МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЕ ОТ КОРРОЗИИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА

РД 39-0147323-321—88

1988

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

Министерство строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности

УТВЕРЖДЕН
заместителем министра
Миннефтегазстроя
Г Н Судобиным
15 06 1988 г

УТВЕРЖДЕН
заместителем министра
начальником Главтюменнефтегаза
В И Грайфером
5 07 1988 г

Руководящий документ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЕ ОТ КОРРОЗИИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА

РД 39-0147323-321—88

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

Заместитель директора
по научно исследовательской работе — *В А Горбатиков*

Научно исследовательским институтом по инженерной подготовке объектов нефтяной и газовой промышленности (НИПИинжнефтегазстроем)

И о директора — *И Д Семак*

Всесоюзным научно исследовательским институтом по строительству магистральных трубопроводов (ВНИИСТом)

Заместитель директора — *И Д Красулин*

Заведующий отделом защиты
от коррозии нефтепромысловых систем
Гипротюменнефтегаза — *А Г Перекупка*

Научный сотрудник — *В В Приходько*

Заведующий отделом коррозии
НИПИинжнефтегазстроя — *Л Д Пан*

Заведующий отделом
электрохимической защиты
трубопроводов ВНИИСТа — *Н П Глазов*

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора
по научной работе
ВНИИСПТнефти — *Письмо № 24-23/18 99 от 15 01 88* — *К Р Низамов*

Начальник отдела
по борьбе с коррозией
ЦНИЛ Главтюменнефтегаза — *Ю В Опарин*

В разработке Инструкции принимали участие:
от Гипротюменнефтегаза — **А. Г. Перекупка, В. В. Приходько;**
от НИПИинжнефтегазстроя — **Л. Д. Пан, Г. А. Черепанов;**
от ВНИИСТа — **Н. П. Глазов, А. М. Ефимова, Т. И. Маняхина.**

© Государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной и газовой промышленности имени В. И. Муравленко (Гипротюменнефтегаз), 1988 г

Руководящий документ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЕ ОТ КОРРОЗИИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА

РД 39-0147323-321—88

Приказом по Главтюменнефтегазу
от 4 октября 1988 г. № 460
срок введения установлен с 1 января 1989 г.,
срок действия до 1 января 1992 г.

Вводится взамен
РД 39-23-1147—84,
РД 102-012—82

Настоящая Инструкция определяет технологическую последовательность производства работ по подготовке, монтажу и эксплуатации протекторных систем, содержит требования, способствующие улучшению организации и повышению качества этих работ, а также сведения для проектирования протекторной защиты.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящая Инструкция предназначена для проектных, строительных и эксплуатационных организаций, осуществляющих протекторную защиту нефтепромысловых резервуаров, используемых для накопления, кратковременного хранения и учета сырой и товарной нефти.

1.2. Настоящая Инструкция распространяется на системы защиты внутренней поверхности днищ и нижних поясов как вновь вводимых, так и находившихся в эксплуатации нефтепромысловых резервуаров типа РВС-2000, РВС-5000, РВС-10000, РВС-20000, изготовленных по типовым проектам ТП 704-1-29... 704-1-27 и 704-1-25, от коррозии, вызываемой сточной водой общей минерализацией 10...30 г/л при температуре не более 45 °С с помощью протекторов.

Инструкция не распространяется на нефтепромысловые резервуары, имеющие защитные покрытия на поверхности днищ и нижних поясов.

1.3. Сущность протекторной защиты заключается в создании защитного потенциала на поверхности резервуара за счет работы гальванической пары «протектор — металл резервуара», при котором уменьшается коррозионное разрушение.

1.4. Система протекторной защиты состоит из протекторов, равномерно размещенных на внутренней поверхности резервуара, контактирующей со сточной водой.

1.5. Протекторная защита от коррозии применяется для нефтепромысловых резервуаров, работающих в режиме «наполнение — отстой — опорожнение», а также в режиме динамического отстоя при уровне сточной воды:

для резервуаров хранения товарной нефти — 0,5 м;
для резервуаров аварийного назначения и хранения сырой нефти — 0,5 и 4,0 м;
для резервуаров технологического назначения — 4,0 и 5,5 м;
для резервуаров очистных сооружений — 7,5 и 10,0 м.

1.6. В данных системах протекторной защиты применяются протекторы типа ПРМ-20 из магниевого сплава МП-1, МП-2.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПО МОНТАЖУ ПРОТЕКТОРОВ В РЕЗЕРВУАРЕ

2.1. Системы протекторной защиты стальных нефтепромысловых резервуаров от внутренней коррозии должны отвечать требованиям настоящего документа и комплекту соответствующей документации.

Подготовка строительно-монтажных работ

2.2. Работам по устройству протекторных систем должны предшествовать подготовительные работы, в состав которых входят:

ознакомление с проектом и подготовка резервуара к монтажу протекторов;

разметка и привязка мест установки рабочих и контрольных протекторов;

подготовка протекторов к монтажу;

оформление разрешения на проведение огневых работ в резервуаре;

доставка на место работ необходимого инструмента и материалов.

2.3. К подготовке строительно-монтажных работ необходимо приступать только при наличии утвержденной проектной документации.

2.4. Все изменения в проекте протекторной защиты необходимо согласовать с проектной организацией.

Подготовка резервуара к монтажу протекторов

2.5. Подготовка резервуара к монтажу протекторной защиты должна производиться только после окончания всех работ в резервуаре.

2.6. Подготовка строящегося резервуара заключается в очистке его внутренней поверхности от строительного мусора и в нанесении разметки размещения протекторов согласно схемам установки (рис. 1—4 и табл. 1, 2).

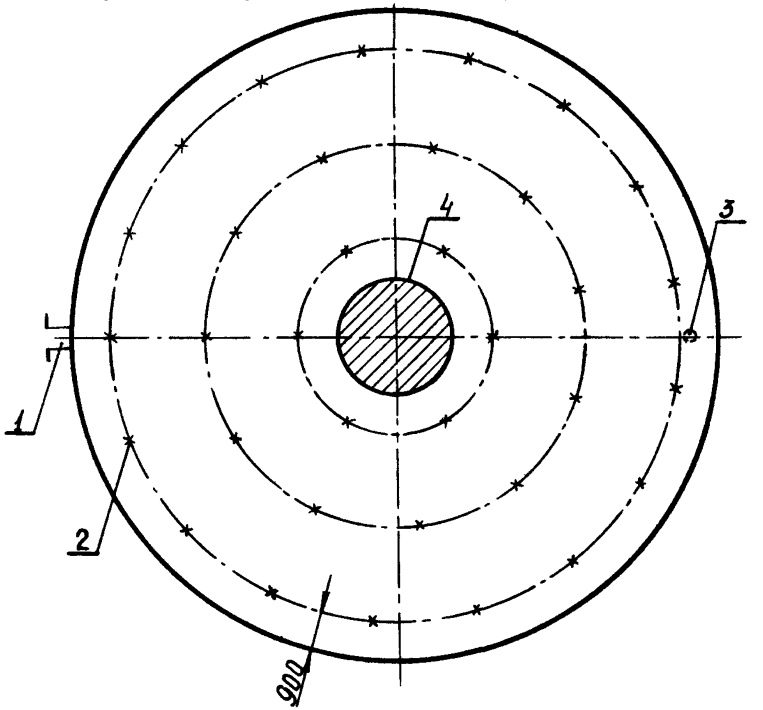

Рис. 1. Схема первоначального размещения протекторов на днище РВС-2000: *1* — приемно-раздаточный патрубок; *2* — протектор, *3* — проекция замерного люка; *4* — основание центральной стойки

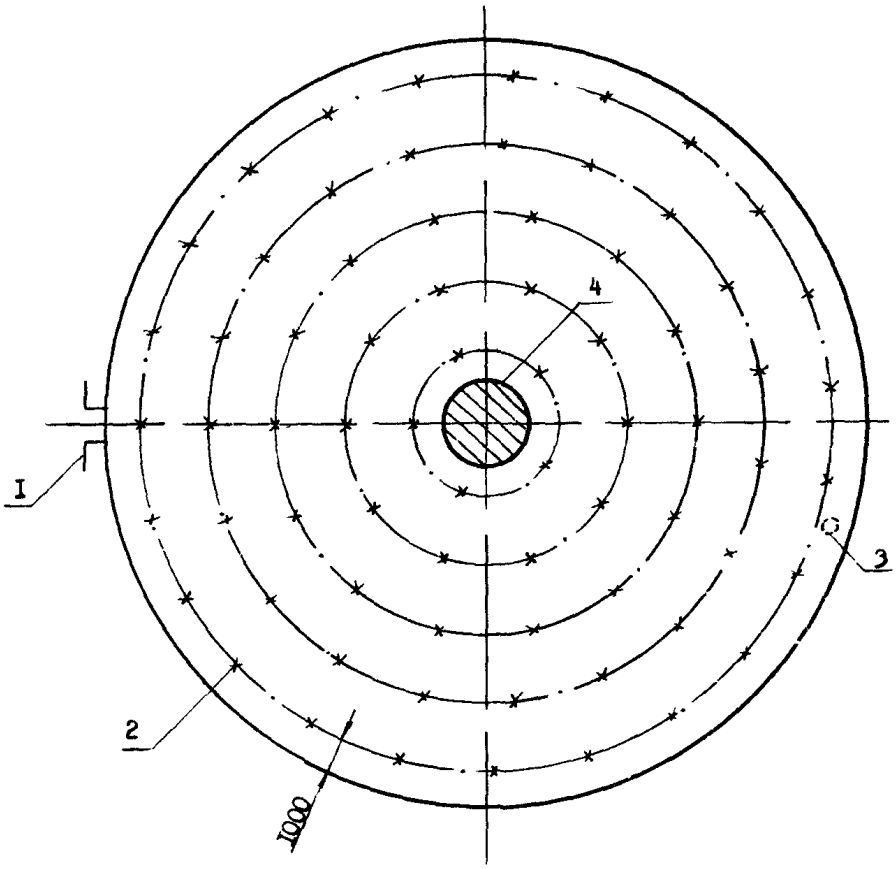

Рис 2 Схема первоначального размещения протекторов на днище РВС 5000
1 — приемно раздаточный патрубок, *2* — протектор, *3* — проекция замерного люка, *4* — основание центральной стойки

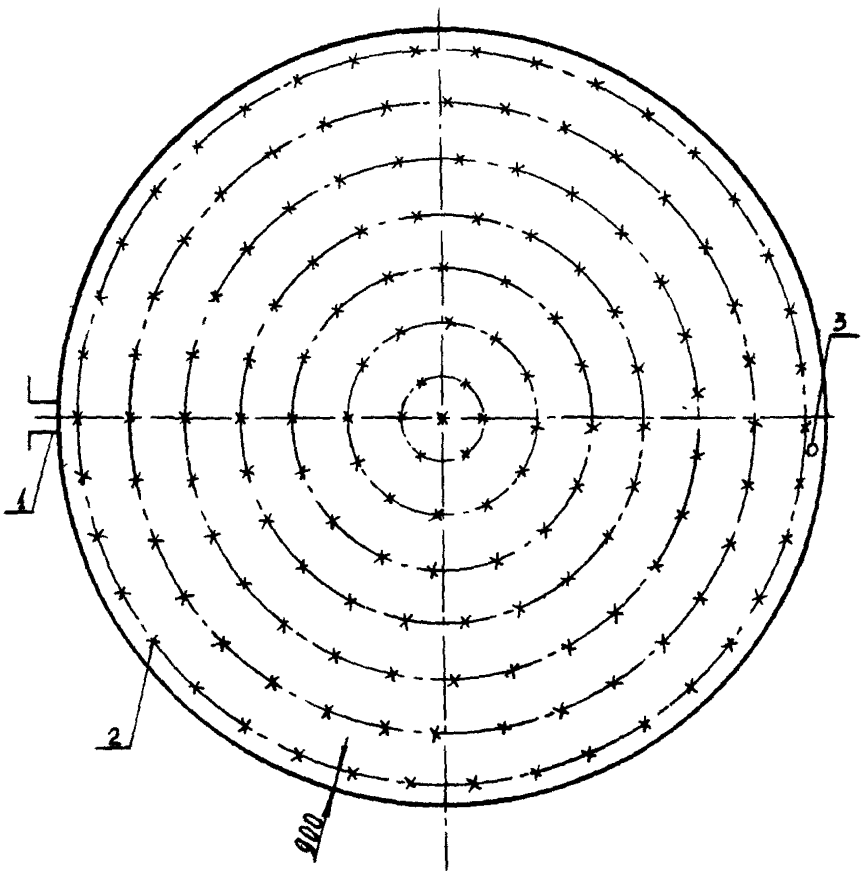

Рис 3. Схема первоначального размещения протекторов на днище РВС-10000
1 — приемно-раздаточный патрубок, *2* — протектор, *3* — проекция замерного люка

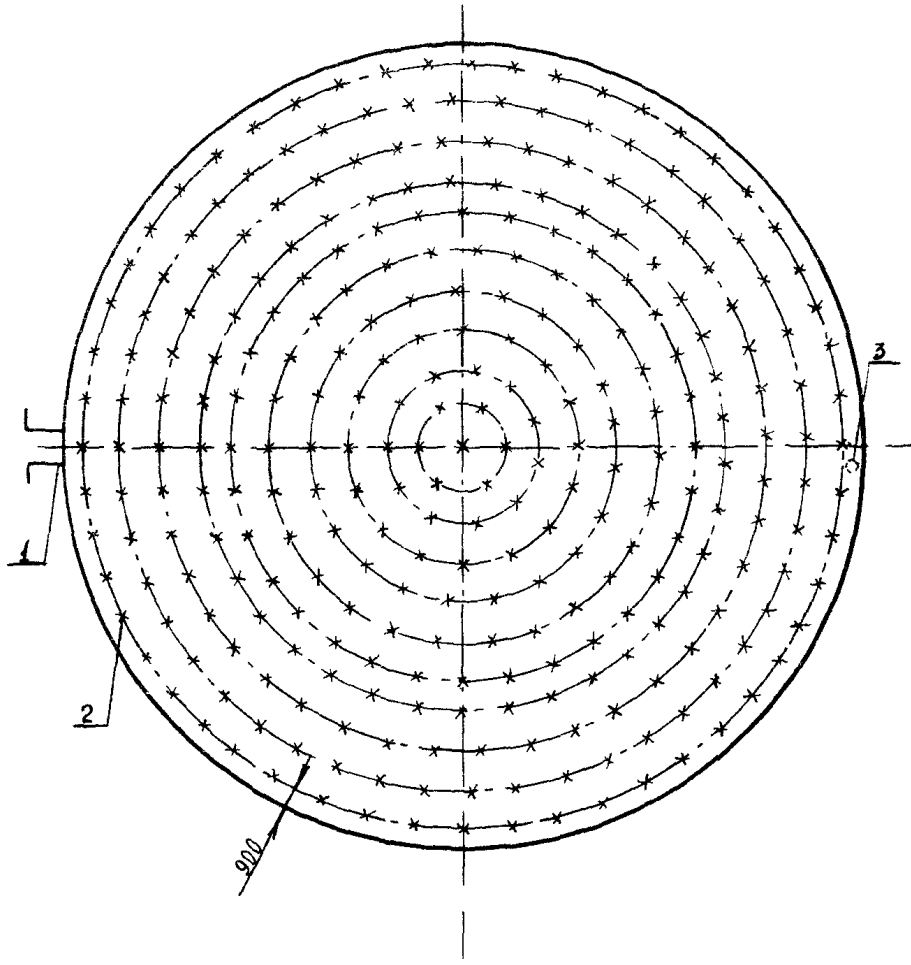

Рис 4 Схема первоначального размещения протекторов на днище РВС-20000
1 — приемно-раздаточный патрубок, *2* — протектор, *3* — проекция замерного люка

Таблица 1

Количество протекторов для первоначальной установки в нефтепромысловом резервуаре

Тип резервуара	Уровень воды, м	Количество протекторов, шт				
		общее	на днище	на окружностях днища	на стенке	на центральной стойке
РВС-2000	0,5	34	34	6, 11, 17	—	—
	4,0	61	34		13×2*	1
	5,5	72	34		18×2	2
	7,5	90	34		18×3	2
	10,5	108	34		18×4	2
РВС-5000	0,5	71	71	5, 10, 14, 19,	—	—
	4,0	112	71	23	20×2	1
	5,5	127	71		27×2	2
	7,5	154	71		27×3	2
	10,5	181	71		27×4	2
РВС-	0,5	154	154	1, 6, 12, 16,	—	—
-10000	4,0	214	154	22, 27, 32, 38	30×2	—
	5,5	236	154		41×2	—
	7,5	277	154		41×3	—
	10,5	318	154		41×4	—
РВС-	0,5	292	292	1, 6, 11, 16,	—	—
-20000	4,0	374	292	21, 27, 32, 37,	41×2	—
	5,5	410	292	42, 47, 52	59×2	—

*Здесь и далее в этом столбце приведено количество протекторов, помноженное на количество ярусов

Таблица 2

Порядок размещения протекторов при первоначальной установке в нефтепромысловом резервуаре

Тип резервуара	Уровень воды, м	Расстояние между окружностями днища	Расстояние между протекторами, м		Высота установки протекторов, м	
			на окружностях днища	на ярусах стенки	на стенке	на центральной стойке
РВС-2000	0,5	2,25	2,25*	—	—	—
	4,0		2,5	3,66	1,0, 2,5	2,5
	5,5		2,46	2,65	1,5, 4,0	2,5, 4,0
	7,5			2,65	1,5, 4,0, 6,0	2,5, 4,0
	10,0			2,65	1,5, 4,0, 6,0, 8,5	2,5, 5,0

Тип резервуара	Уровень воды, м	Расстояние между окружностями днища	Расстояние между протекторами, м		Высота установки протекторов, м	
			на окружностях днища	на ярусах стенки	на стенке	на центральной стойке
РВС-5000	0,5	2,0	2,82; 2,72;	—	—	—
	4,0		2,85; 2,76;	3,65	1,0; 2,5	2,0
	5,5		2,83	2,65	1,5; 4,0	2,5; 4,0
	7,5			2,65	1,5; 4,0; 6,0	2,5; 4,0
	10,0			2,65	1,5; 4,0; 6,0; 8,5	2,5; 5,0
РВС-	0,5	2,25	2,7; 2,56;	—	—	—
-10000	4,0		2,81; 2,69;	3,58	1,0; 2,5	—
	5,5		2,72; 2,73;	2,62	1,5; 4,0	—
	7,5		2,68	2,62	1,5; 4,0; 6,0; 8,5	—
	10,0			2,62	1,5; 4,0; 6,0; 8,5	—
РВС-	0,5	2,25	2,55; 2,7;	—	—	—
-20000	4,0		2,75; 2,77;	3,63	1,0; 2,5	—
	5,5		2,67; 2,7	2,52	1,5, 4,0	—
			2,72; 2,74;			
			2,74; 2,75			

*Здесь и далее в этом столбце приведено расстояние между протекторами на окружностях днища, начиная с окружности меньшего диаметра.

2.7. В резервуаре, находящемся в эксплуатации, необходимо определить коррозионное состояние днища и нижних поясов визуально и методом дефектоскопии. Стальные листы толщиной менее 75% первоначальной необходимо заменить.

2.8. Результаты обследования находящегося в эксплуатации резервуара с заключением о возможности монтажа протекторной защиты отражаются в специальном акте.

2.9. В резервуаре, находящемся в эксплуатации без протекторной защиты, разметку размещения протекторов необходимо производить согласно схемам установки (см. рис. 1—4 и табл. 1 и 2).

2.10. В резервуаре, находившемся в эксплуатации с протекторной защитой, согласно настоящей Инструкции разметку размещения протекторов необходимо производить согласно схемам установки (рис. 5—8 и табл. 3, 4).

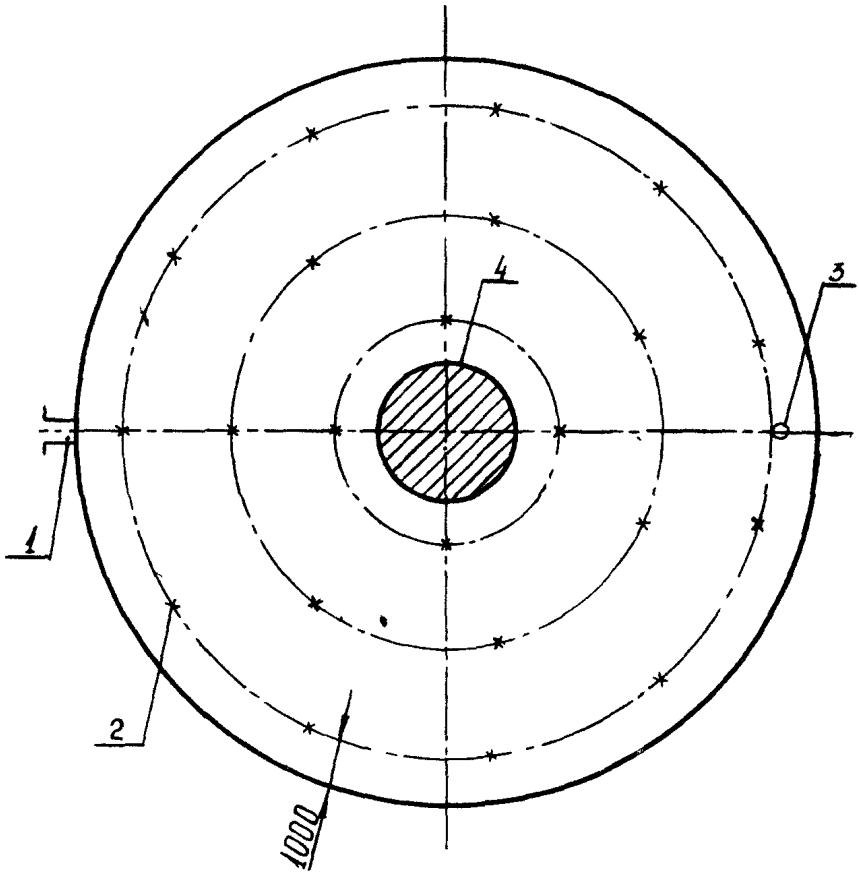

Рис 5 Схема последующего размещения протекторов на днище РВС-2000
1 — приемно-раздаточный патрубок, *2* — протектор, *3* — проекция замерного люка, *4* — основание центральной стойки

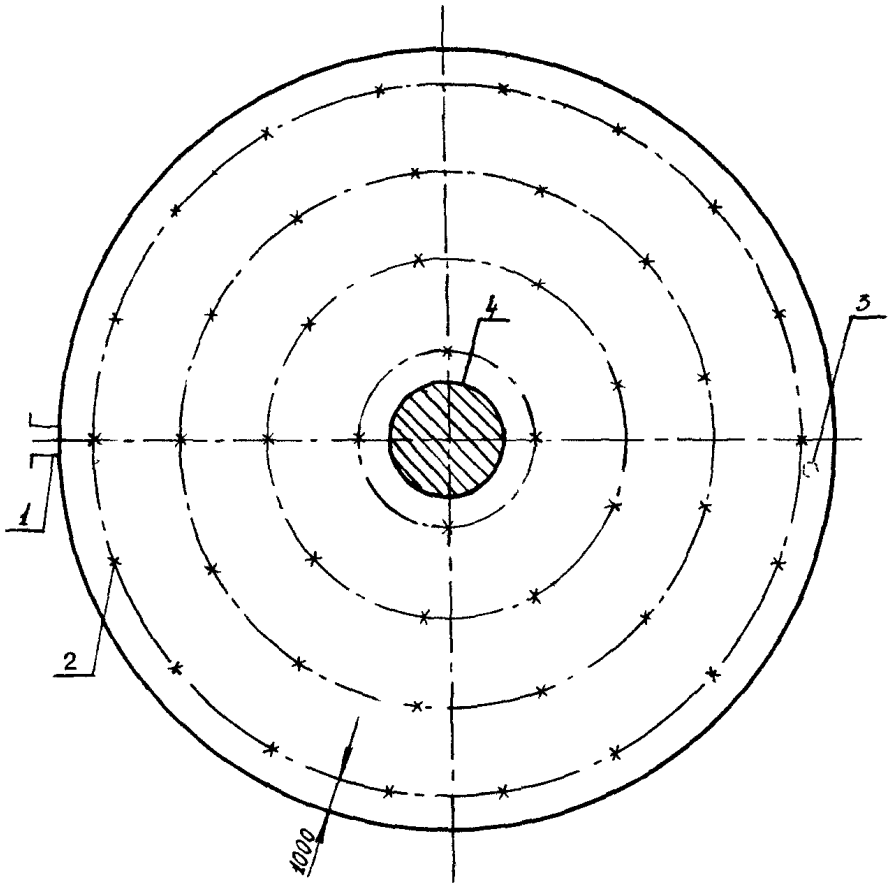

Рис. 6. Схема последующего размещения протекторов на днище РВС-5000:
1 — приемно-раздаточный патрубок; *2* — протектор, *3* — проекция замерного люка; *4* — основание центральной стойки

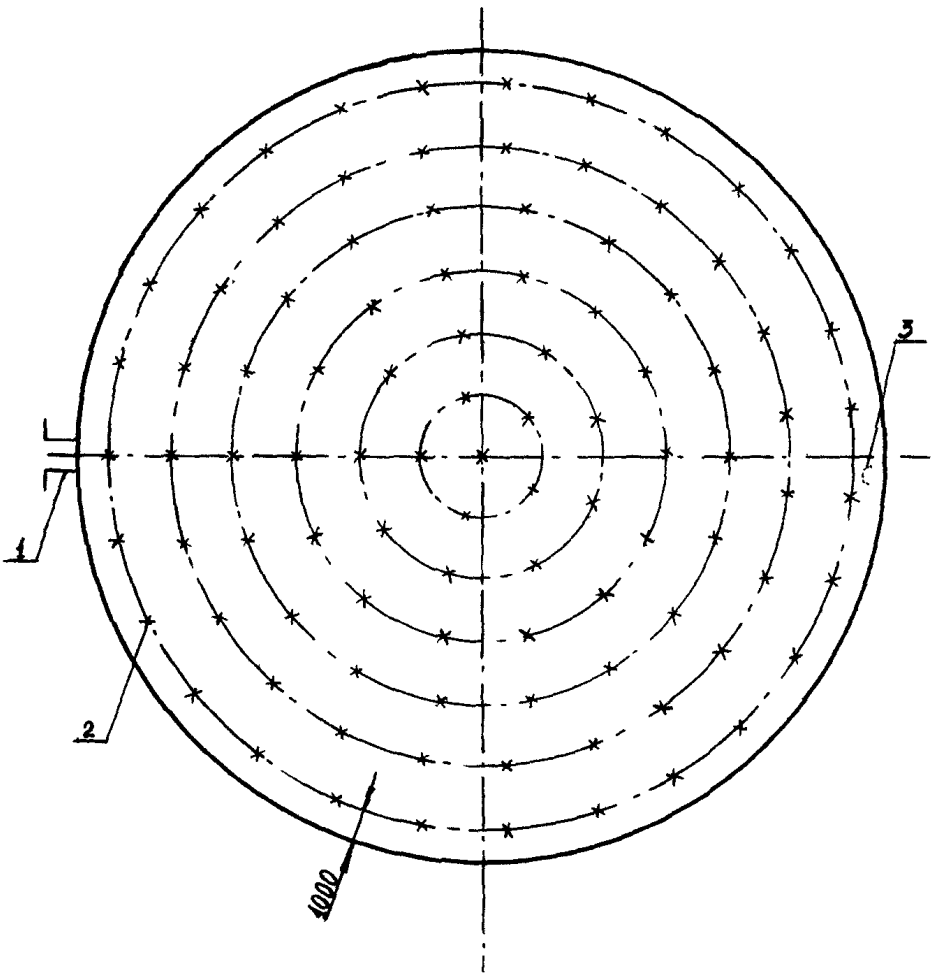

Рис. 7. Схема последующего размещения протекторов на днище РВС-10000: *1* — приемно-раздаточный патрубок; *2* — протектор, *3* — проекция замерного люка

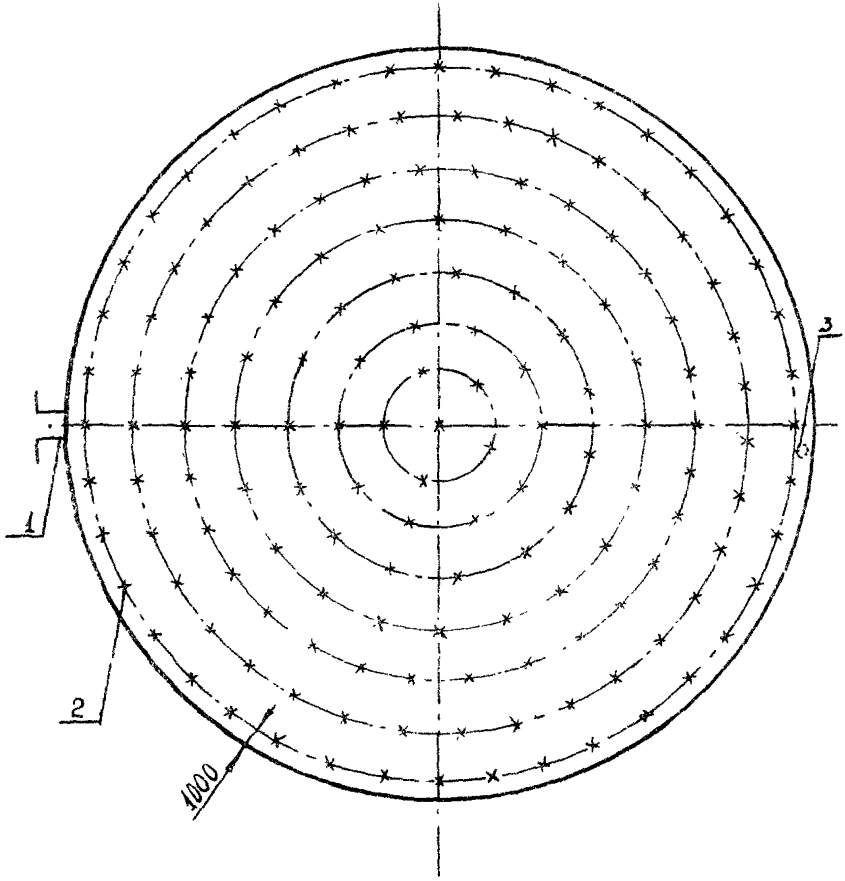

Рис. 8. Схема последующего размещения протекторов на днище РВС-20000
1 — приемно-раздаточный патрубок; *2* — протектор; *3* — проекция замерного люка

Количество протекторов для последующей установки в нефтепромысловом резервуаре

Тип резервуара	Уровень воды, м	Количество протекторов, шт				
		общее	на днище	на окружностях днища	на стенке	на центральной стойке
РВС-2000	0,5	22	22	4, 7, 11	—	—
	4,0	37	22		14×1*	1
	5,5	46	22		11×2	2
	7,5	57	22		11×3	2
	10,0	68	22		11×4	2
РВС-5000	0,5	44	44	4, 9, 13, 18	—	—
	4,0	69	44		24×1	1
	5,5	80	44		17×2	2
	7,5	97	44		17×3	2
	10,0	114	44		17×4	2
РВС-	0,5	96	96	1, 4, 9, 14,	—	—
-10000	4,0	131	96	18, 23, 27	35×1	—
	5,5	148	96		26×2	—
	7,5	174	96		26×3	—
	10,5	200	96		26×4	—
РВС-	0,5	181	181	1, 5, 10, 15,	—	—
-20000	4,0	231	181	20, 25, 30, 35,	50×1	—
	5,5	251	181	40	35×2	—

*Здесь и далее в этом столбце приведено количество протекторов, помноженное на количество ярусов

Таблица 4

Порядок размещения протекторов при последующей установке в нефтепромысловом резервуаре

Тип резервуара	Уровень воды, м	Расстояние между окружностями днища, м	Расстояние между протекторами, м		Высота установки протекторов, м	
			на окружностях днища	на ярусах стенки	на стенке	на центральной стойке
РВС-2000	0,5	2,2	3,11, 3,82,	—	—	—
	4,0		3,72*	3,4	2,0	2,0
	5,5			4,3	2,0, 4,0	2,0, 4,0

Окончание табл. 4

Тип резервуара	Уровень воды, м	Расстояние между окружностями днища, м	Расстояние между протекторами, м		Высота установки протекторов, м	
			на окружностях днища	на ярусах стенки	на стенке	на центральной стойке
	7,5			4,3	2,0; 4,0; 6,0	2,0; 4,0
	10,0			4,3	2,0; 4,0; 6,0; 8,0	2,0; 5,0
РВС-5000	0,5	2,7	3,25; 3,42,	—	—	—
	4,0		3,68; 3,61	2,98	2,0	2,0
	5,5			4,2	2,0; 4,0	2,0; 4,0
	7,5			4,2	2,0; 4,0, 6,0	2,0; 4,0
	10,0			4,2	2,0; 4,0; 6,0, 8,0	2,0; 5,0
РВС-	0,5	2,7	3,17; 3,7	—	—	—
-10000	4,0		3,6; 3,75	3,0	2,0	—
	5,5		3,68; 3,76	4,13	2,0; 4,0	—
	7,5			4,13	2,0, 4,0; 6,0	—
	10,0			4,13	2,0, 4,0, 6,0; 8,0	—
РВС-	0,5	2,85	3,35; 3,52	—	—	—
-20000	4,0		3,55, 3,57	2,98	2,0	—
	5,5		3,57; 3,57	4,25	2,0; 4,0	—
			3,57; 3,58			

*Здесь и далее в этом столбце приведено расстояние между протекторами на окружностях днища, начиная с окружности меньшего диаметра.

2.11. Протекторы должны располагаться таким образом, чтобы проекция замерного люка на днище находилась на равном расстоянии от них.

2.12. На боковой стенке резервуара протекторы должны размещаться по окружности в шахматном порядке относительно протекторов в других ярусах.

2.13. Для контроля системы протекторной защиты следует выполнять часть протекторов контрольными в зависимости от уровня сточной воды в количестве:

при уровне 0,5 м — 3 шт.;

при уровне 4,0 м — 4 шт.;

при уровне 5,5 м и более — 5 шт.

2.14. Контрольные протекторы следует располагать на днище под замерным или световым люком.

2.15. Контрольные протекторы на днище резервуара следует располагать в следующем порядке:

первый протектор — в центральной части;

второй протектор — на концентрической окружности среднего диаметра;

третий протектор — на концентрической окружности большего диаметра.

2.16. Контрольные протекторы на стенке резервуара следует размещать по одному на двух нижних ярусах протекторов в зависимости от уровня сточной воды в резервуаре.

2.17. Для разметки и монтажа протекторов в резервуаре с уровнем сточной воды более 0,5 м необходимо установить стационарные сборно-разборные металлические леса.

Подготовка протекторов к монтажу

2.18. Работы по подготовке протекторов к монтажу должны производиться на монтажно-заготовительном участке, имеющем отапливаемое помещение с принудительной вентиляцией двукратного обмена.

2.19. Необходимо проверить соответствие протекторов техническим условиям ТУ 48-10-36—79. Протекторы типа ПРМ-20 представляют собой изделия тарельчатого типа. Протекторы должны изготовляться из сплавов МП-1, МП-2. Масса протектора должна быть в пределах 20 ± 2 кг. На поверхности протекторов допускаются неслитины, раковины глубиной до 5 мм и трещины шириной до 1 мм. Качество всей партии протекторов контролируется визуально.

2.20. Каждая партия протекторов должна сопровождаться документом, удостоверяющим их соответствие требованиям ТУ 48-10-36—79, в котором указываются:

наименование предприятия-изготовителя;

наименование продукции;

тип протектора и марка сплава;

масса партии;

результаты химического анализа плавки;

дата выпуска протекторов.

2.21. Протекторы транспортируются без упаковки в крытых вагонах, автомашинах или контейнерах. При погрузке и выгрузке протекторы должны быть защищены от атмосферных осадков.

Протекторы должны храниться в сухих закрытых помещениях.

2.22. На тщательно очищенную и обезжиренную поверхность протекторов необходимо нанести изоляцию. Изоляцию следует выполнять на всю нижнюю торцевую и на боковую поверхности высотой 80±10 мм, а также на центральный верхний круг диаметром 290±10 мм.

2.23. Изоляцию следует выполнять из трех слоев эпоксидного покрытия. Допускается применение других маслобензостойких и неэлектропроводных покрытий, имеющих хорошую адгезию к металлу.

2.24. Узел крепления протектора к днищу резервуара должен состоять из опорной пластины размером не менее 150×150×4 мм и приваренных к ней по геометрическому центру с противоположных сторон контактного стержня диаметром не менее 8 мм, длиной не более 87 мм и опорного уголка размером не менее 40×40×4 мм.

2.25. Узел крепления протектора к стенке резервуара состоит из пластин с загнутыми торцами размером не менее 450×150×4 мм с приваренным по геометрическому центру контактным стержнем диаметром не менее 8 мм и длиной не более 87 мм.

2.26. На свободном конце контактного стержня необходимо нарезать резьбу М8 длиной не менее 15 мм.

2.27. Контактный стержень узла крепления контрольного протектора необходимо изолировать полиэтиленовой трубкой на длину не менее 70 мм. Допускается изолировать контактный стержень эпоксидным покрытием толщиной не менее 1 мм.

2.28. Подготовка контрольного протектора, не имеющего электрического контакта с узлом крепления, заключается в рассверливании стальной втулки протектора до диаметра не менее 11 мм и в пайке измерительного провода ПМВГ сечением не менее 0,75 мм^2 к выступающей части втулки протектора.

Допускается винтовое подсоединение измерительного провода к телу протектора на поверхности малого усеченного конуса диаметром 50±5 мм.

Длину измерительного провода следует брать как сумму расстояний между контрольным протектором и стенкой резервуара плюс высота стенки с запасом по длине не менее 1,5 м.

2.29. Контрольный протектор необходимо надеть на изолированный контактный стержень узла крепления и затянуть гайкой М8 через пружинную и изолирующую (фторопласт)

шайбы. Неконтрольные протекторы с очищенной от окалины втулкой необходимо надеть на контактный стержень и затянуть двумя гайками М8.

2 30 Место контакта «гайка — втулка» необходимо обмотать изоляционной лентой и залить эпоксидным компаундом.

2.31 Подготовленные протекторы доставляются к резервуару в специальной таре, которая исключает повреждение изоляции протектора при транспортировке в крытых вагонах, автомашинах или контейнерах. При погрузке и выгрузке бросать или подвергать толчкам подготовленные протекторы не допускается.

2.32 Подготовленные протекторы на место монтажа в резервуаре необходимо доставлять вручную через люк-лаз с выложенной мешковиной внутренней поверхностью для исключения возможности повреждения изоляции протекторов

Монтаж системы протекторной защиты

2 33 Подготовленные к монтажу протекторы размещаются в резервуаре по концентрическим окружностям в соответствии с разметкой и привариваются ручной электродуговой сваркой по ГОСТу 5264 80 непрерывным швом с катетом 5 мм. Схема установки протекторов на стенке резервуара, а для резервуаров с уровнем сточной воды не более 0,5 м на днище представлена на рис 9 Схема установки протекторов на днище резервуара с уровнем сточной воды более 0,5 м представлена на рис 10

2 34. Пронумерованные и собранные в жгут измерительные провода контрольных протекторов необходимо вывести через сальниковое уплотнение в кровле резервуара к клеммам контрольно-измерительной коробки, где подключаются легкосъемной перемычкой к корпусу резервуара

2 35 Особое внимание при монтаже протекторной защиты следует обращать на качество исполнения всех контактных соединений

2 36 В процессе монтажа скрытые работы должны приниматься с оформлением акта при обязательном присутствии владельца системы защиты, именуемого в дальнейшем «Заказчик»

2 37 После окончания монтажа протекторной защиты все работы, не связанные с монтажом протекторов, не разрешаются

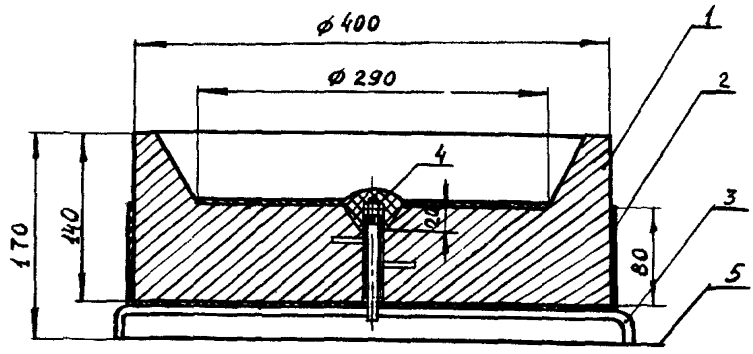

Рис. 9. Схема установки протектора ПРМ-20 на стенке резервуара: *1* — протектор; *2* — изоляционный экран; *3* — узел крепления; *4* — гайка; *5* — стенка резервуара

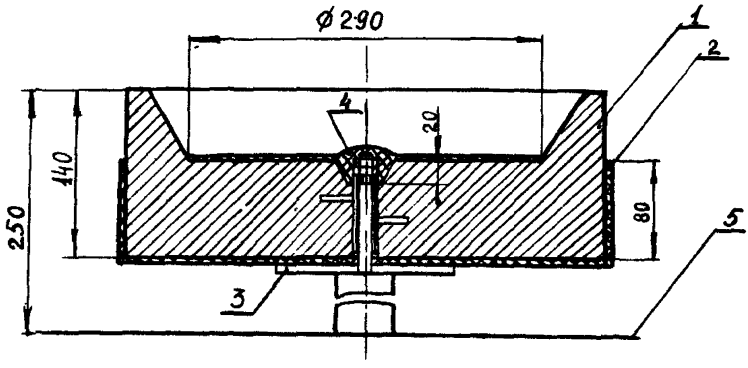

Рис. 10. Схема установки протектора ПРМ-20 на днище резервуара: *1* — протектор; *2* — изоляционный экран, *3* — узел крепления; *4* — гайка; *5* — днище резервуара

3. ПОРЯДОК ПРИЕМКИ И МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ СИСТЕМЫ ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЫ

3.1. Систему протекторной защиты принимает комиссия, в состав которой входят представители строительной и эксплуатирующей организаций совместно с представителями коррозионной службы Заказчика.

3.2. Дата приемки устанавливается Заказчиком после проверки готовности объекта к сдаче и доводится до сведения других членов комиссии заблаговременно.

3.3. Приемочной комиссии предъявляются:

проект протекторной защиты с исполнительной схемой размещения контрольных протекторов;

настоящая Инструкция;

паспорт на протекторы;

акт на скрытые работы;

акт приемки строительно-монтажных работ.

3.4. После ознакомления с исполнительной документацией приемочная комиссия должна проверить смонтированную систему протекторной защиты в целях выявления неточностей монтажа. Проверяются соответствие геометрической расстановки и количество рабочих и контрольных протекторов проектным данным. Визуально проверяются качество сварных швов, изоляция места контакта и протектора. Изоляция протектора не должна иметь трещин, сколов и отслоений от металла протектора.

3.5. При осмотре контрольных протекторов проверяются:

непрерывность электрической цепи «протектор — измерительная коробка»;

отсутствие электрического контакта «протектор — резервуар» при отключенной перемычке на корпус резервуара в контрольно-измерительной коробке;

исправность изоляции измерительных проводов;

соответствие маркировки клемм контрольно-измерительной коробки и измерительных проводов.

3.6. При проверке рабочих протекторов необходимо выборочно измерить измерителем заземления М416 сопротивление контакта «протектор — резервуар», которое не должно быть более $0{,}1 \pm 0{,}02$ Ом.

3.7. Не принимается система протекторной защиты, если установлена незавершенность строительно-монтажных работ, не позволяющая эксплуатировать систему с точки зрения действующей нормативно-технической документации и правил безопасности.

3.8. Если отступления от проекта или недоделки влияют на эффективность работы протекторов либо противоречат требованиям эксплуатации, то они должны быть отражены в акте с указанием сроков их устранения и представления к повторной приемке.

3.9. После устранения недостатков монтажа протекторной защиты комиссия составляет акт о результатах приемки защиты, который подшивается в техническую документацию резервуара в комплекте с исполнительной и проектной документацией на систему протекторной защиты.

3.10. При выходе резервуара на рабочий режим следует провести комплекс начальных измерений электрохимических параметров:

потенциала «резервуар — электролит» и контрольных протекторов;

силы тока в цепи контрольных протекторов;

сопротивления растеканию контрольных протекторов.

Одновременно с измерениями электрохимических параметров необходимо измерять уровень воды в резервуаре и фиксировать время измерения. Для измерения электрохимических параметров используют вольтамперметр М231, измеритель заземления М416 и медносульфатный электрод сравнения.

Допускается использование других приборов с аналогичными характеристиками.

3.11. Потенциал «резервуар — электролит» измеряется подключением минусовой клеммы М231 к корпусу резервуара *и плюсовой — к электроду сравнения, опускаемому на днище* резервуара через замерный люк, а при измерении потенциала контрольных протекторов минусовая клемма М231 присоединяется к клемме контрольного протектора (перемычка на корпус резервуара отключается).

3.12. Силу тока контрольных протекторов следует определять путем измерения падения напряжения на последовательно включенном в цепь «резервуар — протектор» резисторе 0,5 м при разбросе параметров 0,5—1%. Сила тока определяется в этом случае путем деления падения напряжения на сопротивление резистора.

Прямое включение миллиамперметра типа М231 в цепь контрольного протектора не рекомендуется ввиду большой погрешности измерения силы тока протектора, вызываемой большим внутренним сопротивлением миллиамперметра (около 4 Ом на пределе 50 мА и 2 Ом на пределе 10 мА). Допускается определять силу тока контрольных протекторов прибором М231 только на пределе 1 А.

3.13. Сопротивление растеканию контрольного протектора следует определять измерителем сопротивления М416 подключением его в разрыв цепи «контрольный протектор — резервуар».

3.14. Система протекторной защиты функционирует нормально, если в заполненном резервуаре потенциал «резервуар — электролит» составляет по абсолютной величине не менее 0,80 В по медносульфатному электроду сравнения, сопротивление растеканию протектора — не более 1 Ом, а ток в цепи протектора — 1,0—1,6 А.

3.15. Результаты измерений вместе с актом на приемку системы протекторной защиты подшиваются в паспорт резервуара.

3.16. Максимальный срок ввода резервуара в эксплуатацию после монтажа протекторной защиты не должен превышать одного года.

4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ РЕЗЕРВУАРА С ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТОЙ

4.1. При эксплуатации систем протекторной защиты:
измеряют электрохимические параметры;
периодически заменяют сработавшиеся протекторы;
обследуют коррозионное состояние.

Электрохимические параметры защиты измеряют с периодичностью не менее одного раза в месяц и фиксируют в специальном журнале (прил. 1).

При уменьшении потенциала «резервуар — электролит» менее 0,8 В или при эксплуатации протекторной защиты более 4 лет необходимо провести капитальный ремонт защиты.

4.2. Капитальный ремонт протекторной защиты необходимо проводить в период планового капитального ремонта резервуара, но не более чем раз в 4,4 года.

4.3. Капитальный ремонт системы протекторной защиты заключается в определении степени отработки протекторов и состояния контактных узлов. Степень отработки протекторов определяют визуально и выборочным взвешиванием. Если степень отработки составляет более 75%, необходимо установить новые протекторы. В последующем в течение всего срока службы резервуара протекторы необходимо устанавливать по представленным схемам размещения (см. рис. 5—8 и табл. 3, 4).

5. ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1. При монтаже и эксплуатации протекторной защиты нефтепромысловых резервуаров от коррозии следует руководствоваться следующими документами по технике безопасности и производственной санитарии:

ГОСТом 12.1.004—76;
ГОСТом 12.1.010—76;
ГОСТом 12.1.017—80;

ГОСТом 12.3.003—86;
ГОСТом 12.3.009—76;
ГОСТом 12.3016—79;
ОСТом 39-107—80;
правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности ППБО—85;
типовой инструкцией о порядке ведения сварочных и других огневых работ на взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных объектах нефтяной промышленности.

5.2. Для мойки, обезжиривания изделий и деталей следует применять, как правило, негорючие составы, пасты, растворители, эмульсии. Только в тех случаях, когда негорючие составы не обеспечивают необходимой по технологии чистоты обработки изделий, допускается использование соответствующих моющих горючих и легковоспламеняющихся жидкостей при условии строгого соблюдения необходимых мер пожарной безопасности.

5.3. В окрасочных цехах, краскоизготовительных отделениях, на складах лакокрасочных материалов, в местах мойки и обезжиривания деталей с применением ЛВЖ и ГЖ не допускается производить работы, связанные с применением открытого огня и искрообразованием (электрогазосварка, заточка и т. п.).

5.4. Лакокрасочные материалы должны поступать на рабочие места в готовом виде. Сопоставлять и разбавлять все виды лаков и красок следует в специально выделенном изолированном помещении или на открытой площадке.

5.5. Тара из-под лакокрасочных материалов должна быть плотно закрытой, хранить ее следует на специальных площадках, вдали от производственных помещений.

5.6. Окрасочные работы, промывку и обезжиривание деталей необходимо производить только при действующей приточной и вытяжной вентиляции с местными отсосами от окрасочных шкафов, ванн, камер и кабин.

5.7. Для местного освещения при ремонтах и осмотрах во взрывоопасных помещениях разрешается применять только взрывозащищенные светильники с уровнем взрывозащиты, соответствующим классу взрывоопасной зоны, видом защиты — категории и группы взрывоопасной смеси, напряжением не более 12 В.

При питании от невзрывозащищенных источников (трансформаторов, аккумуляторов и т. п.) последние должны располагаться за пределами взрывоопасной зоны.

5.8. Ответственным за проведение огневых работ назначается инженерно-технический работник, не занятый в данное время ведением технологического процесса, знающий правила безопасности проведения огневых работ на взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных объектах.

5.9. Перед началом огневых работ исполнители должны получить инструктаж по соблюдению мер безопасности при проведении огневых работ на данном объекте.

5.10. Огневые работы внутри аппаратов, емкостей разрешается начинать при отсутствии горючих веществ в воздушной среде или при наличии их не выше предельно допустимой концентрации по санитарным нормам (прил. 2).

5.11. До начала огневых работ все другие виды работ на этом месте должны быть прекращены, а люди, не занятые непосредственной работой, удалены на безопасное расстояние.

5.12. Во время огневых работ необходимо контролировать состояние воздушной среды в емкостях, в которых проводят указанные работы, и в опасной зоне.

5.13. В случае повышения содержания горючих веществ в опасной зоне внутри емкости огневые работы должны быть немедленно прекращены. Эти работы можно возобновить только после устранения причин утечки газа или паров.

5.14. При проведении огневых работ все световые люки и люки-лазы должны быть открытыми.

5.15. Электрохимические параметры на крыше резервуара должны измеряться группой в количестве не менее двух человек.

5.16. При осмотре резервуаров и замере электрохимического потенциала следует применять приспособления, исключающие искрообразование при ударах.

5.17. Запрещаются работы на крыше резервуара во время грозы, гололеда и скорости ветра свыше 8 м/с. Хождение непосредственно по крыше резервуара разрешается только по площадкам и переходам.

5.18. При открывании замерного люка нельзя становиться с подветренной стороны по отношению к люку. Запрещается наклоняться над замерным люком и заглядывать в него.

Нормативно-техническая литература, использованная при составлении Инструкции

РД 39-23-1147—84 «Инструкция по комплексной защите от коррозии внутренней поверхности строящихся нефтепромысловых резервуаров вертикальных сварных»;

ВСН 158—83 «Инструкция по протекторной защите внутренней поверхности нефтяных резервуаров от коррозии»;

РД 102-012—82 «Технологические системы протекторной защиты от внутренней коррозии стальных нефтепромысловых резервуаров Западно-Сибирского нефтегазоносного региона».

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ФОРМА ЗАПИСИ В ЖУРНАЛЕ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЫ

Наименование парка — Емкость резервуара
Технологическое назначение — Технологический номер
Дата ввода в эксплуатацию с системой защиты

Дата проведения замера	Уровень, м		Потенциал, В (МСЭ)						Сила тока контрольных протекторов, А					Примечание
	общий	водной фазы	резервуара	контрольных протекторов					1	2	3	4	5	
				1	2	3	4	5						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ВОЗДУХЕ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ($МГ/М^3$)

Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной SiO_2	4
Сероводород в смеси с углеводородами C_1—C_5	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды C_1—C_{10} (в пересчете на С)	*300*
Хлор	0,1

Примечания: 1. Концентрации горючих паров и газов определяют газоанализатором УГ-2, а содержание пыли — весовым методом.

2. Концентрацию паров спиртов определяют колориметрическим методом.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения 3

2. Технологический процесс производства работ по монтажу протекторов в резервуаре 4

3. Порядок приемки и методы контроля системы протекторной защиты 20

4. Эксплуатация резервуара с протекторной защитой 23

5. Правила техники безопасности 23

Приложения

1. Форма записи в журнале электрохимических параметров системы протекторной защиты 27

2. Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны ($мг/м^3$) 28

Руководящий документ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЕ ОТ КОРРОЗИИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА

РД 39-0147323-321—88

Отв за выпуск **Т. И. Ковалева**
Технический редактор **А. А. Юдин**

Подписано в печать 22 12 88 г Формат бумаги 60×84/16
Объем 1,8 уч -изд л Тираж 200 экз Заказ № 2896

Ротапринт Гипротюменнефтегаза
625000, г Тюмень, ул Республики, 62

gost.e-ecolog.ru