

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 108 с., 8 рисунков, 12 таблиц, 69 источников, 3 приложения.

Ключевые слова: реконструкция, резервуар, монтаж оборудования, сварочные работы, расчет на прочность, расчет на устойчивость, гидравлические испытания.

Объектом исследования является (ются) Резервуар вертикальный стальной типа РВС 20000 м.

Цель работы – обеспечение надежности эксплуатации резервуарных конструкций.

В процессе исследования проводились расчеты на прочность и устойчивость стенки резервуара. Рассмотрены вопросы по монтажу нового оборудования, устранению дефектов стенки, монтажу др. инженерных систем. Проведение гидроиспытаний и нанесение антикоррозионного слоя. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования была выполнена реконструкция резервуара, проведена проверка на прочность и устойчивость стенки, на прочность днища и прочность сварного шва резервуара. Результаты выполненных расчетов удовлетворительные.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: подготовительные работы, организация строительно-монтажных работ, гидроиспытания и нанесение антикоррозионного слоя.

Степень внедрения: описанные технологии успешно применяются при реконструкции резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов в «АК «Транснефть».

| | | | | | | | | |
|-----------|------|--------------|---------|------|---|----------------------|------|--------|
| | | | | | «Реконструкция резервуара вертикального стального типа РВС 20000 м ³ на станции «Парабель» | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Краснопивцев | | | Реферат | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Саруев Л.А. | | | | | | |
| Консульт. | | | | | | | | |
| Зав. Каф. | | Рудаченко | | | | | | |
| | | | | | | ТПУ гр.3-2Б14 | | |

ABSTRACT

Graduation thesis 104 p., 8 figures, 12 tables, 69 sources of, 6 applications.

Key words: reconstruction, reservoir, mounting hardware, welding, strength calculation, stability analysis, hydraulic-ical trials.

The object of study is (are) the vertical steel Tank of 20000 type RVS m.

The aim of the work is to ensure reliable operation of tank structures.

In the process the research was carried out the calculations on strength and stability of the vessel wall. Questions are considered on the installation of new equipment, to eliminate the defects of the walls, installation of other engineering systems. The hydro-testing and application of anticorrosion layers. Given events on labor protection and building safety, environmental, technical and economic part.

The study was performed reconstruction reserve-Ara, conducted the verification on the strength and stability of walls, the strength of the bottom and weld strength of the tank. The results of these calculations are satisfactory.

The basic constructive, technological and technical-operational characteristics: the preparatory work, organization of construction and installation works, hydrotest and coating anticorrosion-tive layer.

Level of implementation: the described technology is successfully used in the reconstruction of storage tanks for oil and oil products of "Transneft".

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|----------------|-------------|
| | | | | | <i>Реферат</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

Оглавление

| | |
|--|----|
| РЕФЕРАТ | 1 |
| ВВЕДЕНИЕ..... | 5 |
| ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ..... | 7 |
| 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА | 10 |
| 1.1 Климатическая характеристика | 10 |
| 1.2 Характеристика резервуара..... | 12 |
| 1.3 Физико-химические характеристики нефти..... | 13 |
| 2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ..... | 14 |
| 2.1 Категория пожаровзрывоопасности..... | 14 |
| 2.2 Назначение объекта..... | 14 |
| 2.3 Характеристика резервуара..... | 14 |
| 3 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ..... | 15 |
| 3.1 Ремонт первого пояса стенки РВС методом замены..... | 16 |
| 3.2 Монтаж технологического оборудования | 20 |
| 3.2.1 Приемо-раздаточное устройство резервуара..... | 21 |
| 3.2.2 Монтаж системы размыва донных отложений «Диоген-700»..... | 21 |
| 3.2.3 Монтаж понтона | 23 |
| 3.2.4 Вентиляционные патрубки..... | 27 |
| 3.3 Монтаж технологических трубопроводов..... | 28 |
| 3.4 Монтаж инженерных систем | 30 |
| 3.4.1 Трубопроводы системы производственно-дождевой канализации .. | 30 |
| 3.4.2 Трубопроводы системы пожаротушения | 30 |
| 4 РАСЧЕТНАЯ ЧАТЬ | 33 |
| 4.1 Расчет стенки резервуара на устойчивость | 33 |
| 4.2 Проверка прочности стенки в точке сопряжения с днищем. | 43 |
| 4.3 Проверка сварного шва на прочность..... | 45 |
| 5 ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ РЕЗЕРВУАРА | 48 |

| | | | | | | | |
|------------------|---------------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|---------------|
| | | | | | «Реконструкция резервуара вертикального стального типа РВС 20000 м ³ на станции «Парабель» | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | |
| <i>Разраб.</i> | <i>Краснопивцев</i> | | | | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | <i>Саруев Л.А.</i> | | | | | | |
| <i>Консульт.</i> | | | | | ТПУ гр.3-2Б14 | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | <i>Рудаченко</i> | | | | | | |

Оглавление

| | |
|--|----|
| 6 АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА | 52 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 57 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ | 58 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А | 63 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ В | 64 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ С | 65 |

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------|-------------|
| | | | | | <i>Оглавление</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

ВВЕДЕНИЕ

Резервуар, является ответственной инженерной конструкцией, предназначенной для приемки, хранения, отпуска, учета нефти и нефтепродуктов.

В Российской Федерации насчитывается около 40 тысяч стальных резервуаров различного назначения и габаритов. Значительная их часть находится в крайне изношенном состоянии. Наибольшую опасность представляют разрушения особо крупных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. В экстремальных случаях общий материальный ущерб может превышать первоначальные затраты на возведение таких хранилищ в 500 и более раз.

Стальные резервуары относятся к числу ответственных сварных металлоконструкций, эксплуатирующихся в жестких условиях. При низких температурах, вызываются значительные внутренние напряжения и создаются условия, исключающие возможность перераспределения пластических свойств металла, т.к. они имеют жесткие сварные соединения в резервуарах. Такие причины, как неравномерные осадки, коррозия и множество других очень сильно снижают надежность резервуара, и порой приводят к его разрушению.

Проблема надежности оборудования, сооружений объектов МНПП, а также их работоспособность очень важна. Чем меньше отказов, простоев в работе транспорта нефти и продуктов ее переработки, инцидентов, аварий с разливом нефти и нефтепродуктов, других вредных для эксплуатирующих организаций и экологии последствий, тем выше надежность оборудования. Поэтому повышение длительной прочности и надежности вновь сооружаемых резервуарных конструкций, а также продление сроков службы действующего парка резервуаров, является весьма актуальной проблемой.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|---------------------|----------------|-------------|---|----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>«Реконструкция резервуара вертикального стального типа РВС 20000 м³ на станции «Парабель»</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Краснопиццев</i> | | | <i>Введение</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Саруев Л.А.</i> | | | | | | |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | <i>Рудаченко</i> | | | | | | |
| | | | | | | ТПУ гр.3-2Б14 | | |

В дипломном проекте рассматриваются вопросы, связанные с реконструкцией и техническим перевооружением резервуара РВС 20000 м³ на станции «Парабель», по результатам полной технической диагностики, а именно:

- замена 1 пояса;
- монтаж алюминиевого понтона;
- монтаж системы размыва донных отложений;
- монтаж радарного замерного оборудования;
- замена технологических трубопроводов и других инженерных систем.

В технологическом разделе представлена техническая диагностика РВС-20000 м³, обоснована необходимость проведения реконструкции резервуара, даны характеристика РВС - 20000 м³ и описание выполнения работ по реконструкции резервуара.

В расчетной части технологического раздела произведены расчеты по определению толщины стенки резервуара, включая проверку на прочность и устойчивость, а также определены технологические параметры резервуара РВС-20000 м³.

В разделе «Социальная ответственность» рассматриваются вопросы техники безопасности, охраны труда, противопожарной безопасности и охраны окружающей среды при сооружении резервуара.

В экономическом разделе приведены расчеты по определению сметной стоимости работ по реконструкции резервуара РВС-20000 м³.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------|-------------|
| | | | | | <i>Введение</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Резервуар вертикальный, стальной, цилиндрический, который в процессе эксплуатации подвергается множественному комплексу внешних влияний: статических, малоцикловых, снеговых, ветровых и гидравлических нагрузок, перепадам внешних температур и агрессивных рабочих сред, приводящих к усиленной коррозии, является самым распространенным типом резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. А также локальным перенапряжениям корпуса в связи с неравномерными деформациями грунтового основания резервуара. Отсутствие поэтапного подхода к учету многих факторов в проектировании, строительстве и эксплуатации РВС, особенно объема - свыше 20000 м³, очень часто приводит к возникновению инцидентов, аварий, снижению общей надежности и резкому сокращению долговечности резервуаров при эксплуатации.

Основные научные принципы проектирования, строительства и эксплуатации РВС выражены в трудах таких ученых, как Шухова В.Г., Раевского Г.В., Корниенко В.С., Сафаряна М.К., Иванцова С.М., Поповского Б.В., Березина В.Л, Каравайченко М.Г., Астряб С.М., Шутова В.Е. и др.

Научными исследованиями и разработкой типовых решений в строительстве, реконструкции и ремонтах резервуаров, в наше время активно занимаются ряд научно-исследовательских и проектных организаций, такие как: ВНИПИ-Нефть, г.Москва, ЦНИИПСК им. Мельникова Проектстальконструкция, г.Москва, РУНиГ им. Губкина, г.Москва, ЦНИЛ «Госкомнефтепродукты РФ», г.Москва, ОАОПИ «Нефтеспецстройпроект», г.Москва, ОАО ВНИИМонтажспецстрой, г.Москва, ТатНИПИНефть, г. Бугульма, ВНИИСПТНефть, г.Уфа.

Из зарубежных ученых вопросами улучшения эксплуатационной надежности РВС занимались: Brooksbank D., Conrad H., Currie I.G., Glad-men T., Holroid R.J., King J.E., Orlik K.G., Palmer S., Runchal A.K., Wright R.N., Ziolko J.

| | | | | | | | | |
|-----------|------|--------------|---------|------|---|---------------|------|--------|
| | | | | | «Реконструкция резервуара вертикального стального типа РВС 20000 м ³ на станции «Парабель» | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Краснопивцев | | | Обзор литературы | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Саруев Л.А. | | | | | | |
| Консульт. | | | | | | | | |
| Зав. Каф. | | Рудаченко | | | | | | |
| | | | | | | ТПУ гр.3-2Б14 | | |

Для решения вопросов повышения эксплуатационной надежности и долговечности РВС, во всем мире подключаются значительные научные силы, но несмотря на это, на практике, до нашего времени, практически во всем мире присутствует серьезный рост аварийных ситуаций в резервуарных парках. Причем подробный анализ имеющейся статистики говорит об прямой зависимости количества аварий, от сроков эксплуатации резервуаров, что сопровождается большими материальными, финансовыми и экологическими потерями. Подробный анализ итогов исследования некоторого количества резервуаров объемом до 100 тыс. м³, эксплуатируемых с 1966 года в Англии, Нидерландах, Японии, США и России, представленный в ряде трудов, разрешил установить, что в более 70 % случаев необратимые аварии, инциденты и отказы произошли в итоге разрушения перенапряженных участков резервуаров, находящихся в месте соединения вертикальной стенки с окрайкой днища, в основном из-за неравномерной осадки грунтового основания, коррозии сварных швов, либо из-за перекосов и заклинивания плавающей крыши с последующим перенапряжением основных несущих и ограждающих конструкций, проверяемого резервуара.

Несмотря на многочисленные работы в областях проектирования, строительства и эксплуатации резервуаров, до настоящего времени целый ряд проблем, связанных с конструированием, расчетом, строительством и безопасной эксплуатацией резервуаров, остается открытым.

Данный проект разработан в соответствии с:

ОР-91.010.30-КТН-133-07 «Положение по разработке проектов организации строительства, объектных проектов организации строительства (в составе проектной документации) и проектов производства работ (в составе производственно-технологической документации) для строительства и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов АО «АК «Транснефть»;

СНиП 12-01-2004 «Организация строительства»;

СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Обзор литературы</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;

ОР-23.020.00-КТН-360-07 «Регламента вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода в эксплуатацию», утвержденного ОАО «АК Транснефть»;

РД 16.01-60.30.00-КТН-062-1-05 «Руководство по ремонту железобетонных и стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000м³;

РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м³;

РД 05.00-45.21.30-КТН-005-1-05 «Правила антикоррозионной защиты резервуаров»;

Проект разработан в полном соответствии с действующей в АО «АК «Транснефть» нормативной документацией и типовыми техническими решениями по проектированию, на основании задания на проектирование, а также заключения по результатам полной технической диагностики резервуара РВС-20000 м³.

Проект производства работ разрабатывает специализированная проектная организация по заданию Подрядчика, выполняющего ремонт РВС, на основании данного проекта ремонта, с учетом техники, основных и сварочных материалов, имеющихся в его распоряжении. Все виды пооперационного контроля выполняются силами Подрядчика, выполняющего ремонт. Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, обеспечивающих безопасную эксплуатацию объекта [11].

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Обзор литературы</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

1.1 Климатическая характеристика

В геоморфологическом отношении НПС «Парабель» расположена в Приобской провинции, относящейся к Среднеобской впадине Западно-Сибирской низменности. Локально район работ приурочен к левобережной II надпойменной террасе р.Обь. Рельеф изучаемой территории представляет собой обширную залежную славодренированную территорию. Основным рельефообразующим фактором здесь является речная сеть. Непосредственно НПС «Парабель» расположена в пределах среднечетвертичной равнины на левом берегу р.Обь, где в инженерно-геологическом отношении преобладающими являются аллювиально-озерные среднечетвертичные и верхнеплиоцен-нижнечетвертичные, а также озерно-болотные голоценовые отложения. В гидрогеологическом отношении описываемая территория расположена в пределах Средне-Обского бассейна, входящего в состав Западно-Сибирского артезианского бассейна. В целом для описываемой территории характерно неглубокое залегание грунтовых вод и широкое распространение заболоченных и обводненных пространств на всех отрицательных формах рельефа. Из современных экзогенных процессов в районе работ наиболее широко распространены заболачивание плоских пространств и эрозионные процессы на прирвовочных участках долины р.Обь и ее притоков [1].

Территория НПС частично отсыпана грунтом и находится в устойчивом состоянии. Отклонений от рабочего режима в производственных зданиях и сооружениях не отмечается. Осадки, провалы, просадки фундамента, трещины на стенах и перекрытиях не зафиксированы. Подтопления паводковыми и грунтовыми водами территории не отмечается, снег вывозится за пределы НПС. Дождевые воды зарегулированы и в больших объемах на территории НПС не скапливаются.

| | | | | | | | | |
|-----------|------|--------------|---------|------|---|----------------------|------|--------|
| | | | | | «Реконструкция резервуара вертикального стального типа РВС 20000 м ³ на станции «Парабель» | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Краснопивцев | | | Характеристика объекта | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Саруев Л.А. | | | | | | |
| Консульт. | | | | | | | | |
| Зав. Каф. | | Рудаченко | | | | | | |
| | | | | | | ТПУ гр.3-2Б14 | | |

Глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов согласно СНиП 2.01.01-82 составляет 240 см.

НПС «Парабель» находится в нормальной строительно-климатической зоне, климатический подрайон IV [1].

Климат резко-континентальный.

Характеристика метеорологических элементов приводится по данным метеостанции Колпашево.

Среднегодовая температура воздуха, °С – минус 1,5.

Среднемесячная температура января, °С – минус 20,7.

Среднемесячная температура июля, °С – 18,0.

Абсолютный max температуры воздуха, °С – 35.

Абсолютный min температуры воздуха, °С – минус 51.

Температура наиболее холодной пятидневки, °С от минус 42 до минус 44 обеспеченностью 0.98 – 0.92.

Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха $\leq 0^\circ\text{C}$, сут. – 184

Среднегодовая сумма осадков, мм – 511

Суточный максимум осадков, мм – 64

Дата появления снежного покрова – 27.10

Дата схода снежного покрова – 24.04

На 1 м² горизонтальной поверхности земли расчетный вес снегового покрова составляет, кгс/м² – 240

Толщина стенки гололеда превышаемая 1 раз в 5 лет определяемая для высоты 10 м, мм – 5

Скоростной напор ветра на высоте 10 м над поверхностью земли, кгс/м² – 30

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | Характеристика объекта | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

1.2 Характеристика резервуара

По РД-16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 резервуар относится к I классу опасности.

| | |
|--|------------------------|
| Диаметр резервуара внутренний, м | 47,4 |
| Высота стенки, м | 11,91 |
| Геометрический объем (цилиндрической части), м ³ | 21004 |
| Максимальный уровень разлива воды при гидроиспытании, м | 10,50 |
| Верхний аварийный уровень разлива нефти, м | 10,50 |
| Верхний допустимый уровень в резервуаре, м | 10,385 |
| Нормативный уровень верхний в резервуаре, м | 10,035 |
| Минимально-допустимый уровень для безопасной работы устройства размыва донных отложений, м | 5,0 |
| Нормативный уровень нижний в резервуаре, м | 1,515 |
| Нижний допустимый уровень в резервуаре, м | 1,300 |
| Нижний аварийный уровень разлива нефти, м | 1,235 |
| Максимально допустимая скорость движения нефти в трубопроводах приемо-раздаточного узла, м/с | 7 |
| Расчетная температура металла по РД-16.01-60.30.00-КТН-026-1-04, не ниже, °С | минус 45 |
| Температура продукта, °С | от минус 20 до плюс 40 |
| Плотность продукта, кг/м ³ | от 790 до 890 |
| Вес снегового покрова (расчетный показатель), кг/ м ² | 180 |
| Ветровое давление (нормативный показатель), кг/ м ² | 38 |
| Сейсмичность, баллов | 8 |
| Цикличность нагружения в год | не более 350 |
| Нормативный срок эксплуатации, лет | 50 |
| Межремонтный интервал, лет | 20 |

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Характеристика объекта</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

1.3 Физико-химические характеристики нефти

Средние значения по качеству транспортируемой нефти:

группа горючести – ЛВЖ, температура вспышки нефти в закрытом тигле – минус $35^{\circ}\text{C} \div 30^{\circ}\text{C}$, температура самовоспламенения – от 250°C , концентрационные пределы распространения пламени (воспламенения) – $2,4 \div 10,0$ %, температурные пределы распространения пламени (воспламенения) – $14 \div 80^{\circ}\text{C}$, нормальная скорость распространения пламени – до 300 м/с, скорость выгорания – $0,04 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{с}^{-1}$ [2, 22];

плотность нефти при температуре и давлении при условии измерений объёма, $\text{кг}/\text{м}^3$ – 845,7;

плотность нефти: при 20°C , $\text{кг}/\text{м}^3$ – 837,0;

при 15°C , $\text{кг}/\text{м}^3$ – 840,7;

массовая концентрация хлористых солей, $\text{мг}/\text{д м}^3$ – 10,9 (0,0013 %);

массовая доля: воды, % – 0,05;

механических примесей, % – 0,004;

серы, % – 0,61;

сероводорода, ppm – 0,06;

метил- и этилмеркаптанов в сумме, ppm – 0,19;

органических хлоридов, ppm – 0,4;

кинематическая вязкость при t сдачи по поточному вискозиметру, $\text{мм}^2/\text{с}$ – 8,188;

массовая доля парафина, % – 2,1 %.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | Характеристика объекта | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

2.1 Категория пожаровзрывоопасности

Резервуар вертикальный стальной типа РВС 20000 м³ на станции «Парабель» в отношении взрыво-пожаробезопасности имеет категории:

Категории по взрывопожарной безопасности – В-1г по ПЭУ;

Категории по пожарной опасности – Ан, по НПБ-105-03, по характеристике ПБ 03-605-03 резервуар относится к 1 классу.

2.2 Назначение объекта

Резервуар предназначен для приема, хранения, откачки и учета нефти и служит компенсатором неравномерности подачи нефти предыдущей нефтеперерабатывающей станции и отпуску на последующую [2].

2.3 Характеристика резервуара

Резервуар РВС-20000 входит в состав резервного парка НПС «Парабель». Резервуар представляет собой стальную вертикальную цилиндрическую емкость, установленную на кольцевом железобетонном фундаменте, смонтированную рулонным методом, находящуюся внутри грунтового обвалования [2].

| | | | | | | | | |
|-----------|------|--------------|---------|------|---|----------------------|------|--------|
| | | | | | «Реконструкция резервуара вертикального стального типа РВС 20000 м ³ на станции «Парабель» | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Краснопивцев | | | Основные технические решения | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Саруев Л.А. | | | | | | |
| Консульт. | | | | | | | | |
| Зав. Каф. | | Рудаченко | | | | | | |
| | | | | | | ТПУ гр.3-2Б14 | | |

3 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

Проектом предусматривается:

- демонтаж существующих трубопроводов и оборудования
- ремонт стенки, днища и кровли резервуара;
- монтаж алюминиевого понтона резервуара для нефти емкостью 20000 м³;
- ремонт шахтной лестницы;
- установка оборудования резервуара, оборудование системами пожаротушения и охлаждения с подключением к автоматической системе пожаротушения и охлаждения;
- монтаж технологических трубопроводов с подключением к РВС парку;
- молниезащита, заземление РВС, технологических трубопроводов и защита от статического электричества;
- устройство антикоррозионной защиты оборудования и трубопроводов;
- монтаж узлов коренных задвижек резервуара;
- монтаж узлов подключения систем автоматического пожаротушения и охлаждения;
- ремонт помещений для задвижек систем автоматического пожаротушения и охлаждения;
- монтаж производственно-дождевой канализации;
- электроснабжение задвижек и устройства «Диоген-700»;
- монтаж опор и фундаментов под трубопроводы и запорную арматуру;
- монтаж канализационных и водопроводных колодцев;

| | | | | | | | |
|----------------------------|--------------|----------|---------|------|---|------|--------|
| | | | | | «Реконструкция резервуара вертикального стального типа РВС 20000 м ³ на станции «Парабель» | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |
| Разраб. | Краснопивцев | | | | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | Саруев Л.А. | | | | | | |
| Консульт. | | | | | ТПУ гр.3-2Б14 | | |
| Зав. Каф. | Рудаченко | | | | | | |
| Основные проектные решения | | | | | | | |

- монтаж приборов и оборудования КИП;
 - устройство подъездов к узлам для присоединения пожарной техники;
 - устройство защитного обвалования, переходов через обвалование;
 - проведение гидравлического испытания трубопроводов;
 - благоустройство территории.
- После проведения ремонта РВС 20000 м³ провести его градуировку в соответствии с ГОСТ 8.570-2000 [4, 5].

3.1 Ремонт первого пояса стенки РВС методом замены

Заготовки изготавливают из листового проката в соответствии с технологической картой замены дефектных участков стенки. В соответствии с паспортом резервуара подбирают марку стали, толщину проката. Если в паспорте нет данных о прокате и марке стали, а также при отсутствии паспорта на резервуар, данные принимаются по типовому проекту и по результатам измерения толщины стенки, а марка стали определяется при помощи проведения химического анализа образца стенки. Сталь 09Г2С-15 ГОСТ 19282-73 применяется для всех стальных, вертикальных резервуаров низкого давления для нефти и нефтепродуктов, кроме РВСПК-50000 [6].

Перед началом монтажа, под радиус стенки резервуара, вальцуют заготовки. Необходимо чтобы радиус заготовки был больше либо равен радиусу стенки резервуара. В противном случае на стенке РВС появится дефект типа «ромашка», который на практике исправить крайне сложно.

При изготовлении заготовки в заводских условиях, следует выполнить рекомендуемую подготовку кромок под сварку для данного типоразмера резервуара [4].

Замену дефектного участка на первом поясе начинают от точки, находящейся на расстоянии не менее 500 мм от вертикального шва, и производят в направлении по часовой стрелке. Вертикальные швы в пределах заменяемого участка и основного полотнища стенки на поясах разного уровня располагают в разбе-

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Основные проектные решения</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

жку не менее 500 мм. Участок стенки, подлежащий вырезке, предварительно размечается яркой масляной краской. При разметке пользуются шаблоном, допускается также использование готовой заготовки на данный участок. Не допускается выполнять вырезку более одного окна. Вырезка проема в стенке приводит к снижению её цилиндрической жесткости, что в свою очередь может привести к нежелательным радиальным смещениям стенки. Поэтому до начала резки проёма в стенке резервуара необходимо принять все меры по увеличению её жесткости, чтобы предотвратить возможные радиальные смещения стенки РВС. Для этого устанавливают временные подпорки (рисунок 1), соединяющие остающуюся крошку стенки с окрайкой дна, периодичность установки составляет порядка 1 - 1,5 м вдоль направления реза.

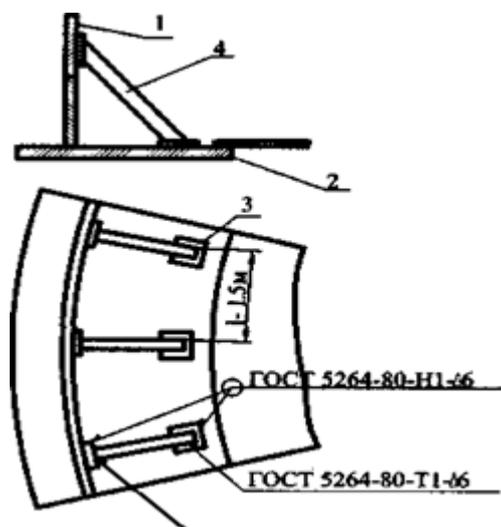
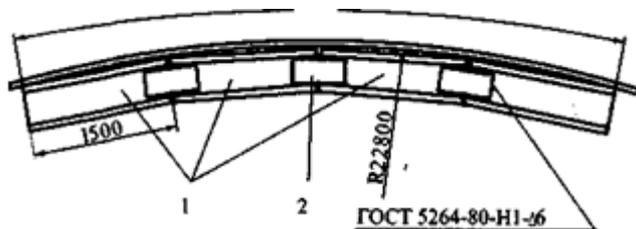


Рисунок 1 - Временные подпорки

Для РВС-10 000, РВС-20 000 допускается единичная вырезка участка стенки длиной не более Юм (оптимальная — 6м). Если дефектный участок имеет большую протяженность, ремонт ведется последовательно, с разбивкой стенки на отдельные захватки. В том случае если при устройстве проема происходит значительный подъем (до 30 мм) окраек, длину заменяемых участков нужно уменьшить до 3 м, а появляющиеся деформации окраек устранять домкратами [4, 9].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Основные проектные решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

При значительных отклонениях образующих стенки от вертикали в месте ремонта РВС рекомендуется дополнительно устанавливать вдоль верхней кромки выреза проема (в кольцевом направлении) ребро жесткости из двутавра №30, повторяющее радиус резервуара (рисунок 2).



1 - двутавр №30 $l=1500$ мм - 4 шт.;

2 - соединительная пластина - 6шт.

Рисунок 2 - Ребро жесткости для РВС-20000

Если не предусмотрен демонтаж окрайки, все дефектные участки стенки резервуара вырезаются газовой резкой, за исключением нижней части стенки, которая отрезается на 5 – 10 мм выше уторного шва, после чего доводится до необходимого размера шлиф-машинкой.

Кромки деталей после кислородной резки тщательно зачищают механическим способом (шлиф-машинкой) на глубину не менее 2 мм. Поверхность свариваемых заготовок зачищают до металлического блеска на ширину 25-30 мм от оси стыка.

Подготовку кромок выполняют в соответствии с требованиями:

- вертикальных швов для двусторонней сварки;
- с двумя симметричными скосами кромок типа С25 ГОСТ 5264-80;
- горизонтального шва для двусторонней сварки выполняют с двумя симметричными скосами одной кромки типа С15 ГОСТ 5264-80.

Допускается увеличение зазора и ширины шва на 25 %, т.к. резка проводится в монтажных условиях [7].

В случае если углы заменяемого участка полотнища располагаются в теле пояса, то углы данного участка должны иметь закругления радиусом не менее 100 мм.

В случае, если радиус вальцовки заготовки больше радиуса стенки резервуара, или заготовка не вальцована, для удобства совмещения кромок стыкуемых полотнищ, к стенке приваривают прерывистым швом длиной 300 мм с шагом 300 мм ребро жесткости из двутавра № 30.

Установленная в проеме заготовка после тщательной выверки закрепляется в проектном положении прихватками к стенке и к окрайке днища. Расстояние между прихватками 400 - 500 мм, длина 50 - 60 мм. Прихватки выполняют тем же сварочным материалом, что и для сварки основных швов [7, 9].

Сварка двусторонних швов ведется двумя сварщиками одновременно, причем внутренний сварщик идет с опережением на 500 мм, обратноступенчатым способом с длиной ступени 200 - 250 мм. Если проем заполняется более чем одной заготовкой, то швы, примыкающие к свободному краю заготовки, не доваривают на участке 500 мм от края, эти участки заваривают при сварке следующей заготовки.

Сварку стыковых швов выполняют в следующей последовательности а):

сварка корневого слоя (I);

сварка наружного заполняющего слоя (II);

сварка внутренних заполняющих и облицовочного слоев (III, IV, V); сварка наружного облицовочного слоя (VI).

Перед сваркой с внутренней стороны необходимо зачистить корень шва.

Сварка уторного шва выполняется в следующей последовательности б):

сварка корневого слоя (I);

сварка внутренних заполняющих и облицовочного слоев (II, III);

сварка наружного облицовочного слоя (IV).

Перед сваркой с внутренней стороны зачистить корень шва [7, 9].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Основные проектные решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

При замене дефектного участка в районе ПРП производится полная замена листа первого пояса стенки с неизменным смещением, относительно имеющихся вертикальных сварных швов стенки, на 500 мм вертикальных ремонтных швов.

В случае частичной замены стенки в месте установки ПРП необходимо принять дополнительные меры безопасности по предотвращению опасного высвобождения энергии упругих деформаций, которые всегда имеются в данном месте. Замену полотнища необходимо вести последовательно участками длиной не более 1 м.

В местах врезки люка-лаза 2 или патрубка 1 стенка обычно усиливается накладкой воротников. Если расстояние между уторным швом и швом воротника менее 200 мм, газовую резку выполняют под углом 45° на расстоянии 200 мм от уторного шва, захватывая воротник в нижней части. Притупление кромок, при этом, размещают посередине листа стенки.

При замене дефектного участка под люком-лазом и ПРП для уменьшения остаточных сварочных напряжений и деформаций после сварки двух проходов все последующие валики швов проковывают непосредственно после смены электрода ручным или пневматическим молотком. Все монтажные швы зачищаются от шлака и проверяются визуальным осмотром с обеих сторон стенки. Рентгенографическим методом контролируют все монтажные ремонтные швы, за исключением уторного [4, 7, 9].

Вакуум методом на герметичность или керосиновой пробой, контролируют нижний уторный шов. В труднодоступных участках, при невозможности выполнения рентгенографического контроля, ремонтные швы проверяют ультразвуковым методом [17].

3.2 Монтаж технологического оборудования

Проектом предусмотрена установка:

- приемо-раздаточного устройства резервуара;
- устройства для размыва донных отложений;
- понтона;

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Основные проектные решения</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

- вентиляционных патрубков;

3.2.1 Приемо-раздаточное устройство резервуара

Согласно РД-16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 на приемо-раздаточных патрубках Ду 700 мм (2 шт.) устанавливаются приемораздаточные устройства Ду 700 мм [2, 4].

Приемораздаточное устройство Ду 700 мм предназначено для откачки нефти из резервуара. Заборное устройство – всасывающий патрубок приемораздаточного устройства обеспечивает откачку нефти с поверхности днища резервуара.

Исполнение приемораздаточного устройства соответствует требованиям ПУЭ по классу В-1г для сред категории ПА, группы смеси ТЗ по классификации ГОСТ Р 51330.11-9 [2, 8].

3.2.2 Монтаж системы размыва донных отложений «Диоген-700»

Проектом предусмотрен демонтаж существующей системы размыва и установка люка для устройства системы размыва донных отложений «Диоген-700».

Система предотвращения образования и удаления донных отложений из вертикального стального резервуара РВС-20000 представляет собой комплекс оборудования, предназначенного для размыва донных парафинистых осадков нефти в заполненном нефтью резервуаре и откачки полученной суспензии после размыва осадка в магистральный нефтепровод.

Основным элементом системы размыва донных отложений в резервуаре является устройство для размыва донных отложений «Диоген-700», устанавливаемое на крышке люк - лаза овальной формы размером 600х900 мм на первом поясе стенки резервуара РВС-20000.

Устройство размыва обеспечивает:

- перемешивание и размыв подвижной струей нефти, создаваемой пропеллером, донных отложений в резервуаре;
- за счет встроенного привода поворота вала пропеллера, автоматическое изменение направления струи нефти в горизонтальной плоскости;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Основные проектные решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- при работе изделия в крайних угловых положениях вала пропеллера, образование кругового вращения всей массы нефти, находящейся в РВС;

- пуск и остановку производится с местного поста управления или дистанционно с центрального пульта в операторной нефтеперекачивающей станции.

Устройство размыва осадка «Диоген-700» включает в себя:

- 1) взрывозащищенный асинхронный электродвигатель;
- 2) плоскозубчатую ременную передачу;
- 3) торцевое уплотнение;
- 4) сферическое уплотнение;
- 5) привод вала на опорах качения;
- 6) шарнирный узел автоматического привода поворота;
- 7) пропеллер;
- 8) электросиловое и управляющее оборудование.

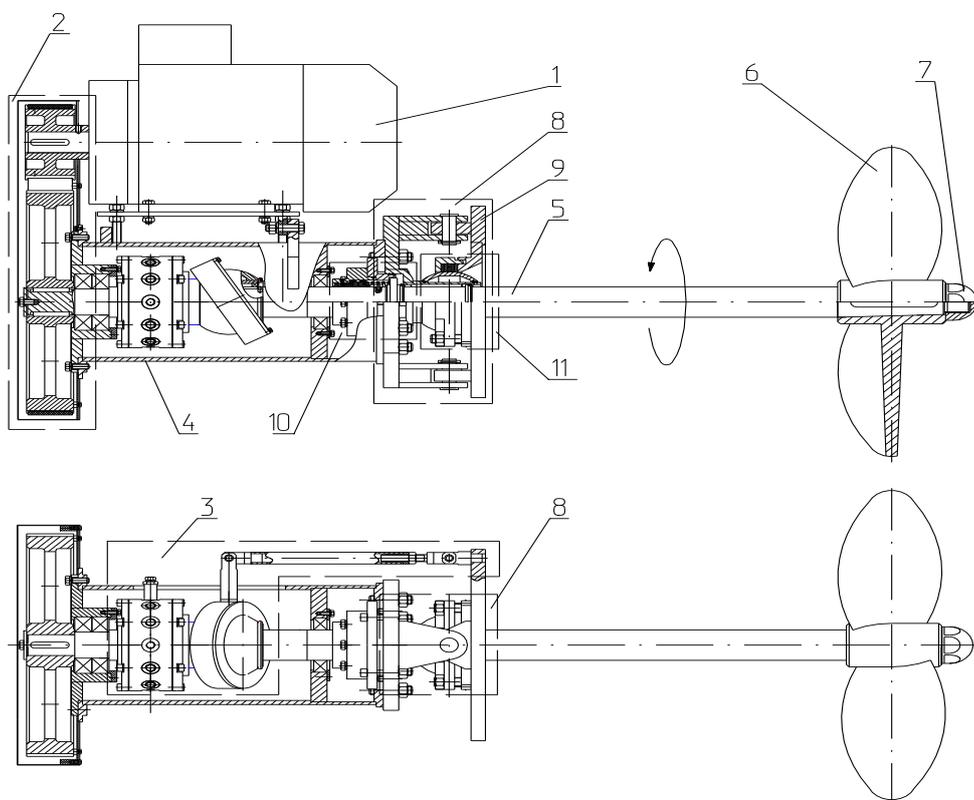


Рисунок 3 - Общий вид устройства «Диоген»

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Основные проектные решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Проектом предусматривается установка на резервуаре РВС-20000 одного устройства размыва донных осадков «Диоген-700».

Устройство размыва донных отложений предназначено для эксплуатации во взрывоопасных зонах класса В-1г (наружная установка), в которых возможно образование паро и газовой смеси категорий ПА, ПВ групп Т1, Т2, Т3 по ПУЭ.

Принцип работы устройства заключается в образовании процесса перемешивания направленной струей находящегося в резервуаре продукта, в связи с чем механические примеси и тяжелые парафинистые осадки и взвешиваются в общей массе хранимого продукта (нефти). При работе устройства этот процесс имеет два фактора:

- за счет перемешивания осадка при работе пропеллера, создаваемой направленной струей нефти;
- при работе мешалки в крайних угловых положениях, за счет кругового вращения всей массы находящегося в резервуаре продукта (нефти).

Качение устройства в пределах угла равного 60 угловым градусам, на горизонтальной плоскости, обеспечивается автоматическим приводом поворота. Примерно в течении 5 часов мешалка проходит от одного крайнего положения до другого. Такой режим работы способствует наиболее эффективному процессу размыва скопившегося осадка в РВС. Вращение пропеллера и работа автоматического привода поворота устройства, производится одним электроприводом.

Управление работой устройства размыва предусматривается с операторной.

3.2.3 Монтаж понтона

Проектом предусмотрено оснащение резервуара понтоном из алюминиевых сплавов с уплотняющим затвором мягкого типа. Конструкция и требования к материалам понтона должны соответствовать требованиям п. 2.6 РД-16.01-60.30.000-КТН-026-1-04, понтон должен быть сертифицирован в системе сертификации АО

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Основные проектные решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

«АК «Транснефть». Заказ понтона производится согласно опросному листу. Сборка понтона должна производиться на отметке плюс 2,2 м [2].

Монтаж металлоконструкций понтона производится из готовых узлов и деталей. Подача элементов понтона внутрь резервуара осуществляется с помощью крана, лебедок через имеющиеся люк-лазы первого пояса стенки резервуара. Фирма производитель должна обеспечить возможность изготовления и монтажа понтона на стойках переменной высоты с заданными высотами установки и одновременной привязкой стоек понтона в зависимости от расположения оборудования, установленного на днище и стенке резервуара. Фирма производитель должна представить всю необходимую исполнительную документацию. Расположение монтажного люка на понтоне предусмотреть соосно с монтажным люком на кровле резервуара [2,4].

Понтон из алюминиевых сплавов «Альпон» предназначены для снижения потерь нефти и нефтепродуктов, а также предотвращения загрязнения атмосферы углеводородами при хранении их в вертикальных резервуарах путем перекрытия поверхности продукта понтоном.

Характеристики понтона.

| | |
|--|----------------------|
| Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов от испарения по сравнению с резервуарами без понтона, % | 70... 99 |
| Интервал рабочих температур, С° | от -60 до +50 |
| Рабочая среда | нефть, нефтепродукты |
| Плавучесть, % | 200 |
| Зазор между понтоном и стенкой резервуара, перекрываемый затвором (номинальный), мм | 200 |
| Высота просвета под понтоном не менее, мм | 1800 |
| Электрическое сопротивление заземления не более, Ом | 100 |
| Масса понтона (плавающая часть), кг | 8540 |

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Основные проектные решения</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

Понтон включает в себя:

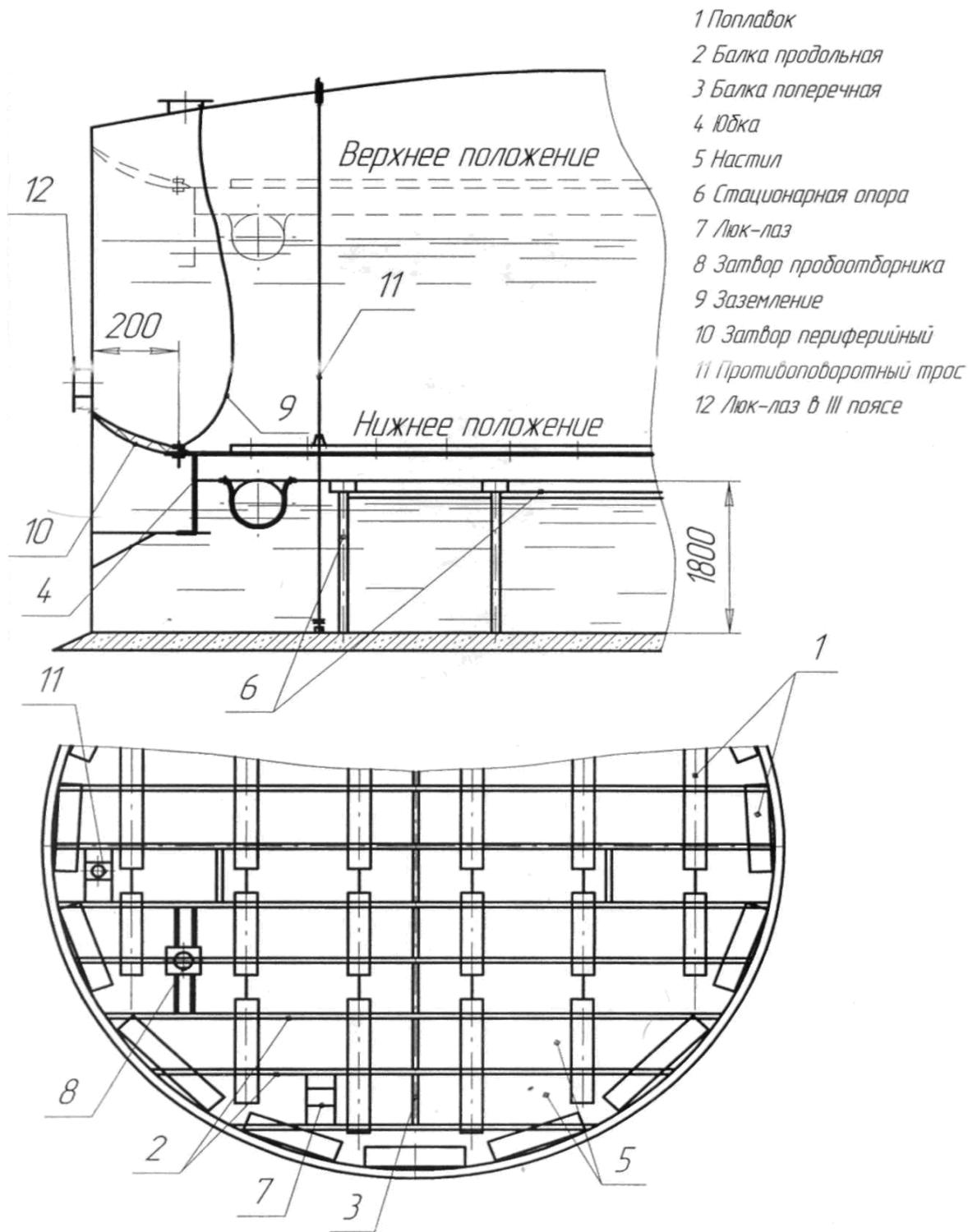
- герметичные поплавки (1), жестко скрепленные между собой в каждом ряду, расположенные параллельными рядами в центральной части и по окружности на периферии;

- настил (5), состоящий из секций и покрывающий поверхность понтона;

- парные балки (2) и (3), соединяющие секции настила между собой и обеспечивающие поперечную жесткость понтона.

- стационарная опора (6) (в зависимости от требований Заказчика), на которую понтон может опираться в нижнем положении (рисунок 4).

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Основные проектные решения</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |



Рисунок

- юбка (4), формирующая периферийную часть понтона, к которой прикреплены ряды поплавков на концах имеющие кронштейны, для крепления к ней. Цилиндрическая юбка частично погружена в хранящуюся нефть и концентрично рас-

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Основные проектные решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

положена к стенке РВС, в связи с этим, совместно с герметичным настилом, предотвращается выход паров, находящегося в резервуаре продукта из под понтона.

- затвор (10), предназначен для герметизации кольцевого зазора между внутренней поверхностью РВС и юбкой;

- кабель заземления (9), прикрепленный к самому понтону и крыше РВС, служит для отвода статического электричества с корпуса понтона на поверхность резервуара [8].

- противоповоротные тросы (11), служат для исключения поворота понтона вокруг своей оси. Закреплены на кровле и днище РВС.

- люк-лаз (7), смонтированный на понтоне, служит для удобства эксплуатации и монтажа, с герметично закрываемый крышкой, которая при опускании понтона на опору открывается при помощи толкателя,

- специальный затвор (8), устанавливаемый вокруг пробоотборника в РВС (при наличии).

Если имеется в РВС кожух ПСР и ручной отбор проб на верхней части корпуса понтона монтируются каркасы, для обеспечения прохождения сквозь понтон данных элементов и герметизации их при дальнейшей эксплуатации.

Если в резервуаре отсутствует нефть (продукт), понтон садится на сационарную опору. Доступ на понтон производится через люки-лазы в III и I поясах РВС (12) и понтона (7).

При поступлении нефти в РВС понтон всплывает и движется вместе с зеркалом продукта, разобщая этим поверхность продукта от газового пространства резервуара, благодаря этому достигается сокращение потерь от испарений нефти (продукта).

3.2.4 Вентиляционные патрубки

Согласно РД-16.01-60.30.000-КТН-026-1-04 проектом предусмотрен монтаж вентиляционных патрубков на крыше резервуара. Проектом принята установка 14 вентиляционных патрубков Ду500, из них один устанавливается в центре на крыше резервуара и тринадцать равномерно по периметру крыши.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Основные проектные решения</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

Вентиляционные патрубки устанавливаются на монтажные патрубки Ду 500 мм. Заказ оборудования производится согласно технического задания [2].

3.3 Монтаж технологических трубопроводов

Монтаж, сварка технологических трубопроводов выполняются в соответствии с требованиями РД-08.00-60.30.00-КТН-050-1-05, СНиП III-42-80* гл. 1. Контроль сварных соединений технологических трубопроводов выполняется в соответствии с требованиями РД-08.00-60.30.00-КТН-046-1-05, с учетом требований ОР-91.200.00-КТН-148-07 «Регламент технического надзора за проведением контроля качества сварных соединений лабораториями неразрушающего контроля строительных подрядчиков на объектах строительства МН» [9, 10, 11].

Узел врезки трубопровода DN 150 в трубопровод DN 700 выполнен с усиливающей накладкой, которая изготавливается из трубы Ø720×8 мм с контрольным отверстием М10×1,5.

Порядок проведения работ по врезке трубопровода DN 150 в трубопровод DN 700 предусматривает:

- врезку трубопровода DN 150 в трубопровод DN 700;
- контроль качества кольцевых угловых швов приварки трубопровода DN 150 в трубопровод DN700 методами: визуальный и измерительный в объеме 100%; радиографический в объеме 100%; ультразвуковой дефектоскопии в объеме 100 % в соответствии с требованиями РД-08.00-60.30.00-КТН-046-1-05 табл.1 п.17.
- контроль поверхности основного металла трубы околошовной зоны капиллярным методом в соответствии с требованиями РД-08.00-60.30.00-КТН-046-1-05 п.2.1.1 на расстоянии 50 мм от кольцевого углового шва;
- при отсутствии дефектов в сварных стыках приварку усиливающей накладки, изготовленной из трубы 720×8-К56;
- контроль качества кольцевых угловых швов приварки воротника к трубопроводам DN 150 и DN 700 методами: визуальный и измерительный в объеме 100%; радиографический в объеме 100%; ультразвуковой дефектоскопии в объеме 100 %

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Основные проектные решения</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

в соответствии с требованиями РД-08.00-60.30.00-КТН-046-1-05 табл.1 п.17;

– контроль герметичности сварных соединений швов приварки накладки избыточным давлением от 400 до 4000 мм вод. ст. в зазоре с нанесением мыльного раствора на сварные швы. Продолжительность испытания не менее 30 минут с учетом времени на осмотр. Испытание считается выдержанным, если в течение этого времени не обнаружено пузырьков воздуха в мыльном растворе на сварных стыках;

– заполнение ингибитором коррозии типа ВНПП-ИС-1(Б) пространства между усиливающей накладкой и стенкой трубы DN 700 через отверстие в накладке M10×1,5.

– Узел врезки трубопровода DN 32 в трубопровод DN 700 выполнить с усиливающей полумуфтой DN 32 PN 1,6 МПа. Порядок проведения работ по врезке трубопровода DN 32 в трубопровод DN 700 предусматривает:

– приварку полумуфты DN 32, PN 1,6 МПа в трубопровод DN 700;

– сверление отверстия диаметром 26 мм;

– контроль качества углового шва приварки полумуфты DN 32, PN 1,6 МПа в трубопровод DN 700 методами: визуальный и измерительный в объеме 100%; радиографический в объеме 100%; ультразвуковой дефектоскопии в объеме 100 % в соответствии с требованиями РД-08.00-60.30.00-КТН-046-1-05 табл.1 п.17;

– контроль поверхности основного металла трубы околошовной зоны капиллярным методом в соответствии с требованиями РД-08.00-60.30.00-КТН-046-1-05 п.2.1.1 на расстоянии 50 мм от кольцевого углового шва;

– приварку трубопровода DN 32 к полумуфте DN 32, PN 1,6 МПа;

– контроль качества нахлесточных швов приварки трубопровода DN 32 к полумуфте DN 32, PN 1,6 МПа методами: визуальный и измерительный в объеме 100%; радиографический в объеме 100%; ультразвуковой дефектоскопии в объеме 100% в соответствии с требованиями РД-08.00-60.30.00-КТН-046-1-05 табл.1 п.17.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Основные проектные решения</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

Не допускается врезка в технологические трубопроводы по нижней образующей патрубков, образующих тупиковые участки и исключающих возможность их промывки.

Все стыковые соединения трубопроводов, в т.ч. гарантийные сварные швы, швы приварки арматуры, швы ввариваемых трубных вставок подвергаются контролю качества неразрушающими методами в объеме: визуальный и измерительный контроль в объеме 100%; радиографический контроль в объеме 100%; ультразвуковой дефектоскопии в объеме 100% в соответствии с требованиями РД-08.00-60.30.00-КТН-046-1-05 табл.1 п.п.14,18. [9, 10, 11, 42].

Монтаж технологических трубопроводов производить с помощью автомобильного крана КС-3577.

3.4 Монтаж инженерных систем

3.4.1 Трубопроводы системы производственно-дождевой канализации

Монтаж трубопроводов системы производственно-дождевой канализации производить в соответствии с требованиями СНиП 3.05.04-85* «Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации» раздел 3. Монтаж трубопроводов производить с помощью автомобильного крана КС-3577 [12].

Технический надзор за производством работ производить в соответствии с ОР-91.200.00-КТН-150-07 с изм.1 «Регламент осуществления технического надзора за строительством, реконструкцией и капитальным ремонтом резервуаров стальных вертикальных. Приборная оснащенность» [13].

Сети производственно-дождевой канализации, запроектированы из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 с антикоррозионным защитным покрытием типа ВУС, выполненным в условиях заводского изготовления.

Для изоляции сварных швов стальных трубопроводов предусматриваются термоусаживающиеся манжеты. Наружную поверхность стальных труб и оборудования в колодцах покрыть антикоррозионным лакокрасочным покрытием [12, 13, 14].

3.4.2 Трубопроводы системы пожаротушения

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Основные проектные решения | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Монтаж трубопроводов системы пожаротушения производить в соответствии с требованиями СНиП 3.05.04-85* «Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации» раздел 3. Монтаж технологических трубопроводов производить с помощью автомобильного крана КС-3577 [12].

Технический надзор за производством работ производить в соответствии с ОР-91.200.00-КТН-150-07 с изм.1 «Регламент осуществления технического надзора за строительством, реконструкцией и капитальным ремонтом резервуаров стальных вертикальных. Приборная оснащённость». Сухотрубные сети пенотушения предусмотрены из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91, с внутренним силикатно-эмалевым покрытием.

При подземной прокладке трубопроводов пенотушения и водяного охлаждения предусмотрено наружное антикоррозионное покрытие, выполненное в условиях заводского изготовления (трехслойное полимерное). При нанесении антикоррозионного покрытия на площадке конструкция покрытия должна соответствовать №18 по ГОСТ Р 51164-98 с применением полимерно-битумных лент с обязательной пескоструйной (абразивной) подготовкой поверхности трубы перед изоляцией со степенью очистки 5а 2 1А. Трубы с внутренним силикатно-эмалевым покрытием используются для растворопроводов [13, 14].

Высота изоляции трубопроводов пенного пожаротушения и водяного охлаждения в местах выхода над землей должна быть не менее 0,25 м от уровня земли, в соответствии с требованиями РД 13.220.00-КТН-014-10. Для изоляции сварных швов стальных трубопроводов, прокладываемых подземно, предусматриваются термоусаживающиеся манжеты. Для надземных участков растворопроводов пенотушения и водяного орошения предусмотрено наружное эпоксидное или полиуретановое покрытие [15].

Стальные опоры и фланцевые соединения трубопроводов пенотушения и водяного охлаждения в пределах обвалования защищены от воздействия тепла пожара огнестойким покрытием, нанесенным на антикоррозионный грунт ВГ-33 толщиной 0,05мм. Огнезащитный состав должен относиться к 4-й группе эффек-

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Основные проектные решения</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

тивности, и обеспечивать их устойчивость к воздействию тепла пожара не менее 45 минут. Трубопроводная арматура, оборудование систем пенного пожаротушения и охлаждения, трубопроводы пожаротушения при надземной прокладке должны быть окрашены в красный сигнальный цвет, контрастный цвет для указательных надписей и знаков - белый. Участок трубопровода Ду 50 мм для промывки кольца орошения окрасить в белый цвет. Уплотнительные прокладки фланцевых соединений, расположенные в каре резервуара, предусматриваются из терморасширенного графита типа «Графлекс», устойчивых к воздействию тепла пожара не менее 45 минут. Антикоррозионное покрытие растворопроводов пенотушения и водяного орошения, включая трубопроводную арматуру, стальные опоры и фланцевые соединения, расположенные на стенке резервуара наносить в соответствии с РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05 разделы 9,10, контроль качества и приемку покрытия - раздел 11, а именно: как наружное покрытие резервуара совместно с наружным покрытием резервуара толщиной не менее 240 мкм: Permacor 2004 толщина сухой пленки 180 мкм (1 слой); Permacor 2330 толщина сухой пленки 60 мкм (1 слой). Согласно системе цветов RAL трубопроводы покрыть красным цветом (RAL 3020) [16].

Сварные швы трубопроводов водяного охлаждения и растворопроводов пенотушения подлежат визуально-измерительному и стопроцентному рентгенографическому контролю, в соответствии с требованиями РД 13.220.00-КТН-014-10 [9, 15].

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Основные проектные решения</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

4 РАСЧЕТНАЯ ЧАТЬ

4.1 Расчет стенки резервуара на устойчивость

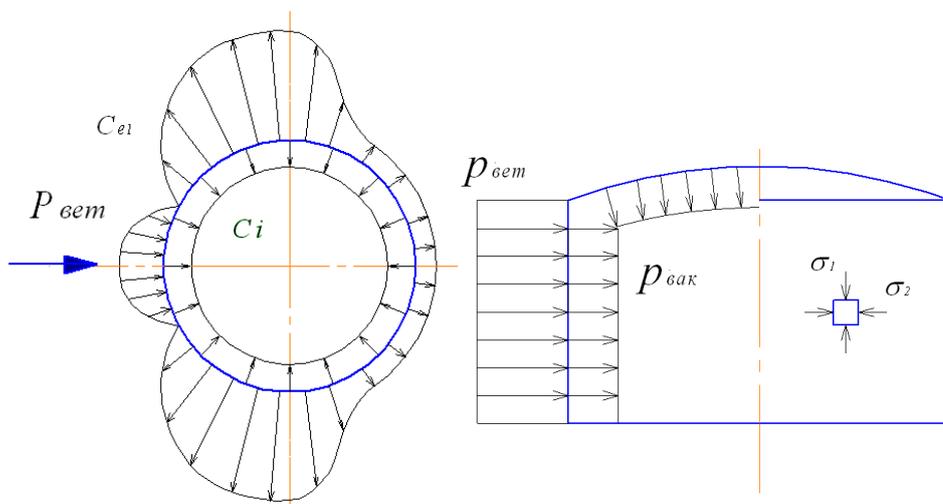


Рисунок 5 - Расчетная схема для расчета стенки резервуара на устойчивость

Устойчивость стенки резервуара проверяется по формуле:

$$\frac{\sigma_{i1}}{\sigma_{i01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq 1,0, \quad (4.1)$$

Где, σ_{i1} - осевые напряжения в стенке РВС (расчетные), МПа;

σ_2 - кольцевые напряжения в стенке РВС (расчетные), МПа;

σ_{i01} - осевые напряжения в стенке РВС (критические), МПа;

σ_{02} - кольцевые напряжения в стенке РВС (критические), МПа.

По минимальной толщине стенки пояса определяют осевые напряжения, а кольцевые напряжения по средней. Осевые расчетные напряжения для РВС определяются по формуле:

$$\sigma_{li} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_i}, \quad (4.2)$$

| | | | | | | | | | | |
|-----------|--------------|----------|---------|------|--|--|--|------|------|--------|
| | | | | | «Реконструкция резервуара вертикального стального типа РВС 20000 м ³ на станции «Парабель» | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Расчетная часть | | | | | |
| Разраб. | Краснопивцев | | | | | | | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | Саруев Л.А. | | | | | | | | | |
| Консульт. | | | | | | | | | | |
| Зав. Каф. | Рудаченко | | | | ТПУ гр.3-2Б14 | | | | | |

где $n_3 = 1,05$ – коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса;

$n_{сн} = 1,4$ – коэффициент надежности по снеговой нагрузке;

$G_{кр}$ – вес покрытия резервуара, H ;

$G_{ст,i}$ – вес вышележащих поясов стенки, H ;

$G_{сн}$ – полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия, H ;

$G_{вак}$ – вес покрытия резервуара, H ;

δ_i – расчетная толщина стенки i -го пояса резервуара, m .

Определение веса крыши

По нормативному давлению крыши рассчитывается вес покрытия РВС ($p_{кр}$)

$$G_{кр} = p_{кр} \cdot \pi \cdot R^2. \quad (4.3)$$

Для резервуара объемом $V=20000$, давление крыши:

$$p_{кр} = 0,55 \frac{\kappa H}{M^2} \text{ (СниП 2.01.07-85)}$$

$$G_{кр} = 0,55 \cdot \pi \cdot 20,4^2 = 719 \kappa H. [18].$$

Определение веса стенки резервуара.

Из условия, что высота всех поясов одинакова и равна ширине листа B , находим вес вышележащих поясов стенки резервуара:

$$G_{ст,i} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=i}^a \delta_k, \quad (4.4)$$

где a – номер последнего пояса, при начале отсчета снизу;

$$\gamma_{ст} = 78,5 \frac{\kappa H}{M^3} \text{ – удельный вес стали.}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Вес стенки при расчете I пояса:

$$G_{ст,1} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=1}^8 \delta_k \quad (4.5)$$

$$G_{ст,1} = 2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 2,0 \cdot 78,5(15,55 + 11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55)10^{-3} \approx 1618 \text{ кН}.$$

Вес стенки при расчете II пояса:

$$G_{ст,2} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=2}^8 \delta_k \quad (4.6)$$

$$G_{ст,2} = 2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 2,0 \cdot 78,5(11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55)10^{-3} \approx 1305 \text{ кН}$$

Вес стенки для всех поясов приведены в таблице 1.

Таблица 4.1- Вес стенки резервуара

| Номер пояса | Вес стенки $G_{ст}$, кН | Номер пояса | Вес стенки $G_{ст}$, кН |
|-------------|--------------------------|-------------|--------------------------|
| 1 | 1618 | 5 | 689 |
| 2 | 1305 | 6 | 517 |
| 3 | 1073 | 7 | 345 |
| 4 | 861 | 8 | 172 |

Определение снеговой нагрузки.

Нормативная снеговая нагрузка на горизонтальную проекцию резервуара

$$P_{сн} = \mu \cdot S_g, \quad (4.7)$$

где μ – коэффициент перехода от веса снегового покрытия горизонтальной поверхности земли к снеговой нагрузке на трубопровод;

S_g – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, которое выбирается по СнИП 2.01.07-85 для соответствующего снегового района Российской Федерации [18].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

для которого $S_g = 2,4$ кН. Коэффициент $\mu = 1$ для такого варианта крыши, когда угол наклона поверхности крыши к горизонтальной плоскости $\alpha \leq 25^\circ$.

Вес снегового покрова на всю крышу:

$$G_{\text{сн}} = p_{\text{сн}} \cdot \pi \cdot R^2 = \mu \cdot S_g \cdot \pi \cdot R^2$$

$$G_{\text{сн}} = 1 \cdot 2,4 \cdot \pi \cdot 20,4^2 \approx 3138 \text{ кН} \quad (4.8)$$

Определение нагрузки от вакуума.

Нагрузка (нормативная) от вакуума на покрытие:

$$G_{\text{вак}} = \pi \cdot R^2 \cdot p_{\text{вак}}$$

$$G_{\text{вак}} = \pi \cdot 20,4^2 \cdot 0,25 = 327 \text{ кН} \quad (4.9)$$

Определение осевых напряжений в каждом поясе стенки резервуара от вертикальной нагрузки.

Определение напряжений в первом поясе

$$\sigma_{11} = \frac{n_3 \cdot (G_{\text{кр}} + G_{\text{ст},i}) + \psi \cdot (n_{\text{сн}} \cdot G_{\text{сн}} + n_2 \cdot G_{\text{вак}})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_1} \quad (4.10)$$

$$\sigma_{11} = \frac{1,05(719 + 1618) + 0,9(1,4 \cdot 3138 + 1,2 \cdot 327)}{2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 15,55 \cdot 10^{-3}} \approx 3,4 \text{ МПа.}$$

Во втором поясе

$$\sigma_{12} = \frac{1,05(719 + 1305) + 0,9(1,4 \cdot 3138 + 1,2 \cdot 327)}{2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 11,55 \cdot 10^{-3}} \approx 4,4 \text{ МПа.}$$

Значения осевых напряжений в остальных поясах приведены в таблице 2

Таблица 4.2 - Напряжения для расчета стенки резервуара на устойчивость

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Расчетная часть</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

| Номер пояса | $\sigma_1, \text{МПа}$ | $\sigma_{01}, \text{МПа}$ | $\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}}$ | $\sigma_2, \text{МПа}$ | $\sigma_{02}, \text{МПа}$ | $\frac{\sigma_2}{\sigma_{02}}$ | $\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}}$ |
|-------------|------------------------|---------------------------|--------------------------------|------------------------|---------------------------|--------------------------------|---|
| 1 | 3,4 | 10,4 | 0,33 | 1,2 | 1,6 | 0,75 | 1,08 |
| 2 | 4,4 | 7,7 | 0,57 | | | | 1,32 |
| 3 | 4,6 | 7,0 | 0,66 | | | | 1,41 |
| 4 | 5,5 | 5,7 | 0,96 | | | | 1,71 |
| 5 | 5,3 | 5,7 | 0,93 | | | | 1,68 |
| 6 | 5,2 | 5,7 | 0,91 | | | | 1,66 |
| 7 | 5,0 | 5,7 | 0,88 | | | | 1,63 |
| 8 | 4,8 | 5,7 | 0,84 | | | | 1,59 |

Определение осевых критических напряжений.

Осевые критические напряжения определяются по формуле

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R}, \quad (4.11)$$

где $E = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ – модуль упругости стали;

C – коэффициент, принимаемый по таблице 5.1 РД 153-112-017-97

Для определения коэффициента C необходимо вычислить среднюю толщину стенки

$$\delta_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{n_n} \delta_i}{n_n} \quad (4.12)$$

$$\delta_{cp} = \frac{15,55 + 11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55}{8} \approx 10,0 \text{ мм}$$

Вычисляем отношение радиуса резервуара к средней толщине стенки

$$\frac{R}{\delta_{cp}} = \frac{20,4}{10,0 \cdot 10^{-3}} \approx 2040$$

По таблице 5.1 РД 153-112-017-97 выбираем коэффициент $C = 0,065$

Вычисляем осевые критические напряжения для первого пояса

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R} \quad (4.13)$$

$$\sigma_{01} = 0,065 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{15,55 \cdot 10^{-3}}{20,4} \approx 10,4 \text{ МПа.}$$

Для второго пояса

$$\sigma_{01} = 0,065 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{11,55 \cdot 10^{-3}}{20,4} \approx 7,7 \text{ МПа.}$$

Остальные значения критической силы приведены в таблице 2. [17].

Определение кольцевых напряжений.

Кольцевые напряжения находим по формуле:

$$\sigma_2 = \frac{p_v \cdot n_v + p_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{cp}} \cdot R \quad (4.14)$$

где p_e – значение ветрового давления на уровне верха резервуара, Па;

$n_e = 1,4$ – коэффициент надежности по ветровой нагрузке;

δ_{cp} - средняя арифметическая толщина стенки резервуара, м.

Нормативное значение ветровой нагрузки определяется по формуле

$$p_v = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i, \quad (4.15)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

где w_0 – нормативное значение ветрового давления (СниП 2.01.07-85, для рассматриваемого района - 0.3 кПа);

k_2 – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте (СниП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия» таблица б);

C_i – аэродинамический коэффициент (СниП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия» п 6.6, приложение 6, схема 12б). [18].

Коэффициент $k_2 = 1,0$ для резервуаров высотой от 10 до 20 метров.

Вычисляем отношение

$$\frac{H}{2R} = \frac{16,0}{2 \cdot 20,4} \approx 0,39.$$

Выбираем $C_i = 0,63$ по таблице с использованием метода линейной интерполяции.

Вычисляем давление ветровой нагрузки

$$p_B = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i$$
$$p_B = 0,3 \cdot 1,0 \cdot 0,63 \approx 0,19 \text{ кПа.} \quad (4.16)$$

Вычисляем кольцевые напряжения

$$\sigma_2 = \frac{p_B \cdot n_B + p_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R$$
$$\sigma_2 = \frac{0,19 \cdot 1,4 + 0,25 \cdot 1,2}{10,0 \cdot 10^{-3}} \cdot 20,4 \approx 1,2 \text{ МПа.} \quad (4.17)$$

Критические кольцевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R}{H} \cdot \left(\frac{\delta_{\text{ср}}}{R} \right)^{\frac{3}{2}}, \quad (4.18)$$
$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{20,4}{16,0} \cdot \left(\frac{10,0 \cdot 10^{-3}}{20,4} \right)^{\frac{3}{2}} \approx 1,6 \text{ МПа.}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

где H – геометрическая высота стенки резервуара, м.

Расчет сопряжения стенки резервуара с дном

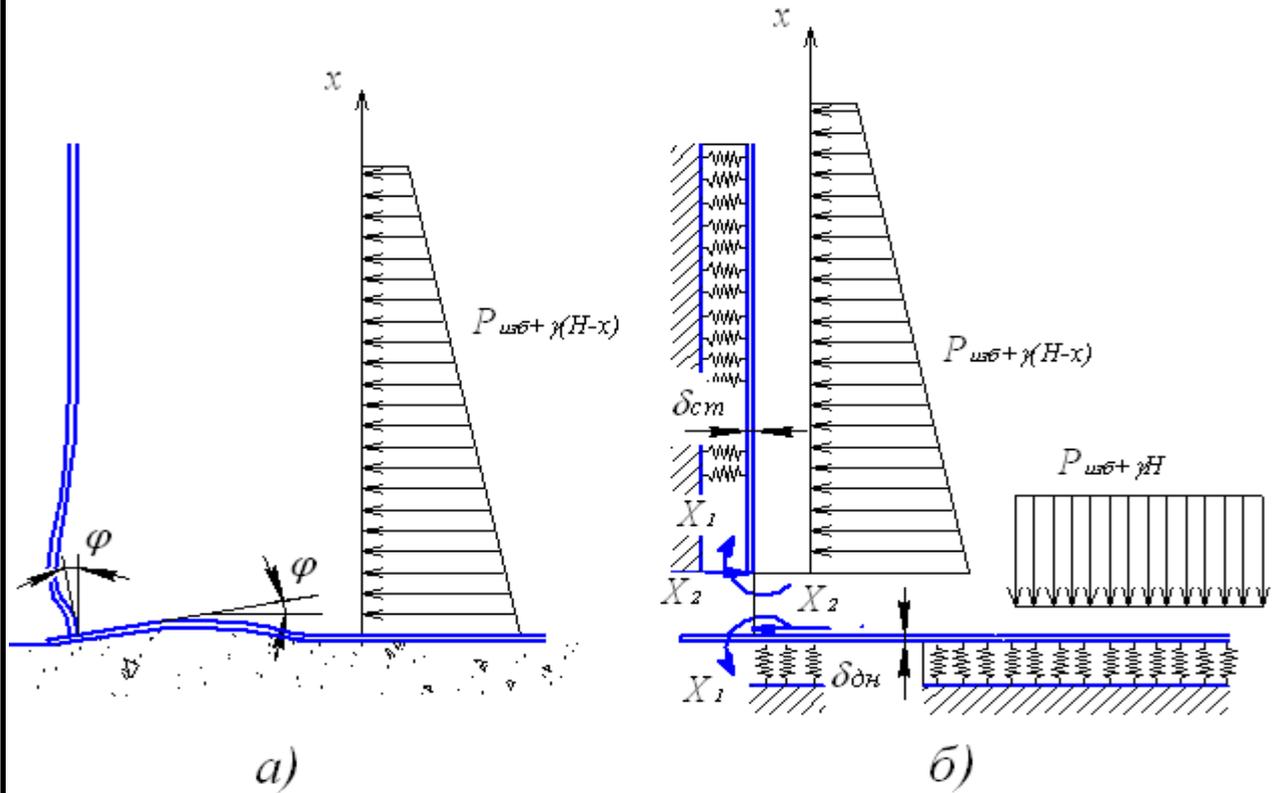


Рисунок 6.

Дано:

$k_{дн} = 2,0 \cdot 10^8 \frac{H}{M^3}$ – коэффициент постели для резервуара, установленного на хорошо уплотненном песчаном основании;

$\delta_{ст} = 18 \text{ мм}$ – толщина стенки нижнего пояса;

$R = 20,4 \text{ м}$ – радиус резервуара;

$H = 16 \text{ м}$ – высота стенки резервуара;

$\delta_{дн} = 12 \text{ мм}$ – толщина окрайки дна;

$c = 60 \text{ мм}$ – ширина окрайки дна;

$$p_0 = n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot H + n_2 \cdot p_{изб} =$$

$$1,05 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot 16,0 + 1,2 \cdot 2000 = 1,51 \cdot 10^5 \frac{H}{M^2}$$

(4.19)

давление в нижней точке резервуара.

| | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|-----------------|------|
| | | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | |

Определение деформационных характеристик элементов конструкций.

Коэффициент постели стенки резервуара

$$k_{cm} = \frac{E \cdot \delta_{ct}}{R^2}$$
$$k_{cm} = \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 18 \cdot 10^{-3}}{20,4^2} = 9,1 \cdot 10^6 \frac{H}{M^2} \quad (4.20)$$

Цилиндрическая жесткость стенки

$$D_{cm} = \frac{E \cdot \delta_{cm}^3}{12(1 - \mu^2)}$$
$$D_{cm} = \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 18^3 \cdot 10^{-9}}{12(1 - 0,3^2)} = 1,12 \cdot 10^5 H \cdot M \quad (4.21)$$

Коэффициент деформации стенки

$$m_{cm} = \sqrt[4]{\frac{k_{ct}}{4 \cdot D_{ct}}}$$
$$m_{cm} = \sqrt[4]{\frac{0,091 \cdot 10^8}{4 \cdot 1,12 \cdot 10^5}} = 2,12 M^{-1} \quad (4.22)$$

Цилиндрическая жесткость днища

$$D_{дн} = \frac{E \cdot \delta_{дн}^3}{12(1 - \mu^2)}$$
$$D_{дн} = \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 12^3 \cdot 10^{-9}}{12(1 - 0,3^2)} = 0,33 \cdot 10^5 H \cdot M \quad (4.23)$$

Коэффициент деформации днища

$$m_{дн} = \sqrt[4]{\frac{k_{дн}}{4 \cdot D_{дн}}}$$
$$m_{дн} = \sqrt[4]{\frac{2,0 \cdot 10^8}{4 \cdot 0,33 \cdot 10^5}} = 6,24 M^{-1} \quad (4.24)$$

Функции Крылова

$$\theta = e^{-m_{дн} \cdot c} \cdot \cos(m_{дн} \cdot c) = e^{-6,24 \cdot 60 \cdot 10^{-3}} \cdot \cos(6,24 \cdot 60 \cdot 10^{-3}) = 0,64$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$\xi = e^{-m_{\text{дн}} \cdot c} \cdot \sin(m_{\text{дн}} \cdot c) = e^{-6,24 \cdot 60 \cdot 10^{-3}} \cdot \sin(6,24 \cdot 60 \cdot 10^{-3}) = 0,25$$

$$\varphi = \theta + \xi = 0,64 + 0,25 = 0,89$$

$$\psi = \theta - \xi = 0,64 - 0,25 = 0,39$$

Система канонических уравнений метода сил.

В узле сопряжения стенки и дна резервуара (рисунок б) неизвестными считаются изгибающий момент X_1 и сила X_2 поперечная для стенки резервуара и продольная для дна. Для их определения составляется система уравнений, характеризующих условие совместности деформаций стенки резервуара и дна

$$\begin{cases} (\delta_{11}^{cm} + \delta_{11}^{\text{дн}})X_1 + \delta_{12}^{cm} \cdot X_2 + \Delta_{1p}^{cm} + \Delta_{1p}^{\text{дн}} = 0 \\ \delta_{21}^{cm} \cdot X_1 + \delta_{22}^{cm} \cdot X_2 + \Delta_{2p}^{cm} = 0 \end{cases}$$

Определяем коэффициенты и перемещения, входящие в систему уравнений

$$\delta_{11}^{cm} = \frac{1}{m_{\text{ст}} \cdot D_{\text{ст}}} \quad (4.25)$$

$$\delta_{11}^{cm} = \frac{1}{2,12 \cdot 1,12 \cdot 10^5} \approx 4,2 \cdot 10^{-6} \text{ H}^{-1}$$

$$\delta_{12}^{cm} = \delta_{21}^{cm} = \frac{1}{2 \cdot m_{\text{ст}}^2 \cdot D_{\text{ст}}}$$

$$\delta_{12}^{cm} = \delta_{21}^{cm} = \frac{1}{2 \cdot 2,12^2 \cdot 1,12 \cdot 10^5} \approx 1,0 \cdot 10^{-6} \frac{\text{M}}{\text{H}} \quad (4.26)$$

$$\delta_{22}^{cm} = \frac{1}{2 \cdot m_{\text{ст}}^3 \cdot D_{\text{ст}}}$$

$$\delta_{22}^{cm} = \frac{1}{2 \cdot 2,12^3 \cdot 1,12 \cdot 10^5} \approx 0,47 \cdot 10^{-6} \frac{\text{M}^2}{\text{H}} \quad (4.27)$$

$$\Delta_{1p}^{cm} = \frac{\rho_n \cdot g}{k_{\text{ст}}}$$

$$\Delta_{1p}^{cm} = \frac{900 \cdot 9,81}{9,1 \cdot 10^6} = 9,7 \cdot 10^{-4} \quad (4.28)$$

$$\Delta_{2p}^{cm} = \Delta_{1p}^{cm} \cdot H$$

$$\Delta_{2p}^{cm} = 9,7 \cdot 10^{-4} \cdot 16,0 = 155,2 \cdot 10^{-4} \text{ м} \quad (4.29)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$\delta_{11}^{\partial n} = \frac{1}{m_{дн} \cdot D_{дн}} \cdot \frac{1 + \varphi + 2 \cdot \theta^2}{4}$$

$$\delta_{11}^{\partial n} = \frac{1}{6,24 \cdot 0,33 \cdot 10^5} \cdot \frac{1 + 0,89 + 2 \cdot 0,64^2}{4} = 3,29 \cdot 10^{-6} \frac{1}{H}$$
(4.30)

$$\Delta_{1p}^{\partial n} = -\frac{P_0 \cdot m_{\partial n}}{2 \cdot k_{дн}} [1 - \varphi \cdot \psi + 2 \cdot \theta \cdot \xi]$$

$$\Delta_{1p}^{\partial n} = -\frac{1,51 \cdot 10^5 \cdot 6,24}{2 \cdot 2,0 \cdot 10^8} [1 - 0,89 \cdot 0,39 + 2 \cdot 0,64 \cdot 0,25] = -7,8 \cdot 10^{-4}$$
(4.31)

Решение системы канонических уравнений.

Подставляем в систему уравнений полученные коэффициенты и перемещения

$$\begin{cases} (4,2 \cdot 10^{-6} + 3,29 \cdot 10^{-6}) X_1 + 1,0 \cdot 10^{-6} \cdot X_2 + 970,0 \cdot 10^{-6} - 780,0 \cdot 10^{-6} = 0 \\ 1,0 \cdot 10^{-6} \cdot X_1 + 0,47 \cdot 10^{-6} \cdot X_2 + 15520,0 \cdot 10^{-6} = 0 \\ 7,49 \cdot X_1 + 1,0 \cdot X_2 + 190,0 = 0 \\ 1,0 \cdot X_1 + 0,47 \cdot X_2 + 15520,0 = 0 \end{cases}$$

Второе уравнение систему умножим на дробь $\frac{7,49}{1,0}$ и вычтем из первого

$$-2,52 \cdot X_2 - 115562,0 = 0, \text{ откуда } X_2 = -45857,9 \frac{H}{м}$$

Из первого уравнения системы получаем X_1

$$7,49 \cdot X_1 + 1,0 \cdot (-45857,9) + 190,0 = 0,$$

$$X_1 = 6097,2 \frac{H \cdot м}{м}$$

4.2 Проверка прочности стенки в точке сопряжения с днищем.

Проверку прочности стенки выполняют от действия изгибающего момента X_1 и продольной сжимающей силы N (та же величина, что и при расчете на устойчивость нижнего пояса стенки резервуара)

$$\sigma_{max} = \frac{M_{изг}}{W_x} + \frac{N}{F} \leq \gamma_c \cdot R_y,$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

На рисунке 7 дана расчетная схема для определения напряжений в стенке. Наибольшие значения возникают в точке сложения сжимающих напряжений от изгиба и вертикальной нагрузки.

Изгибающий момент

$$M_{изг} = X_1 = 6,1 \frac{кН \cdot м}{м}.$$

Момент сопротивления изгибаемой стенки

$$W_x = \frac{\delta_{cm}^2}{6} \tag{4.32}$$
$$W_x = \frac{18^2 \cdot 10^{-6}}{6} = 54,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$$

Второе слагаемое уравнения это напряжение в нижней точке первого пояса.

$$\frac{N}{F} = \sigma_{11} = 3,1 \text{ МПа}.$$

Расчетное сопротивление для стали нижнего пояса резервуара

$$\gamma_c \cdot R_y = 0,7 \cdot 293 \approx 205,1 \text{ МПа}.$$

Выполняем проверку на прочность

$$\sigma_{\max} = \frac{6,1 \cdot 10^{-3}}{54 \cdot 10^{-6}} + 3,1 \approx 113,0 + 3,1 = 116,1 \text{ МПа}.$$

Таким образом, условие прочности

$$\sigma_{\max} \leq \gamma_c \cdot R_y \quad \text{выполняется, т.к.} \quad 116,1 \leq 205,1.$$

Проверка прочности днища.

Проверку прочности днища проводим по напряжениям, возникающим от изгибающего момента $M_{изг} = X_1$

$$\sigma_{\max} = \frac{X_1}{W_x} \leq \gamma_c \cdot R_y.$$

В этом случае момент сопротивления сечения днища

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$W_x = \frac{\delta_{\text{дн}}^2}{6} \quad (4.33)$$

$$W_x = \frac{12^2 \cdot 10^{-6}}{6} = 24,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$$

Для стального листа окрайки расчетное сопротивление будет тоже, что и для нижнего пояса стенки

$$\gamma_c \cdot R_y = 0,7 \cdot 293 \approx 205 \text{ МПа}.$$

Однако максимальные напряжения при изгибе окрайки оказались выше расчетного сопротивления

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{X_1}{W_x} \quad (4.34)$$

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{6100}{24,0 \cdot 10^{-6}} \approx 254,2 > 205,1 \text{ МПа}$$

Для увеличения прочности днища необходимо увеличить толщину окрайки или выбрать материал, у которого расчетное сопротивление будет выше максимальных напряжений.

При толщине окрайки $\delta_{\text{дн}} = 14 \text{ мм}$

$$W_x = \frac{\delta_{\text{дн}}^2}{6} \quad (4.35)$$

$$W_x = \frac{14^2 \cdot 10^{-6}}{6} = 32,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$$

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{X_1}{W_x} \quad (4.36)$$

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{6100}{32,7 \cdot 10^{-6}} \approx 186,5 < 205,1 \text{ МПа}$$

4.3 Проверка сварного шва на прочность.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

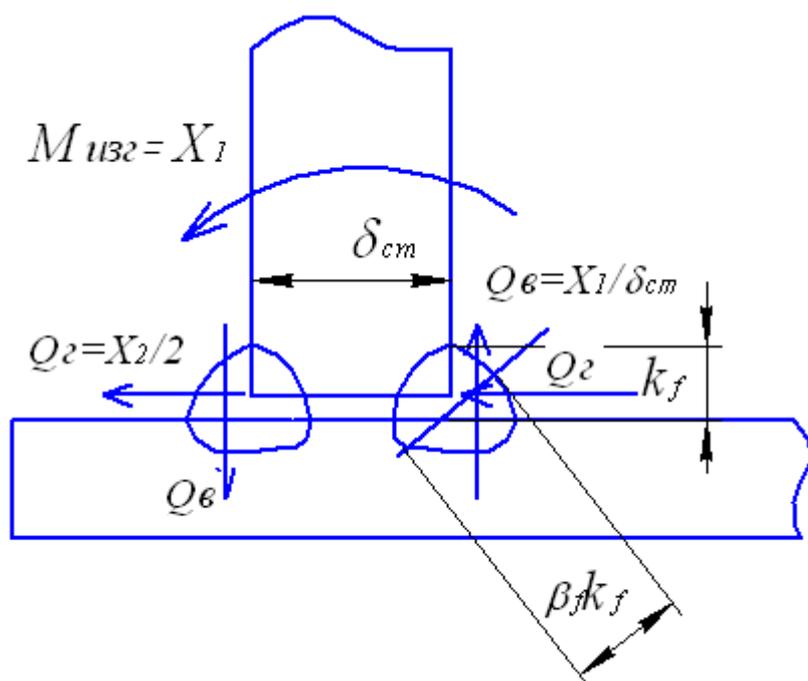


Рисунок 7.

Расчетная схема таврового соединения днища и нижнего пояса стенки резервуара изображена на рисунке 7. При толщине стенки меньше 20 мм соединение выполняется без разделки нижней кромки стенки. Катет принимаем $k_f = 12 \text{ мм}$. Коэффициент сварного шва принимается по таблице 34 СНИП II-23-81 «Стальные конструкции» $\beta_f = 0,7$ (для ручной электродуговой сварки). Коэффициент условий работы сварного шва $\gamma_{wf} = 1,0$.

Условие прочности сварного шва

$$\frac{N}{\beta_f \cdot k_f \cdot l_w} \leq \gamma_c \cdot \gamma_{wf} \cdot R_{wf},$$

где N – сила, срезающая шов по металлу сварного шва;

$l_w = 1 \text{ м}$ – длина сварного шва для случая расчета оболочки, когда N сила, отнесенная к единице длины;

$R_{wf} = 215 \text{ МПа}$ – расчетное сопротивление по металлу сварного шва для электрода Э50.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$N = \sqrt{Q_e^2 + Q_r^2} = \sqrt{\left(\frac{X_1}{\delta_{cm}}\right)^2 + \left(\frac{X_2}{2}\right)^2} =$$

$$N = \sqrt{\left(\frac{6,1}{18 \cdot 10^{-3}}\right)^2 + \left(\frac{45,9}{2}\right)^2} = 339,6 \frac{кН}{м} \quad (4.37)$$

Выполняем проверку сварного шва

$$\frac{N}{\beta_f \cdot k_f} = \frac{339,6}{0,7 \cdot 12 \cdot 10^{-3}} = 40,4 \text{ МПа},$$

$$\gamma_c \cdot \gamma_{wf} \cdot R_{wf} = 0,7 \cdot 1,0 \cdot 215 = 150,5 \text{ МПа}.$$

Поскольку $40,4 < 150,5$ условие прочности сварного шва выполняется.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-----------------|------|
| | | | | | Расчетная часть | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

5 ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ РЕЗЕРВУАРА

Испытание резервуара после ремонта следует производить согласно РД-16.01-60.30.00-КТН-026-0-04, ПБ 03-605-03 п.9 и ОР-23.020.00-КТН-360-07 «Регламент вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода в эксплуатацию» по индивидуальной программе разработанной Подрядчиком или проектной организацией, имеющей лицензию на выполнение данного вида работ. Программа гидроиспытания резервуара согласовывается с проектной организацией, разработавшей данный проект, и утверждается Заказчиком.

Подготовка и готовность резервуара к испытаниям определяется требованиями ОР-23.020.00-КТН-360-07. До начала испытания должна быть предоставлена вся приемо-сдаточная документация в соответствии ОР-91.10.30-КТН-142-07.

Перед проведением гидравлического испытания резервуара после капитального ремонта составляется акт готовности резервуара к проведению гидроиспытаний (приложение 9) ОР-23.020.00-КТН-360-07. Гидроиспытание резервуара типа РВСП производится при смонтированных затворах понтона. Уровень взлива при гидроиспытании не должен превышать уровня 10500 мм. Налив воды следует проводить с остановкой налива на 2, 4, 8 поясах РВС (при подъеме понтона). Слив воды (опускание понтона) необходимо проводить с остановкой на 3, 5, 7 поясах. Для того чтобы произвести необходимые измерения. Промежуток времени, между ступенями, составляет не менее шести часов. За это время следует произвести контрольные осмотры.

При подъеме и опускании понтона на 2, 4, 8 и соответственно 3, 5, 7 пояса РВС с остановкой налива и слива воды необходимо:

- произвести осмотры сварных швов и поверхности стенки резервуара на наличие

| | | | | | | | | | | |
|------------------|-------------|---------------------|----------------|-------------|---|--|--|-------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>«Реконструкция резервуара вертикального стального типа РВС 20000 м³ на станции «Парабель»</i> | | | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Красноповцев</i> | | | <i>Гидравлические испытания резервуара</i> | | | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Саруев Л.А.</i> | | | | | | | | |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | | | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | <i>Рудаченко</i> | | | | | | | | |
| | | | | | ТПУ зр.3-2Б14 | | | | | |

- произвести замеры зазоров между стенкой РВС и корпусом понтона;
- произвести замеры зазоров между патрубками в понтоне и их направляющими;
- произвести визуальный осмотр понтона;
- произвести уровень погружения понтона.

Во время гидравлических испытаний необходимо убедиться в герметичности понтона, а также его свободного передвижения (без заеданий) на всю высоту. Появление отпотин на поверхности понтона говорит о том, что возможно корпус не герметичен.

На внутренней поверхности стенки металл шва должен иметь плавное сопряжение с основным металлом, высота усиления шва, должна иметь гладкую или равномерно чешуйчатую поверхность (высота или глубина впадин не должна превышать одного мм).

До начала проведения гидравлических испытаний все сварочные работы, работы по монтажу оборудования, патрубков для подключения тех трубопроводов, металлоконструкций, монтируемых на стенку РВС должны быть закончены. А также работы по обустройству каре и обвалования. Огневые работы на РВС после окончания гидроиспытаний запрещены.

До начала и на всю продолжительность гидроиспытаний границы опасной зоны обозначаются предупредительными знаками с радиусом не менее 95 м от центра РВС.

Вся временная арматура, вентили, трубопроводы, контрольно-измерительные приборы, участвующая в проведении испытаний, должна находиться на расстоянии не менее двух диаметров РВС за обвалованием, либо другим защитным сооружением.

Лица, участвующие в проведении гидроиспытаний, должны находиться за пределами опасной зоны. Осмотр конструкций при повышении давления, разрешается через 10 минут, после достижения установленных нагрузок.

Гидравлическое испытание следует проводить при температурах окружающего воздуха плюс 5 °С и выше.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Гидравлические испытания резервуара</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

В период проведения гидроиспытаний необходим постоянный контроль за состоянием резервуара.

Причины, при которых следует прекратить испытания и слить воду полностью:

- течь из-под края днища;
- появление мокрых пятен, отпотин на стенке или сварных швах, свищи, трещины, течи, независимо от размеров дефекта – при обнаружении на I поясе резервуара.

Если дефекты обнаружены во II-IV поясах, то воду необходимо слить на один пояс ниже расположения дефекта.

Мелкие дефекты исправляются, после чего проверяются на герметичность.

На основании результатов гидроиспытаний составляется акт согласно ОР-23.020.00-КТН-360-07 «Регламента вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода в эксплуатацию».

Заполненный резервуар до проектной отметки (10,5 м), испытывают с выдержкой под нагрузкой (без избыточного давления) в течении 72 часов.

После окончания испытаний, следует выполнить нивелировку наружного контура днища и определить осадку основания.

Резервуар можно считать выдержавшим гидравлическое испытание, если за время проведения испытаний уровень воды на снизился, не обнаружены отпотины, течи на поверхности стенки или по краям днища, отсутствуют геодезические предельные отклонения, отклонения формы и размеров фундамента и металлоконструкций соответствуют требованиям РД-16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 таблицы 2.15-2.17.

Находится развертка профиля контура днища резервуара. Нивелировкой определяются отметки контура днища в точках, отстоящих на расстоянии не более 6 м., которые отмечаются постоянными марками.

Нивелировка проводится:

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Гидравлические испытания резервуара</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

- перед началом проведения гидроиспытаний (заполнением резервуара водой);
- по достижении максимального уровня налива;
- по окончании необходимой выдержки при максимальном уровне налива;
- после опорожнения резервуара.

Результаты измерений прикладываются к акту испытаний резервуара и записываются в журнал монтажных работ.

На резервуар, прошедший испытания, составляется акт гидравлического испытания согласно приложения 11 «Регламента вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода в эксплуатацию».

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>Гидравлические испытания резервуара</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

6 АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

Антикоррозионная защита и огнезащита строительных конструкций.

Антикоррозионное покрытие необходимо производить по предварительно подготовленной металлической поверхности резервуара, трубопроводов и оборудования согласно РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05 «Правила антикоррозионной защиты резервуаров» (с дополнением).

Контроль качества подготовки поверхности резервуара, оборудования и трубопроводов, а так же антикоррозионного покрытия внутренней и наружной поверхностей резервуара, оборудования и трубопроводов должен выполняться согласно требованиям РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05 «Правила антикоррозионной защиты резервуаров» (с дополнением).

Антикоррозионная защита производится согласно РД-16.01-60.30.00- ОР-23.020.00-КТН-360-07 «Регламент вывода из эксплуатации, проведение диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуара и ввода в эксплуатацию» в полном объеме после завершения гидравлического испытания.

Антикоррозионное покрытие внутренней поверхности крыши и верхнего пояса плюс 100мм резервуара с алюминиевым понтоном наносится до монтажа понтона и гидравлического испытания резервуара.

Антикоррозионное покрытие на внутреннюю поверхность днища, внутреннюю поверхность 1-го пояса стенки плюс 100 мм и на все трубопроводы и металлоконструкции, расположенные в зоне первого пояса резервуара, а также антикоррозионное покрытие наружной поверхности резервуара наносится после гидравлических испытаний.

Для внутренней поверхности резервуара применяется покрытие усиленного типа, согласно приложению Л и табл. 6.2 РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05.

Внутреннее антикоррозионное покрытие наносить согласно приложения М

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---|----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>«Реконструкция резервуара вертикального стального типа РВС 20000 м³ на станции «Парабель»</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Краснопищев</i> | | | <i>Антикоррозионная защита</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Саруев Л.А.</i> | | | | | | |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | <i>Рудаченко</i> | | | | | | |
| | | | | | | ТПУ гр.3-2Б14 | | |

«Типовые технологические схемы антикоррозионной защиты внутренней поверхности резервуаров».

Для наружной поверхности резервуара, покрытие выбрано в соответствии с условиями эксплуатации-СЗ и приложению К РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05. Наружное антикоррозионное покрытие наносить согласно приложения И «Типовая технологическая схема процесса антикоррозионной защиты наружной поверхности резервуаров».

Для хранимой нефти класса, группы и вида 2.2.3.1 по ГОСТ Р 51858-2002, согласно табл. 6.1 РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05 «Правила антикоррозионной защиты резервуаров», степень агрессивного воздействия на стальные конструкции резервуаров среднеагрессивная и слабоагрессивная.

Для антикоррозионной защиты внутренней поверхности резервуаров используют покрытия усиленного типа на основе эпоксидных ЛКМ толщиной 500-600мкм. Днище и первый пояс резервуара на всю высоту +100мм, опорные стойки понтона, направляющие на высоту 1м, верхний пояс на всю высоту +100мм, крыша РВСП - тип покрытия №3.

Металлоконструкции и трубопроводы в зоне первого пояса – тип покрытия №3. (см. Таблица 6.2 РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05.)

Окраска наружной поверхности предусмотрена по системе цветов RAL:

- стены резервуара, площадки обслуживания, лестницы RAL 9003;
- ограждение площадок, поручни лестниц RAL 1018;
- трубопроводы пожаротушения, кольцо орошения, стояки RAL 3020;

Площадь покраски внутренней поверхности резервуара, покраска технологического оборудования и трубопроводов внутри резервуара, покраска наружной поверхности резервуара смотри часть Том 1 (раздел 4.8 табл. 3,4,5).

Антикоррозийная защита технологических трубопроводов.

Защита подземных трубопроводов от коррозии обеспечивается:

а) применением труб DN 700 с заводским защитным покрытием по ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-005-1-03 толщиной не менее 2,5 мм.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Антикоррозионная защита</i> | <i>Лист</i> |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

На участках протяженностью менее 10 м применяются трубы DN 700, DN 1000, DN 1200 без заводского покрытия с нанесением в базовых условиях полиуретановых, эпоксидных, эпоксидно-полиуретановых покрытий по ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-006-1-03 с обязательной абразивной подготовкой поверхности;

б) нанесением в базовых условиях на трубы DN 150 полиуретановых, эпоксидных, эпоксидно-полиуретановых покрытий по ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-006-1-03 или ленточных полимерно-битумных покрытий по ГОСТ Р 51164-98 конструкций №18 с обязательной абразивной подготовкой поверхности;

в) защитой сварных швов подземных трубопроводов DN 700, DN 1000 и DN 1200 термоусаживающимися манжетами в соответствии с требованиями ОТТ-04.00-45.21.30-КТН-002-1-03 "Технические требования на наружные антикоррозионные покрытия, на основе термоусаживающихся лент, предназначенные для изоляции сварных стыков магистральных нефтепроводов и отводов от них" с толщиной покрытия зоны сварных стыков не менее 2,0 мм (для DN 700) и не менее 2,4 мм (для DN 1000 и DN 1200).

г) фасонные трубные изделия и подземная часть запорной арматуры защищаются от коррозии покрытиями в соответствии с требованиями ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-006-1-03.

Антикоррозионная защита надземных трубопроводов, фасонных трубных изделий, запорной арматуры и оборудования надземной установки выполняется защитным покрытием совместно с защитным покрытием наружной поверхности резервуара в соответствии с требованиями РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05.

Согласно системе цветов RAL технологические трубопроводы покрыть белым цветом (RAL 9003).

Контроль качества защитного покрытия подземных трубопроводов проводить в соответствии с ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-006-1-03 (п. 9) и ГОСТ Р 51164-98(для трубопроводов DN150, DN 32), надземных трубопроводов - по РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05 (раздел 11).

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Антикоррозионная защита</i> | <i>Лист</i> |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Все защитные покрытия должны применяться из материалов, разрешенных к применению в АО «АК «Транснефть» согласно «Реестру технических условий и технических требований на основные виды оборудования и материалов, закупаемых группой компаний «Транснефть».

Антикоррозийная защита инженерного оборудования, систем и сетей.

Канализация.

Для изоляции сварных швов стальных трубопроводов предусматриваются термоусаживающиеся манжеты. Наружную поверхность стальных труб и оборудования в колодцах покрыть антикоррозионным лакокрасочным покрытием. Покрытие наносится вручную.

Пожаротушение.

Для изоляции сварных швов стальных трубопроводов, прокладываемых подземно, предусматриваются термоусаживающиеся манжеты. Для надземных участков растворопроводов пенотушения и водяного орошения предусмотрено наружное эпоксидное или полиуретановое покрытие.

Стальные опоры и фланцевые соединения трубопроводов пенотушения и водяного охлаждения в пределах обвалования защищены от воздействия тепла пожара огнестойким покрытием, нанесенным на антикоррозионный грунт ВГ-33 толщиной 0,05мм. Огнезащитный состав должен относиться к 4-й группе эффективности, и обеспечивать их устойчивость к воздействию тепла пожара не менее 45 минут.

Трубопроводная арматура, оборудование систем пенного пожаротушения и охлаждения, трубопроводы пожаротушения при надземной прокладке должны быть окрашены в красный сигнальный цвет, контрастный цвет для указательных надписей и знаков - белый. Участок трубопровода Ду 50 мм для промывки кольца орошения окрасить в белый цвет.

Уплотнительные прокладки фланцевых соединений, расположенные в каре резервуара, предусматриваются из терморасширенного графита типа «Графлекс», устойчивых к воздействию тепла пожара не менее 45 минут.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Антикоррозионная защита</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

Антикоррозионное покрытие растворопроводов пенотушения и водяного орошения, включая трубопроводную арматуру, стальные опоры и фланцевые соединения, расположенные на стенке резервуара наносить в соответствии с РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05 разделы 9,10 , контроль качества и приемку покрытия - раздел 11, а именно: как наружное покрытие резервуара совместно с наружным покрытием резервуара толщиной не менее 240 мкм.

Согласно системе цветов RAL трубопроводы покрыть красным цветом (RAL 3020).

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>Антикоррозионная защита</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте, были решены вопросы по реконструкции резервуара, монтаже нового оборудования, проведении гидроиспытаний, нанесения антикоррозионного состава, подробно рассмотрено заключение по результатам полной технической диагностики. Выполнены расчеты на устойчивость и прочность стенки резервуара.

При расчетах ресурсоэффективности в нашем случае источник эффекта – экономия средств, выраженная как разница между затратами на строительство нового резервуара и затратами на реконструкцию РВС, и составила минимум 44,7 млн. руб.

А также проведен анализ вредных физических, химических, биологических факторов при производстве работ по реконструкции РВС-20000 м³ и методы их устранения.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|---------------------|----------------|-------------|---|----------------------|-------------|---------------|
| | | | | | «Реконструкция резервуара вертикального стального типа РВС 20000 м ³ на станции «Парабель» | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Краснопивцев</i> | | | Заключение | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Саруев Л.А.</i> | | | | | | |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | <i>Рудаченко</i> | | | | | | |
| | | | | | | ТПУ зр.3-2Б14 | | |

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. СНиП 2.01.01-82 Строительная климатология и геофизика
2. РД-16.01-60.30.00-КТН-026-1-04. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м³.
3. НПБ-105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
4. ПБ 03-605-03 Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
5. ГОСТ 8.570-2000 ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки.
6. ГОСТ 19282-73 Сталь низколегированная толстолистовая и широкополосная универсальная. Технические условия.
7. ГОСТ 5264-80. Ручная дуговая сварка. Соединения сварные основные типы, конструктивные элементы и размеры.
8. ГОСТ Р 51330.11-9 Электрооборудование взрывозащищенное.
9. РД-08.00-60.30.00-КТН-050-1-05 Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.
10. СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы.
11. ОР-91.200.00-КТН-148-07 Порядок организации и осуществления технического надзора за строительством, реконструкцией и капитальным ремонтом резервуаров вертикальных стальных.
12. СНиП 3.05.04-85* Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации.
13. ОР-91.200.00-КТН-150-07 с изм.1 Регламент осуществления технического надзора за строительством, реконструкцией и капитальным ремонтом резервуаров стальных вертикальных. Приборная оснащенность.
14. ГОСТ 10704-91 Трубы электросварные прямошовные сортамент.

| | | | | | | | |
|------------------|-------------|---------------------|----------------|-------------|---|-------------|---------------|
| | | | | | «Реконструкция резервуара вертикального стального типа РВС 20000 м ³ на станции «Парабель» | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Краснопивцев</i> | | | Список использованной литературы | | |
| <i>Руковод.</i> | | <i>Саруев Л.А.</i> | | | | | |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | <i>Рудаченко</i> | | | | | |
| | | | | | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| | | | | | ТПУ гр.3-2Б14 | | |

- 15.РД 13.220.00-КТН-014-10 Нормы проектирования систем пенного пожаротушения и водяного охлаждения объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов «АК» Транснефть».
- 16.РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05 Правила антикоррозионной защиты резервуаров.
- 17.РД 153-112-017-97 Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров.
- 18.СниП 2.01.07-85 Нагрузки и воздействия.
- 19.СниП II-23-81 Стальные конструкции.
- 20.ОР-23.020.00-КТН-360-07 Регламент вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода в эксплуатацию.
- 21.ОР-91.10.30-КТН-142-07 Правила приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов. Формирование приемо-сдаточной документации.
- 22.ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
- 23.ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-005-1-03 Технические требования на заводское полиэтиленовое покрытие труб.
- 24.ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- 25.ОТТ-04.00-45.21.30-КТН-002-1-03 Технические требования на наружные антикоррозионные покрытия, на основе термоусаживающихся лент, предназначенные для изоляции сварных стыков магистральных нефтепроводов и отводов от них.
- 26.СНиП 12-01-2004 «Организация строительства»;
- 27.СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве», часть 1;
- 28.СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве», часть 2;
- 29.СНиП 1 .04.03-85* «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений»;

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>Список использованной литературы</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

- 30.СНиП 3.01.03-84 «Геодезические работы в строительстве»;
- 31.СНиП 3.01.04-87 «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения»;
- 32.СНиП 3.03.01-87 «Несущие и ограждающие конструкции»;
- 33.СНиП 3.04.03-85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии»;
- 34.СП 12-135-2003 «Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда»;
- 35.СП 12-136-2002 «Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ»;
- 36.СП 50-101-2004 «Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений»;
- 37.СП 53-101-98 «Изготовление и контроль качества стальных строительных конструкций»;
- 38.ППБ-01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»;
- 39.ОР-03.100.30-КТН-150-11 Порядок организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах организаций системы «Транснефть» и оформления нарядов-допусков на их подготовку и проведение;
- 40.ОР-15.00-45.21 .30-КТН-003-1-01 «Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов»;
- 41.РД 05.00-45.21.30-КТН-005-1 -05 «Правила антикоррозионной защиты резервуаров».
- 42.РД-08.00-60.30.00-КТН-046-1-05 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>Список использованной литературы</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

- 43.ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
- 44.ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
- 45.ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
- 46.ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
- 47.ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;
- 48.ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
- 49.ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования;
- 50.ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 51.ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования;
- 52.ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
- 53.ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;
- 54.ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
- 55.ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод;
- 56.ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений;
- 57.ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения;
- 58.ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения;
- 59.ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров;

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>Список использованной литературы</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

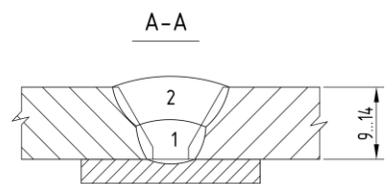
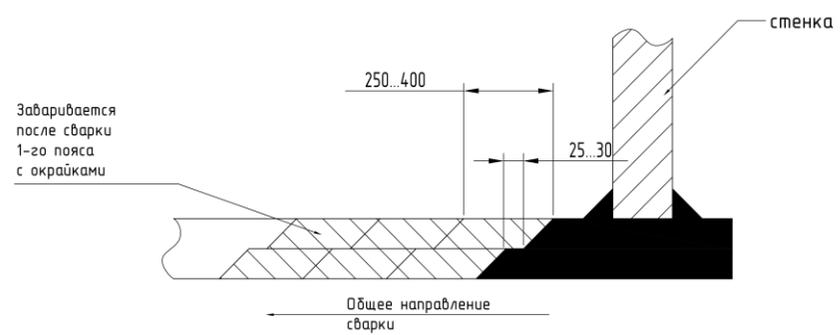
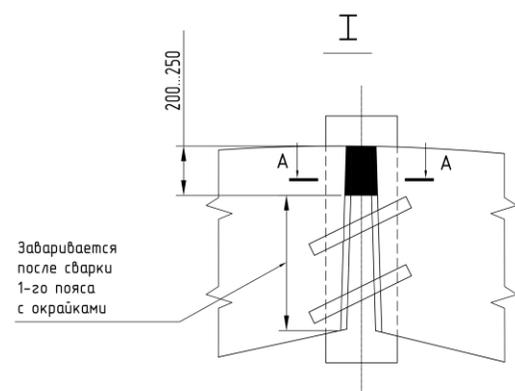
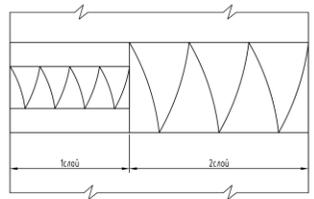
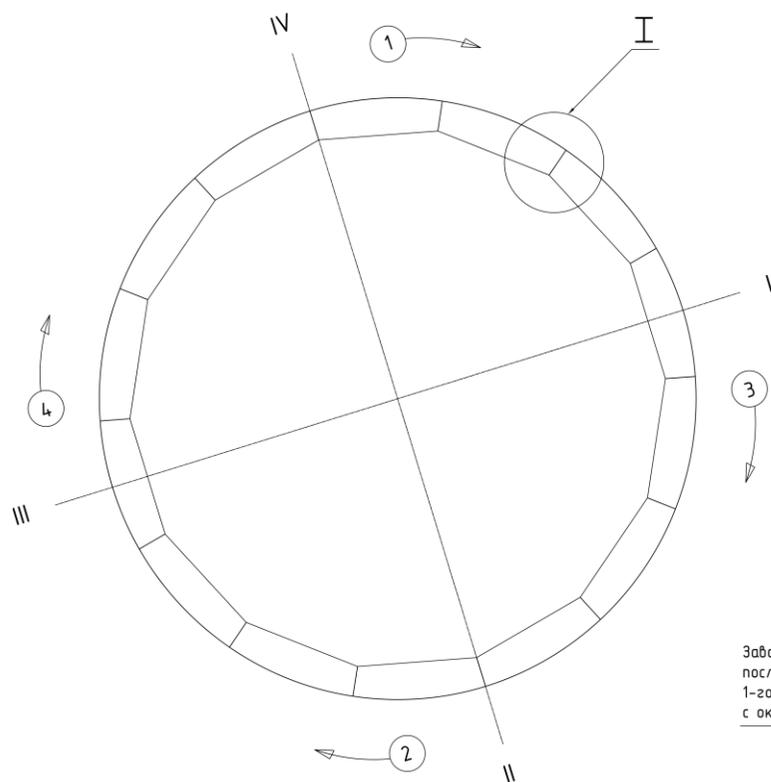
- 60.ПБ 10–115–96 Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением;
- 61.ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;
62. ППБ 01-03 Правил пожарной безопасности в Российской Федерации;
- 63.РД 03-29-93 Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды;
- 64.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;
- 65.СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
- 66.СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование;
- 67.СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение;
- 68.Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности;
- 69.Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
| | | | | | <i>Список использованной литературы</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(рекомендуемое)

Схема выполнения сварных швов окراек днища



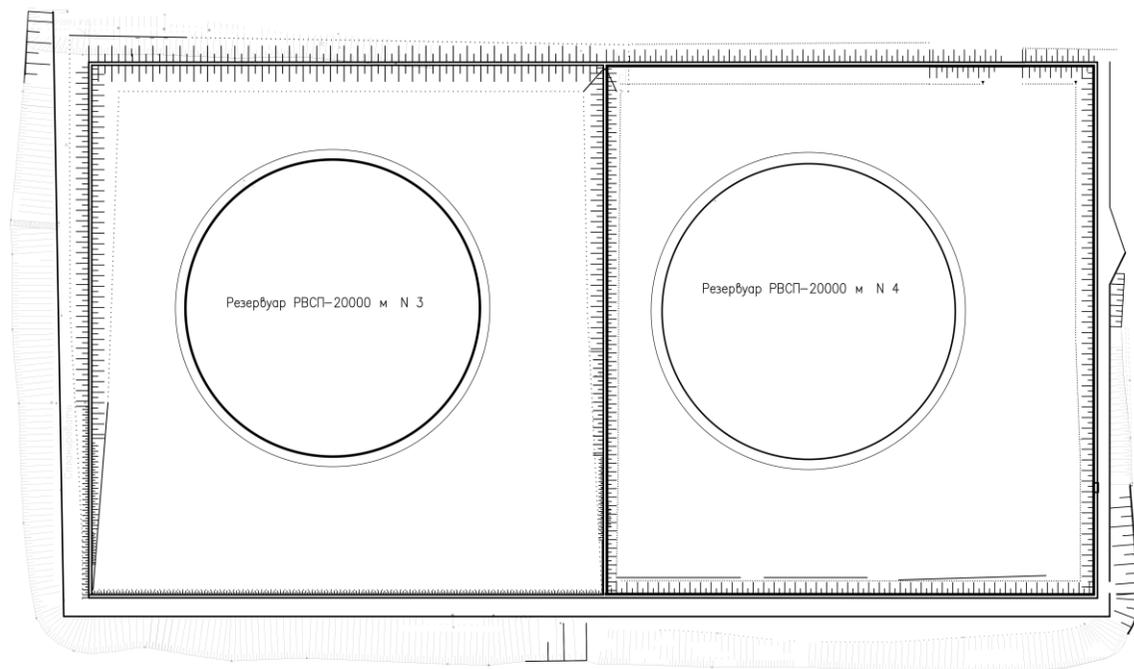
Условные обозначения:

1 - направление перемещения сварщиков.

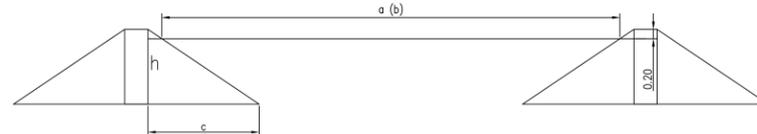
ПРИЛОЖЕНИЕ С

(рекомендуемо)

Схема обустройства обвалования каре РВС № 4



Расчет вместимости каре РВСП-20000 м³ N4
(с учетом ударной волны)



$$V_{\text{каре}} = V_n - V_0, \text{ где}$$

V_n — объем прямоугольной части каре

V_0 — объем откосов

$$V_n = a \times b \times h = 84.55 \times 78.54 \times 1.60 = 10624 \text{ м}^3$$

$$V_0 = (a + b) \times c \times h = (84.55 + 78.54) \times 1.2 \times 1.6 = 313 \text{ м}^3$$

Общая вместимость каре РВСП 55 (с учетом ударной волны) составляет:

$$V_{\text{каре}} = V_n - V_0 = 10624 - 313 = 10312 \text{ м}^3 \text{ (1/2 каре группы резервуаров N 3-4)}$$

