

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.Н. Сокольников
«21» июня 2017г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

«Монтаж резервуара вертикального стального объемом 50000 м³ на головной
нефтеперекачивающей станции»

Руководитель к.т.н., доцент

Выпускник


 14.06.17

А.Н. Сокольников

А.А. Болдырева

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме «Монтаж стального вертикального резервуара объемом 50000 м³ на головной нефтеперекачивающей станции».

Консультанты

по разделам:

Экономика

Шадрин - 18.06.17

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Едимичев - 16.06.17

Д.А. Едимичев

Нормоконтролер

Петров - 21.06.17

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Монтаж стального вертикального резервуара с плавающей крышей объемом 50000 м³ на головной нефтеперекачивающей станции» содержит 78 страниц текстового документа, 51 использованных источников, 5 листов графического материала.

РЕЗЕРВУАР, СТЕНКА, КРЫША, ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН.

Объект ВКР: Головная нефтеперекачивающая станция 1 (ГНПС-1) «Тайшет».

Цель ВКР:

- спроектировать стальной вертикальный резервуар с плавающей крышей объемом 50000 м³;
- подобрать эксплуатационное оборудование;
- рассмотреть технологии монтажа при строительстве резервуара;
- выполнить расчет экономических затрат на реализацию проекта;
- разработать меры, средства и методы борьбы для решения экологических проблем на предприятии.

В результате проделанной работы был спроектирован и рассчитан стальной вертикальный резервуар с плавающей крышей, подобрано эксплуатационное оборудование, изучена технология монтажа, а так же были проведены расчеты по затратам на осуществление данного проекта.

Для защиты окружающей среды были предложены решения, повышающие экологичность ГНПС в чрезвычайных ситуациях.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Расчетная часть.....	8
1.1 Определение исходных расчетных данных	8
1.2 Выбор материала конструкции.....	10
1.3 Оптимальные геометрические параметры	11
1.4 Расчет толщины стенки резервуара	14
1.5 Постоянные и временные нагрузки на резервуар	16
1.6 Расчет конструктивных элементов резервуара на прочность	17
1.7 Расчет конструктивных элементов резервуара на устойчивость.....	21
1.8 Расчет днища резервуара	25
1.9 Расчет плавающей крыши резервуара	32
1.10 Расчет резервуара на опрокидывание и определение давления на фундамент	34
2 Эксплуатационное оборудование резервуара	40
2.1 Люки	42
2.2 Патрубки	44
2.3 Хлопушка и механизм управления	46
2.4 Сифонный кран	48
2.5 Дыхательная арматура.....	49
2.6 Противопожарное оборудование	50
2.7 Автоматическое оборудование.....	51
2.8 Лестницы, площадки, переходы	53
3 Технологическая часть	54
3.1 Работы подготовительного периода	54
3.2 Земляные работы.....	55
3.3 Бетонные работы	56
3.4 Бетонные работы при отрицательных температурах воздуха.....	57
3.5 Демонтажные работы	58
3.6 Монтажные работы.....	58
3.7 Сварка.....	60
4 Экономическая часть	62
5 Безопасность жизнедеятельности.....	68

5.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных.....	68
факторов при проведении работ.....	68
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению	70
5.3 Санитарные требования к помещению и размещению.....	71
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	72
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	74
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях	75
5.7 Экологичность проекта	75
Заключение	76
Список использованных источников	77

ВВЕДЕНИЕ

Головная нефтеперекачивающая станция «Тайшет» (ГНПС-1) является одной из самых крупных в трубопроводной системе «Восточная Сибирь – Тихий океан». Площадка ГНПС Тайшет, находится по адресу: Иркутская область, Тайшетский район, географические координаты: 55 град. 53'00" с.ш., 98 град. 01'43" в.д. По площади она занимает больше двух гектаров, а ее резервуарный парк, на сегодняшний день, состоявший из пяти резервуаров по 50000 м³ каждый, – крупнейший в системе «Транснефть».

Объекты, которые входят в состав ГНПС-1 «Тайшет», можно разделить на две группы:

1 Объекты основного (технологического) назначения, к ним относятся: резервуарный парк; подпорная насосная; узел учета нефти с фильтрами; магистральная насосная; узел регулирования давления и узлы с предохранительными устройствами; камеры пуска и приема очистных устройств; технологические трубопроводы с запорной арматурой.

2 Объекты вспомогательного и подсобно-хозяйственного назначения, к ним относятся: понижающая электроподстанция с распределительными устройствами; комплекс сооружений, обеспечивающих водоснабжение станции; комплекс сооружений по отводу промышленных и бытовых стоков; котельная с тепловыми сетями; инженерно-лабораторный корпус; пожарное депо; узел связи; механические мастерские; мастерские ремонта контрольно-измерительных приборов (КИП); гараж; складские помещения; административно-хозяйственный блок.

На головной нефтеперекачивающей станции «Тайшет» осуществляются следующие технологические операции: прием и учет нефти; хранение нефти в резервуарах; внутростанционные перекачки нефти (из резервуара в резервуар); закачка нефти в магистральный трубопровод; пуск в трубопровод очистных и диагностических устройств.

Количество работающих на производстве составляет более 200 человек. Все работники имеют квалификационную подготовку, что позволяет своевременно выполнять трудную, но интересную работу.

Целью данной работы является, проектирование стального вертикального резервуара с плавающей крышей объемом 50000 м³. Это позволит увеличить пропускную способность трубопроводной системы с 30 млн.т. до 60 млн.т. После завершения проекта объем резервуарного парка ГНПС № 1 «Тайшет» составит 400 тыс. м³ нефти.

1 Расчетная часть

Спроектировать вертикальный стальной резервуар с плавающей крышей объемом 50000 м³, срок службы резервуара 25 лет, который предназначен для хранения нефти, плотность при 20°С которого равна 843 кг/м³.

Целью является проектирование стального вертикального резервуара с плавающей крышей объемом 50000 м³.

Такой резервуар в составе резервуарного парка будет предназначен для приёма, отпуска и хранения данного нефтепродукта.

Проектируемый стальной цилиндрический вертикальный резервуар с плавающей крышей, номинальный объем которого составляет 50000 м³, относится к I классу опасности. Конструктивная особенность такого резервуара – РВСПК (рисунок 1).

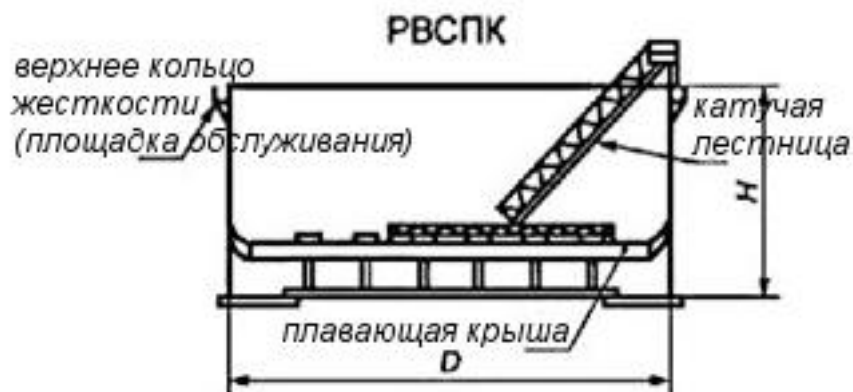


Рисунок 1 – Схема стального вертикального резервуара с плавающей крышей (РВСПК);

1.1 Определение исходных расчетных данных

Для определения расчетных данных необходимо задаться температурой нефтепродукта. Для г. Тайшет принимаем температуру самой холодной пятидневки и абсолютно максимальную температуру соответственно по СНиП 23-01-99 Строительная климатология[1].

$$T_{\min} = -50^{\circ}\text{C} = 213\text{ K}; T_{\max} = +42^{\circ}\text{C} = 315\text{ K};$$

Расчет вязкости проводится при t_{\min} и t_{\max} района проектирования. Применяется формула Рейнольда-Филанова:

$$\nu = \nu_* \cdot e^{-u(T-T_*)}, \quad (1)$$

где ν – кинематическая вязкость при расчетной температуре T , $\text{м}^2/\text{с}$;
 ν_* – кинематическая вязкость при известной температуре T^* , $\text{м}^2/\text{с}$;
 u – коэффициент крутизны вискограммы, определяемый по зависимости:

$$u = \frac{1}{T_1 - T_2} \cdot \ln \frac{\nu_2}{\nu_1}, \quad (2)$$

где ν_1 – известное значение вязкости нефти при температуре T_1 , $\text{м}^2/\text{с}$;
 ν_2 – известное значение вязкости нефти при температуре T_2 , $\text{м}^2/\text{с}$.

Определяем показатели для нефти:

$$\nu_1 = \nu_{20} = 0,084 \text{ cSt},$$

$$\nu_2 = \nu_{20} = 0,238 \text{ cSt},$$

$$u = \frac{1}{20 - 10} \cdot \ln \frac{0,238}{0,084} = 0,104.$$

$$\nu_{-50} = 0,084 \cdot e^{-0,104(-50-20)} = 121,8 \text{ cSt},$$

$$\nu_{+42} = 0,084 \cdot e^{-0,104(42-20)} = 0,008 \text{ cSt}.$$

Следующим параметром определим плотность. Перерасчет плотности произведем по формуле Менделеева:

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_p (T - 293)}, \quad (3)$$

где ρ_T – плотность нефтепродукта при температуре T , $\text{кг}/\text{м}^3$;
 ρ_{293} – плотность нефтепродукта при температуре 293 К, $\text{кг}/\text{м}^3$;
 β_p – коэффициент объемного расширения, $1/\text{К}$.

При $\rho_{293} = 843 \text{ кг}/\text{м}^3$ и $\beta_p = 0,000831 \text{ 1}/\text{К}$ результаты следующие:

$$\rho_{-50} = \frac{843}{1 + 0,000831(-50 - 20)} = 895 \text{ кг} / \text{м}^3,$$

$$\rho_{+42} = \frac{843}{1 + 0,000831(42 - 20)} = 829 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

Также необходимо определить давление насыщенных паров, которое для нефти при температуре T_{\max} определяется по формуле Рыбакова:

$$P_s = P_{38} \cdot 10^{\left(4,6 - \frac{1430}{t}\right)}, \quad (4)$$

где P_{38} – давление насыщенных паров по Рейду, Па.

Давление для нефти по Рейду принимаем 500 мм. рт. ст. Производим подстановку[2].

$$P_s = 500 \cdot 133,3 \cdot 10^{\left(4,6 - \frac{1430}{315}\right)} = 83907 \text{ Па}.$$

1.2 Выбор материала конструкции

Выбор марок стали для основных элементов конструкций должен производиться с учетом гарантированного минимального предела текучести, толщины проката и ударной вязкости.

Углеродный эквивалент стали для элементов основных конструкций не должен превышать 0,43 %[3]. Расчет углеродного эквивалента производится по формуле:

$$C_{\text{экв}} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Si}{24} + \frac{Cr}{5} + \frac{Ni}{40} + \frac{Cu}{13} + \frac{V}{14} + \frac{P}{2} \leq 0,43, \quad (5)$$

где C, Mn, Si, Cr, Ni, Cu, V, P – массовые доли в процентах углерода, марганца, кремния, хрома, никеля, меди, ванадия и фосфора по результатам плавочного анализа.

Рассчитаем углеродный эквивалент для выбранной стали 12ГН2МФАЮ по формуле (5):

$$C_{\text{экв}} = 0,07 + \frac{0,14}{6} + \frac{0,9}{24} + \frac{0,5}{5} + \frac{1,4}{40} + \frac{0,3}{13} + \frac{0,05}{14} + \frac{0,035}{2} = 0,42$$

Углеродный коэффициент не превышает 0,43%.

1.3 Оптимальные геометрические параметры

Для начала рассчитаем оптимальную высоту резервуара.

$$H_{opt} = \sqrt{\frac{\gamma_c \cdot R_y \cdot \Delta}{\gamma_{жс} \cdot \rho \cdot g}}, \quad (6)$$

где γ_c – коэффициент условий работы стенки резервуара, принимаем равный 0,7;

$\gamma_{жс}$ – коэффициент надежности по нагрузке для гидростатического давления, принимаем равный 1,1;

Δ – приведенная толщина стенки и кровли, принимаем равной 2 см;

ρ – плотность нефтепродукта, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

R_y – расчетное сопротивление материала, МПа.

При данном расчете берем максимальную плотность – 895 кг/м³.

Таблица 1 – Сумма переведенных толщин днища и покрытия

V, м ³	2000	4000	8000	12000	16000	20000	25000	30000
Δ , см	0,9	1,2	1,4	1,6	1,7	1,8	1,9	2

Определим расчетное сопротивление материала

$$R_y = \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c \cdot \gamma_t}{\gamma_m \cdot \gamma_n}, \quad (7)$$

где R_{yn} – нормативный предел текучести, МПа;

γ_t – коэффициент, учитывающий температуру эксплуатации, принимаем 1;

γ_n – коэффициент, учитывающий уровень ответственности, принимаем 1,2, согласно классу опасности;

γ_m – коэффициент надежности по материалу;

γ_c – то же, что и в формуле (6).

Коэффициент надежности по материалу выбираем в зависимости от предела текучести, принимаем 1,05.

$$R_y = \frac{590 \cdot 0,7 \cdot 1}{1,05 \cdot 1,2} = 327 \text{ МПа.}$$

Рассчитываем сопротивление сварного стыкового шва:

$$R_{wy} = 0,85 \cdot 327 = 277,9 \text{ МПа.}$$

По формуле (6):

$$H_{omm} = \sqrt{\frac{0,7 \cdot 277 \cdot 10^6 \cdot 20 \cdot 10^{-3}}{1,1 \cdot 895 \cdot 9,81}} = 21,7 \text{ м.}$$

Согласно РД 16.01–60.30.00–КТН–026–1–04 размеры листов для резервуаров можно принять 2×8 , с учетом припуска на коррозию берем $1,99 \times 7,98$. Рассчитаем количество поясов листов.

$$N_i = \frac{H_{omm}}{H_l}, \quad (8)$$

где H_{omm} – то же, что и в формуле (6);

H_l – высота листа, м.

$$N_i = \frac{21,7}{1,99} = 10,9 = 11 \text{ поясов.}$$

Определим высоту стенки:

$$H_{ст} = N_i \cdot H_{листа}, \quad (9)$$

где N_i – то же, что и в формуле (8);

H_l – то же, что и в формуле (8).

$$H_{ст} = 11 \cdot 1,99 = 21,89 \text{ м.}$$

Рассчитываем радиус резервуара:

$$r = \sqrt{\frac{V}{\pi \cdot H_{cm}}}, \quad (10)$$

где V – номинальный объем резервуара, м³;
 H_{cm} – то же, что и в формуле (9).

$$r = \sqrt{\frac{50000}{\pi \cdot 21,89}} = 26,9 \text{ м.}$$

Определяем длину рулона:

$$L_p = 2\pi \cdot r + 0,2, \quad (11)$$

где r – то же, что и в формуле (10).

$$L_p = 2\pi \cdot 26,9 + 0,2 = 169,1 \text{ м.}$$

Далее определим количество листов в рулоне:

$$N_l = \frac{L_p}{L_l}, \quad (12)$$

где L_p – то же, что и в формуле (11);
 L_l – ширина листа, м.

$$N_l = \frac{169,1}{7,98} = 21,1 = 22 \text{ листа.}$$

Теперь произведем корректировку длины рулона, радиуса и фактического объема:

$$L_p = N_l \cdot L_l, \quad (13)$$

где N_l – то же, что и в формуле (12);
 L_l – то же, что и в формуле (11).

$$L_p = 22 \cdot 7,98 = 175,56 \text{ м. м.}$$

$$r = \frac{L_p - 0,2}{2\pi}, \quad (14)$$

где L_p – то же, что и в формуле (13).

$$r = \frac{175,56 - 0,2}{2\pi} = 27,9 \text{ м.}$$

$$V_{cm} = \pi \cdot r^2 \cdot H_{cm}, \quad (15)$$

где r – то же, что и в формуле (14);
 H_{cm} – то же, что и в формуле (9).

$$V_{\phi} = \pi \cdot 27,9^2 \cdot 21,89 = 53503,7 \text{ м}^3.$$

1.4 Расчет толщины стенки резервуара

Наименьшая толщина каждого пояса стенки резервуара выбирается из сортаментного ряда таким образом, чтобы разность толщины стенки t и минусового допуска на прокат Δ была не меньше максимума из трех величин:

$$t - \Delta \geq \max \{t_c + c; t_{\partial}; t_k\}, \quad (16)$$

где t_k – минимальная конструктивно необходимая толщина стенки РВСПК,
 $t_k = 10 \text{ мм}$, определяем по таблице 2;

$$c = 0,1 \text{ мм / год} \cdot \text{срок службы } p - \text{ра}, \quad (17)$$

c – припуск на коррозию;

t_{∂} – минимальная толщина стенки при условиях гидроиспытаниях;

t_c – минимальная толщина стенки при условиях эксплуатации;

Δ – минусовой допуск на прокат листовых конструкций, $\Delta = 0,45 \text{ мм}$.

$$c = 0,1 \cdot 25 = 2,5 \text{ мм}$$

Припуск на коррозию составляет 2,5 мм, так как срок службы проектируемого РВСПК 25 лет[4].

Таблица 2 – Значения толщин стенки резервуара

Диаметр резервуара D, м	Толщина стенки t_k , мм		
	Рулонное исполнение		Полистовое исполнение
	Стационарная крыша	Плавающая крыша	
$D < 16$	4	4	5
$16 < D < 25$	6	5	7
$25 < D < 35$	8	6	9
$D \geq 35$	10	8	10

Толщина стенки при условиях эксплуатации определяется по формуле:

$$t_c = \frac{g \cdot \rho_{nn} \cdot (H_{взл} - z) \cdot r + 1,2P_{изб}}{R_y \cdot \gamma_c}, \quad (18)$$

где ρ_{nn} – плотность хранимого нефтепродукта;

H – высота разлива резервуара;

z – расстояние от высшего уровня жидкости до нижней кромки пояса, недолив нефтепродукта в резервуар составляет 1,99 м;

r – тоже, что и в формуле (14);

R_y – расчетное сопротивление материала конструкции;

$P_{изб}$ – нормативное значение избыточного давления, Нормативное значение избыточного давления принимаем равным 0 кПа.

Находим высоту разлива резервуара нефтепродуктом по формуле:

$$H_{взл} = H_{ст} \cdot 0,95, \quad (19)$$

где $H_{ст}$ – высота стенки резервуара;

$$H_{взл} = 21,89 \cdot 0,95 = 20,7 \text{ м.}$$

Рассчитывая минимальную толщину поясов резервуара, получаем, для первого пояса:

$$t_{c1} = \frac{9,81 \cdot 895 \cdot (20,7 - 0) \cdot 27,9 + 1,2 \cdot 0}{327 \cdot 10^6 \cdot 0,7} = 0,019 \text{ м} = 19 \text{ мм};$$

для остальных поясов: $t_{c2} = 17 \text{ мм}$, $t_{c3} = 15 \text{ мм}$, $t_{c4} = 13 \text{ мм}$, $t_{c5} = 11 \text{ мм}$, $t_{c6} = 9 \text{ мм}$, $t_{c7} = 8 \text{ мм}$, $t_{c8} = 6 \text{ мм}$, $t_{c9} = 5 \text{ мм}$, $t_{c10} = 3 \text{ мм}$, $t_{c11} = 1 \text{ мм}$.

Вычислим минимальную толщину всех поясов резервуара при гидроиспытаниях, по формуле (18), но, вместо плотности нефтепродукта используем плотность воды:

$$t_{g1} = \frac{9,81 \cdot 1000 \cdot (20,7 - 0) \cdot 27,9}{327 \cdot 10^6 \cdot 0,9} = 19 \text{ мм};$$

для остальных поясов: $t_{g2} = 17 \text{ мм}$, $t_{g3} = 15 \text{ мм}$, $t_{g4} = 13 \text{ мм}$, $t_{g5} = 11 \text{ мм}$, $t_{g6} = 9 \text{ мм}$, $t_{g7} = 8 \text{ мм}$, $t_{g8} = 6 \text{ мм}$, $t_{g9} = 4 \text{ мм}$, $t_{g10} = 2 \text{ мм}$, $t_{g11} = 1 \text{ мм}$.

Осуществляем проверку и окончательный подсчет толщины стенки для каждого пояса резервуара:

$$t - 0,45 \geq \max \{19 + 2,5; 19; 10\},$$

$$t_1 = 21,95 \text{ мм};$$

Для остальных поясов: $t_2 = 19,95 \text{ мм}$, $t_3 = 17,95 \text{ мм}$, $t_4 = 15,95 \text{ мм}$, $t_5 = 13,95 \text{ мм}$, $t_6 = 11,95 \text{ мм}$, $t_7 = 10,95 \text{ мм}$, $t_8 = 8,95 \text{ мм}$, $t_9 = 7,95 \text{ мм}$, $t_{10} = 5,95 \text{ мм}$, $t_{11} = 3,95 \text{ мм}$.

1.5 Постоянные и временные нагрузки на резервуар

В соответствии с изменением №2 СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия»[5] полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия следует определять по формуле:

$$S = S_g \cdot \mu, \tag{20}$$

где S_g – расчетное значение веса снегового покрова на 1 м^2 горизонтальной поверхности земли, принимаемое по таблице 1.3;

μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытия ($\mu = 0,85$), принимаемый в соответствии с пп.5.3-5.6 и схеме 2 приложения 3 СНиП 2.01.07-85.

Считаем снеговую нагрузку по формуле (20):

$$S = 1,8 \cdot 10^3 \cdot 0,85 = 1,53 \cdot 10^3 \text{ Па.}$$

Таблица 3 – Расчетные удельные значения снеговой нагрузки

Снеговые районы РФ	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
S_g , кПа	0,8	1,2	1,8	2,4	3,2	4,0	4,8	5,6

Нормативное значение средней составляющей ветровой нагрузки w_m на высоте z над поверхностью земли следует определять по формуле:

$$w_m = w_0 \cdot k \cdot c, \quad (21)$$

где w_0 – нормативное значение ветрового давления в зависимости от ветрового района (для III района);

k – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте. Определяется в зависимости от типа местности.

c – аэродинамический коэффициент.

Принимаемые значения: $w_0 = 0,38$ кПа, $k = 0,65$, $c = 0,6$.

Тогда по формуле (21):

$$w_m = 0,38 \cdot 10^3 \cdot 0,65 \cdot 0,6 = 0,148 \cdot 10^3 \text{ Па.}$$

1.6 Расчет конструктивных элементов резервуара на прочность

Проверочный расчет на прочность для каждого пояса стенки резервуара:

$$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2} \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}, \quad (22)$$

где σ_1 – меридиональное напряжение (напряжение вдоль образующей);

σ_2 – кольцевое напряжение.

σ_1 – меридиональное напряжение с учетом коэффициентов надежности по нагрузке и коэффициентов для основного сочетания нагрузок вычисляется для нижней точки пояса по формуле:

$$\sigma_1 = \frac{[1,05G_M + 0,95(1,05G_O + 1,2G_Y)]}{2\pi r t_i} + \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot S - 0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{изб})r}{2t_i}, \quad (23)$$

где G_M – вес металлоконструкции выше расчетной точки;

G_O – вес стационарного оборудования выше расчетной точки;

G_Y – вес утеплителя выше расчетной точки;

r – радиус;

t_i – толщина стенки каждого пояса.

Вес утеплителя принимаем равным нулю ($G_Y = 0$).

Вес металлоконструкции складывается из массы стенки и крыши. Масса стенки и крыши указаны в таблице 1.4:

$$G_M = G_{M,ст} + G_{M,кр}, \quad (24)$$

где $G_{M,ст}$ – вес металлоконструкции стенки выше расчетной точки;

$G_{M,кр}$ – вес металлоконструкции крыши выше расчетной точки.

Вес металлоконструкции стенки выше расчетной точки:

$$G_{M,ст} = v_{ст} \cdot \rho_{ст}, \quad (25)$$

где $\rho_{ст}$ – плотность материала металлоконструкции $\rho_{ст} = 7800 \text{ кг} / \text{м}^3$

$v_{ст}$ – объем одного пояса.

Объем i -пояса рассчитывается:

$$v_{ст} = t_i \cdot z_i \cdot 2\pi \cdot r, \quad (26)$$

где z – то же, что и в формуле (18);

r – то же, что и в формуле (14);

t_i – пояс резервуара;

Определим суммарную величину веса стенки:

$$\sum G_{M,cm} = \sum G_{iM,cm} \quad (27)$$

Рассчитаем вес металлоконструкции стенки выше расчетной точки для первого пояса по формуле (24), (25):

$$G_{M,cm1} = 21,95 \cdot 10^{-3} \cdot 1,99 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 27,9 \cdot 7800 = 59696 \text{ кг};$$

Для остальных поясов: $G_{M,cm2} = 54256 \text{ кг}$, $G_{M,cm3} = 48817 \text{ кг}$, $G_{M,cm4} = 43378 \text{ кг}$,
 $G_{M,cm5} = 37938 \text{ кг}$, $G_{M,cm6} = 32499 \text{ кг}$, $G_{M,cm7} = 29780 \text{ кг}$, $G_{M,cm8} = 24340 \text{ кг}$, $G_{M,cm9} = 21621 \text{ кг}$,
 $G_{M,cm10} = 16181 \text{ кг}$, $G_{M,cm11} = 10742 \text{ кг}$.

Суммарная величина веса стенки по формуле (27):

$$\sum G_{M,cm} = 379248 \text{ кг}.$$

Таблица 4 – Вес оборудования (на 50000)[6]

Конструкция	Масса конструкции, кг
Стенка	431910
Днище	154230
Крыша	325050
Лестница	3600
Площадки на крыше	16081
Люки и патрубки	5740
Комплектующие конструкции	14536

Вес металлоконструкции складывается из массы стенки и крыши. Масса стенки и крыши указаны в таблице 1.4:

$$G_M = G_{M,cm} + G_{M,кр}, \quad (28)$$

где $G_{M,cm}$ – вес металлоконструкции стенки выше расчетной точки;

$G_{M,кр}$ – вес металлоконструкции крыши выше расчетной точки.

По формуле (28) вес металлоконструкции выше расчетной точки будет равен:

$$G_M = 431910 + 325050 = 756960 \text{ кг}$$

Масса стационарного оборудования складывается из массы лестницы, площадок на крыше и комплектующих конструкций:

$$G_O = G_{O, \text{лестн-ца}} + G_{O, \text{площ-ки}} + G_{O, \text{комплект}}, \quad (29)$$

где $G_{O, \text{лестн-ца}}$ – вес стационарного оборудования выше расчетной точки (лестницы);

$G_{O, \text{площ-ки}}$ – вес стационарного оборудования выше расчетной точки (площадки на крыше);

$G_{O, \text{комплект}}$ – вес стационарного оборудования выше расчетной точки (комплектующие конструкции).

По формуле (29) масса стационарного оборудования выше расчетной точки будет равна:

$$G_O = 3600 + 14536 + 16081 = 34217 \text{ кг.}$$

Сделав соответствующие вычисления, по формуле (23) вычисляем меридиональные напряжения для каждого пояса резервуара:

Для первого пояса:

$$\sigma_{11} = \frac{[1,05 \cdot 756960 \cdot 9,81 + 0,95 \cdot (1,05 \cdot 34217 \cdot 9,81)]}{2\pi \cdot 27,9 \cdot 21,95 \cdot 10^{-3}} + \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot 1,53 \cdot 10^3 - 0,95 \cdot 1,2 \cdot 0)27,9}{2 \cdot 21,95 \cdot 10^{-3}} = 3,365 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

Для остальных поясов: $\sigma_{12} = 3,739 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\sigma_{13} = 4,121 \cdot 10^6 \text{ Па}$,
 $\sigma_{14} = 4,697 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\sigma_{15} = 5,316 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\sigma_{16} = 6,141 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\sigma_{17} = 6,713 \cdot 10^6 \text{ Па}$,
 $\sigma_{18} = 8,217 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\sigma_{19} = 9,233 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\sigma_{110} = 12,338 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\sigma_{111} = 18,593 \cdot 10^6 \text{ Па}$.

σ_2 – кольцевое напряжение вычисляется для нижней точки каждого пояса по формуле:

$$\sigma_2 = \frac{(g \cdot \rho_{\text{нп}} \cdot (H_{\text{взл}} - z) + 1,2 \cdot P_{\text{узб}}) \cdot r}{t_i}, \quad (30)$$

где $\rho_{\text{нп}}$ – плотность хранимого нефтепродукта;

$H_{\text{взл}}$ – высота налива нефтепродукта;

z – расстояние от высшего уровня жидкости до нижней кромки пояса;

r – радиус резервуара;

t_i – тоже, что и в формуле (26);

Для цилиндрической оболочки должно выполняться следующее условие:

$$\sigma_2 \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}, \quad (31)$$

где γ_n – тоже, что и в формуле (7);

R_y – тоже, что и в формуле (7);

γ_c – тоже, что и в формуле (7).

Кольцевые напряжения для первого пояса резервуара:

$$\sigma_{21} = \frac{(9,81 \cdot 895(20,7 - 0) + 1,2 \cdot 0) \cdot 27,9}{21,95 \cdot 10^{-3}} = 231,010 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

Для остальных поясов: $\sigma_{22} = 229,734 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\sigma_{23} = 228,175 \cdot 10^6 \text{ Па}$,
 $\sigma_{24} = 226,223 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\sigma_{25} = 223,713 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\sigma_{26} = 220,362 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\sigma_{27} = 195,968 \cdot 10^6 \text{ Па}$,
 $\sigma_{28} = 185,294 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\sigma_{29} = 147,284 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\sigma_{210} = 114,863 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\sigma_{211} = 49,612 \cdot 10^6 \text{ Па}$.

1.7 Расчет конструктивных элементов резервуара на устойчивость

Полистовые конструкции проектируемого резервуара представляет собой тонкостенную цилиндрическую оболочку вращения, способной терять устойчивость под воздействием сжимающих напряжений.

Расчет стенки на устойчивость выполняется в соответствии со СНиП II-23-81.

Необходимо произвести проверку соотношения:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{a1}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{a2}} \leq 1, \quad (32)$$

где σ_{a1} – первое (меридиональное) критическое напряжение;

σ_{a2} – второе (кольцевое) критическое напряжение;

σ_1 – меридиональное напряжение;

σ_2 – кольцевое напряжение.

Первое (меридиональное) критическое напряжение определяется по формуле:

$$\sigma_{a1} = C_i E \frac{t_{\min}}{r}, \quad (33)$$

где E – модуль упругости первого рода (модуль Юнга);

t_{\min} – расчетная толщина самого тонкого пояса стенки резервуара (верхнего) – толщина одиннадцатого пояса стенки резервуара;

r – радиус резервуара;

C_i – коэффициент, напрямую зависящий от радиуса и толщины стенки РВСПК.

Модуль Юнга принимаем равным: $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па.

Чтобы посчитать коэффициент C_i необходимо:

$$1220 \leq \frac{r}{t_{\min}} \leq 2500, \quad (34)$$

где r – тоже, что и в формуле (33);

t_{\min} – тоже, что и в формуле (33).

По формуле (34) определяем отношение и проверяем, попадает ли полученное значение в заданный интервал:

$$\frac{r}{t_{\min}} = \frac{27,9}{0,00395} = 2447,94$$

Полученное значение попадает в заданный интервал, поэтому определяем коэффициент C по формуле:

$$C_{11} = 0,085 - \frac{r}{t_{\min} \cdot 10^5}, \quad (35)$$

где r – тоже, что и в формуле (33);

t_{\min} – тоже, что и в формуле (33).

По формуле (35):

$$C_{11} = 0,085 - \frac{27,9}{3,95 \cdot 10^{-3} \cdot 10^5} = 0,07$$

По формуле (33) считаем первое критическое напряжение:

$$\sigma_{a1} = 0,07 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \frac{3,95 \cdot 10^{-3}}{27,9} = 2,08 \text{ МПа.}$$

Условие выполняется, а это значит, что вычисляем второе критическое напряжение по формуле:

$$\sigma_{a2} = 0,55E \cdot \left(\frac{r}{H_r} \right) \cdot \left(\frac{t_{\min}}{r} \right)^{1,5}, \quad (36)$$

где r – тоже, что и в формуле (33);

t_{\min} – тоже, что и в формуле (33);

E – тоже, что и в формуле (33);

H_r – редуцированная высота.

Редуцированная высота РВС определяется по формуле:

$$H_r = \sum h_i \left(\frac{t_{\min}}{t_i} \right)^{2,5} \quad (37)$$

Определяем редуцированную высоту:

$$\begin{aligned}
H_r = & 1,99 \cdot \left(\frac{3,95}{21,95}\right)^{2,5} + 1,99 \cdot \left(\frac{3,95}{19,95}\right)^{2,5} + 1,99 \cdot \left(\frac{3,95}{17,95}\right)^{2,5} + 1,99 \cdot \left(\frac{3,95}{15,95}\right)^{2,5} + \\
& + 1,99 \cdot \left(\frac{3,95}{13,95}\right)^{2,5} + 1,99 \cdot \left(\frac{3,95}{11,95}\right)^{2,5} + 1,99 \cdot \left(\frac{3,95}{10,95}\right)^{2,5} + 1,99 \cdot \left(\frac{3,95}{8,95}\right)^{2,5} + \\
& + 1,99 \cdot \left(\frac{3,95}{7,45}\right)^{2,5} + 1,99 \cdot \left(\frac{3,95}{5,95}\right)^{2,5} + 1,99 \cdot \left(3 \frac{3,95}{3,95}\right)^{2,5} = 32,8
\end{aligned}$$

Тогда по формуле (36) второе критическое напряжение:

$$\sigma_{a2} = 0,55 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot \left(\frac{27,9}{32,8}\right) \cdot \left(\frac{3,95 \cdot 10^{-3}}{27,9}\right)^{1,5} = 0,16 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Для резервуара со стационарной крышей кольцевое критическое напряжение для i -го пояса резервуара:

$$\sigma_{2,i} = \left(0,9 \cdot 1,2 \cdot P_{\text{вак}} + 0,95 \cdot 0,5 \cdot k_i \cdot w_m\right) \cdot \frac{r}{t_i}, \quad (38)$$

где $P_{\text{вак}}$ – вакуум, для плавающей крыши, принимаем $P_{\text{вак}} = 0$ Па;

k_i – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте стенки резервуара для каждого пояса;

r – тоже, что и в формуле (14);

t_{min} – тоже, что и в формуле (33);

w_m – тоже, что и в формуле (21).

Выбираем для расчета 11 пояс резервуара. Тогда по формуле (38):

$$\sigma_2 = \left(0,9 \cdot 1,2 \cdot 0 + 0,95 \cdot 0,5 \cdot 0,65 \cdot 0,183 \cdot 10^3\right) \cdot \frac{27,9}{0,00395} = 0,399 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Для резервуара с плавающей крышей первое критическое напряжение принимаем, равное меридиональному напряжению одиннадцатого пояса:

$$\sigma_1 = 4,178 \text{ МПа.}$$

Проверка на устойчивость замкнутой круговой цилиндрической оболочки вращения, подверженной одновременному действию сжимающих нагрузок вдоль оси и в радиальном направлении оболочки по формуле (32):

$$\frac{2,08}{3,365} + \frac{0,16}{0,399} \leq 1,$$

$$0,65 \leq 1.$$

Условие выполняется. А это значит, что толщины поясов резервуара подобраны правильно, так как выполняется расчет на прочность и на устойчивость стенки резервуара.

1.8 Расчет днища резервуара

Номинальная толщина кольцевых краев должна быть не менее величины определяемой по формуле:

$$t_{окр} = 0,77 \cdot t_1, \quad (39)$$

где t_1 – толщина нижнего слоя стенки, $t_1 = 21,5$ мм.

$$t_{окр} = 0,77 \cdot 21,5 = 16,6 \text{ мм.}$$

Принимаем $t_{окр} = 17$ мм.

Каноническое уравнение метода сил выглядит следующим образом:

$$\left(\delta_{11}^{cm} + \delta_{11}^{\partial n} \right) \cdot M_o + \left(\Delta_{1p}^{cm} + \Delta_{1p}^{\partial n} \right) = 0, \quad (40)$$

где $\delta_{11}^{cm}, \delta_{11}^{\partial n}$ – коэффициенты канонического уравнения, которые определяются по формулам:

$$\delta_{11}^{cm} = \frac{2\beta_{cm}^3}{K_{cm}}, \quad (41)$$

$$\delta_{11}^{\partial n} = \frac{4\beta_{\partial n}^3}{K_{\partial n}}, \quad (42)$$

где β_{cm} – коэффициент деформации стенки;
 K_{cm} – коэффициент постели стенки;
 $\beta_{\partial n}$ – коэффициент деформации днища;
 $K_{\partial n}$ – коэффициент постели основания, принимаем $K_{\partial n} = 0,1 \text{ кН/см}^3$.

Свободные члены определяются по формулам:

$$\Delta_{1p}^{cm} = -\frac{P_u \cdot \beta_{cm} - P'}{K_{cm}}, \quad (43)$$

$$\Delta_{1p}^{\partial n} = -\frac{2 \cdot \beta_{\partial n}}{K_{\partial n}} \cdot (q \cdot \beta_{\partial n} - 2 \cdot P_u). \quad (44)$$

где P' – давление на днище с учетом налива нефтепродукта;
 q – нагрузка на единицу длины дуги стенки от собственного веса стенки, покрытия и снега на нем;
 P_u – давление на днище;
 β_{cm} – то же, что и в формуле (42);
 K_{cm} – то же, что и в формуле (42);
 $\beta_{\partial n}$ – то же, что и в формуле (42);
 $K_{\partial n}$ – то же, что и в формуле (42).

Коэффициент деформации стенки определяется по формуле:

$$\beta_{cm} = 4 \sqrt{\frac{3(1-\nu^2)}{r^2 \cdot t_1^2}}, \quad (45)$$

где ν – коэффициент Пуассона, для сталей $\nu = 0,3$.
 r – то же, что и в формуле (14);
 t_1 – то же, что и в формуле (39).

Коэффициент постели стенки определяется по формуле:

$$K_{cm} = \frac{E \cdot t_1}{r^2}, \quad (46)$$

где E – модуль упругости, $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па;

t_1 – то же, что и в формуле (39);

r – то же, что и в формуле (14).

Коэффициент деформации днища:

$$\beta_{\text{дн}} = \sqrt[4]{\frac{3K_{\text{дн}}(1-\nu^2)}{E \cdot t_{\text{окр}}^2}}, \quad (47)$$

где $K_{\text{дн}}$ – то же, что и в формуле (42);

E – то же, что и в формуле (46);

ν – то же, что и в формуле (45);

$t_{\text{окр}}$ – то же, что и в формуле (39).

$$\beta_{cm} = \sqrt[4]{\frac{3(1-0,3^2)}{27,9^2 \cdot 0,0215^2}} = 1,65 \text{ м}^{-1} = 0,0165 \text{ см}^{-1},$$

Теперь по формуле (46) считаем условный коэффициент стенки постели:

$$K_{cm} = \frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 0,0215}{27,9^2} = 5,5 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 = 0,0055 \text{ кН/см}^2.$$

По формуле (47) определяем коэффициент деформации днища:

$$\beta_{\text{дн}} = \sqrt[4]{\frac{3 \cdot 100 \cdot (1-0,3^2)}{2 \cdot 10^{11} \cdot 0,017^2}} = 0,047 \text{ см}^{-1}.$$

Давление на днище определяется по формуле:

$$P_u = 1,1 \cdot \rho_{nn} \cdot g \cdot H_{\text{взл}} - 1,2 \cdot P_{\text{изб}}, \quad (48)$$

где ρ_{nn} – тоже, что и в формуле (6);
 $P_{\text{изб}}$ – тоже, что и в формуле (18);
 $H_{\text{взл}}$ – тоже, что и в формуле (19);
 g – тоже, что и в формуле (6).

По формуле (48):

$$P_u = 1,1 \cdot 895 \cdot 9,81^2 \cdot 20,7 = 199,9 \text{ кПа} = 0,01999 \text{ кг / см}.$$

Давление на днище в зависимости от уровня налива нефтепродукта:

$$P' = \frac{P_u - P_{\text{изб}}}{H_{\text{взл}}}, \quad (49)$$

где P_u – тоже, что и в формуле (48);
 $P_{\text{изб}}$ – тоже, что и в формуле (18);
 $H_{\text{взл}}$ – тоже, что и в формуле (19).

Давление в паровоздушном пространстве в зависимости от уровня налива нефтепродукта по формуле (49):

$$P' = \frac{0,01999 - 0^3}{20,7 \cdot 10^2} = 9,65 \cdot 10^{-6} \text{ кН / см}^3.$$

Нагрузка на единицу длины дуги стенки от собственного веса стенки, покрытия и снега на нем:

$$q = q_{\text{ст}} + q_{\text{кр}} + q_{\text{сн}}, \quad (50)$$

где $q_{\text{ст}}$ – нагрузка на единицу длины дуги стенки от собственного веса;
 $q_{\text{кр}}$ – нагрузка на единицу длины покрытия;
 $q_{\text{сн}}$ – нагрузка на единицу длины снега на покрытии.

Для определения собственного веса стенки и покрытия принимаем:

$$g_{cm} = 7,84 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

$$g_{кр} = 4,84 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

По формуле определяем нагрузку на единицу длины дуги стенки от собственного веса:

$$q_{cm} = \frac{g_{cm} \cdot V \cdot g}{2\pi r}, \quad (51)$$

где g_{cm} – собственный вес стенки;
 V – тоже, что и в формуле (15);
 r – тоже, что и в формуле (14).

По формуле (51) получаем:

$$q_{cm} = \frac{7,85 \cdot 53503,7 \cdot 9,81}{2\pi \cdot 27,9} = 23,5 \text{ кН} / \text{м} = 0,235 \text{ кН} / \text{м}.$$

Определяем нагрузку на единицу длины покрытия:

$$q_{кр} = \frac{g_{кр} \cdot V \cdot g}{2\pi r}, \quad (52)$$

где $g_{кр}$ – собственный вес покрытия;
 V – тоже, что и в формуле (15);
 r – тоже, что и в формуле (14).

Посчитаем по формуле (52) нагрузку от покрытия:

$$q_{кр} = \frac{4,84 \cdot 53503,7 \cdot 9,81}{2\pi \cdot 27,9} = 14,4 \text{ кН} / \text{м} = 0,144 \text{ кН} / \text{м}.$$

Нагрузка на единицу длины снега на покрытии:

$$q_{сн} = \frac{S_g \cdot \mu \cdot r}{2}, \quad (53)$$

где S_g – тоже, что и в формуле (20);

μ – тоже, что и в формуле (20);

r – тоже, что и в формуле (14).

Считаем по формуле (53):

$$q_{сн} = \frac{1,53 \cdot 10^3 \cdot 0,85 \cdot 27,9}{2} = 18,14 \text{ кН / м} = 0,1814 \text{ кН / м}.$$

Теперь считаем суммарную нагрузку по формуле (50):

$$q = 23,5 + 14,4 + 18,14 = 56,04 \text{ кН / м} = 0,560 \text{ кН / м}.$$

Считаем свободный член канонического уравнения для днища по формуле (44):

$$\Delta_{1p}^{\partial n} = -\frac{2 \cdot 0,047}{0,1} \cdot (0,560 \cdot 0,047 - 0,01999) = -0,0059.$$

Свободный член канонического уравнения для стенки резервуара по формуле (43):

$$\Delta_{1p}^{ст} = -\frac{0,01999 \cdot 0,0165 - 9,65 \cdot 10^{-6}}{0,0055} = -0,0582.$$

Коэффициент канонического уравнения для стенки резервуара по формуле (41):

$$\delta_{11}^{ст} = \frac{2 \cdot (0,0165)^3}{0,0055} = 0,00163 \frac{1}{\text{кН}}.$$

Коэффициент канонического уравнения для днища резервуара по формуле (42):

$$\delta_{11}^{\partial H} = \frac{4 \cdot (0,047)^3}{0,1} = 0,00415 \frac{1}{кН}.$$

Полученные нами значения подставляем в каноническое уравнение метода сил, формула (39), и находим момент изгибающий M_O :

$$(0,00163 + 0,00415) \cdot M_O + (-0,0582 - 0,0059) = 0$$

$$0,00578 \cdot M_O = -0,0641$$

$$M_O = 11,08кН.$$

Проверяем окрайку на прочность:

$$\sigma_{окр} = \frac{4 \cdot M_O}{t_{окр}^2} \leq \gamma_c \cdot \gamma_{кр} \cdot R_y, \quad (54)$$

где M_O – изгибающий момент, действующий на стенку РВСПК;

$t_{окр}$ – тоже, что и в формуле (39);

γ_c – тоже, что и в формуле (7);

R_y – тоже, что и в формуле (7);

$\gamma_{кр}$ – коэффициент условия работы стеки резервуара в зоне краевого эффекта.

Коэффициент условия работы в зоне краевого эффекта примем равным 1,2.

Считаем условие:

$$\gamma_c \cdot \gamma_{кр} \cdot R_y = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 327 = 470,8 МПа.$$

По формуле (54):

$$\sigma_{окр} = \frac{4 \cdot 11,08 \cdot 10^3}{(17)^2} = 153,35 МПа \leq 470,8 МПа.$$

Условие выполняется, а это значит, что прочность окраек обеспечена и подобрана правильная толщина окрайки.

1.9 Расчет плавающей крыши резервуара

Расчетным размером является высота расположения ватерлинии от днища коробов. Ватерлиния – это линия на внешней обшивке коробов плавающей крыши, показывающая предельную глубину погружения их в жидкость.

$$h_в = \frac{G_{кр} + G_{об} + G_{прз} + G_{кон} + G_{сн} + q_{дав} \cdot A_{кнт} \cdot f}{\pi \cdot r_n^2 \cdot \rho_{\min}} \quad (55)$$

где $G_{кр}$ – вес крыши;

$G_{об}$ – собственный вес оборудования;

$G_{прз}$ – вес пригруза;

$G_{кон}$ – нагрузка от конденсата;

$G_{сн}$ – снеговая нагрузка;

$q_{дав}$ – давление прижима затвора на стенку резервуара (5 кПа);

$A_{кнт}$ – площадь поверхности контакта затвора со стенкой;

f – коэффициент трения (0,15);

r_n – радиус крыши;

Вес крыши:

$$G_{кр} = g_{эл} \cdot V \cdot g \cdot 0,001; \quad (56)$$

где $g_{эл}$ - масса элемента на единицу объема резервуара, $g_{эл} = 5,1 \text{ кг/м}^3$

Считаем вес крыши по формуле (56):

$$G_{кр} = 5,1 \cdot 50000 \cdot 9,81 \cdot 0,001 = 2501,55 \text{ кН}.$$

Вес пригруза:

$$G_{прз} = 0,07 \cdot V; \quad (57)$$

Вес пригруза будет равен:

$$G_{npz} = 0,07 \cdot 50000 = 3500 \text{ кН} .$$

Нагрузка от конденсата:

$$G_{кон} = 1,2 \cdot 0,3 \cdot \pi \cdot r_n^2 ; \tag{58}$$

где r_n – радиус крыши (на 200 мм меньше радиуса резервуара);

Нагрузка от конденсата равна:

$$G_{кон} = 1,2 \cdot 0,3 \cdot 3,14 \cdot 27,7^2 = 867,34 \text{ кН} .$$

Снеговая нагрузка:

$$G_{сн} = S_g \cdot \mu \cdot \pi \cdot r ; \tag{59}$$

$$G_{сн} = 1,8 \cdot 0,85 \cdot 3,14 \cdot 27,9 = 134,03 \text{ кН} .$$

Площадь поверхности контакта затвора со стенкой:

$$A_{кнт} = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot b_{np} ; \tag{60}$$

где $b_{np} = 0,3 \text{ м} .$

Площадь поверхности контакта затвора со стенкой будет равна:

$$A_{кнт} = 2 \cdot 3,14 \cdot 27,9 \cdot 0,3 = 52,56 \text{ м}^2 .$$

Положение ватерлинии определяем по формуле (55):

$$h_6 = \frac{2501,55 + 150 + 3500 + 867,34 + 134,03 + 5 \cdot 52,56 \cdot 0,15}{3,14 \cdot 27,7^2 \cdot 7} = 0,42 \text{ м} .$$

Высота коробов:

$$h_{\kappa} = 2 \cdot h_{\epsilon}; \quad (61)$$

где h_{ϵ} - положение ватерлинии.

$$h_{\kappa} = 2 \cdot 0,42 = 0,84$$

В резервуарах с плавающей крышей верхний пояс стенки усиливается кольцом жесткости, сечение которого подбирается из условия действия в нем максимального изгибающего момента, определяемого по формуле:

$$M = 0,0186 \cdot \gamma_f \cdot W_t \cdot H_{cm}; \quad (62)$$

$$M = 0,0186 \cdot 1,4 \cdot 194 \cdot 21,89 = 110,5 \text{ кНм}.$$

1.10 Расчет резервуара на опрокидывание и определение контурного давления на фундамент

Опрокидывающий момент, действующий на резервуар в результате ветрового воздействия M_w определяется:

$$M_w = \gamma_n \cdot (M_{ws} + M_{wr}) \cdot \frac{W_m}{W_0}, \quad (63)$$

где γ_n – тоже, что и в формуле (7);

M_{ws} – опрокидывающий момент от действия ветра на стенку резервуара;

M_{wr} – опрокидывающий момент от действия ветра на крышу резервуара;

W_m – тоже, что и в формуле (21);

W_0 – тоже, что и в формуле (21).

Опрокидывающий момент от действия ветра на стенку резервуара определяется по формуле:

$$M_{ws} = F \cdot b, \quad (64)$$

где F – сдвигающая сила от действия ветра на стенку;

b – координата приложения равнодействующей силы.

Сдвигающая сила от действия ветра на стенку:

$$F = 0,575 \cdot D \cdot W_m \left[1 - 0,705 \cdot \left(\frac{H}{10} \right)^3 + 4,642 \cdot \left(\frac{H}{10} \right)^2 + 4,815 \cdot \left(\frac{H}{10} \right) \right], \quad (65)$$

где D – диаметр резервуара;

W_m – то же, что и в формуле (21);

H_{cm} – то же, что и в формуле (9).

$$F = 0,575 \cdot 55,8 \cdot 148 \cdot \left[1 - 0,705 \cdot \left(\frac{21,89}{10} \right)^3 + 4,642 \cdot \left(\frac{21,89}{10} \right)^2 + 4,815 \cdot \left(\frac{21,89}{10} \right) \right] = 186 \text{ кН}.$$

Координата приложения равнодействующей силы зависит от высоты резервуара:

$$b = 2,5 + 0,57(H - 5), \quad (66)$$

где H_{cm} – то же, что и в формуле (9).

$$b = 2,5 + 0,57(21,89 - 5) = 12,12 \text{ м}.$$

Тогда имеем по формуле (64):

$$M_{ws} = 186 \cdot 12,12 = 2254,32 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

Опрокидывающий момент от действия ветра на крышу резервуара:

$$M_{wr} = 0,72 \cdot S_r \cdot x_r, \quad (67)$$

где S_r – площадь вертикальной проекции крыши;

x_r – расстояние от днища до центра тяжести крыши резервуара.

Площадь вертикальной проекции крыши определяется:

$$S_r = \frac{1}{2} h \cdot 2r, \quad (68)$$

где h – высота образующей крыши, м;

r – тоже, что и в формуле (14).

Высота образующей крыши:

$$h = \operatorname{tg} \alpha \cdot r, \quad (69)$$

где α – угол между основанием крыши и ее образующей;

r – тоже, что и в формуле (14).

Высота образующей крыши по формуле (69):

$$h = \operatorname{tg}(18^\circ 54') \cdot 27,9 = 9,5 \text{ м.}$$

Площадь вертикальной проекции крыши по формуле (68):

$$S_r = \frac{1}{2} \cdot 9,5 \cdot 2 \cdot 27,9 = 265,05 \text{ м}^2.$$

Расстояние от днища до центра тяжести крыши резервуара:

$$x_r = x_r' + H, \quad (70)$$

где x_r' – расстояние от основания крыши до центра тяжести крыши;

H_{cm} – тоже, что и в формуле (9).

Расстояние от основания крыши до центра тяжести крыши:

$$x_r' = \frac{1}{4} h, \quad (71)$$

где h – тоже, что и в формуле (69).

Расстояние от основания крыши до центра тяжести крыши по формуле (71) будет равно:

$$x_r' = \frac{1}{4} \cdot 9,5 = 2,3 \text{ м}$$

Расстояние от днища до центра тяжести крыши резервуара по формуле (70):

$$x_r = 2,3 + 21,89 = 24,19 \text{ м},$$

Опрокидывающий момент от действия ветра на крышу резервуара по формуле (11.5) равен:

$$M_{wr} = 0,72 \cdot 265,05 \cdot 24,19 = 4616,32 \text{ Нм},$$

Опрокидывающий момент, действующий на резервуар в результате ветрового воздействия M_w по формуле (66):

$$M_w = 1,2 \cdot (2254,32 + 4616,32) \cdot \frac{0,148}{0,38} = 3211,1 \text{ кНм}.$$

Максимальная расчетная нагрузка на фундаментное кольцо:

$$q_{\max} = \frac{Q_{\max}}{2\pi r} + \frac{M_w}{\pi r^2}, \quad (72)$$

где r – тоже, что и в формуле (14);

M_w – тоже, что и в формуле (66);

Q_{\max} – расчетная максимальная оссимметричная нагрузка на фундамент резервуара.

Расчетная максимальная осесимметричная нагрузка на фундамент резервуара:

$$Q_{\max} = 1,05(G_s + G_r) + 0,95[1,05(G_{so} + G_{ro})] + (0,9 \cdot f_{sk} \cdot S_g + 0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{\text{вак}}) \cdot \pi r^2 \quad (73)$$

где G_s – вес стенки, кН;

G_r – вес крыши, кН;

G_{so} – вес оборудования на стенке резервуара, кН;

G_{ro} – вес оборудования на крыше, кН;

f_{sk} – коэффициент, учитывающий форму крыши;
 Вес оборудования был указан ранее в таблице 6.1.
 Просуммируем вес крыши и стенки и выразим все в кН:

$$G_{s+r} = g \cdot (G_s + G_r), \quad (74)$$

где G_s – вес стенки, кН;
 G_r – вес крыши, кН.
 Тогда:

$$G_{s+r} = 9,81 \cdot (431910 + 325050) = 7425777,6 \text{ Н} = 7425,7 \text{ кН}.$$

Вес оборудования на стенке резервуара: патрубки + люки + лестница.
 Вес оборудования на крыше резервуара: патрубки + лестница + люки +
 площадки на крыше + комплектующие конструкции.

$$G_{so+ro} = g \cdot (G_{so} + G_{ro}), \quad (75)$$

Тогда по формуле (75):

$$G_{so+ro} = 9,81 \cdot (9340 + 39957) = 483603,5 \text{ Н} = 483 \text{ кН}$$

Коэффициент, учитывающий форму крыши, принимаем равным 1.
 Тогда расчетная максимальная осесимметричная нагрузка на фундамент резервуара будет равна:

$$Q_{\max} = 1,05 \cdot 7425,7 + 0,95 \cdot 1,05 \cdot 483 + \\
 + (0,9 \cdot 1 \cdot 1,8 + 0,95 \cdot 1,2 \cdot 0) \cdot 3,14 \cdot 27,9^2 = 12238,3 \text{ кН}.$$

Расчетная минимальная осесимметричная нагрузка на фундамент резервуара:

$$Q_{\min} = (G_s + G_r) + 0,95 \cdot (G_{so} + G_{ro}) - 0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{\text{вак}} \cdot \pi r^2, \quad (76)$$

где G_s – тоже, что и в формуле (73);

G_r –тоже, что и в формуле (73);

G_{so} –тоже, что и в формуле (73);

G_{ro} –тоже, что и в формуле (73);

r –тоже, что и в формуле (14).

С учетом формул (74), (75) формула (75) примет вид:

$$Q_{\min} = G_{s+r} + 0,95 \cdot G_{so+ro} - 0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{\text{вак}}^H \cdot \pi r^2, \quad (77)$$

$$Q_{\min} = 7425,7 + 0,95 \cdot 483 - 0,95 \cdot 1,2 \cdot 0 \cdot 3,14 \cdot 27,9^2 = 7884,55 \text{ кН}.$$

Расчетная нагрузка на фундаментное кольцо по формуле (72) равна:

$$q_{\max} = \frac{12238,3 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 27,9} + \frac{3211,1 \cdot 10^3}{\pi \cdot 27,9^2} = 71162,2 \text{ кН / м}.$$

Минимальная расчетная нагрузка на фундаментное кольцо:

$$q_{\min} = \frac{Q_{\min}}{2\pi r} + \frac{M_w}{\pi r^2}, \quad (78)$$

Минимальная расчетная нагрузка на фундаментное кольцо по формуле (78) равна:

$$q_{\min} = \frac{7884,55 \cdot 10^3}{2\pi \cdot 27,9} + \frac{3211,1 \cdot 10^3}{\pi \cdot 27,9^2} = 46313,8 \text{ кН / м}.$$

Резервуар считается устойчивым к опрокидыванию, если момент от вертикальных удерживающих сил, действующих на пустой резервуар превышает момент сил вызванных ветровой нагрузкой. Установка анкеров требуется, если условие выполняется.

$$M_w \geq (Q_{\min} - F_{wvr}) \cdot r, \quad (80)$$

где M_w –тоже, что и в формуле (62);

r – тоже, что и в формуле (14);

F_{wvr} –подъемная сила от действия ветра на крышу.

Подъемная сила от действия ветра на крышу определяется:

$$F_{wvr} = 0,72 \cdot \pi \cdot r \cdot \frac{w_m}{w_0}, \quad (81)$$

где w_m –тоже, что и в формуле (21);

w_0 –тоже, что и в формуле (62);

r – тоже, что и в формуле (14).

Подъемная сила от действия ветра на крышу:

$$F_{wr} = 0,72 \cdot 3,14 \cdot 27,9 \cdot \frac{0,148}{0,38} = 24,56 \text{ кН}.$$

Проверка условия, указанного в формуле (80):

$$3211100 \geq (7884550 - 24560) \cdot 27,9$$

$$3211100 \leq 219293721 \text{ Нм}.$$

Условие не выполняется, поэтому установка анкеров не требуется. Резервуар устойчив к опрокидыванию.

2 Эксплуатационное оборудование резервуара

Современный резервуар представляет собой сложное инженерное сооружение. Оборудование является неотъемлемой частью резервуара, без которого эксплуатация резервуара или резервуарного парка либо затруднена, либо совсем невозможна[10].

Выбор требуемого оборудования будем осуществлять в соответствии с таблицей 5:

Таблица 5 – Оборудование и конструктивные элементы резервуаров

Наименование оборудования	Наличие в резервуаре
	РВСПК
Дыхательный клапан	-
Предохранительный клапан	-
Вентиляционный патрубок	+
Огневой предохранитель	+
Приемо-раздаточное устройство	-
Приемо-раздаточный патрубок	+
Пеногенератор	+
Система подслоного тушения	+
Компенсирующая система приемо-раздаточных патрубков	+
Пробоотборник	+
Водоспуск с плавающей крыши	+
Система орошения	+
Кран сифонный	+
Система размыва осадка	+
Погружной насос (для откачки остатков нефти и нефтепродуктов)	-
Люки	+
Уровнемер	+
Приборы контроля, сигнализации, защиты	+

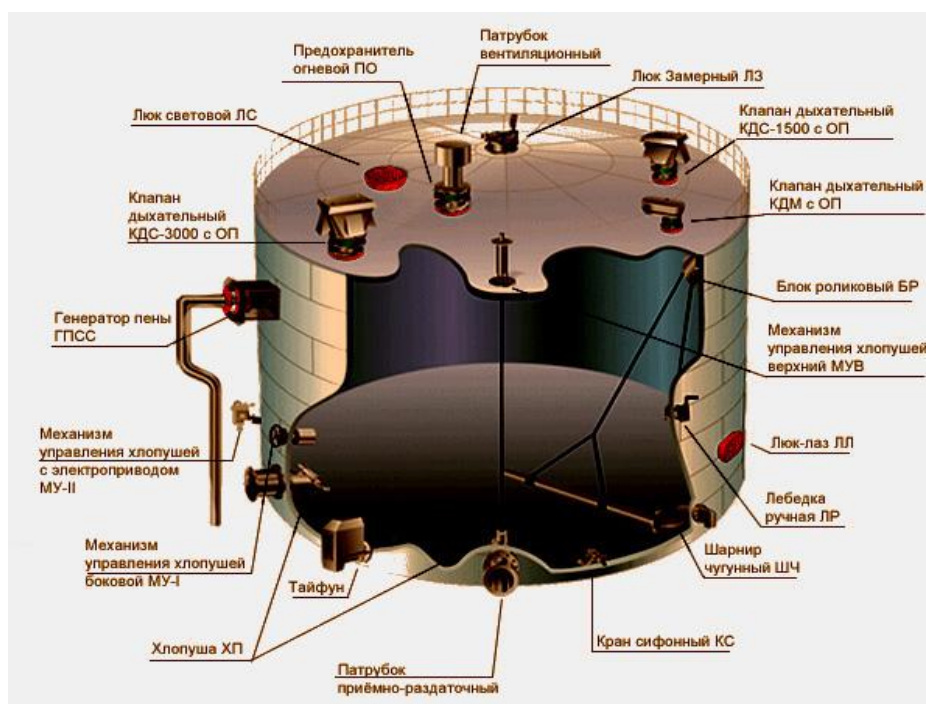


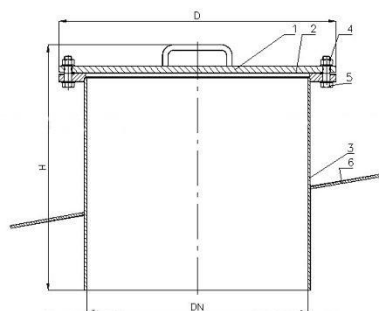
Рисунок 2 – Примерное расположение оборудования резервуара

2.1 Люки

В оборудование резервуара входят три вида люков – люк-лаз, световой люк и замерный люк. Рассмотрим каждый из них в отдельности.

Световой люк служит для проветривания резервуара перед ремонтом, подъема крышки-хлопушки с помощью аварийного троса при обрыве основного, проверки состояния и положения плавающего топливозаборного устройства. На резервуарах вместимостью 50000 м³ устанавливают два таких люка. Корпус люка представляет собой короткую трубу, вваренную в крышку вертикального или крышку горловины горизонтального резервуара, с фланцем под болты на другом конце. Сверху люк накрывают крышкой, которая болтами прикреплена к фланцу. Герметичность между фланцем и крышкой обеспечивает прокладка из топливостойкой резины или паронита.

Выбираем два световых люка модели ЛС-500. Общий чертеж приведен на рисунке 3, а технические характеристики приведены в табл. 6.



1 – крышка; 2 – прокладка; 3 – корпус; 4 – гайка; 5 – болт; 6 – усиливающая накладка

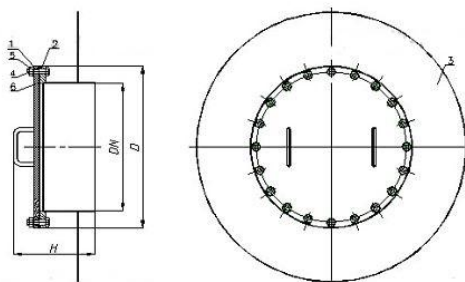
Рисунок 3 – Общий вид люка светового ЛС

Таблица 6 – Технические параметры ЛС-500[10]

Оборудование	Условный проход DN, мм	Габаритные размеры, мм, не более		Масса, кг, не более
		Диаметр D	Высота В	
ЛС-500	400	640	562	95

Люк-лаз предназначен для осмотра резервуара в его нижней части, а также для доступа обслуживающего персонала внутрь резервуара при зачистке и ремонте. Люк-лаз вваривают в нижний пояс резервуара на расстоянии 0,7 м от нижней обечайки. В месте сварки устанавливается усилительное кольцо, так как люк-лаз испытывает нагрузки от гидростатического давления

нефтепродукта, находящегося в резервуаре. Резервуары вместимостью 50000 м³ имеют два люка-лаза. Пример чертежа люка-лаза изображен на рисунке 4.



1 – фланец; 2 – корпус; 3 – усиливающая накладка;
4 – болт; 5 – гайка; 6 – прокладка

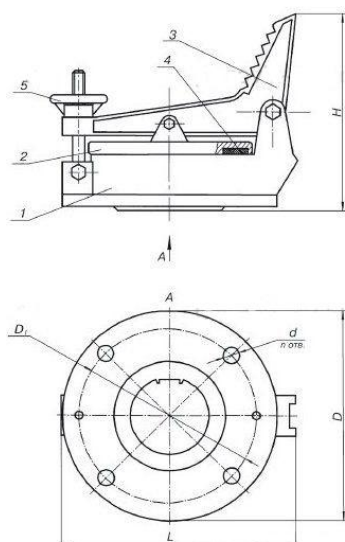
Рисунок 4 - Общий вид люка-лаза ЛЛ-600

Для данного проекта берем два люка-лаза модели ЛЛ 600.

Таблица 7 – Технические параметры ЛЛ-600[10]

Оборудование	Размер лаза, мм	Диаметр наружный D, мм, не более	Размеры усиливающей накладки, мм, не более	Масса, кг, не более
ЛЛ-600	600	755	1260	157

Замерный люк размещают на крыше резервуара. Он предназначен для отбора проб и замера уровня нефтепродукта в резервуаре. Корпус люка изготавливают из чугуна в виде короткой трубы с фланцем, который болтами крепят к фланцу замерного патрубка. Внутри трубы расположена направляющая колодка для мерной ленты. В нерабочем положении замерный люк закрыт крышкой, плотность прилегания которой к корпусу обеспечивает уплотнительная прокладка, а поджим – откидной болт с маховиком. Крышку поднимают нажатием на педаль рычага. Ниже приведен чертеж замерного люка (рис.5).



1 – корпус; 2 – крышка; 3 – педаль; 4 – резиновая прокладка; 5 – откидной блок с гайкой

Рисунок 5 – Общий вид люка замерного ЛЗ

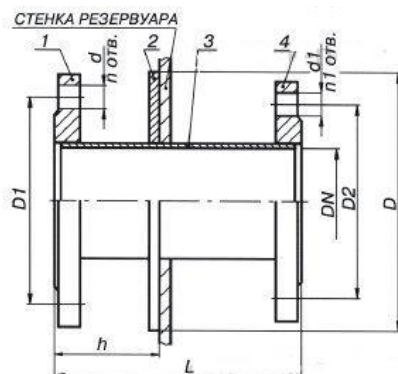
Берем замерный люк модели ЛЗ-150.

Таблица 8 – Технические параметры ЛЗ-150[10]

Оборудование	Условный проход (диаметр горловины), мм	Габаритные размеры, мм			Присоединительные размеры, мм			Масса, кг, не более
		диаметр D	ширина, L	высота, H	D ₁	d	n	
ЛЗ-150	150	260	285	240	225	18	8	5

2.2 Патрубки

Патрубок приемно-раздаточный (ПРП) служит для присоединения к нему трубопровода закачки нефтепродукта резервуара, а также хлопушки или плавающего топливозаборника. Монтируют патрубок в нижний пояс обечайки резервуара с превышением центра патрубка над днищем на значение, которое зависит от диаметра патрубка. Диаметр патрубка подбирают в зависимости от необходимой подачи нефтепродукта. Общий вид ПРП представлен ниже (рис. 6).



1 – фланец наружный; 2 – усиливающая накладка; 3 – труба; 4 – фланец внутренний

Рисунок 6 – Общий вид (ППР–80...ППР–350)

Для данного проекта берем прямо-раздаточный патрубок модели ППР-350, его технические характеристики представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические параметры ППР-350 [10]

Оборудование	Условный проход DN, мм	Габаритные размеры, мм, не более		Масса, кг, не более
		Длина L	Диаметр D	
ППР-350	350	380	760	96

Далее определим вид патрубка замерного люка. Патрубок замерного люка ПЗЛ–150 предназначен для установки замерного люка ЛЗ–150 и вентиляционной трубы с условным проходом DN–50.

Патрубок ПЗЛ является комплектующим изделием резервуара для хранения нефти, нефтепродуктов и химических жидкостей. ПЗЛ устанавливается на горизонтальном или вертикальном резервуаре. Его общий вид и технические параметры представлены ниже.

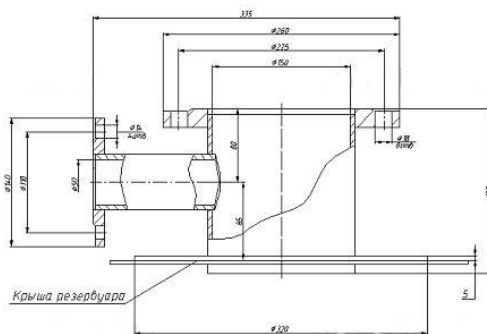


Рисунок 7 – Общий вид ПЗЛ-150

Таблица 10 – Технические параметры ПЗЛ-150 [10]

Оборудование	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
	Длина	Ширина	Высота	
ПЗЛ-150	335	260	180	10,5

Также необходимо выбрать зачистной патрубков, который используется для удаления осадка, образовавшегося в период эксплуатации резервуара, удаления остатков продукта и подтоварной воды. Изготавливается два варианта соединения патрубка зачистного с отводом: сварное (ПЗ) и фланцевое (ПЗ1). Выберем ПЗ-250. Его параметры представлены на рисунке 8 и в таблице 11).

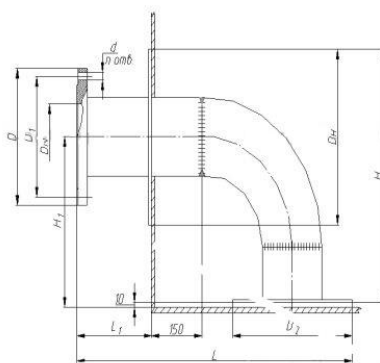


Рисунок 8 – Общий вид ПЗ-250

Таблица 11 – Технические параметры ПЗ-250 [10]

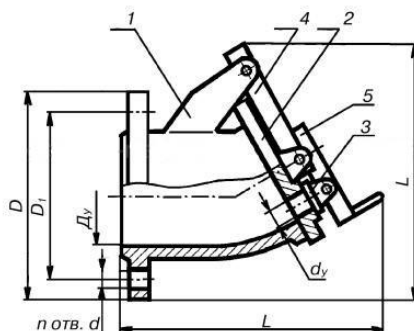
Оборудование	Условный проход DN, мм	Габаритные размеры, мм, не более						Масса, кг, не более
		Длина L	Высота H	D _H	D ₂	H ₁	L ₁	
ПЗ-250	250	1050	815	550	550	550	250	34,5

2.3 Хлопушка и механизм управления

Хлопушка устанавливается внутри резервуара на приемо-раздаточном патрубке и служит для налива и слива нефтепродукта и для дополнительной защиты от возможной утечки нефтепродукта из резервуара при неисправном состоянии трубопровода.

Хлопушка состоит из корпуса с наклонным срезом и плотно прилегающей к нему крышкой, соединенной с корпусом рычажным механизмом. При наполнении вертикального резервуара струя нефтепродукта силой давления приподнимает крышку хлопушки. При остановке перекачки

крышка хлопушки под действием собственного веса опускается на свое место, закрывая трубу. При выдаче нефтепродукта из вертикального резервуара крышка хлопушки открывается принудительно при помощи вращающегося барабана с наматывающимся на него тросом.



с перепуском

1 – корпус; 2 – крышка; 3 – пробка; 4 – рычаг большой; 5 – рычаг малый

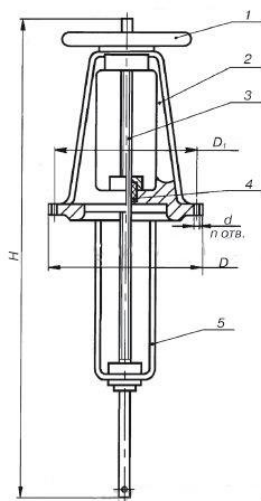
Рисунок 9 – Общий вид хлопушки ХП

Таблица 12 – Технические параметры ХП-400 [10]

Оборудование	Условный проход DN, мм	Габаритные размеры, мм, не более			Присоединительные размеры, мм			Масса, кг, не более
		Длина L	Высота H	Ширина	D ₂	D ₁	d	
ХП-400	400	606	686	580	580	525	30	91,5

Необходимо также определить механизм управления хлопушкой верхний МУВ – технологическое оборудование, используемое для проведения слива/налива нефтепродуктов, хранящихся в вертикальном цилиндрическом резервуаре. Определяем МУВ-400 для нашей хлопушки.

Механизм является комплектующим изделием, входящим в состав приемно-отпускного устройства хлопушки ХП. Устройство сконструировано для открытия крышек хлопушек, открытия/закрытия основного и перепускного клапанов хлопушки и фиксации их в открытом состоянии. Механизмы управления устанавливаются на крыше резервуара над хлопушкой. Устройство МУВ-400 представлено на рисунке 10.



1 – маховик; 2 – стойка; 3 – шпindelь; 4 – сальник; 5 – подвеска

Рисунок 10 – Общий вид механизма управления хлопушкой верхнего МУВ

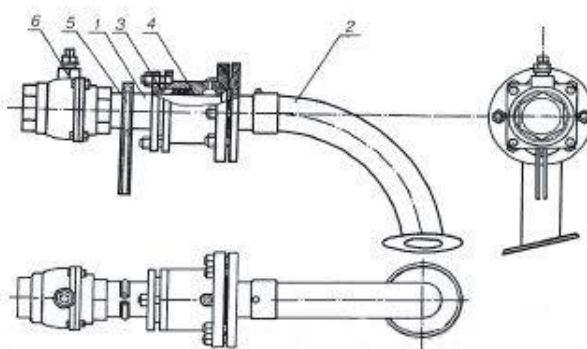
Таблица 13 – Технические параметры МУВ-400 [10]

Оборудование	Условный проход DU, мм	Габаритные размеры, мм, не более				Кол-во отверстий n, шт.	Масса, кг, не более
		H	D	D ₁	d		
МУВ-400	400	2120	260	225	18	8	30

2.4 Сифонный кран

Сифонный кран монтируют на нижнем поясе резервуара. Кран служит для удаления придонной воды и механических примесей, осевших на дно резервуара при отстое нефтепродукта, или для слива топлива при отказе хлопушки. В северных районах страны кран используют для закачки воды зимой в случае течи в нижней части резервуара (вода замерзает на дне резервуара и течь прекращается).

Основной элемент сифонного крана – изогнутая труба диаметром 50 – 80 мм, пропущенная через сальник, закрепленный на стенке резервуара. Снаружи трубы размещены ручка поворота и перекрывной кран. На втором конце трубы приварен козырек, предназначенный для предотвращения слива топлива из верхней зоны вместо воды с донной части, за счет образования зоны разрежения во входной части трубы. В рамках данного проекта будет оптимален вариант сифонного крана СК-80.



1 – труба; 2 – отвод; 3 – втулка сальника; 4 – корпус; 5 – ручка; 6 – кран шаровый проходной

Рисунок 11 – Общий вид сифонного крана СК

Таблица 14 – Технические параметры СК-80 [10]

Оборудование	Условный проход DU, мм	Раб. давление СК, МПа, не более	Раб. давление ПК, МПа, не более	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
				Длина L	Ширина	Высота H	
СК-80	80	0,15	0,15	1136	470	615	38

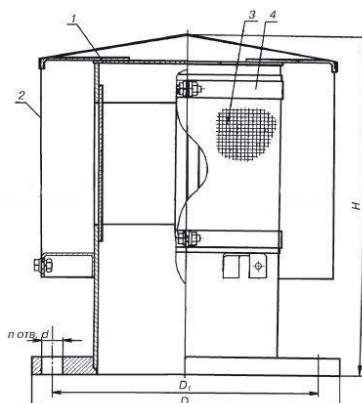
2.5 Дыхательная арматура

Дыхательная арматура должна устанавливаться на крыше резервуара и должна обеспечивать проектные величины внутреннего давления и вакуума или их отсутствия (для атмосферных резервуаров и резервуаров с понтоном). В первом случае дыхательная арматура выполняется в виде совмещенных дыхательных клапанов (клапанов давления и вакуума) и предохранительных клапанов, во втором случае – в виде вентиляционных патрубков. Возьмем второй вариант исполнения дыхательной арматуры, так как резервуар в рамках данного проекта имеет плавающую крышу.

Патрубки вентиляционные ПВ устанавливаются на кровле вертикального резервуара (для хранения темных нефтепродуктов или масел). Вентиляционный патрубок служит для сообщения газового пространства вертикального резервуара с атмосферой.

В стенке вертикального резервуара с плавающей крышей предусматриваются вентиляционные патрубки (отверстия), равномерно расположенные по периметру на расстоянии не более 10 м друг от друга (но не менее двух метров), и один патрубок в центре. При эксплуатации вертикального резервуара отверстия вентиляционных патрубков должны быть закрыты сеткой из нержавеющей стали с ячейками 10×10 мм

и предохранительными кожухами для защиты от атмосферных осадков. Ниже представлен общий вид и технические параметры вентиляционного патрубка.



1 – корпус; 2 – кожух; 3 – сетка; 4 – хомут

Рисунок 12 – Общий вид вентиляционного патрубка ПВ

Таблица 15 – Технические параметры ПВ-350 [10]

Оборудование	Условный проход DN, мм	Габаритные размеры, мм, не более		Присоединительные размеры, мм				Масса, кг, не более
		Диаметр D	Высота H	n	D	D ₁	d	
ПВ-350	350	620	780	12	485	445	22	48

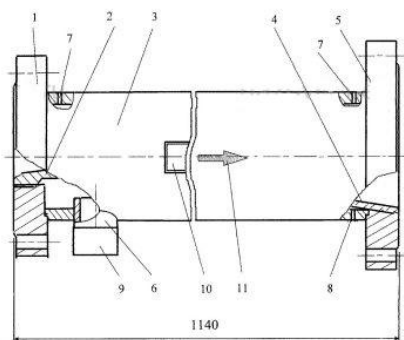
2.6 Противопожарное оборудование

Противопожарное оборудование является одним из важнейших аспектов подбора оборудования при проектировании резервуара. Так как в рамках данного проекта резервуар определен с наличием плавающей крыши, выбираем высоконапорный пеногенератор ВПГ.

Высоконапорный пеногенератор ВПГ применяется для тушения пожара на резервуарах с фиксированной крышей, в том числе с понтоном. Выработанная генератором пена подается в слой горючего через ввод в нижнем поясе боковых стенок резервуара на отметке выше возможного уровня подтоварной воды.

ВПГ монтируется стационарно перед напорным пенопроводом узла ввода пены, предпочтительно за обвалованием резервуара. Фланец (входной) предназначен для соединения с растворопроводом, фланец (выходной) – для соединения с напорным пенопроводом. На правильно смонтированном

пеногенераторе указатель направления движения пены направлен в сторону пенопровода. Его общий вид и технические параметры представлены ниже.



1, 5 – присоединительные фланцы; 2 – сопло; 3 – корпус; 4 – диффузор;
6 – воздухозаборный патрубок; 7,8 – дренажные отверстия; 9 – сетчатый воздушный фильтр;
10 – шильдик; 11 –указатель направления потока пены

Рисунок 13 – Общий вид высоконапорного пеногенератора ВПГ

Таблица 16 – Технические параметры ВПГ[10]

Оборудование	Раб. давление, МПа	Кратность пены	Произ-ть по раствору, л/с	Кэфф-т пред. давления, %	Прис. фланец на входе, Ду	Прис. фланец на выходе, Ду	Длина, не более, мм	Масса, кг, не более
ВПГ	375	275	10-30	40	100	150	1140	40

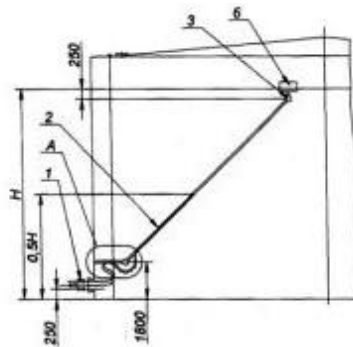
2.7 Автоматическое оборудование

В данном разделе рассмотрим такие варианты приборов автоматики, как пробоотборник и указатель уровня нефтепродукта в резервуаре.

Пробоотборник служит для отбора пробы по всей высоте нефтепродукта резервуара. Промышленность выпускает два типа пробоотборников: ПСР (пробоотборник сниженный резервуарный) и ПУР (пробоотборник универсальный резервуарный). Их устанавливают внутри резервуара и крепят следующим образом: в вертикальном резервуаре к его крыше, а в горизонтальных – к крышке наливной горловины.

В рамках данного проекта определяем модель пробоотборника ПСРпт-1. Пробоотборники ПСРпт-1 состоят из одно или двух коленных секций, соединенных между собой гибкими трубками и шарнирными узлами. Нижний шарнирный узел закрепляется к стационарной опоре понтона или к стенке

резервуара, верхний, соответственно, крепится или к специальному поплавку или к понтону. Его общий вид приведен ниже [10].



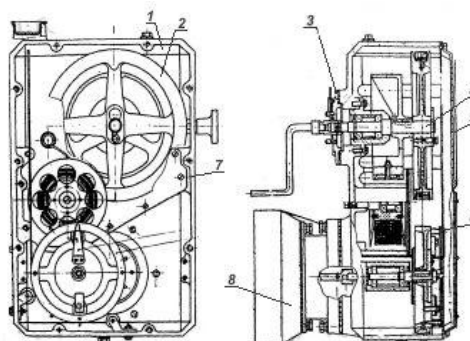
1 – кран, 2 –пробозаборные трубы, 3 – шарнирный узел, 4 –гибкая трубка,
5 – верхний заборный узел, 6 – поплавок

Рисунок 14 – Общий вид пробоотборника ПСРпт-1

Указатель уровня позволяет контролировать наличие нефтепродукта в резервуаре. Работа прибора основана на подъеме поплавка, плавающего на поверхности жидкости и перемещающегося вместе с уровнем. Поплавок подвешен на перфорированной ленте и при своем движении скользит вдоль направляющих струн.

Уровнемер состоит из следующих основных узлов:

- прибор показывающий;
- узел мерного шкива;
- отсчетное устройство;
- компенсатор;
- система гидрозатвора.



1 – корпус, 2 – шкив-накопитель, 3,5,7 – крышка, 4 – вал отсчетного устройства,
6 – узел мерного шкива, 8 – отсчетное устройство

Рисунок 15 – Общий вид уровнемера УДУ-10 (прибор показывающий)

2.8 Лестницы, площадки, переходы

Лестница.

Лестницы используют для осмотра оборудования, приборов, их ремонта, отбора проб, замера уровня. Устанавливаем маршевую лестницу. Лестницу устанавливают на земле на специальную бетонированную площадку, а сверху крепят к площадке, расположенной на крыше резервуара.

В процессе эксплуатации осматривают места сопряжения лестниц с резервуаром, проверяют состояние ступеней и перил. При появлении обледенения его удаляют металлическими щетками, не дающими искры [10].

Молниезащита.

Защита от прямых ударов молнии должна производиться отдельно стоящими или установленными на самом резервуаре молниеприемниками (молниеотводами). В зону защиты молниеприемников должно входить пространство над каждой единицей дыхательной аппаратуры, ограниченное полушарием радиусом 5м. Молниеприемники, устанавливаемые на резервуаре, изготавливают из круглых стержней или труб с площадью поперечного сечения не менее 100 мм^2 . Для защиты от коррозии молниеприемники оцинковывают или красят.

Для обеспечения электростатической безопасности нефтепродукты должны заливаться в резервуар без разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания (за исключением случаев, когда технологией предусмотрено перемешивание и обеспечены специальные меры электростатической безопасности [10].

Защита от коррозии.

К основным методам защиты внутренних поверхностей стальных резервуаров с нефтью и нефтепродуктов от коррозии относят нанесение лакокрасочных и металлизационных покрытий, применение электрохимической катодной защиты, а также использование ингибиторов коррозии.

Выбор того или иного метода защиты определяется скоростью коррозии, условиями эксплуатации, видом нефтепродукта и технико-экономическими показателями.

При выборе лакокрасочного покрытия необходимо, чтобы оно не влияло на качество нефтепродукта, обладало стойкостью к воздействию воды и атмосферного воздуха в условиях эксплуатации резервуара. Лакокрасочное покрытие должно обладать адгезией грунтовок к металлу резервуара и совместимостью грунтовок и эмалей [10].

3 Технологическая часть

3.1 Работы подготовительного периода

До начала производства основных работ должен быть выполнен ряд работ подготовительного периода, в состав которых входит:

- устройство въезда в каре резервуара, выполнить временные проезды;
- ограждение территории для зоны производства строительномонтажных работ сигнальной лентой;
- подведение электроэнергии для работы сварочного оборудования и инструмента;
- организация временного строительного хозяйства, решение вопросов быта рабочих;
- уточнение и закрепление на местности существующих подземных коммуникаций;
- организация системы связи [11].

Выполнять работы подготовительного периода следует в соответствии с требованиями СНиП 12–03–2001, Регламента организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов [12].

Запрещается производство работ без оформления необходимых разрешительных документов на право производства работ на территории действующего резервуарного парка.

В каре резервуара организовать площадки промежуточного складирования металлоконструкций. Выполнить устройство временного обвалования между строящимся РВСПК-50000 с укреплением откосов на стесненных участках. Обвалование отсыпать минеральным грунтом, взятым со старого обвалования. Высоту обвалования принять 2,1 м. Перемешивание грунта производить бульдозером.

После завершения работ, во время благоустройства обвалование разобрать до отметки 1,3 м. Изготовить такелажную оснастку (стропа, оттяжки) и приспособления (сборочные и т.д.). У резервуара установить силовой распределительный щит на 2 группы и подвести к нему кабель электропитания напряжением 380 В. Кабель проложить под землей, либо на низких опорах. В местах пересечения автодорог кабель защитить металлическими трубами и обозначить предупреждающими знаками. В местах производства работ установить ящики с рубильником для подключения электропотребителей с подключением их к распределительному щиту. Сварочную аппаратуру расположить в контейнере. Проверить надежность стыков сварочного кабеля и

подключение его к выпрямителю и корпусу резервуара. Все соединения проводов и кабелей должны иметь стандартные сечения и исключать искрообразование и повышенный нагрев.

До начала производства работ по реконструкции резервуара необходимо выполнить следующие работы:

- прекратить операции закачки-откачки нефти на реконструированных резервуарах и не проводить их до окончания работ;
- коренные задвижки, сифонные краны, дыхательную арматуру на резервуарах, прикрыть войлоком;
- канализационные колодцы, находящиеся внутри обвалований соседних резервуаров засыпать слоем песка не менее 15 см;
- колодцы узлов управления коллекторов засыпать песком на 15 см превышающим уровень планировочной отметки, задвижки прикрыть войлоком;
- в радиусе 15 м от места производства огневых работ площадка должна быть очищена от мусора, разлитых нефтепродуктов и прочих горючих материалов, где пролиты нефтепродукты, засыпать песком слоем не менее 5 см;
- в зоне монтажной площадки все подводящие трубопроводы должны быть опорожнены, зачищены и заглушены;
- спланировать и подготовить площадку разделки и погрузки демонтированных конструкций с уклоном для отвода поверхностных вод;
- границу зоны производства работ (опасной зоны), оградить и обозначить предупредительными знаками и надписями. Посторонних лиц из зоны производства удалить;
- устроить площадки для работы кранов и других монтажных механизмов;
- установить противопожарные щиты, оборудовать место установки пожарной автоцистерны, определить и проверить работу пожарных гидрантов, используемых для противопожарной защиты площадки демонтажа резервуара;
- установить временные сооружения.

Подготовительные работы должны быть закончены до начала основных работ по сооружению резервуара. Окончание подготовительных работ на строительной площадке должно быть принято по акту и выполнении мероприятий по безопасности труда, оформленного согласно СНиП 12–03–2001 [11].

3.2 Земляные работы

Земляные работы выполнять механизированным способом в соответствии с СНиП 12–01–2004, СНиП 3.02.01–87 [13, 11].

Срезку существующего обвалования и планировочные работы выполнять бульдозером Т-130. Разработанный грунт с помощью экскаватора погружается в автосамосвалы и вывозится к месту складирования. Для сбора грунтовых и атмосферных вод необходимо выполнить водоотводные траншеи по периметру дна котлована.

В случае обнаружения пучинистого грунта необходимо произвести его замену не пучинистым грунтом, с последующей отсыпкой и уплотнением.

Траншеи для прокладки технологических коммуникаций разрабатываются с помощью одноковшового экскаватора, в стесненных условиях и при пересечении коммуникаций разработка ведется вручную. Обратную засыпку траншей выполнять бульдозером и вручную после ведения предварительных испытаний трубопроводов на прочность и герметичность, полного выполнения изоляционных и строительно-монтажных работ.

Разработка грунта вблизи пересекаемых коммуникаций механизированным способом допускается на расстоянии не ближе 2 м по бокам коммуникаций не менее 1 м над верхом коммуникации, оставшийся грунт разрабатывается вручную. Траншеи под коммуникации и кабели, проходящие вблизи резервуара, выполняются ручным способом.

Перед началом работ и во время работ в траншее необходимо контролировать воздушную среду на содержание в воздухе углеводородов (ПДК составляет 300 мг/м³) [11].

3.3 Бетонные работы

Бетонные работы необходимо выполнять в строгом соответствии с рабочим проектом и проектом производства работ при соблюдении требований СНиП 3.03.01-87, СНиП 3.02.01-87, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 [11, 12, 14, 15].

Бетонную смесь, доставлять бетоносмесителем, обеспечивающим сохранение свойств бетонной смеси, и разгружать непосредственно в конструкции без дополнительной перегрузки. Во время укладки бетонной смеси запрещается добавлять воду для увеличения ее подвижности.

Под отмостку и фундаменты устроить подготовку из щебня. Готовность основания из щебня под укладку бетонной смеси оформить актом. Бетонные смеси следует укладывать в бетонируемые конструкции горизонтальными слоями одинаковой толщины без разрывов, с последовательным направлением укладки в одну сторону во всех слоях.

Укладка следующего слоя бетонной смеси допускается до начала схватывания бетона предыдущего слоя. Все конструкции и элементы, закрываемые в процессе последующего производства работ (подготовленные основания конструкций, закладные детали и пр.), правильность установки и закрепления опалубки должны быть приняты в соответствии со СНиП 12-01-2004» [13].

При установке разборно-переставной опалубки (лоток, фундаменты) обращать внимание на вертикальность и горизонтальность элементов, жесткость и неизменяемость всей конструкции. Устройство разборно-переставной опалубки, армирование конструкций, укладку бетонной смеси, уплотнение бетонной смеси и уход за бетоном выполнять в соответствии с СНиП 3.03.01- 87 [14].

Бетон в опалубку фундамента подавать из бетоносмесителя по коробу или из корыта лопатами вручную. Приемку законченных бетонных и железобетонных конструкций или частей сооружений следует оформлять в установленном порядке актом освидетельствования скрытых работ.

3.4 Производство бетонных работ при отрицательных температурах воздуха

В период производства бетонных работ при ожидаемой среднесуточной температуре наружного воздуха ниже 5°C и минимальной суточной температуре ниже 0°C следует выполнять следующие указания:

- приготовление бетонной смеси следует производить в обогреваемых бетоносмесительных установках, применяя подогретую воду, оттаянные или подогретые заполнители;
- состояние основания, на которое укладывается бетонная смесь, а также температура основания и способ укладки должны исключать возможность замерзания смеси в зоне контакта с основанием;
- не опалубленные поверхности конструкций следует укрывать паро- и теплоизоляционными материалами непосредственно по окончании бетонирования;
- выпуски арматуры забетонированных конструкций должны быть укрыты или утеплены на высоту (длину) не менее чем на 0,5 м;
- перед укладкой бетонной (растворной) смеси поверхности полостей стыков сборных железобетонных элементов должны быть очищены от снега и наледи.

Выбор способа выдерживания бетона при зимнем бетонировании монолитных конструкций следует производить в соответствии с СНиП[14].

3.5 Демонтажные работы

Демонтажные работы выполнять в следующей последовательности:

- демонтаж наружного обвалования с перемещением на расстояние до 20 м;
- демонтаж противофильтрационного экрана из глины;
- демонтаж покрытия ж/б плит ПДН AI-IV;
- демонтаж покрытия из монолитного бетона;
- частичный демонтаж кабельной эстакады;
- демонтаж кольцевого фундамента;

Проектом предусмотрен демонтаж технологических трубопроводов приема и откачки нефти от резервуара, трубопроводов системы водоснабжения, пожаротушения и канализации.

Работы по демонтажу существующих технологических трубопроводов и установке заглушек выполнять в строгом соответствии с РД-153.39.4Р-130-2002 [16].

Демонтаж надземных коммуникаций производить в следующей последовательности:

- демонтаж кабеля (для совмещенных эстакад) и кабельных конструкций;
- строповка обрезаемых участков;
- резка трубопроводов и обрезка опор, спуск демонтированного участка на землю или погрузка в автотранспорт;
- строповка опорных конструкций;
- обрезка опорных конструкций и стоек;
- разборка фундаментов;
- обратная засыпка котлованов с уплотнением.

3.6 Монтажные работы

Организация, разрабатывающая или привязывающая ППР по монтажу резервуаров, должна в его составе уточнить подготовку кромок листов стенки в зависимости от принятых видов сварки, места строповки конструкций и другие вопросы, вытекающие из принятой технологии монтажа резервуаров.

Одновременно должны быть разработаны поставляемые вместе с конструкциями резервуаров приспособления:

- устройства, конструкция которых должна предусматривать восприятие ветровых нагрузок для обеспечения устойчивости стенки во время монтажа;
- стенды для контрольной сборки и укрупнения листов стенки и кровли в блоки, монтажные стойки для резервуаров с покрытием;

- сборочные и строповочные приспособления;
- контрольные пластины для сварщиков и т.п.

В числе временных сооружений необходимо предусмотреть:

- помещения для сварочного оборудования;
- кладовую для хранения сварочной проволоки, электродов и флюса с установкой в ней электрической печи для прокатки и сушки сварочных материалов;
- помещение для проявления и обработки снимков просвеченных швов;
- помещение для рабочих.

Технологический процесс сборки и сварки днищ резервуаров и центральных частей плавающих крыш, монтируемых из рулонных заготовок, с целью получения минимальных сварочных деформаций, должен предусматривать следующую последовательность:

- монтируют крайки днища, собирая стыки между ними на остающейся подкладке с зазором клиновидной формы, равным у периферии 4 - 6 мм, а у другого конца стыка 10 – 12 мм. Стыки закрепляют гребенками и сваривают на длине 200 – 250 мм в местах примыкания стенки монтируют рулонированные полотнища днища резервуара и сваривают соединения между ними только на площади, закрываемой впоследствии днищем плавающей крыши, не доваривая концы стыков на 2 м;

- после приварки на днище плит под опорные стойки и испытания сварных соединений днища резервуара на герметичность, монтируют полотнища плавающей крыши (понтон). Соединения между ними не доваривают по концам на длину 2 м;

- монтируют первый пояс стенки резервуара, сваривают его вертикальные стыки, затем приваривают к крайкам днища;

- после сварки пояса с крайками зазор в стыках окроек становится нормальным, и стыки сваривают по всей их длине. Затем собирают полотнища днища резервуара с крайками и приваривают их. В последнюю очередь заканчивают сварку соединений между полотнищами, которые оставляли не сваренными;

Днища, сооружаемые из отдельных листов и окроек, также как из рулонных заготовок, монтируют в два этапа. Сначала монтируют крайки, затем центральную часть днища. Листы укладывают полосами от центра днища к периферии, соблюдая минимальный размер нахлестки 30 мм.

Сборку листов между собой осуществляют с помощью сборочных приспособлений. К сварке днища приступают после закрепления листов днища

на прихватках, за исключением соединений периферийных листов с примыкающими к ним листами.

При сварке днищ резервуаров из отдельных листов без окраек после сварки листов в зонах переводят нахлесточные соединения между периферийными листами на их краях на длине 200 – 250 мм в стыковые и заваривают эти участки на подкладках. Затем собирают первый пояс стенки, сваривают вертикальные швы, приваривают пояс к периферийным листам днища, после чего заваривают соединения между периферийными листами и в последнюю очередь сваривают периферийные листы со всей средней частью днища [17].

3.7 Сварка

Сварочные работы и контроль качества монтажных сварных соединений резервуара должны выполняться в соответствии с требованиями проекта, РД-23.020.00-КТН-283-09, СНиП 3.03.01-87, ПБ 03-605-03, РД 25.160.10-КТН-050-06 и настоящего ППР [18, 14, 19, 20].

В каждой технологической карте и журнале пооперационного контроля приведены:

- сведения о расположении монтажных сварных швов. Каждый шов имеет порядковый номер и технологическую последовательность его выполнения;
- характеристики монтажных сварных соединений с указанием сечений и размеров всех швов, толщины соединяемых элементов, длины швов;
- схемы сварки длинномерных швов при одновременной работе бригады из нескольких сварщиков, с указанием направления сварки, длин, количества технологических участков швов для каждого сварщика;
- порядок выполнения сварки, объемы и виды контроля сварных соединений.

Сварочное оборудование перед применением должно быть проконтролировано на наличие паспорта завода-изготовителя, комплектность и исправность, действие срока последней проверки.

Сварочный участок необходимо укомплектовать оборудованием, инструментом и материалами в соответствии с ведомостью сварочного оборудования данного в ППР. Применяемое сварочное оборудование должно быть аттестовано в соответствии с РД 03-614-03 [21].

Перед началом монтажно-сварочных работ руководитель сварочных работ обязан:

- изучить проектную документацию на монтаж и сварку резервуара;
- укомплектовать участок сварочными материалами, проверить их

качество;

- отобрать для сварки резервуара аттестованных сварщиков, провести их инструктаж и организовать сварку допусковых стыков.

Сварщики, допущенные к механизированной сварке в защитных газах и к автоматической сварке соединений стенки должны сварить по одному контрольному соединению толщиной 15 и 12 мм для механизированной сварки, 15/14 и 12/11 мм для автоматической сварки под флюсом с разделкой кромок тождественной той, которая предусмотрена данной проектной документацией для стыковых соединений стенки. Количество контрольных сварных соединений для сварщиков МП, занятых на сварке стенки резервуара: по одному соединению для положения В1 (PF) и длиной 500x250 мм и по одному соединению для положения Г длиной 1000x250 мм.

Образцы свариваются в пространственных положениях, методами сварки, с применением основных и сварочных материалов и по технологии тождественным тем, которые будут применяться для монтажа резервуара и должны соответствовать требованиям ППР и операционным технологическим картам на сварку. Сварные контрольные образцы подвергнуть механическим испытаниям специализированной организацией.

Сварщики, допущенные к сварке уторного шва должны сварить по одному допусковому тавровому соединению размером 500x250x9x15. Сварочными работами должен руководить квалифицированный специалист по сварке, имеющий опыт сооружения резервуаров полистовой сборки, имеющий квалификацию не ниже 2-го уровня.

К началу выполнения сварочных работ следует:

- обеспечить объект всей необходимой документацией по сварке;
- установить силовые пункты питания электроэнергией и проверить все сварочное оборудование.

- опробовать оборудование и сварочные материалы;

Работы в зимний период следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП III-42-80 и ВСН 004-88 [23, 24].

Свариваемые поверхности строительных конструкций и рабочее место сварщика следует защищать от снега, ветра. При температуре окружающего воздуха ниже -10 °С необходимо иметь вблизи рабочего места сварщика инвентарное помещение для обогрева, при температуре ниже -40 °С – оборудовать тепляк.

Ручную или механизированную дуговую сварку строительных конструкций разрешается выполнять без подогрева при температуре окружающего воздуха.

При выполнении ручной или механизированной сварки при отрицательной температуре окружающего воздуха до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ необходимо:

- увеличивать сварочный ток на 1% при понижении температуры воздуха на каждые $3\text{ }^{\circ}\text{C}$ (от $0\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- производить предварительный подогрев газовым пламенем стержней арматуры до $200\text{--}250\text{ }^{\circ}\text{C}$ на длину $90\text{--}150\text{ мм}$ от стыка.

Сварку и прихватку стыковых соединений стальных труб допускается производить при температуре наружного воздуха до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Сварочные работы без подогрева свариваемых стыков допускается выполнять:

- при температуре наружного воздуха до $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ – при применении труб из углеродистой стали с содержанием углерода не более 0,24% (независимо от толщины стенок труб), а также из труб низколегированной стали с толщиной стенок не более 10 мм;
- при температуре воздуха до $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ при применении труб из низколегированной стали с толщиной стенок свыше 10 мм.

При температуре наружного воздуха ниже пределов, указанных выше следует производить с подогревом в специальных кабинах или осуществлять подогрев на открытом воздухе концов свариваемых труб на длину не менее 200 мм до температуры не ниже $200\text{ }^{\circ}\text{C}$.

После окончания сварки необходимо обеспечить постепенное понижение температуры стыков и прилегающих к ним зон труб путем укрытия их после сварки асбестовым полотенцем или другим способом.

4 Экономическая часть

В дипломном проекте выполняется монтаж резервуара вертикального стального с плавающей крышей объемом 50000 м^3 , предназначенный для хранения нефти резервуарного парка ГНПС-1 «Тайшет».

Затраты включают в себя:

- капитальные или единовременные;
- текущие или эксплуатационные.

Единовременные капитальные вложения включают в себя приобретение одного вертикального резервуара объемом 50000 м^3 , а так же приобретение технологического оборудования, автоматизированного устройства измерения, заработная плата за установку новых резервуаров, установку оборудования [25].

Стоимость РВСПК-50000 составляет 12000000 рублей.

Стоимость технологического оборудования за одну единицу:

- 1) Вентиляционный патрубок ПВ-350 – 50750 рублей;

- 2) Устройство измерения ПСРпт-1 – 58610 рублей;
 - 3) Люк замерный ЛЗ-150 – 2070 рублей;
 - 4) Патрубок замерного люка ПЗЛ-150 – 3850 рублей;
 - 5) Люк лаз ЛЛ-600 – 33250 рублей;
 - 6) Технологический трубопровод Ду150 Ст20 – 400 рублей за полигонный метр;
 - 7) Задвижка 30с41нж Ду150 – 7360 рублей.
 - 8) Световой люк ЛС-500 – 18180 рублей
- Единовременные затраты сводим в таблицу 16.

Таблица 16 – Единовременные капитальные вложения

№ п/п	Наименование работ	Кол-во, шт	Стоимость, руб
1	Приобретение РВСПК-50000	1	12000000
2	Приобретение технологического оборудования:	1	50750
	1) Вентиляционный патрубок ПВ-350	1	58610
	2) Устройство измерения уровня нефти ПСРпт-1	1	2070
	3) Люк замерный ЛЗ-150	2	7700
	4) Патрубок замерного люка ПЗЛ-150	2	66500
	5) Люк-лаз ЛЛ-600	220	88000
	6) Технологический трубопровод Ду150	3	33300
	7) Задвижка Ду150	2	36356
	8) Световой люк ЛС-500		
	Итого		12343286

Для монтажа резервуара и технологического оборудования требуется бригада, в количестве 6 слесарей 5-го разряда и 4 электросварщиков-газорезчиков 5-го разряда. Заработная плата начисляется 25% от стоимости резервуара и 15% от стоимости технологического оборудования. Сведем данные в таблицу 4.2.

Таблица 17 – Стоимость монтажных работ

Наименование	Количество, шт	Стоимость, руб
Монтаж РВСПК-50000	1	3000000
Монтаж ПВ-350	1	8791,5
Монтаж ПСРпт-1	1	4603,5
Монтаж ЛЗ-150	1	310,5

Окончание таблицы 17

Монтаж ПЗЛ-150	2	1155
Монтаж трубопровода Ду 150	1	13200
Монтаж ЛЛ-600	2	3375
Монтаж задвижек Ду150	3	5280
Монтаж ЛС-500	2	5023,5
Итого		3066756,4

Для монтажа резервуара необходимы кран и машина, а также привлечение рабочего персонала с данного предприятия.

Рассчитаем заработную плату рабочего персонала данного предприятия, участвующих в монтаже резервуаров [25].

Таблица 18 – Расчет заработной платы на монтаж резервуаров

Категория	Кол-во	Стоимость 1 чел-ч, Руб	Кол-во часов работы	Северная надбавка, % Тайшетский район	Районный коэф-т, % Тайшетский район	Сумма осн-й з/п, руб
Электросварщик 5 разряда	4	66,6	360	30	30	24000
Слесарь 5 разряда	6	44,1	360	30	30	15883
Водитель Камаз- 5420	1	111,1	360	30	30	40000
Крановщик	2	138,8	360	30	30	50000
Итого						129883

Затраты на монтаж определяется по формуле:

$$ЗП_{осн} = С_{чел / час} \cdot Ч \cdot (1 + С_n + Р_k), \quad (82)$$

где $ЗП_{осн}$ – основная заработная плата сотрудника, руб;

$С_{чел / час}$ – стоимость 1 человеко-часа сотрудника, руб;

$С_n$ – северная надбавка, %;

$Р_k$ – районный коэффициент, %.

$$ЗП_n = (66,6 \cdot 360 \cdot (1 + 0,3 + 0,3)) \cdot 4 = 153600 \text{ руб};$$

$$ЗП_c = (44,1 \cdot 360 \cdot (1 + 0,3 + 0,3)) \cdot 6 = 152476,8 \text{ руб};$$

$$ЗПв = 111,1 \cdot 360 \cdot (1 + 0,3 + 0,3) = 640000 \text{ руб};$$

$$ЗПк = (138,8 \cdot 360 \cdot (1 + 0,3 + 0,3)) \cdot 6 = 160000 \text{ руб}.$$

Страховые взносы на заработную плату определяются по формуле:

$$Сэ = Зпл \cdot 30\% \quad (83)$$

$$Сэ = 153600 \cdot 30\% = 46080 \text{ руб};$$

$$Сс = 152476,8 \cdot 30\% = 45743,04 \text{ руб};$$

$$Св = 64000 \cdot 30\% = 19200 \text{ руб};$$

$$Ск = 160000 \cdot 30\% = 48000 \text{ руб}.$$

$$\sum C = 63590,4 + 88128 + 10439 + 23604,48 = 159023,04 \text{ руб}.$$

На транспортные средства начисляется амортизация.

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается линейным методом, по формуле:

$$Ам.отч = Сос \cdot На / 100, \text{ руб} \quad (84)$$

где $Сос$ – первоначальная стоимость основного средства, руб;

$На$ – годовая норма амортизационных отчислений, %;

$На = 100 / \text{срок службы в годах}.$

МГК25БР – 390000 рублей;

Камаз 54115 – 30000 рублей.

$$\sum Ам = 30000 + 390000 = 420000 \text{ руб}$$

Определим затраты на топливо для транспортных средств:

$$Z_{\text{мон}} = C_{\text{мон}} \cdot \text{Кол}_{\text{мон}}. \quad (84)$$

где $C_{\text{мон}}$ – розничная цена на дизельное топливо за 1 литр 37,70 руб;
 $\text{Кол}_{\text{мон}}$ – необходимое количество топлива для транспортных средств в
 месяц, л;
 $Z_{\text{мон}}$ – затраты на топливо в месяц.

$$Z_{\text{мон}} = 37,70 \cdot 450 = 16965 \text{ руб.}$$

В итоге сумма единовременных затрат определяется по формуле:

$$\text{Сед.з} = \text{Секв} + \text{Смп} + \sum Z_n + \sum C + \sum A_m + Z_{\text{мон}}, \quad (85)$$

$$\text{Сед.з} = 12343286 + 3066756,4 + 129883 + 159023,04 + 420000 + 16965 = 16135913,44 \text{ руб.}$$

Рассчитаем годовые текущие затраты.

В годовые текущие затраты включаются:

- заработная плата;
- амортизационные отчисления;

Рассчитаем заработную плату [25].

Основная заработная плата вычисляется по формуле:

$$Z_{\text{Посн}} = \text{Счел} / \text{час} \cdot Ч \cdot (1 + C_n + P_k), \quad (86)$$

где $Z_{\text{Посн}}$ – основная заработная плата сотрудника, руб;
 $\text{Счел} / \text{час}$ – стоимость 1 человеко-часа сотрудника, руб;
 C_n – северная надбавка, %;
 P_k – районный коэффициент, %.

Таблица 19 – Расчет фонда заработной платы эксплуатационного персонала

Категория	Кол-во	Стоимость 1 чел-ч, Руб	Кол-во часов работы	Северная надбавка, %	Районный коэф-т, %	Сумма осн-й з/п, руб
Оператор 5 разряда	1	115,38	136	30	30	25107
Слесарь 3 разряда	1	88,44	136	30	30	19244,4

Суммарное значение заработной платы определяется по формуле:

$$ЗПосн.оп = 115,38 \cdot 136 \cdot (1 + 0,3 + 0,3) = 25107 \text{ руб.}$$

$$ЗПосн.с = 88,44 \cdot 136 \cdot (1 + 0,3 + 0,3) = 19244,4 \text{ руб.}$$

Итого в год заработная плата составит:

$$\sum ЗПосн = (25106,68 + 19244,4) \cdot 12 = 532212,9 \text{ руб.}$$

Расчет затрат на страховые взносы.

На заработную плату начисляются страховые взносы в размере 30%, руб.

$$Свз = 532212,9 \cdot 0,30 = 159663,8 \text{ руб.}$$

Рассчитаем амортизационные отчисления.

Основные средства со сроком службы менее 12 месяцев и стоимостью менее 40 000 руб. в полном объеме списываются на издержки производства.

Таблица 20 – Расчет годовых амортизационных отчислений

Виды осн-х средств	Стоимость единицы, без НДС руб	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб
РВС-50000	12000000	25	4	480000
Оборудование: Клапан дыхательный	50750	15	7	3552,5
Клапан предохранительный	58610	10	10	5861
ЛЛ-600	66500	25	4	2660
Итого	12175860			984147

Таким образом затраты на амортизацию составляют 984147 рублей.

Сведем эксплуатационные затраты на обслуживание дополнительного резервуара в таблицу 21.

Таблица 21 – Эксплуатационные затраты на обслуживание дополнительного резервуара

Наименование показателя	Сумма, руб.
1. Заработная плата	532212,9
2. Страховые взносы	159663,8
3. Амортизационные отчисления	984147
Итого:	1676023,7

Исходя из приведенных выше расчетов единовременные затраты на приобретение и монтаж РВСПК-50000 составляют – 16135913,44 тыс.руб., а эксплуатационные в расчете на год – 1676023,7 руб.

5 Безопасность жизнедеятельности

В последнее время не только в России, но и во всем мире значительно увеличилось количество техногенных аварий и катастроф, которые влекут за собой экономические, материальные и человеческие потери.

Предприятия нефтегазового комплекса являются опасными производственными объектами. Спецификой отрасли является работа с легко воспламеняющимися жидкостями, летучими углеводородами, которые подвержены взрывам, пожарам, воспламенению при нарушении правил техники безопасности. Поэтому решение проблем, связанных с обеспечением экологической безопасности, охраной труда, сохранением жизни и здоровья людей является актуальным).

5.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Основными видами работ, осуществляемые на площадке резервуарного парка: прием и учет нефти; хранение нефти в резервуарах; внутривансионные перекачки нефти (из резервуара в резервуар); закачка нефти в магистральный трубопровод; пуск в трубопровод очистных и диагностических устройств, устранение неполадок, протечек, засоров технологических трубопроводов, ремонт и обслуживание нефтяного оборудования в течении круглого года.

Работа персонала происходит преимущественно на открытом воздухе круглый год.

Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 22 [29].

Таблица 22 – классификация опасных и вредных факторов

Природа действий	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	Движущиеся машины и механизмы; повышенная пониженная температура поверхностей оборудования, материалов (в особенности в зимний период); повышенная или пониженная температура (в особенности в зимний период) воздуха рабочей зоны; повышенная или пониженная влажность воздуха; повышенная или пониженная подвижность воздуха
Химические	Токсические
Биологические	Микроорганизмы (растения и животные)
Психофизиологические	Физические перегрузки: статические; динамические. Нервно-психические перегрузки: умственное перенапряжение; монотонность труда.

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2% к начисленной оплате труда.

В таблицу 23 сведены данные о фактическом состоянии условий труда на рабочей площадке.

Таблица 23 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

№ п/п	Код фактора	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, допустимый уровень	Дата проведенного измерения	Фактический уровень производственного фактора	Величина отклонения	Класс условий труда, степень вредности и опасности	Продолжительность воздействия
1	5.00	Тяжесть трудового процесса		30.05.17		-	3.1	1

Окончание табл. 23

2	5.00	Напряженность трудового процесса		30.05.17		-	2	1
3	4.50	Шум, дБА	80	30.05.17	85	5	3.2	1
4	4.62	Температура, С°	20	30.05.17	25	5	2	1
5	4.64	Влажность, %	15-75	30.05.17	50	-	2	1
6	4.63	Скорость движения воздуха, м/с	10	30.05.17	6	-	2	1
7	4.68	Освещенность, лк	200	30.05.17	200	50	2	0.5
8	4.67	Коэффициент Естественной освещённости, %	0.6	30.05.17	0.6	-	2	0,5
9	4.66	Тепловая Нагрузка среды, С	21	30.05.17	19	2	2	0.8
10	4.65	Тепловое излучение, Вт/см ²	140	30.05.17	1100	-	3.1	0.8
11	2.00	Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	300	30.05.17	25	-	2	1

Возможными аварийными ситуациями на нефтебазе являются:

- утечка приемки нефтепродуктов, последствия, загрязнение реки и дальнейшее распространение по течению вниз реки;
- разгерметизация приемочного трубопровода, попадание нефтепродукта в сточные воды и в реку;
- утечка нефтепродукта из резервуаров;
- халатность работников при различных технологических операций;
- разлив нефтепродукта за пределы станции.

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Головная нефтеперекачивающая станция 1 «Тайшет» расположена в Иркутской области и находится в III климатическом регионе с максимальной отрицательной температурой в зимний период -50, скорость ветра 1,3 м/с. Средняя температура зимой 35 °С, в это время идет обильный снегопад, частые вьюги и метели. Средняя температура летом составляет +28°С, наблюдаются обильные осадки (июнь, август) [45].

В зимнее время работники должны быть обеспечены спецодеждой, удерживающей тепло. Для обогрева персонала имеются вспомогательные помещения, оборудованные центральным отоплением и вентиляцией. В летнее время производственные и вспомогательные помещения оснащаются противомоскитными сетками, спиралями и т.д., работники обеспечиваются средствами против насекомых [47].

5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Территория резервуарного парка имеет автомобильные дороги, пожарные проезды и выезды на дороги общего пользования. Для обеспечения безопасного проезда все дороги и проезды следует содержать в исправности, своевременно ремонтировать, в зимнее время очищать от снега, в темное время суток освещать. Территорию склада ГСМ необходимо содержать в чистоте и порядке. Не допускается засорение территорий и скопление на них мусора [31].

Предельно допустимая концентрация паров топлива в воздухе рабочей зоны должна быть не более 300 мг/м³ [2]. Допустимая концентрация паров бензина в воздухе помещения насосной должна быть не более 0,3 мг/л [32].

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Уровень освещенности не менее 50 лк при лампах накаливания и не менее 100 лк при газоразрядных лампах. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается [33, 42].

Для защиты работающих в помещении насосной установлены бетонные и асфальтовые заграждения, поглощающие шумы и вибрации. В качестве индивидуальных средств защиты слесарям выдаются рукавицы однопалые, перчатки трехпалые [34, 46].

Слесари, обслуживающие насосную установку, обеспечиваются спецодеждой и спецобувью:

- костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием;
- костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой;
- головной убор;
- ботинки кожаные с жестким подноском или сапоги кожаные с жестким подноском;
- сапоги резиновые с жестким подноском или сапоги болотные с

жестким подноском;

- перчатки с полимерным покрытием;
- перчатки резиновые или из полимерных материалов;
- очки защитные;
- костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей

на утепляющей прокладке или из огнестойких тканей [44].

Каждый работник должен иметь индивидуальный газоанализатор, без газоанализатора любые виды работ проводить запрещается.

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Для контроля ПДК в течение смены с помощью газоанализаторов производится отбор проб с периодичностью в 4 часа. На электрооборудовании должен быть указан уровень взрывозащиты не ниже II группы [37]. Электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению.

Молниезащита зданий и сооружений нефтебазы от прямых ударов молнии и вторичных ее проявлений осуществляется отдельно стоящими молниеприемниками, подсоединенных к наружному контуру заземления нефтебазы. Ввиду частых гроз и повышенного электростатического напряжения на всех резервуарах нефтебазы установлены молниеотводы, объединенные в общую систему молниезащиты.

Для обеспечения безопасности технологического процесса необходимо рассчитать освещенность рабочей площадки при проведении работ в ночное время, а именно определить необходимое количество прожекторов.

Ориентировочное количество прожекторов N , подлежащее установке для создания необходимой освещенности, определяется по формуле:

$$N = m \cdot E_H \cdot k \cdot \frac{A}{P_L}, \quad (87)$$

где m – коэффициент, учитывающий световую отдачу источников света, КПД прожекторов и коэффициент использования светового потока;

k – коэффициент запаса, принимаемый для газоразрядных ламп – 1,7;

E_H – нормируемая освещенность горизонтальной поверхности площадки,

$E_H = 200$ лк ;

A – освещаемая площадь, м²;

P_L – мощность лампы, Вт.

В прожекторах установлены лампы типа ДРЛ мощностью 700 Вт.

$$N = 0,3 \cdot 200 \cdot 1,7 \cdot \frac{100}{700} = 14,57 \approx 15$$

Оптимальный угол наклона оптической оси прожекторов в вертикальной плоскости при освещении горизонтальной поверхности находят по таблице 2.

$$\theta = \arcsin \sqrt{m + n \cdot (eh^2)^{\frac{2}{3}}}; \quad (88)$$

$$m = \sin^2 \beta;$$

$$n = \left(\frac{\pi \cdot \sin 2\beta \cdot \cos \beta \cdot \operatorname{tg} \beta}{2\Phi} \right);$$

$$m = 0,1169; n = 89 \cdot 10^{-6};$$

Посчитаем угол по формуле 2:

$$\theta = \arcsin \sqrt{0,116 + 8,9 \cdot 10^{-6} \cdot (2 \cdot 15^2)^{\frac{2}{3}}} = 89,9$$

Так как для освещения площадки приняты прожекторные мачты с 3 прожекторами ПЗС-45, потребуется использовать 5 прожекторных мачт, параметры которых приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Технические характеристики прожекторных мачт

Параметр		Значение
Ширина освещаемой площади, м		75
Высота прожекторной мачты, м		15
Прожектор, устанавливаемый на мачте	Тип	ПЗС-45
	Количество, шт	3
	Мощность ламп, Вт	700
Параметры установки прожектора	Высота, м	15
	Угол наклона, град	20
	Угол между оптическими осями	60

Окончание табл. 24

Коэффициент неравномерности	0,3
Удельная мощность, Вт/м ²	0,35

Для равномерного освещения используется шахматное расположение матч, представленное на рисунке 16.

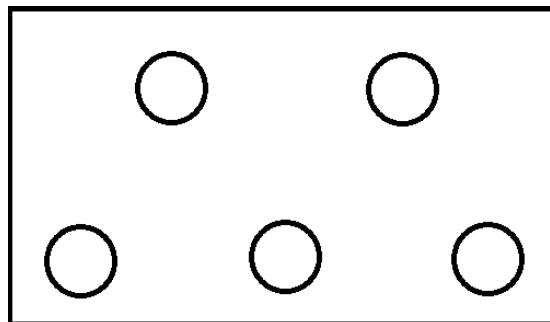


Рисунок 16 – Схема расположения световых приборов для общего равномерного освещения

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Помещение насосной относится к категории помещений повышенной взрывопожароопасности, так как при утечке нефти может образоваться взрывоопасная и пожароопасная среда[35]. Предельно допустимая концентрация паров топлива в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м³ [2].

Причинами и источниками возникновения пожара в резервуарном парке могут быть: утечка нефти, нарушение техники безопасности, неисправность нефтяного оборудования, неисправная электропроводка.

Помещение насосной по взрывопожарной опасности относится к категории А, так как в нем имеется насосные установки с асинхронными двигателями [36].

Для обеспечения пожарной безопасности в резервуарном парке установлены системы водяного охлаждения [50,51] и автоматические системы пожаротушения (АУПТ). Также установлены по периметру резервуарного парка звуковая сигнализация, информирующая о возникновении пожара, а в рабочих помещениях размещены информационные знаки и планы эвакуации [39]. На рабочих местах находятся первичные средства пожаротушения:

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

На территории резервуарного парка могут произойти следующие чрезвычайные ситуации: пожар, взрыв, угрозы взрывов, природные пожары, увеличение уровня реки и разгерметизация оборудования с аварийным выбросом вредных веществ в атмосферу, почву и воду. Хранение и перекачивание нефти в резервуарном парке является непрерывным технологическим процессом.

Территория резервуарного парка оборудована сооружениями для хранения взрывоопасных и пожароопасных веществ, которые могут вызвать взрыв (первичный поражающий фактор), который приводит к образованию пожара (вторичный поражающий фактор) или создает благоприятные условия для него.

Резервуарный парк оснащён водопроводом, канализацией, электросетью и телефонной связью.

Для повышения устойчивости объекта и защиты работающих при возможных ЧС рекомендуется установить автономный электрогенератор, вышки для обеспечения сотовой связи, емкость для чистой воды, тепловой котел.

5.7 Экологичность проекта

Для защиты окружающей среды предлагаются следующие инженерные решения:

- для предотвращения загрязнения воздуха соорудить отводную траншею с перекрытием по ширине дорожного полотна металлическим листом толщиной 25 мм, имеющим сквозные отверстия, а также возвести земляное обвалование высотой до 1 м и шириной по основанию до 3 м;

- для предотвращения загрязнения почвы следует всю площадь резервуарного парка засыпать на глубину 0,5 м слоем глины и утрамбовать до толщины слоя в 20 см;

- для предотвращения загрязнения воды следует установить боновые заграждения, устройства для распыления сорбента, скимер, использовать установку для сжигания нефтесодержащих продуктов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Резервуар, для хранения, приема и отпуска нефти объемом 50000м³ с плавающей крышей на головной нефтеперекачивающей станции, спроектирован с соблюдением всех норм пожарной безопасности.

Подобраны оптимальные геометрические размеры РВСПК 5000 м³, произведена проверка по условию прочности и устойчивости – резервуар удовлетворяет всем требованиям. Рассчитаны все нагрузки, действующие на резервуар.

Рассчитаны все элементы крыши. Подобрано технологическое оборудование, которое необходимо для нормальной работы технологической емкости.

Рассмотрена технология монтажа при сооружении резервуара.

Также на основе данных проведен экономический расчет затрат на осуществление проекта. По результатам расчета сформулированы выводы что проект строительства резервуара целесообразный по методам расчета, но так же нуждается в ряде решений, которые позволят данному проекту существовать.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СНиП 23.01–99 Строительная климатология. – Введ. 01.01.2000. – Москва: Госстрой РФ, 2000. – 51с.
- 2 ГОСТ Р 55475–2013 Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия. – Введ.01.07.2014.– М.: Стандартинформ, 2013 – 9 с.
- 3 ГОСТ 5520–79 Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия. – Введ. 01.01.1980. – Москва :Стандартинформ, 1980. – 15 с.
- 4 ГОСТ 31385–2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. – Введ. 31.07.2009. – Москва: Стандартинформ, 2010. – 24с.
- 5 СНиП 2.01.07–85 Нагрузки и воздействия. – Введ. 01.01.1996. – Москва : Госстрой РФ, 1996. – 43с.
- 6 Газовик нефть [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о РВС-5000. – Режим доступа: <http://gazovik-pgo.ru/cat/rvs/50/>.
- 7 Нехаев, Г.А. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления: учебник / Г.А. Нехаев. – Москва : АСВ, 2005. – 216 с.
- 8 ГОСТ 8239–89 Двухаврystальные горячекатаные. Сортамент. – Введ. 01.07.1990. – Москва : Государственный стандарт союза ССР, 1990. – 3с.
- 9 Газовик нефть [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о понтоне алюминированном. – Режим доступа: <http://gazovik-pgo.ru/cat/ponton/>.
- 10 ТД «Резервуарного оборудования» [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о резервуарном оборудовании. – Режим доступа: <http://www.азснефтебаза.рф>.
- 11 СНиП 3.02.01–87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты».– Введ. 01.01.2013. – М.: Минрегион России, 2012. – 145 с.
- 12 СНиП 12–03–2001 «Безопасность труда в строительстве. Общие требования. Часть 1». – Введ. 01.09.2001. – АИЦ «СТРОЙ ТРУДО БЕЗОПАСНОСТЬ» Москва 2001. – 40 с.
- 13 СНиП 12-01-2004 «Организация строительства». – Введ. 20.05.2011.– М.: Минрегион России, 2010. – 21 с.
- 14 СНиП 3.03.01–87 «Несущие и ограждающие конструкции». – Введ. 01.07.2013. – М.: Минрегион России, 2010. – 122 с.
- 15 СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве". Часть 2.

«Строительное производство». – Введ. 01.01.2003. – Москва 2003. – 29 с.

16 РД–153.39.4Р–130–2002 «Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов».

17 ВСН 311-89 «Монтаж стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов объемом от 100 до 50000м³».

18 РД–23.020.00–КТН–283–09 «Правила ремонта и реконструкции резервуаров для хранения нефти объемом 1000 – 50000 м³».

19 ПБ 03–605–03 «Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов».

20 РД 25.160.10–КТН–050–06 с изм. 1, 2 «Инструкция по технологии сварки при строительстве и ремонте стальных вертикальных резервуаров».

21 РД 03–614–03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов».

22 ГОСТ 27772–88 «Прокат для строительных конструкций». – Введ. 01.01.1989. Сб. ГОСТов. – М.: Стандартиформ, 2009. – 18 с.

23 СНиП III-42–80 «Магистральные трубопроводы». – Введ. 01.01.1981. М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 27 с.

24 ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов».

25 СНиП 1.04.0–385* «Нормы продолжительности и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений». Переиздан 1.06.1990. – Москва. – Введ. 01.01.1991. Москва: Госстрой РФ, 2000. – 297 с.

25 СНиП 2.09.04-87*. «Административные и бытовые здания». – Введ. 01.01.1989. – Москва. – 28 с.

26. Приказ Министерства финансов Российской Федерации от 1 декабря 2010 г. N 157н. Опубликован 19.01.2011. – Москва.

27 Постановление Правительства Российской Федерации от 16 июля 2009 г. № 582.

28 Центральный банк Российской Федерации [Электронный ресурс] : ресурс содержит информацию о ставке рефинансирования – Режим доступа : <http://www.cbr.ru/>.

29 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.01.1976. – Сб. ГОСТов. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 5 с.

30 Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

31 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз, складов ГСМ, стационарных и передвижных автозаправочных станций ПОТ Р М-021-2002.

32 Допустимая концентрация паров бензина в воздухе закрытых помещений [Электронный ресурс] ресурс содержит информацию о содержании допустимой концентрации паров бензина – Режим доступа: <http://clickpilot.ru/canaliz.php?wr=468>.

33 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

34 ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.1991. – Сб. ГОСТов. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 31 с.

35 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 01.05.2009. – М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 35 с.

36 Классификация производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности [Электронный ресурс] ресурс содержит информацию о классификацию производств по взрывопожарной опасности – Режим доступа: <http://delta-grup.ru/bibliot/16/130.html>.

37 ГОСТ 12.2.020–76 ССБТ. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка. – Введ. 01.01.1980. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1996. – 9 с.

38 Структура системы ГО [Электронный ресурс] ресурс содержит информацию о структуре ГО – Режим доступа: http://studopedia.su/14_45085_struktura-sistemi-go.html.

39 Системы пожаротушения в резервуарном парке нефтебазы: элементы и требования нормативных документов [Электронный ресурс] ресурс содержит информацию о системах пожаротушения – Режим доступа: <http://www.complex-safety.com/stati-o-pozharnoj-bezopasnosti/sistemy-pozharotusheniya-vrezervuarnom-parke-neftebazy-elementy-i-trebovaniya-normativnykh-dokument/>.

40 ГОСТ Р 51105–97 Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Неэтилированный бензин. Технические условия. – Введ. 01.01.1999. – Сб. ГОСТов. – М.: Стандартинформ, 2009. – 23 с.

41 ГОСТ 305–82 Топливо дизельное. Технические условия. – Введ. 01.07.2014. – М.: Стандартинформ, 2013 – 9 с.

42 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.

43 СП 44.13330.2011 Административные и бытовые здания. – Введ. 20.05.2011. – Москва 2011. – 30 с.

44 Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи рабочими служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты.

45 ГОСТ Р 12.4.296–2013 ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний. – Введ. 12.01.2014. – Техническим комитетом по стандартизации средств индивидуальной защиты ТК 320 «СИЗ» Москва 2014. – 12 с.

46 ГОСТ 12.4.002–97 ССБТ. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний. – Введ. 07.01.1998. – Сб. ГОСТов. - М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 15 с.

47 ГОСТ Р 12.4.236–2011 ССБТ. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования. – Введ. 12.01.2011. – М.: Стандартиформ, 2011. – 32 с.

48 ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. 01.01.1977. – М.: Стандартиформ, 2007. – 5 с.

49 ГОСТ 12.1.044 Пожароопасность веществ и материалов. – Введ. 01.01.1991. ФГУП «Стандартиформ» Москва 2006. – 100 с.

50 СП 8.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. – Введ. 01.05.2009. – М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 20 с.

51 СП 10.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности. – Введ. 01.05.2009. – М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 20 с