения при скоростях движения, м/с			
			до 0 5	0 5 1 0	1,0 2,0	свыше 2,0	до 1,0	1,0-2,0	свыше 2 0	
Постоянное дозирование 25—50 г/м³ с периодическими ударными обработками 100—200 г/м³ в течение 24—48 ч	Товарная форма или 10-30% эмульс в воде	До 20	—	—	+	+	н	н	н	0,036
		20— 50	—	—	+	+	н	н	н	
		50— 80	—	—	+	+	н	н	н	
		80—100	—	—	+	+	—	+	+	
Однократные обработки с дозировкой 200—300 г/м³ через 25— 30 суток в течение 24 —48 ч	То же	До 20	—	+	+	+	н	н	н	0,013
		20—50	—	+	+	+	н	н	н	
		50—80	—	+	+	+	н	н	н	
		80 -100	—	+	+	+	+	+	+	
Рассредоточенно через затрубное пространство эксплуатационных скважин	Товарная форма	До 20	—	+	+	+	н	н	н	0,015
		20—50	—	+	+	+	н	н	н	
		50—80	—	+	+	+	н	н	н	
		80- 100	—	+	+	+	+	+	+	
«Пробкой» между разделителями один раз в 25—30 суток	То же	До 20	—	+	+	+	н	н	н	0,15 кг/м² поверхности трубы
		20—50	—	+	+	+	н	н	н	
		50 -80	—	+	+	+	н	н	н	
		80—100	—	+	+	+	+	+	+	
Постоянное дозирование 25 —50 г/м³ с периодическими обработками 200—250 г/м³ в течение 24 —48 ч	Товарная форма или 10— 30% эмульсия в воде	До 20	—	—	+	+	н	н	н	0,037
		20—50	—	—	+	+	н	н	н	
		50—80	—	—	+	+	н	н	н	
		80—100	—	—	+	+	—	+	+	
Однократные обработки дозировкой 300—500 г/м³ через 30—35 суток в течение 24—48 ч	Товарная форма или 10-30% эмульс в воде	До 20	—	+	+	+	н	н	н	0,017
		20—50	—	+	+	+	н	н	н	
		50—80	—	+	+	+	н	н	н	
		80—100	—	+	+	+	+	+	+	

Марка реагента, ТУ, РД на применение, завод-изготовитель, оптовая цена по состоянию на 1 01 88 г , руб /т	Физико-химические характеристики						Применимость ингибитора в средах, содержащих		
	$t_з$, °С, не выше	ρ при 20° С, г/см^3	η при 20° С, с Ст, не более	$t_{вс}$, °С	Класс опасности по ГОСТ 12 1 007—76	ПДК в воздухе рабоч зоны, мг/м^3	H_2S	CO_2	O_2
Додиген-180—ингибитор-бактерицид Инструкция по применению ингибитора-бактерицида Додиген-180 для защиты от коррозии нефтесборных трубопроводов на месторождениях Западной Сибири, Гипротюменнефтегаз, 1985 г Фирма «*Höechst*» ФРГ 2800 руб /т	—20	0,94	64	20	4	10,0 по изопропанолу	+	+	+
СНПХ-1003, марка Б—ингибитор-бактерицид ТУ 39-576565--7-020—85, РД 39-0147113--383—87 НПО Союзнефтепромхим 2200 руб /т	—35	0,95—0,98	100	28	3	2,0 по МЭП, 10,0 по изо бутанолу	+	+	—

* Усредненное значение для расчета потребности в реагенте

Продолжение табл. 6

Технология применения ингибитора для защиты промысловых трубопроводов от коррозии	Применимость технологии (+)									Удельн расход, обрабатываем жидкости*, кг/м³
	Технологическая форма реагента	Обводнен. трансп продукции скважин, %	Нефтегазосборные трубопроводы							
			с коррозионным режимом течения при скоростях движения, м/с				с антикоррозионным режимом течения при скоростях движения, м/с			
			до 0,5	0,5-1,0	1,0 2,0	свыше 2,0	до 1,0	1,0 2,0	свыше 2,0	
Рассредоточенно через затрубное пространство эксплуатационных скважин	Товар. форма	До 20	—	+	+	+	н	н	н	0,015
		20—50	—	+	+	+	н	н	н	
		50—80	—	+	+	+	н	н	н	
		80—100	—	+	+	+	+	+	+	
«Пробкой» между разделителями один раз в 30—35 суток	То же	До 20	—	+	+	+	н	н	н	0,15 кг на 1 м² поверхн. трубопров.
		20—50	—	+	+	+	н	н	н	
		50—80	—	+	+	+	н	н	н	
		80—100	—	+	+	+	+	+	+	
Постоянное дозирование 40—50 г/м³	—»—	До 20	+	+	+	+	н	н	н	0,040
		20—50	+	+	+	+	н	н	н	
		50—80	+	+	+	+	н	н	н	
		80—100	+	+	+	+	+	+	+	
Рассредоточенно через затрубное пространство эксплуатационных скважин	—»—	До 20	+	+	+	—	н	н	н	0,020
		20—50	+	+	+	—	н	н	н	
		50—80	+	+	+	—	н	н	н	
		80—100	+	+	+	—	+	+	—	
Постоянное дозирование 30—50 г/м³ с ударной обработкой 200 г/м³ в течение 24 ч в начале защиты	Товар форма или 10-30% раствор в воде	До 20	+	+	+	—	н	н	н	0,045
		20—50	+	+	+	—	н	н	н	
		50—80	+	+	+	—	н	н	н	
		80—100	+	+	+	—	+	+	—	
Рассредоточенно, через затрубное пространство эксплуатационных скважин	Товар. форма	До 20	+	+	+	—	н	н	н	0,030
		20—50	+	+	+	—	н	н	н	
		50—80	+	+	+	—	н	н	н	
		80—100	+	+	+	—	+	+	—	

Марка реагента, ТУ, РД на применение, завод-изготовитель, оптовая цена по состоянию на 1 01 88 г., руб /т	Физико-химические характеристики						Применимость ингибитора в средах, содержащих		
	$t_{з}$, °С, не выше	ρ при 20° С, г/см³	η при 20° С, сСт, не более	$t_{вс}$, °С	Класс опасности по ГОСТ 12 1 007 76	ПДК в воздухе рабоч зоны, мг/м³	H_2S	CO_2	O_2
СНПХ-6301, марка З ингибитор коррозии ТУ 39-576565--7-043 87 НПО Союзнефтепромхим 950 руб./т	−40	0,87	25	16	4	10,0 по изопропанолу, 100,0- по нефрасу	+	+	−
ИК-5М –ингибитор-бактерицид РД 39-0147323--315 88 Омский завод СК 750 руб /т	−40	1,0 1,1	25	26	3	1000,0 по этанолу	+	+	−
ВФИКС-82, марка А ингибитор коррозии ТУ 38 4-0262 86 Опытный завод ИХНП АН АзССР 436 руб /т	−20	1,2	6,0	—	4		+	+	+

* Усредненное значение для расчета потребности в реагенте

Продолжение табл. 6

Технология применения ингибитора для защиты промысловых трубопроводов от коррозии	Применимость технологии (+)									Удельн. расход, обрабатываем. жидкости*, кг/м³
	Технологическая форма реагента	Обводнен. трансп. продукции скважин, %	Нефтегазосборные трубопроводы							
			с коррозионным режимом течения при скоростях движения, м/с				с антикоррозионным режимом течения при скоростях движения, м/с			
			до 0,5	0,5-1,0	1,0-2,0	свыше 2,0	до 1,0	1,0-2,0	свыше 2,0	
Постоянное дозирование 30—50 г/м³ с периодической ударной обработкой 200 г/м³ в течение 24 ч	Товар. форма или 10% эмульс. в воде	До 20	+	+	+	+	н	н	н	0,045
		20—50	+	+	+	+	н	н	н	
		50—80	+	+	+	+	н	н	н	
		80—100	+	+	+	+	+	+	+	
Рассредоточенно через затрубное пространство эксплуатационных скважин	Товар. форма	До 20	+	+	+	+	н	н	н	0,030
		20—50	+	+	+	+	н	н	н	
		50—80	+	+	+	+	н	н	н	
		80—100	+	+	+	+	+	+	+	
Постоянное дозирование 25—30 г/м³ с периодическими ударными обработками 100—150 г/м³ в течение 24—48 ч	То же	До 20	—	—	+	+	н	н	н	0,030
		20—50	—	—	+	+	н	н	н	
		50—80	—	—	+	+	н	н	н	
		80—100	—	—	+	+	—	+	+	
Однократные обработки с дозировкой 150—300 г/м³ в течение 24—48 ч через 30—40 суток	—»—	До 20	+	+	+	—	н	н	н	0,010
		20—50	+	+	+	—	н	н	н	
		50—80	+	+	+	—	н	н	н	
		80—100	+	+	+	—	+	+	—	
Рассредоточенно через затрубное пространство эксплуатационных скважин	—»—	До 20	+	+	+	+	н	н	н	0,015
		20—50	+	+	+	+	н	н	н	
		50—80	+	+	+	+	н	н	н	
		80—100	+	+	+	+	+	+	+	
«Пробкой» между разделителями, один раз в 30—40 суток	—»—	До 20	—	+	+	—	н	н	н	0,15 кг на 1 м² поверхн. трубопровода
		20—50	—	+	+	—	н	н	н	
		50—80	—	+	+	—	н	н	н	
		80—100	—	+	+	—	+	+	+	
Постоянное дозирование 30—40 мг/м³ с периодическими ударными обработками 200 г/м³ через 30—60 сут.	—»—	До 20	+	+	—	—	н	н	н	0,040
		20—50	+	+	—	—	н	н	н	
		50—80	+	+	—	—	н	н	н	
		80—100	+	+	—	—	+	—	—	
Рассредоточенно в трубопроводы	Товар. форма	До 20	+	+	—	—	н	н	н	0,015
		20—50	+	+	—	—	н	н	н	
		50—80	+	+	—	—	н	н	н	
		80—100	+	+	—	—	+	—	—	

Марка реагента, ТУ, РД на применение, завод изготовитель, оптовая цена по состоянию на 1 01 88 г , руб /т	Физико-химические характеристики						Применимость ингибитора в средах, содержащих		
	$t_з$, °С не выше	ρ при 20° С, г/см^3	η при 20° С, с с т не более	$t_{всп}$, °С	Класс опасности по ГОСТ 12 1 007–76	ПДК в воздухе рабоч зоны, мг/м^3	H_2S	CO_2	O_2
СНПХ 6011Б-ингибитор коррозии ТУ 39-5765657-052—88 НПО Союзнефтепромхим 436 руб /т	—35	0,88	30,0	61	4	11,0	+	+	+
СНПХ-1002—бактерицид ТУ39-1069—85 Грозненский ГПЗ, Вознесенский ГПЗ	—52	1,2	200	90	3	10 по флотореагенту-эксалю	+	+	+

* Усредненное значение для расчета потребности в реагенте

Условные обозначения: $t_з$ — температура застывания; ρ — плотность; η — вяз
та или технологии возможно; «—» — факторы, при которых применение реагента

Окончание табл. 6

Технология применения ингибитора для защиты промысловых трубопроводов от коррозии	Применимость технологии (+)									Удельн. расход, обрабатываем. жидкости*, кг/м³
	Технологическая форма реагента	Обводнен. трансп. продукции скважин, %	Нефтегазосборные трубопроводы							
			с коррозионным режимом течения при скоростях движения, м/с				с антикоррозионным режимом течения при скоростях движения, м/с			
			до 0,5	0,5-1,0	1,0-2,0	свыше 2,0	до 1,0	1,0-2,0	свыше 2,0	
Постоянное дозирование 20 г/м³ с периодическими ударными обработками 200 г/м³ в течение 48 часов один раз в месяц	То же	До 20	—	—	+	+	н	н	н	0,032
		20—50	—	—	+	+	н	н	н	
		50—80	—	—	+	+	н	н	н	
		80—100	—	—	+	+	—	+	+	
Рассредоточенно через затрубное пространство эксплуатационных скважин	—»—	До 20	—	—	+	+	н	н	н	0,032
		20—50	—	—	+	+	н	н	н	
		50—80	—	—	+	+	н	н	н	
		80—100	—	—	+	+	—	+	+	
Периодические обработки с дозировкой 1500÷2000 г/м³ — 5—7 час, 200 г/м³ 3—4 сут, два раза в год		Все	+	+	+	+	+	+	+	0,07

кость; $t_{вс}$ — температура вспышки; «+» — факторы, при которых применение реагенили технологии нецелесообразно; н — применения ингибиторной защиты не требуется.

антикоррозионный, то ввод ингибитора можно предусмотреть перед штуцером или в выкидные линии 2–3 высокообводненных (более 90%) скважин куста.

2.7. Импульсные трубки от ингибиторных установок до точки ввода реагента в систему должны быть теплоизолированы.

2.8. Ингибитор вводится через трубчатый зонд (черт. УВ 2.00.000, Гипротюменнефтегаз), опущенный до низа трубопровода.

2.9. Для однократной (периодической) подачи применяются насосные агрегаты типа ЦА-320, АзИНмаш-35, «Бакинец» и др.

2.10. Количество реагента, л/ч, подаваемого в трубопровод, рассчитывается по формуле

$$q = \frac{Q_ж C_2}{240 C_1 \rho},$$

где $Q_ж$ — суточный расход жидкости, перекачиваемой по защищаемому участку трубопровода, м³/сут;

C_1 — концентрация ингибитора в рабочем растворе (при дозировании товарной формы $C_1 = 100$, %;

C_2 — рекомендуемая дозировка ингибитора, г/м³;

ρ — плотность рабочего раствора или товарной формы ингибитора, г/см³.

2.11. В целях повышения надежности защиты участков, примыкающих к сборным пунктам (ДНС, КСП и др.), защищаемых с помощью ингибиторных установок, целесообразно подкачивать ингибиторы коррозии через одну из скважин куста, врезанного в сборный коллектор на расстоянии не более 2 км от площадки.

3. Рассредоточенная подача ингибиторов

3.1. Способ заключается в периодической закачке крупных порций ингибитора в затрубное пространство высокообводненных скважин с агрессивной продукцией. Рекомендуется для нефтегазосборных коллекторов с изменяющимися по длине гидродинамическими параметрами потока.

3.2. Сущность способа состоит в принудительном диспергировании ингибитора в пластовой воде скважины, после чего в нефтегазосборный коллектор поступает водный раствор (дисперсия) повышенной концентрации, обеспечивающий защиту, в том числе в зонах водных скоплений.

3.3. При рассредоточенном методе защиты предпочтитель-

нее использовать ингибиторы, обладающие эффектом последействия не менее 20 суток. В соответствии с эффектом последействия назначается периодичность ввода реагентов в систему (20—30 суток).

3.4. Допускается применение ингибиторов повышенной плотности, например, ВФИКС-82, не обладающих эффектом последействия. В этом случае продолжительность защиты обеспечивается накоплением ингибитора в застойных участках трубопроводов.

3.5. Водорастворимые ингибиторы типа ВФИКС-82 рекомендуется использовать для защиты нефтесборных коллекторов большого диаметра (325—1020 мм) с пониженной скоростью потока (до 0,7 м/с).

3.6. Для ввода ингибитора на направлении нефтегазосбора выбираются кусты, выкидные линии которых врезаются в нефтегазосборный коллектор на расстоянии 2—3 км друг от друга.

3.7. При выборе кустов в первую очередь учитывается наличие на них скважин с оптимальными условиями для ввода ингибитора. Кроме того, предпочтительнее вводить ингибитор в скважины с наиболее агрессивной средой, с обводненностью более 50% и на кустах с наименьшей длиной выкидных линий.

3.8. В табл. 7 приведено ранжирование скважин по комплексу условий, которые благоприятствуют их выбору для закачки ингибитора. Наиболее благоприятен выбор скважины первого ранга, затем второго и т. д.

Таблица 7

Ранжирование скважин по условиям ввода ингибитора

Способ эксплуатации	Обводненность нефти, %	Ранг скважин при дебите, $м^3$/сут				
		5—40	40—100	100—200	200—400	400—600
Фонтанный	50—65	—	—	4	5	6
	65—80	—	3	3	4	5
	80—95	5	3	3	4	5
ЭЦН	50—65	5	4	2	3	4
	65—80	4	2	1	1	2
	80—98	4	2	1	1	2
ШГН	60—80	—	2	2	2	—
	80—99	4	3	2	3	—
Газлифтный	50—65	6	5	5	6	—
	65—80	4	3	4	5	6
	80—99	4	3	4	5	6

3.9. При отсутствии на выбранном кусте технически исправных скважин допускается подача части ингибитора дозировочной установкой с ударной дозой в течение 1—2 суток (см. табл. 6)

3.10. После выбора кустов нефтесборный коллектор оказывается разделенным на участки, каждый из которых обрабатывается по меньшей мере одной порцией ингибитора. Далее рассчитывают массу ингибитора на одну закачку, начиная с наиболее удаленного куста, по формуле

$$M = KCT\sum Q_i, \qquad (31)$$

где M — необходимое количество ингибитора, кг;

K — эмпирический коэффициент;

C — рабочая дозировка ингибитора, кг/м^3;

T — период между закачками ингибитора, сутки;

$\sum Q_i$ — сумма расходов неингибированной жидкости, поступающей в данный участок, м^3/сут.

3.11. Коэффициент K обычно принимается равным 1,0. Если продукция кустов на рассматриваемом участке не обладает особо высокой агрессивностью, его величину уменьшают до 0,7—0,8. В отдельных случаях, на малоответственных участках нефтесборного коллектора коэффициент K можно снизить до 0,5.

3.12. Рабочая дозировка ингибитора C выбирается на основании опыта дозированной подачи реагента на данном месторождении или принимается по данным организации-разработчика РД на технологию.

3.13. Оптимальное количество ингибитора для ввода в одну скважину составляет 0,5—2,0 т, в исключительных случаях допускается увеличение его до 3 т. Если расчетное количество реагента на обработку участка системы нефтегазосбора менее 0,5 т, то его принимают равным 0,5 т, а если превышает 3 т, то на данном кусте подбирается еще одна скважина.

3.14. Все выбранные скважины, работающие в один нефтесборный коллектор, обрабатываются ингибитором в течение 1—2 суток. Рекомендуется сначала вводить ингибитор в скважины, наиболее удаленные от нефтесборного пункта, последовательно передвигаясь по направлению потока.

3.15. При необходимости в газлифтных или фонтанных скважинах перед закачкой ингибитора снижают давление в затрубном пространстве до 0,3—0,5 МПа путем сброса газа.

Затем подключают к затрубному пространству нагнетательную линию насосного агрегата и опрессовывают ее на полуторакратное рабочее давление (4,0—6,0 МПа).

Открывают задвижку затрубного пространства и закачивают расчетное количество ингибитора с расходом 4—12 л/с без остановки скважины. После этого промывают нагнетательную линию, закрывают задвижку и промывают агрегат.

3.16. При недостаточной эффективности защиты (по данным контроля) расход ингибитора на все операции увеличивается на 20—30%. Если эта мера не дает результата, следует рассмотреть целесообразность замены реагента.

4. Обработка «пробкой» ингибитора между разделителями

4.1. Защиту трубопроводов, оборудованных камерами пуска и приема скребка, можно производить «пробкой» ингибитора, закачанной между разделителями в соответствии с РД 39-23-1082—84. Объем ингибитора, помещаемый между разделителями, рассчитывается по формуле

$$V_{пр} = (1/\rho)\,\pi D L m 10^{-6},$$

где D — внутренний диаметр трубопровода, м;

L — протяженность защищаемого участка, м;

m — удельный расход ингибитора на единицу площади, принимаемый в зависимости от вязкости реагента от 100 до 300 г/м^2;

ρ — плотность ингибитора, г/см^3.

4.2. Величины ударной и рабочих дозировок, продолжительность дозирования и периодичность обработок, объемы закачек в скважины и в трубопроводы между разделителями уточняются при внедрении защиты на конкретном защищаемом трубопроводе, исходя из условия снижения скорости коррозии стали не менее чем на 90%.

4.3. Для закачки реагентов в камеры пуска между разделителями применять насосные агрегаты типа ЦА-320, АзИНмаш-35, «Бакинец» и др.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5
Обязательное

МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АВАРИЙ И ОТБРАКОВКИ ТРУБОПРОВОДОВ

Настоящая методика распространяется на отбраковку труб нефтепроводов I– IV классов с пределом текучести материала труб свыше 210 МПа и значением предела прочности на разрыв до 550 МПа включительно.

Настоящая методика устанавливает последовательность расчета остаточной толщины стенки трубопровода по данным о составе транспортируемых сред, гидродинамическом режиме работы и сроку эксплуатации трубопровода.

1. Расчет параметров при прогнозировании аварий и отбраковке трубопроводов.

1.1. Для расчета собираются средние по каждому году эксплуатации трубопровода исходные данные согласно приложению 1.

1.2. Для оценки возможности возникновения аварии в n-м году с начала эксплуатации рассчитывается величина

$$\Pi_n = \sigma_{ст} - \sum_{i=1}^{n} K_i \rho_{maxi}, \qquad (32)$$

где $\sigma_{ст}$ — толщина стенки трубопровода, мм;

K_i — коэффициент, учитывающий применение ингибиторов коррозии в i-м году; в случае ингибирования $K_i = 0{,}3$; без ингибирования $K_i = 1$;

ρ_{maxi} — максимально возможная при данных физико-химических свойствах среды и гидродинамических параметрах движения смеси скорость коррозии, характеризующая локальные коррозионные поражения в i-м году, мм/год (см. приложение 1).

Авария произойдет в n-м расчетном году в том случае, если $\Pi n \leqslant \sigma_{ост\,кр}$. Значения $\sigma_{ост\,кр}$ — остаточной толщины стенки, при которой происходит разрыв трубопровода в зависимости от диаметра, приведены в табл. 8.

Таблица 8

Наружный диаметр, мм	89—325	325—530	630—1220
Наименьшая допустимая толщина стенки $\sigma_{ост\,кр}$	1,5	2,0	2,5

1.3. Если прогноз указывает на возможность возникновения аварии в n-м году, то на данном нефтегазопроводе необходимо проводить измерение толщины стенки на участках, наиболее подверженных внутренней коррозии.

1.4. Наиболее подверженными внутренней коррозии являются участки трубопроводов, искривленных в вертикальной плоскости, при наличии компенсаторов температурных удлинений прямоугольной формы, запорной арматуры, мест сужений или расширений трубопровода, переходов от спуска к подъему или от горизонтального течения к подъему.

1.5. Для принятия решения о ремонте или полной отбраковке и замене трубопровода рассчитывается средняя глубина коррозионного поражения трубопровода

$$\sigma_{ср} = \sum_{i=1}^{n} \rho_{ср i}, \qquad (33)$$

где $\rho_{ср i}$ — скорость коррозии, характеризующая средний износ нижней образующей трубопровода в i-м году, мм/год.

1.6. Скорость коррозии, характеризующая средний износ нижней образующей трубопровода в i-м году, рассчитывается по формуле

$$\rho_{ср i} = \rho_1 P_i + \rho_2 (1 - P_i) K_x, \qquad (34)$$

где $\rho_1 = (\sigma_{ст} - \sigma_{ост.кр})/i$ — скорость коррозии трубопровода при условии, что авария произойдет в i-м году, мм/год;

ρ_2 — наиболее вероятная скорость коррозии трубопровода при соответствующем гидродинамическом режиме течения жидкости (определяется по табл. 9), мм/год;

K_x — коэффициент агрессивности продукции (см. приложение 1);

P_i — плотность вероятности аварии трубопровода в i-м году. Определяется по рис. 2.

Таблица 9

Отношение скорости смеси к критической скорости

Диаметр D, мм	От 0 до 0,25	От 0,25 до 0,5	От 0,5 до 0,75	От 0,75 до 1	Свыше 1
$D \leqslant 377$	0,2	0,1	0,12	0,15	0,06
$377 < D \leqslant 530$	0,4	0,5	0,3	0,25	0,1
$D > 530$	0,4	0,5	0,55	0,6	0,15

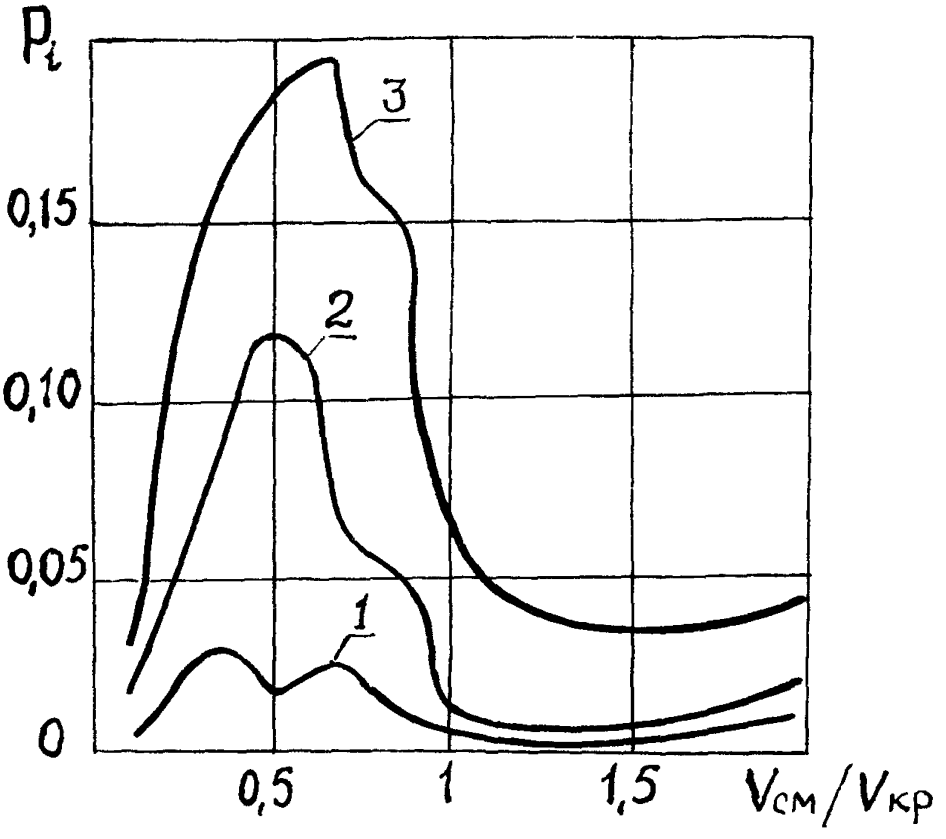

Рис. 2. Графическая зависимость плотности вероятности аварии в t-м году от отношения скорости смеси к критической скорости
1 — $D \leqslant 377$ мм; *2* — $377 < D \leqslant 530$ мм; *3* — $D > 530$ мм

1.7. Расчет остаточной толщины стенки трубопровода после n лет эксплуатации ведется по формуле

$$\sigma^n = \sigma_{ст} - \sigma_{ср} . \qquad (35)$$

2. Критерии отбраковки.

2.1. Трубы, детали нефтепроводов и сварные швы подлежат отбраковке в следующих случаях:

если в результате расчета или измерения окажется, что под действием коррозии остаточная толщина стенки уменьшилась и достигла величин, указанных в табл. 8;

если в результате коррозии за время работы до очередного расчета или измерения остаточная толщина стенки выйдет за пределы отбраковочных величин;

если при осмотре сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие исправлению.

2.2. Отбраковка литых изношенных корпусов задвижек, вентилей, клапанов и литых деталей нефтепроводов выполняется:

если уплотнительные элементы арматуры износились на столько, что не обеспечивают ведения технологического процесса и отремонтировать или заменить их невозможно,

если толщина стенки корпуса арматуры достигла значений, равных указанным в табл 10 или меньших

Таблица 10

Условный диаметр мм	80	200	400	500	700	800	1000	1220
Предельная отбраковочная толщина стенки при $P_{раб} \leqslant 10$ МПа, мм	3	4 5	6	7	8,5	10	11	14

2 3 Фланцы отбраковывают

при неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей,

при наличии раковин, трещин и других дефектов,

при уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных размеров трубы

3. Указание мер безопасности.

3 1 Все работы, связанные с отбраковкой труб, должны выполняться с соблюдением требований безопасности согласно РД 39 0147103-392—87 «Инструкция по техническому расследованию и ликвидации отказов и повреждений трубопроводов промыслового сбора и транспорта нефти»

3 2 К отбраковке труб могут быть допущены лица не моложе 18 лет, обученные и прошедшие проверку знаний согласно ГОСТ 12 00 004—79 и «Положению о порядке обучения персонала безопасным методам работы», «Единой системе работы по созданию безопасных условий труда» (М Недра, 1978)

gost.e-ecolog.ru