МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

ВНИИСТ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ СТАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РЕГИОНА

РД 102-012-82

Москва 1983

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

ВНИИСТ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ СТАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РЕГИОНА

РД 102-012-82

Москва 1983

УДК 620.197.5

Настоящий руководящий документ освещает вопросы монтажа и эксплуатации систем протекторной защиты от внутренней коррозии нефтяных резервуаров типа РВС различного технологического назначения с использованием протекторов ПРм-20.

Руководящий документ согласован с Главтюменнефтегазом.

В разработке документа принимали участие от ВНИИСТа: кандидаты техн.наук Н.П.Глазов, А.М.Ефимова, канд. хим. наук К.В.Звездинский, инженер Т.И.Маняхина; от Гипротюменнефтегаза: канд.техн.наук В.Н.Кушнир, инженер Ю.А.Лукашкин; от Сиборггазстроя: канд.техн.наук А.П.Холмогоров, канд.хим.наук Л.Д.Пан.

Замечания и предложения просьба направлять по адресу: Москва, 105058, Окружной проезд, 19, ВНИИСТ, отдел электрохимзащиты.

© Всесоюзный научно-исследовательский институт по строительству магистральных трубопроводов (ВНИИСТ), 1983

Миннефтегазстрой	Технологические системы протекторной защиты от внутренней коррозии стальных нефтепромысловых резервуаров Западно-Сибирского нефтегазоносного региона	РД I02-0I2-82 Разработаны впервые

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящий Руководящий документ распространяется на системы защиты днищ и поясов стальных нефтепромысловых резервуаров типа РВС-2000, РВС-5000, РВС-I0000, РВС-20000 от внутренней коррозии, вызываемой дренажной водой, как вновь вводимых, так и находящихся в эксплуатации, с помощью протекторов.

Сущность протекторной защиты заключается в создании защитного потенциала на днище (стенке) резервуара при протекании тока в гальванической паре - корпус резервуара - протектор.

I.2. Уровень дренажной воды в зависимости от режима работы резервуаров составляет в среднем:

для резервуаров хранения товарной нефти - I м;
для резервуаров технологического назначения - 3 м;
для резервуаров очистных сооружений - 8 м.

Концентрация солей в дренажной воде составляет I,6-2,5%, а температура среды не более 40°С.

I.3. В данных системах протекторной защиты нефтепромысловых резервуаров от внутренней коррозии применяют протекторы типа ПРМ-20 из магниевого сплава марки МI-I.

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

2.I. Системы протекторной защиты стальных нефтепромысловых резервуаров от коррозии должны отвечать требованиям настоящего Руководящего документа и комплекту соответствующей документации.

Внесены ВНИИСТом, ОЗЗ	Утверждены ВНИИСТом 2I августа I98I г., ПТО Сиборггазстроем 2 сентября I98I г., Гипротюменнефтегазом I7 февраля I98I г.	Срок введения I марта I983 г.

2.2. Протекторы марки ПРМ-20 для систем протекторной защиты должны соответствовать требованиям технических условий на магниевые протекторы из сплава МП-I (ТУ 48-I0-36-79).

2.3. Количество протекторов и расстановка их на днище и стенках резервуаров зависят от вместимости и режима работы резервуаров.

Схемы размещения протекторов на днище резервуаров приведены на рис.I-4, а данные о количестве протекторов на днище и боковых стенках резервуаров - в табл.I.

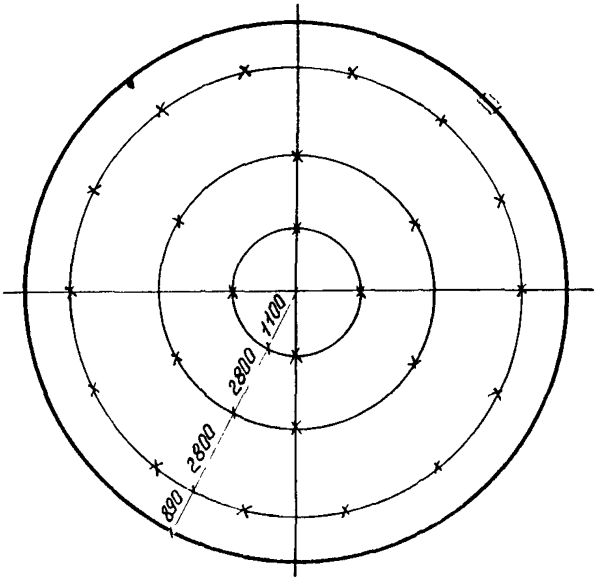

Рис.I. Схема размещения протекторов на днище РВС-2000

На боковой стенке протекторы должны размещаться по окружности одним ярусом на высоте I,5 м от днища в технологических резервуарах и двумя ярусами на высоте 2 и 6 м от днища в резервуарах очистных сооружений.

Протекторы в верхнем ярусе следует располагать в шахматном порядке относительно протекторов нижнего яруса. Расстояния между протекторами в ярусах должны соответствовать данным, указанным в табл.I.

Таблица I

Количество протекторов для защиты от внутренней коррозии нефтепромысловых резервуаров

Тип резервуара	Количество протекторов, шт.			Расстояние, м			
	общее	на днище	на окружностях днища	на боковой поверхности	между окружностями днища	между протекторами на окружностях днища	между протекторами на боковой поверхности
РВС-2000[x]	24	24	4,6,I4	-	2,80	3,30	-
	43	24	4,6,I4	I9	2,80	3,30	2,5I
	74	24	4,6,I4	50 (2 яруса по 25 шт.)	2,80	3,30	I,9I
РВС-5000	54	54	4,I0,I6,24	-	2,80	2,94	-
	82	54	4,I0,I6,24	28	2,80	2,94	2,50
	I30	54	4,I0,I6,24	74(2 яруса по 38 шт.)	2,80	2,94	I,8I
РВС-I0000	I22	I22	I,6,I2,I7,23, 28,35	-	2,64	2,88	-
	I64	I22	I,6,I2,I7,23, 28,35	42	2,64	2,88	2,56
	236	I22	I,6,I2,I7,23, 28,35	86 (2 яруса по 43 шт.)	2,64	2,88	I,83
РВС-20000	234	234	I,6,I3,20,26, 32,39,45,52	-	2,79	2,7I	-
	293	234	I,6,I3,20,26, 32,39,45,52	59	2,79	2,7I	2,52
	394	234	I,6,I3,20,26, 32,39,45,52	I60 (2 яруса по 80 шт.)	2,79	2,7I	I,86

x) Здесь и далее в первой строке приведены данные для резервуаров хранения товарной нефти, во второй - технологического назначения, в третьей - очистных сооружений.

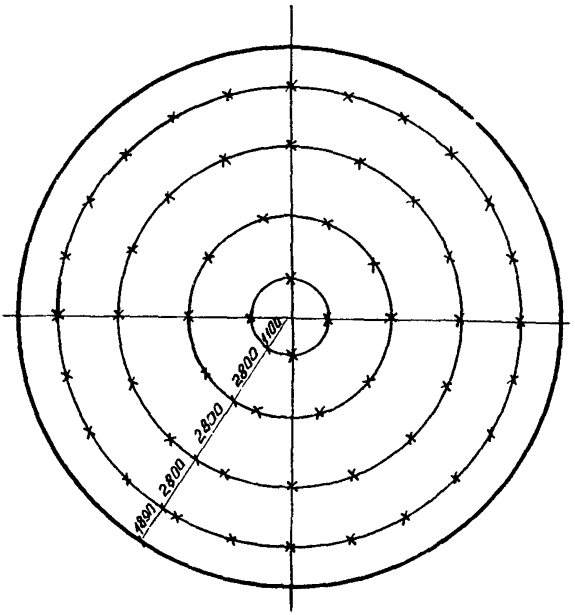

Рис.2. Схема размещения протекторов на днище РВС-5000

2.4. Изоляцию (экранирование) протекторов следует выполнять на всю их нижнюю торцевую и боковую поверхность, а также на весь центральный верхний круг диаметром 290 мм.

2.5. Конструкция изоляции должна состоять из трех слоев эпоксидного покрытия (ЭД-20 или ЭД-40), двух слоев праймера на основе битума марки БН-У и одного слоя из полимерной пленки.

2.6. Узлы крепления протекторов должны соответствовать схемам установки (рис.5 и 6).

Узел крепления протектора к днищу резервуара состоит из пластины размером 230х200х6 мм из стали ВСт3сп5 и приваренных к ней с двух сторон стержней. Один стержень диаметром 20 мм длиной 100 мм приваривают свободным концом к днищу резервуара, на другой стержень диаметром 9 мм длиной 87 мм наса-

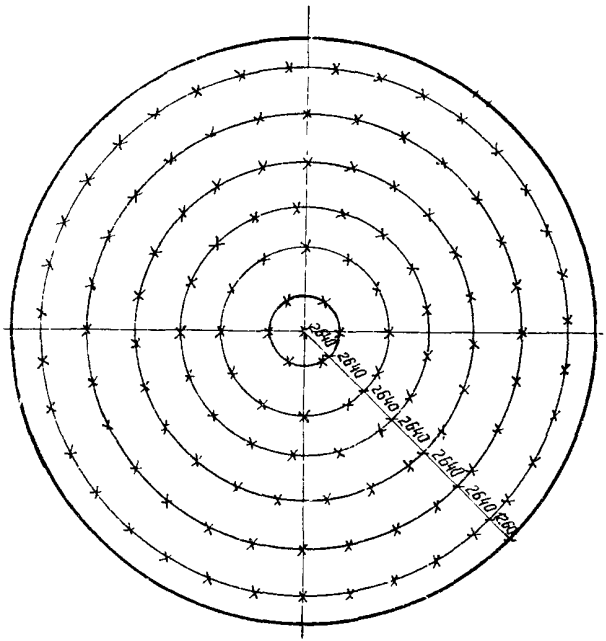

Рис.3.Схема размещения протекторов на днище РВС-10000

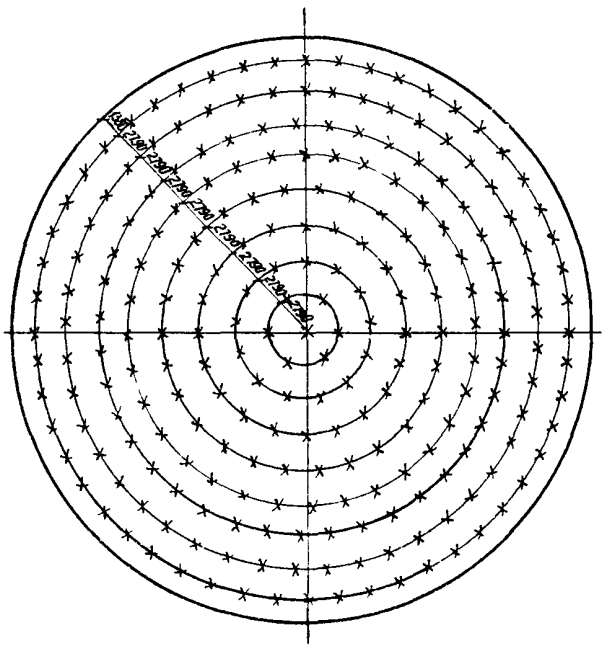

Рис.4. Схема размещения протекторов на днище РВС-20000

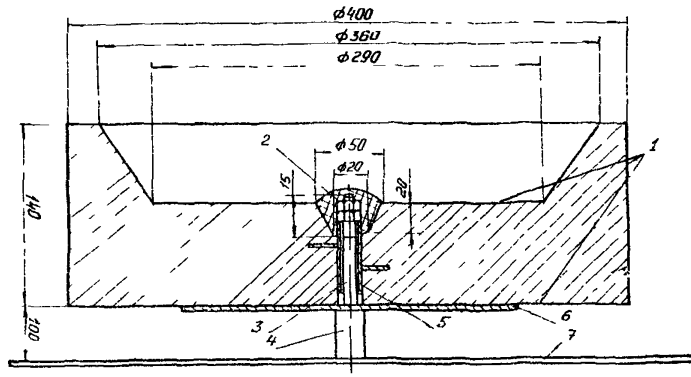

Рис.5. Схема установки протектора ПРМ-20 на днище резервуара:

1-экранирующее покрытие; 2-гайки М8; 3-стальной стержень для насаживания протектора; 4-стальной стержень для крепления узла с протектором к днищу резервуара; 5-стальная арматурная труба протектора ПРМ-20; 6-стальная пластина; 7-днище резервуара

живают протектор и туго затягивают двумя гайками М8(см.рис.5).

Узел крепления протектора к стенкам резервуара состоит из пластины размером 600х200х6 мм и приваренного к ней стержня диаметром 9 мм, длиной 87 мм, на который насаживают протектор и туго затягивают двумя гайками М8(см.рис.6).

2.7. Собранные протекторы следует устанавливать в соответствии со схемами размещения и приваривать электродуговой сваркой соответственно к днищу или стенке резервуара.

2.8. Узел контакта (гайка-втулка) должен быть заизолирован поливинилхлоридной лентой, затем залит эпоксидной композицией.

2.9. Комплект технической документации на системы протекторной защиты должен включать в себя:

настоящий Руководящий документ;

спецификацию и чертежи системы в сборе и отдельных узлов;

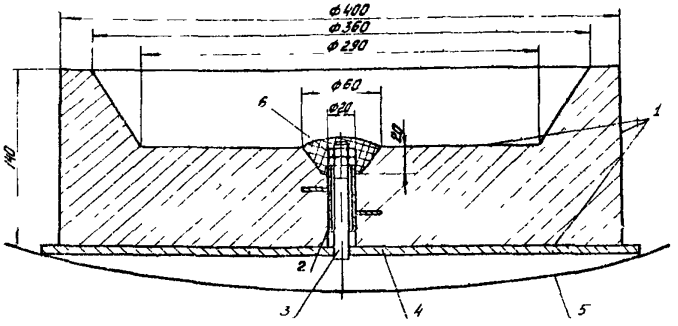

Рис.6. Схема установки протектора ПМР-20 на стенке резервуара:

1-экранирующее покрытие; 2-стальная арматурная труба протектора ПРМ-20; 3-стальной стержень для насаживания протектора; 4-стальная пластина; 5-стенка резервуара; 6-гайки М8

пояснительную записку к чертежам;

сопроводительные документы на покупные комплектующие изделия;

акт приемки системы протекторной защиты.

3. ПРАВИЛА ПРИЕМКИ И МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ СИСТЕМ ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЫ

Приемка смонтированной системы

3.1. Приемка смонтированной системы должна начинаться с проверки расстановки протекторов на днище и боковых поясах (стенках) резервуара.

3.2. Проверку расстановки протекторов на днище и стенках резервуаров следует производить согласно схемам рис.1-4, данным табл.1 и п.2.3.

3.3. Проверка монтажа систем протекторной защиты должна производиться путем измерения сопротивления протектор-резервуар на каждом установленном протекторе.

Измерение сопротивления следует производить переносным мостом, например типа ММВ, причем места контакта должны быть тщательно зачищены.

Измерение следует производить следующим образом: к первой клемме прибора подсоединяют проводник от протектора, ко второй - проводник от днища или от стенки резервуара; сопротивление протектор-резервуар не должно превышать $0,15 \pm 0,02$ Ом.

3.4. Приемку узлов смонтированной системы протекторной защиты осуществляет комиссия в составе представителей строительной и эксплуатационной организаций.

3.5. После устранения недостатков монтажа на резервуар необходимо устанавливать люки. Комиссия (см.п.3.4) составляет акт о результатах приемки системы защиты.

3.6. Акт приемки системы защиты должен подшиваться в техническую документацию резервуара в комплекте с исполнительными и проектными документами на систему протекторной защиты.

Установка контрольных протекторов

3.7. Для контроля системы протекторной защиты в зависимости от режима работы резервуаров необходимо устанавливать контрольные протекторы в количестве:

резервуары хранения товарной нефти -3 шт.;
резервуары технологического назначения-4 шт.;
резервуари очистных сооружений -5 шт.

3.8. Контрольные протекторы на днище резервуара должны устанавливаться в следующем порядке:

первый протектор - в центральной части;
второй протектор - в середине между первым и третьим;
третий протектор - на краю днища.

3.9. Контрольные протекторы на стенках резервуара следует устанавливать по одному на каждый ряд протекторов.

3.10. Монтаж контрольных протекторов необходимо осуществлять так же, как и рабочих; диаметр стержня, на который наса-

живается протектор в данном случае, должен составлять 8 мм и изолироваться полиэтиленовой трубкой.

К втулке контрольного протектора следует припаивать провод ПМВГ сечением 0,75 мм^2, второй конец которого выводят через люк на кровлю и присоединяют к контрольной измерительной панели, устанавливаемой на резервуаре.

Кроме того, к измерительной панели подключают корпус резервуара.

Заполнение резервуара с протекторной защитой

3.II. Заполнение резервуара с протекторной защитой должно начинаться с опрессовки водой.

3.I2. Режим заполнения при опрессовке согласовывают с приемочной комиссией.

3.I3. При опрессовке должен осуществляться комплекс начальных измерений электрохимических параметров: потенциалов "корпус-электролит", отключенных контрольных протекторов, токов в цепи контрольных протекторов. Одновременно с измерениями электрохимических параметров необходимо измерять уровень воды в резервуаре и фиксировать время замеров. Измерение потенциалов производят прибором М-23I с помощью датчика - специального медно-сульфатного электрода сравнения (м.с.э). Опускание и подъем электрода осуществляют через верхние смотровые люки резервуаров с помощью проводника. Силу тока в цепи "протектор-резервуар" определяют с помощью прибора М-23I.

3.I4. После заполнения резервуара водой до отметки, принятой для опрессовки, следует снять кинетику изменения параметров согласно п.3.I3, производя замеры не менее одного раза в 2 ч.

3.I5. Последние измерения согласно п.3.I4 производят по установлении стационарных значений измеряемых параметров. График и таблицу изменения параметров, подписанные членами приемочной комиссии (см.п.3.4), включают в акт приемки системы протекторной защиты.

Измерения в процессе эксплуатации

3.16. В процессе эксплуатации резервуара следует периодически, не менее раза в месяц производить замеры защитного потенциала и тока в цепи контрольных протекторов. Величина защитного потенциала должна составлять по абсолютной величине не менее 0,85 В по м.с.э.

Отсутствие тока указывает на неисправность контактной цепи или полное растворение протекторов. В этом случае определяют нарушение контактов на контрольно-измерительной панели и производят осмотр состояния подводящих проводников. В случае исправности контактной цепи и отсутствия тока сработавшиеся протекторы заменяют новыми.

4. УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

4.1. В процессе эксплуатации протекторной защиты производят:

контроль и регулирование силы тока протекторов;

контроль эффективности протекторной защиты;

периодическую замену сработавшихся протекторов;

обследование коррозионного состояния резервуара и контрольных протекторов.

4.2. Замену сработавшихся протекторов производят в период смотровых ремонтов в соответствии с планом ремонтно-профилактических работ.

4.3. Эксплуатационные измерения должны осуществляться при заполнении резервуара технологической средой. Измерения должны проводиться в соответствии с п.3.16 настоящей работы не реже одного раза в месяц.

5. ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1. При монтаже протекторной защиты резервуара от внутренней коррозии следует руководствоваться следующими документами по технике безопасности и производственной санитарии: ГОСТ 12.1.010-76, ГОСТ 12.3.003-75.

5.2. Резервуар, бывший в эксплуатации, перед началом работ необходимо очистить от нефтепродуктов, тщательно вычистить, пропарить и проверить содержание вредных примесей в воздушной среде. Загазованность воздушной среды не должна превышать I%. Предельно допустимые нормы концентрации ядовитых газов и паров в резервуаре при работе в нем без противогазов не должны превышать величин, указанных в табл.2.

5.3. Все работы с эпоксидными смолами и отвердителями необходимо производить в халатах и в головных уборах, в резиновых или полихлорвиниловых перчатках, в изолированных и хорошо вентилируемых помещениях.

Таблица 2

Предельно допустимые концентрации (ПДК) органических веществ

Виды веществ	ПДК, мг/м^3
Бензин, лигроин, керосин	0,3
Бензол	0,05
Метиловый спирт	0,05
Тодуол, ксилол	0,I
Сероводород	0,0I
Фенол	0,005
Хлорированные углеводороды	0,002
Этиловый спирт	I,0

6. ГАРАНТИИ ПОСТАВЩИКА

6.I. Система протекторной защиты от внутренней коррозии должна быть принята техническим контролем предприятия-изготовителя.

6.2. Изготовитель гарантирует соответствие системы протекторной защиты от внутренней коррозии требованиям настоящего Руководящего документа при соблюдении потребителем установленных условий эксплуатации.

6.3. Срок гарантии устанавливается один год со дня изготовления.

СОДЕРЖАНИЕ

I. Общие положения 3
2. Технические требования 3
3. Правила приемки и методы контроля систем протекторной защиты 9
4. Указания по эксплуатации I2
5. Правила техники безопасности I2
6. Гарантии поставщика I3

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ
протекторной защиты от внутренней коррозии
стальных нефтепромысловых резервуаров
Западно-Сибирского нефтегазоносного региона

РД 102-012-82

Издание ВНИИСТа

Редактор И.Р.Беляева
Корректор Г.Ф.Великова
Технический редактор Т.В.Берешева

Л-89623 Подписано в печать 10/I 1983г. Формат 60х84/16
Печ.л. 1,0 Уч.-изд.л. 0,7 Бум.л. 0,5
Тираж 250 экз. Цена 7 коп. Заказ 6

Ротапринт ВНИИСТа

gost.e-ecolog.ru