

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

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

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.

|                       |   |   |
|-----------------------|---|---|
| Миннефтегаз-<br>строй | Технологические системы протекторной защиты от внутренней коррозии стальных нефтепромысловых резервуаров Западно-Сибирского нефтегазозносного региона | РД 102-012-82<br>Разработаны<br>впервые |
|-----------------------|---|---|

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящий Руководящий документ распространяется на системы защиты днищ и поясов стальных нефтепромысловых резервуаров типа РВС-2000, РВС-5000, РВС-10000, 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.

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

- для резервуаров хранения товарной нефти - 1 м;
- для резервуаров технологического назначения - 3 м;
- для резервуаров очистных сооружений - 8 м.

Концентрация солей в дренажной воде составляет 1,6-2,5%, а температура среды не более 40°C.

1.3. В данных системах протекторной защиты нефтепромысловых резервуаров от внутренней коррозии применяют протекторы типа ПРМ-20 из магниевого сплава марки ММ-1.

## 2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

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

|                              |  |                                  |
|------------------------------|--|----------------------------------|
| Внесены<br>в НИИСТОМ,<br>ОЗЗ | Утверждены в НИИСТОМ 21 августа 1981 г.,<br>ПТФ Сиборггазстроем 2 сентября 1981 г.,<br>Гипротюменнефтегазом 17 февраля 1981 г. | Срок введения<br>1 марта 1983 г. |
|------------------------------|--|----------------------------------|

2.2. Протекторы марки ПРМ-20 для систем протекторной защиты должны соответствовать требованиям технических условий на магниевые протекторы из сплава МП-1 (ТУ 48-10-36-79).

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.

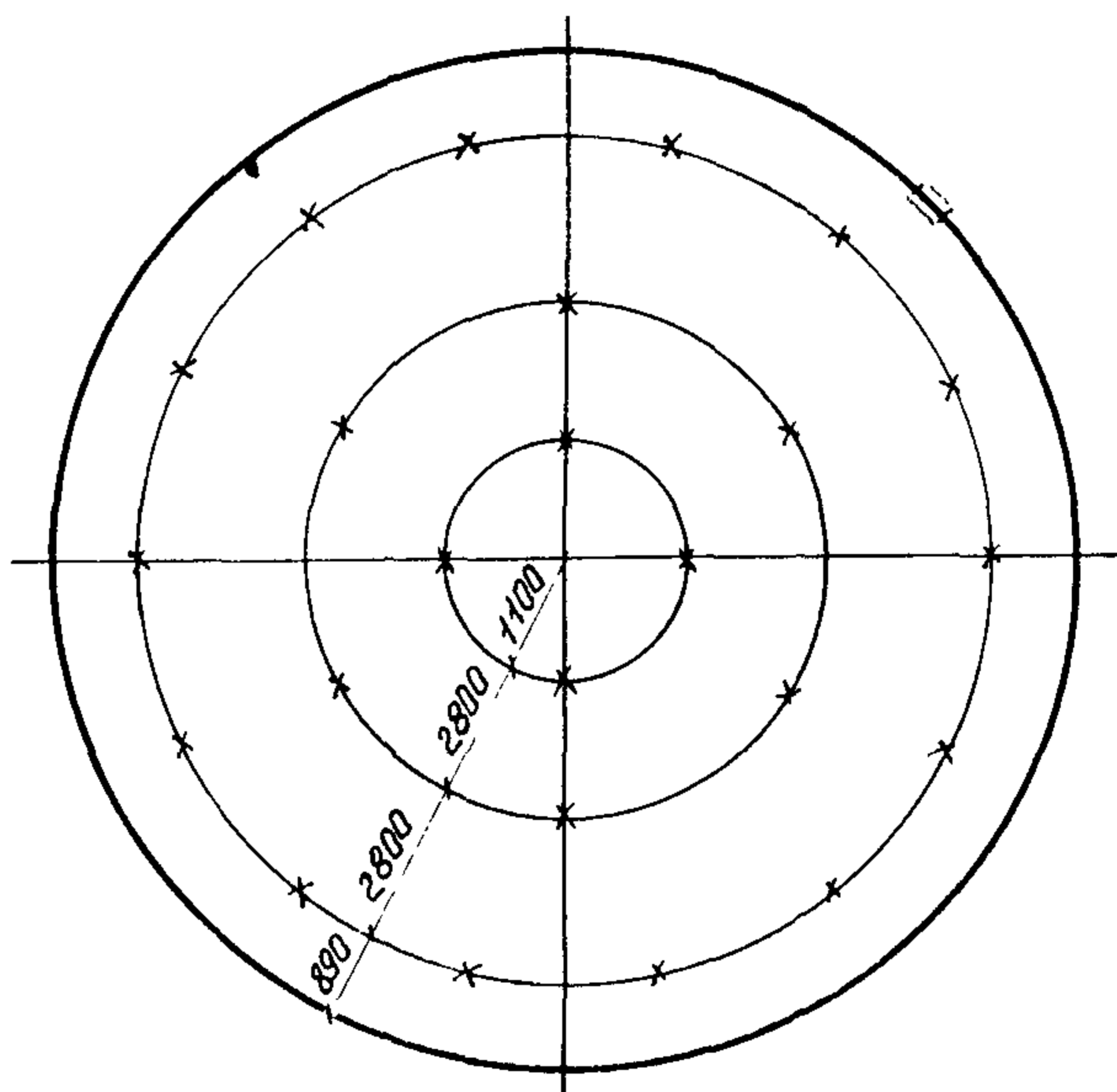


Рис. I. Схема размещения протекторов на днище РВС-2000

На боковой стенке протекторы должны размещаться по окружности одним ярусом на высоте 1,5 м от дна в технологических резервуарах и двумя ярусами на высоте 2 и 6 м от дна 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 <sup>х)</sup> | 24                          | 24       | 4,6,14                   | -                       | 2,80                     | 3,30                                    | -   |
|                        | 43                          | 24       | 4,6,14                   | 19                      | 2,80                     | 3,30                                    | 2,51                                      |
|                        | 74                          | 24       | 4,6,14                   | 50 (2 яруса по 25 шт.)  | 2,80                     | 3,30                                    | 1,91                                      |
| РВС-5000               | 54                          | 54       | 4,10,16,24               | -                       | 2,80                     | 2,94                                    | -   |
|                        | 82                          | 54       | 4,10,16,24               | 28                      | 2,80                     | 2,94                                    | 2,50                                      |
|                        | 130                         | 54       | 4,10,16,24               | 74 (2 яруса по 38 шт.)  | 2,80                     | 2,94                                    | 1,81                                      |
| РВС-10000              | 122                         | 122      | 1,6,12,17,23,28,35       | -                       | 2,64                     | 2,88                                    | -   |
|                        | 164                         | 122      | 1,6,12,17,23,28,35       | 42                      | 2,64                     | 2,88                                    | 2,56                                      |
|                        | 236                         | 122      | 1,6,12,17,23,28,35       | 86 (2 яруса по 43 шт.)  | 2,64                     | 2,88                                    | 1,83                                      |
| РВС-20000              | 234                         | 234      | 1,6,13,20,26,32,39,45,52 | -                       | 2,79                     | 2,71                                    | -   |
|                        | 293                         | 234      | 1,6,13,20,26,32,39,45,52 | 59                      | 2,79                     | 2,71                                    | 2,52                                      |
|                        | 394                         | 234      | 1,6,13,20,26,32,39,45,52 | 160 (2 яруса по 80 шт.) | 2,79                     | 2,71                                    | 1,86                                      |

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

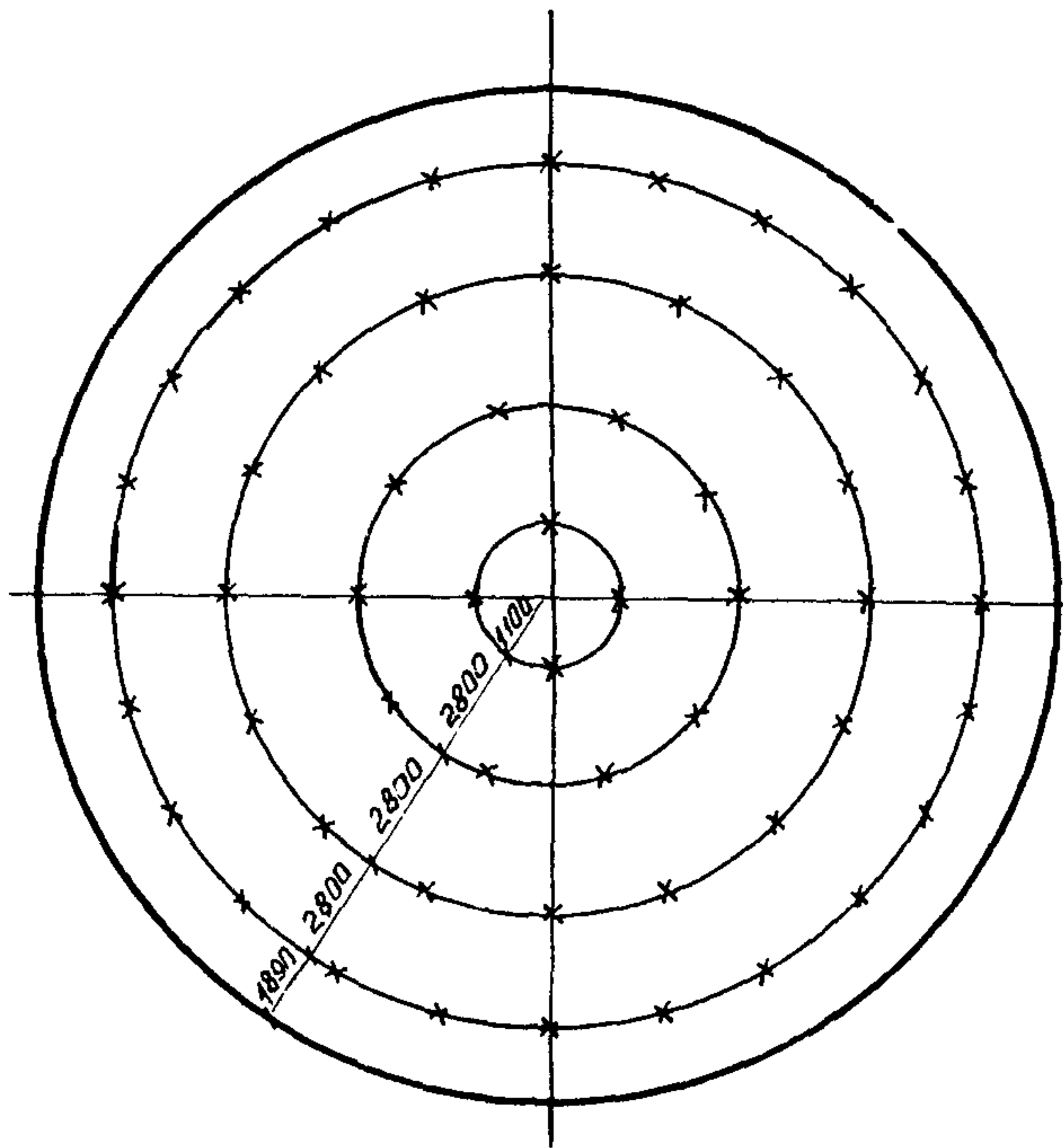


Рис.2. Схема размещения протекторов на днище РВС-5000

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 230x200x6 мм из стали ВСтЗсп5 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-





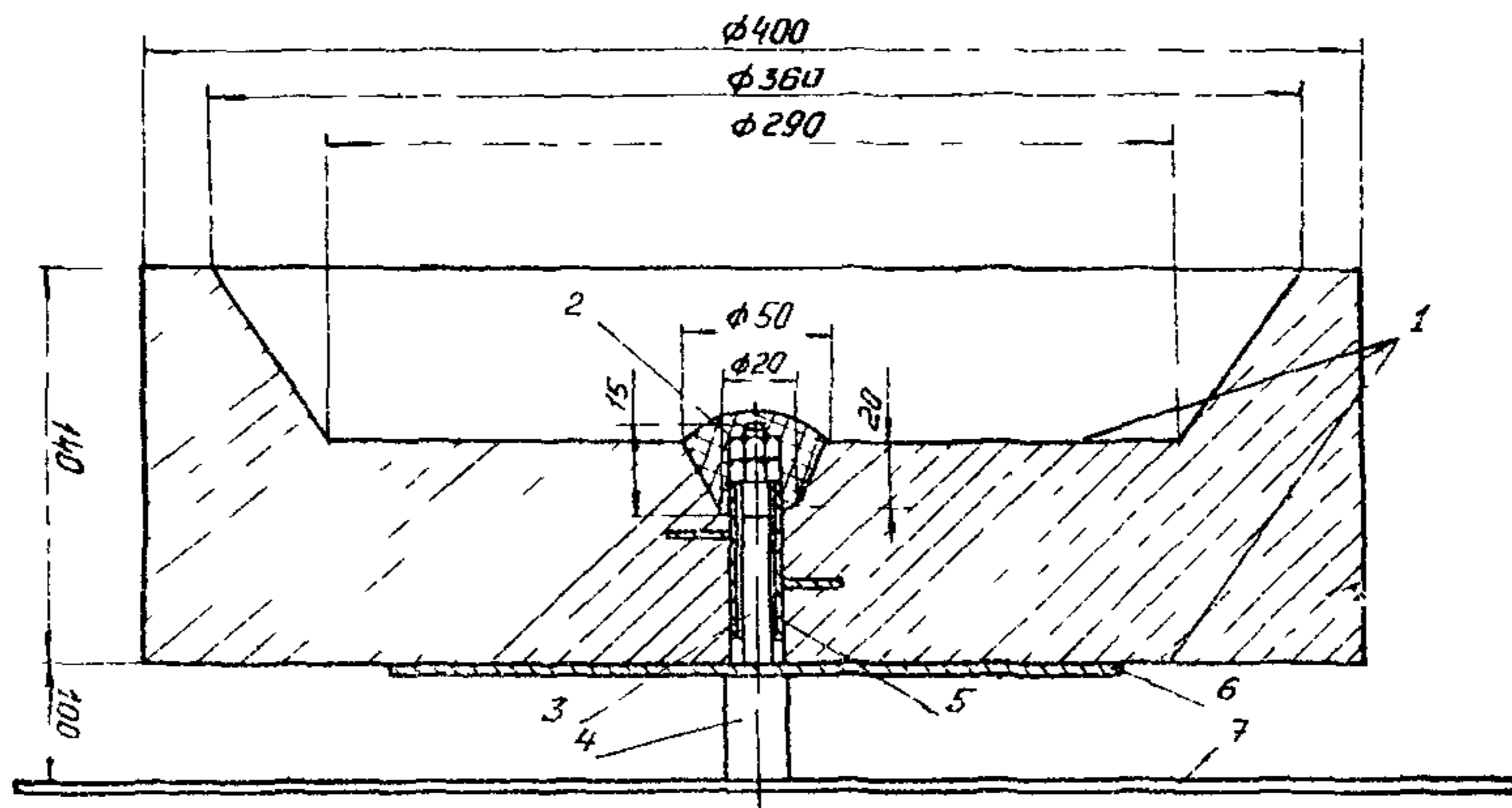


Рис.5. Схема установки протектора ПРМ-20 на днище резервуара:

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 полихлорвиниловой 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 уз-

лов;

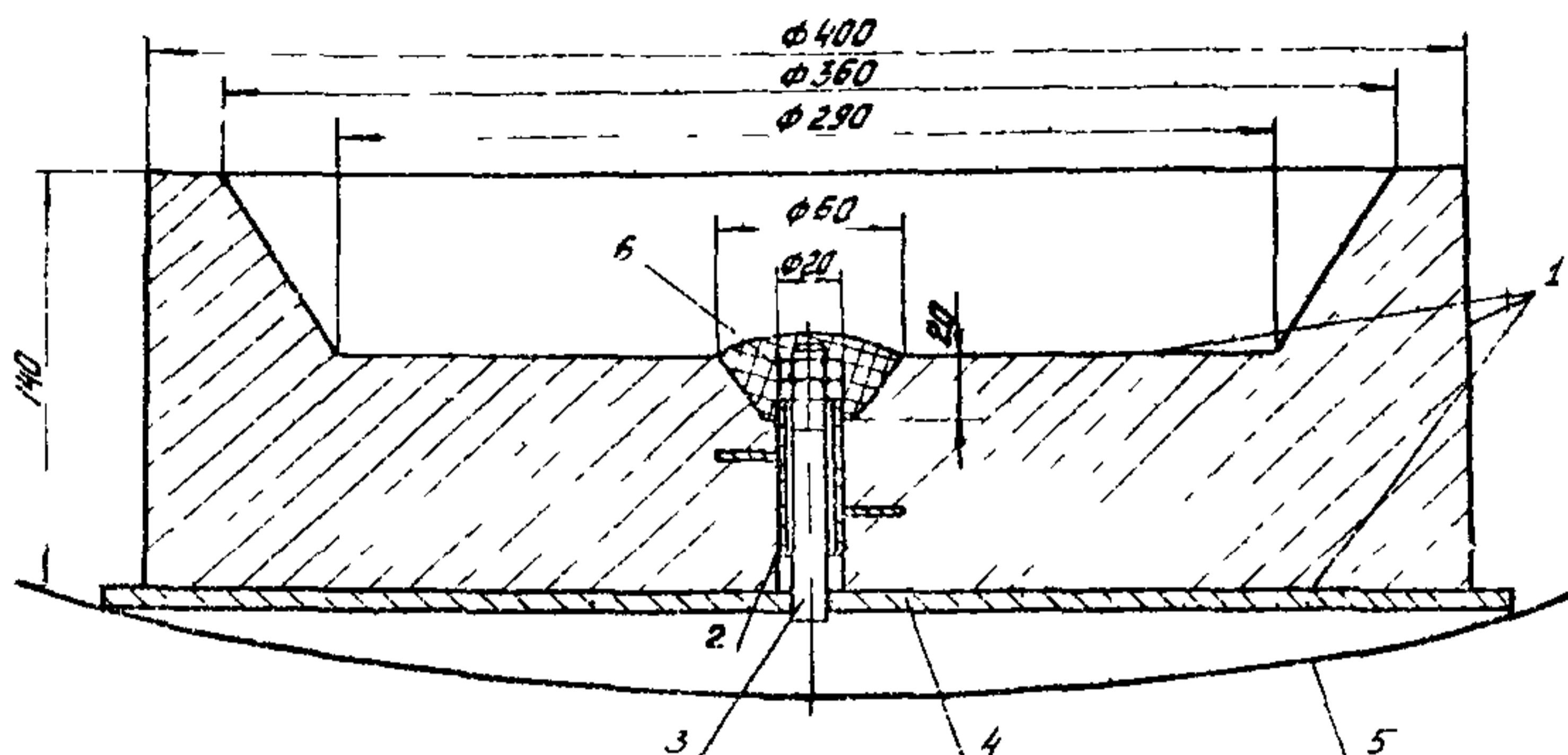


Рис.6. Схема установки протектора ПМР-20 на стенке резервуара:

1-экранирующее покрытие; 2-стальная арматурная труба протектора ПМР-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.;
- резервуары 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  $0,75 \text{ мм}^2$ , 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

3.11. Заполнение резервуара с протекторной защитой должно начинаться с опрессовки водой.

3.12. Режим заполнения при опрессовке согласовывают с приемочной комиссией.

3.13. 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-231 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-231.

3.14. После заполнения резервуара водой до отметки, принятой для опрессовки, следует снять кинетику изменения параметров согласно п.3.13, производя замеры не менее одного раза в 2 ч.

3.15. Последние измерения согласно п.3.14 производят по установлению 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 сработавшие 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 1%. 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 <sup>3</sup> |
|----------------------------|------------------------|
| Бензин, лигроин, керосин   | 0,3                    |
| Бензол                     | 0,05                   |
| Метиловый спирт            | 0,05                   |
| Толуол, ксилол             | 0,1                    |
| Сероводород                | 0,01                   |
| Фенол                      | 0,005                  |
| Хлорированные углеводороды | 0,002                  |
| Этиловый спирт             | 1,0                    |

## 6. ГАРАНТИИ ПОСТАВЩИКА

6.1. 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

|  |    |
|--|----|
| 1. Общие положения .....   | 3  |
| 2. Технические требования .....  | 3  |
| 3. Правила приемки и методы контроля<br>систем протекторной защиты ..... | 9  |
| 4. Указания по эксплуатации .....  | 12 |
| 5. Правила техники безопасности .....                                    | 12 |
| 6. Гарантии поставщика .....   | 13 |

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.Меликоца  
Технический редактор Т.В.Берешева

---

|                |                                |                 |
|----------------|--------------------------------|-----------------|
| И-89623        | Подписано в печать 10/1 1983г. | Формат 60x64/16 |
| Печ.л. 1,0     | Лч.-изд.л. 1,7                 | Бум.л. 1,5      |
| Тираж 250 экз. | Цена 7 коп.                    | Заказ 6         |

---

Ротапринт ВНИИСТа