

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Агафонов Александр Владимирович

Должность: Директор филиала

Дата подписания: 06.11.2023 20:50:27

Уникальный программный ключ: «МОСКОВСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

2539477a8ecf706dc9cff164bc411eb6d3c4ab09

МОСКОВСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

## Кафедра транспортно-технологических машин



### МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ по выполнению расчетно-графических работ №2 по дисциплине «Проектная деятельность»

Направление подготовки	<b>21.03.01 <u>Нефтегазовое дело</u></b> (код и наименование направления подготовки)
Направленность (профиль) подготовки	<b>«<u>Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки</u>»</b> (наименование профиля подготовки)
Квалификация выпускника	<b>бакалавр</b>
Форма обучения	<b>очная, очно-заочная</b>

Чебоксары, 2022

Методические указания разработаны в соответствии с требованиями  
ФГОС ВО по направлению подготовки

**21.03.01 «Нефтегазовое дело»**

---

Авторы: Федоров Денис Игоревич, кандидат технических наук, доцент  
кафедры транспортно-технологических машин

(указать ФИО, ученую степень, ученое звание или должность)

Программа одобрена на заседании кафедры транспортно-технологических  
машин (протокол № 10 от 14.05.2022 года.).

# 1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Характеристика резервуарного парка ЛПДС «Юргамыш»

ЛПДС «Юргамыш» является структурным подразделением ОАО «Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы имени Д.А. Черняева» и представляет собой комплекс сооружений и устройств для перекачки нефти[3].

Резервуарный парк ЛПДС «Юргамыш» состоит из двенадцати резервуаров, из них два резервуара типа РВСП-5000 (№ 1, 2), два РВС-2000 (№ 1, 3) и восемь РВСП-20000 (№ 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12). Два резервуара с понтоном типа РВСП-5000 м<sup>3</sup> работают в транзитном режиме с магистральным нефтепроводом ТОН-2, два резервуара типа РВС-20000 м<sup>3</sup> и два резервуара типа РВСП-20000 м<sup>3</sup> работают в транзитном режиме с нефтепроводом УБКУА и шесть резервуаров типа РВСП-20000 м<sup>3</sup> работают в транзитном режиме с нефтепроводом НКК. На рисунке 1.1 представлена технологическая схема ЛПДС «Юргамыш».

Для поддержания в нормальном технически исправном состоянии резервуарного парка своевременно проводится техническая диагностика и техническое обслуживание резервуаров. Для предотвращения переливов и безаварийной эксплуатации резервуары ЛПДС «Юргамыш» оборудованы датчиками максимально-аварийных взливов, при срабатывании которых происходит автоматическое отключение резервуара, путём закрытия задвижек приемораздаточных патрубков. Согласно правил технической эксплуатации резервуаров, по графику, оборудование резервуарного парка переводится на весенне-летний и осенне-зимний режимы эксплуатации.

Пожаротушение резервуаров осуществляется от существующих стационарных систем противопожарного водопровода. Предусмотрено водоотведение из каре резервуаров.



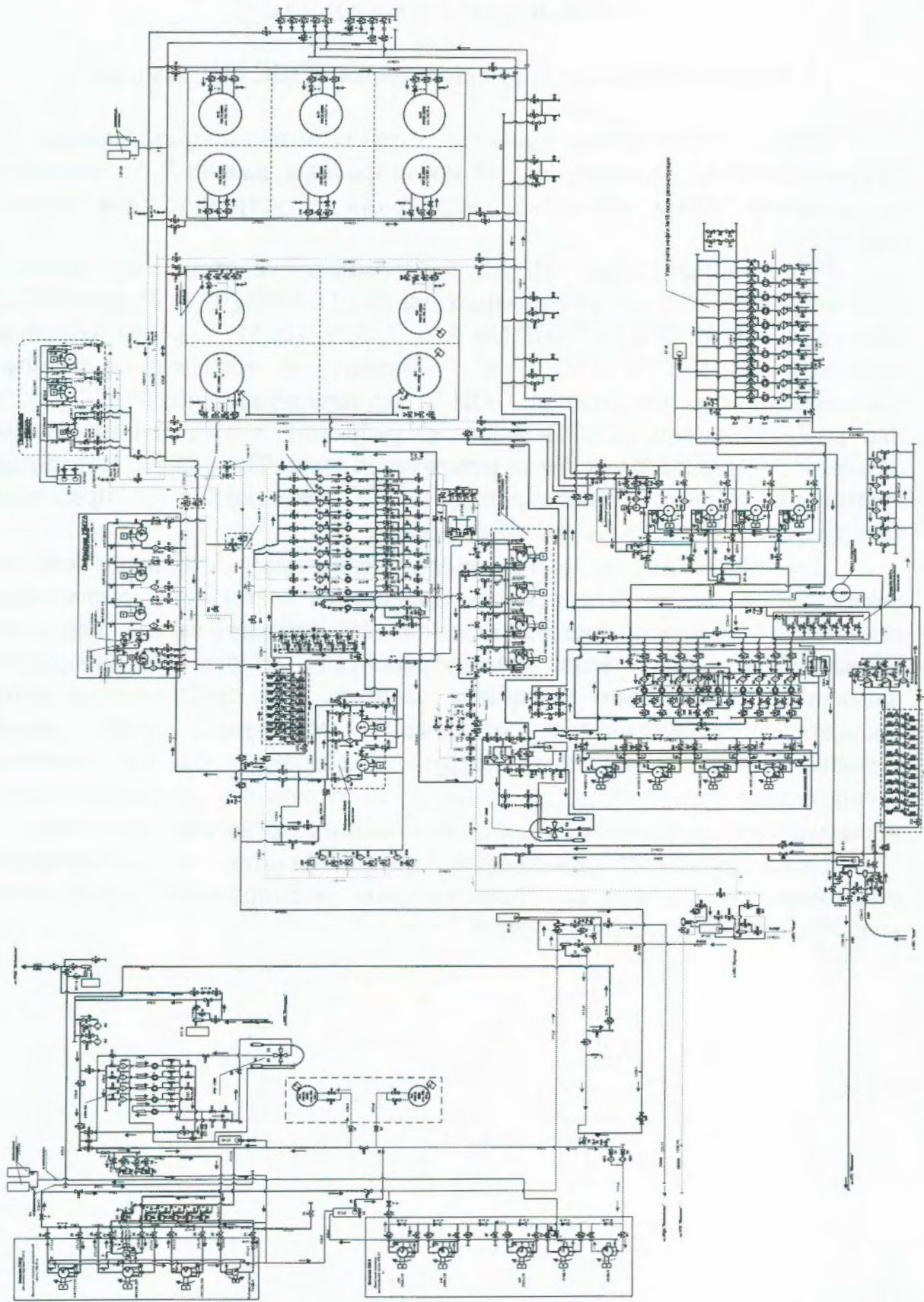


Рисунок 1.1— Технологическая схема ЛПДС «Юргамыш»

## 1.2 Обоснование технического перевооружения и ремонта резервуара РВС-20000 №9

В 2009 году была произведена полная техническая диагностика резервуара РВС-20000 № 9, в ходе которой было выявлено наличие недопустимых дефектов в металлоконструкциях резервуара.

По результатам диагностики были сделаны выводы о невозможности дальнейшей безопасной эксплуатации резервуара и принято решение о техническом перевооружении и ремонте резервуара РВС-20000 № 9.

### 1.2.1 Характеристика резервуара РВСП-20000 № 9

Резервуар РВСП-20000 № 9 сооружен в 1976г. в резервуарном парке ЛПДС «Юргамыш» Курганского нефтепроводного управления. Завод изготовитель - Саратовский завод резервуарных металлоконструкций. На рисунке 1.2 представлен общий вид резервуара РВС - № 9.

Наименование строительно-монтажных организаций:

1) монтаж стальных конструкций – Курганское МУ «Союзшахтоспецмонтаж»;

2) строительство основания и фундамента – Курганское СМУ-2 треста «Уралнефтегазстрой».

Вместимость резервуара – 19450 м.<sup>3</sup>

Технический номер – № 9.

Внутренний диаметр – 45668 мм.

Высота стенки – 11920 мм.

Максимальный допустимый уровень разлива – 10,4 мм.

Избыточное давление в газовом пространстве резервуара – 2,0 кПа.

Геометрический объем – 19537 м.<sup>3</sup>

Сведения о металле приведены в таблице 1.1.



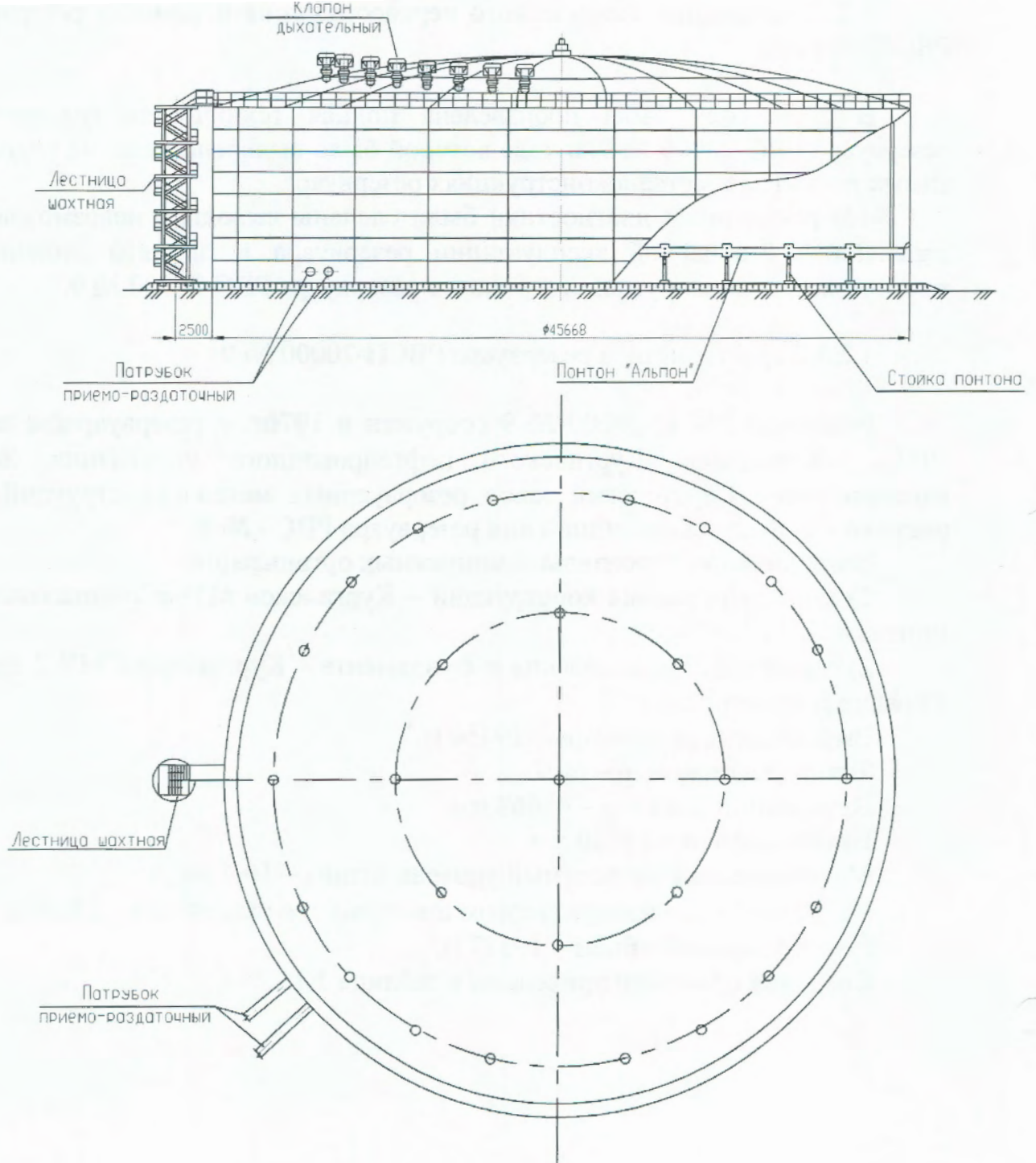


Рисунок 1.2 – Общий вид резервуара

Вид хранимого продукта – нефть.

Согласно технологической карты условное давление установленной запорной арматуры не меньше максимального допустимого рабочего давления линии резервуарного парка и подпорной насосной.

Максимальная производительность закачки резервуара составляет 2993 м<sup>3</sup>/ч, что намного ниже пропускной способности шести



вентиляционных патрубков и огневых предохранителей, установленных на кровле с пропускной способностью по паспортным данным ОП-500-2200м<sup>3</sup>/ч и допустимой скорости движения понтона (3,5 м/ч).

Таблица 1.1- Данные о металле корпуса

Номер позиции	Конструктивные элементы резервуара	Толщина, мм	Марка стали
1	Стенка		
	1 пояс	13,0	09Г2С
	2 пояс	11,0	09Г2С
	3 пояс	10,0	09Г2С
	4-8 пояса	9,0	09Г2С
2	Днище		
	окрайка	9,0	09Г2С
	центральная часть	6,0	ВМСтЗсп
3	крыша		
	понтон	4,0	ВМСтЗсп

### 1.2.2 Расчёт резервуара РВСП 20000 №9 на прочность

Исходные данные: резервуар типа РВС-20000; хранимый нефтепродукт - нефть, с плотностью 900 кг/м<sup>3</sup>; высота разлива нефти 11,2 м; радиус резервуара 22,8 м; резервуар изготовлен из стали типа 09Г2С; удельный вес стали 0,077 МН/м<sup>3</sup>; вес покрытия резервуара 1,2 МН; стенка резервуара состоит из 8 поясов; высота резервуара 11,95 м.

Проверочный расчет стенки резервуара на прочность согласно [ 4 ]

$$\sigma_1 = \frac{[n_1 \rho g (H - x) + n_2 P_n] r}{\delta} \quad \gamma_n \leq \gamma_c \quad R_y, \quad (1.1)$$

где  $\sigma_1$  - напряжение в расчетном поясе резервуара, Па;

$n_1$  - коэффициент надежности по нагрузке гидростатического давления,  $n_1=1,1$ ;

$\rho$  - плотность хранимого продукта, кг/м<sup>3</sup>;

$H$  - высота разлива нефти, м;

$x$  - расстояние от днища резервуара до нижней кромки стенки, м;

$n_2$  - коэффициент надежности по нагрузке избыточного давления и вакуума,  $n_2=1,2$ ;

$P_n$  - нормативная величина избыточного давления в пространстве под кровлей резервуара,  $P_n=2,0$  кПа;

$r$  - радиус стенки резервуара, м;

$\gamma_c$  - коэффициент условия работы,  $\gamma_c = 0,7$  для первого пояса,  $\gamma_c = 0,8$  для остальных поясов;

$R_y$  - расчетное сопротивление стали по пределу текучести, для стали типа 09Г2С  $R_y = 315$  МПа;



резервуаров 1-го класса,  $\gamma_H=1,05$  для резервуаров 2-го класса и  $\gamma_H=1,0$  для 3-го;

$\delta$  – толщина стенки резервуара в расчетном поясе, м.

Расчетное напряжение в первом поясе резервуара

$$\sigma_1 = \frac{[n_1 \cdot g \cdot \rho \cdot (H \cdot x) + n_2 \cdot P_{и}] \cdot \gamma_H}{\delta} =$$

$$\frac{[1,1 \cdot 9,81 \cdot 900 \cdot (10,14 \cdot 0) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 22,8}{0,0121} \cdot 1,1 = 209093962,3 \text{ Па} \approx 209,1 \text{ МПа}.$$

Допустимое напряжение будет равно

$$\gamma_c \cdot R_y = 0,7 \cdot 315 = 200,45 \text{ МПа}.$$

Сравним расчетное и допустимое напряжения:

$$\sigma_1 = 209 \text{ МПа} \geq 200,45 \text{ МПа}, \text{ что не удовлетворяет условию (1.1).}$$

В результате расчета видно, что прочность стенки резервуара не обеспечивается в первом поясе.

Аналогично рассчитываются и напряжения в остальных 7 поясах резервуара.

Результаты расчета стенки резервуара на прочность сведены в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Результаты расчета стенки резервуара на прочность

Номер пояса	1	2	3	4	5	6	7	8
Фактическая толщина стенки, мм	12,10	10,30	9,80	8,80	8,60	8,60	8,60	8,60
Высота пояса, м	1,500	1,490	1,490	1,490	1,490	1,500	1,500	1,490
Расчетное напряжение, МПа	209,1	200,6	175,2	155,5	118,6	78,1	37,5	6,6
Допустимое напряжение, МПа	200,45	229,091	229,091	229,09	229,09	229,09	229,09	229,09

Из результата расчёта видно, что прочность стенки обеспечивается во всех поясах резервуара кроме первого.

### 1. 2.3 Расчет стенки резервуара на устойчивость



Проверочный расчет стенки резервуара на устойчивость производим согласно [4].

Проверка устойчивости резервуара производится по формуле:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq 1, \quad (1.2)$$

где  $\sigma_1$  и  $\sigma_2$  - соответственно расчетные осевые и кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

$\sigma_{01}$  и  $\sigma_{02}$  - соответственно критические осевые и кольцевые напряжения, МПа.

Расчетные осевые напряжения определяем по формуле

$$\sigma_1 = \frac{n_3 (Q_{\text{П}} + Q_{\text{СТ}}) + Q_{\text{СН}} \quad n_5 + Q_{\text{ВАК}} \quad n_2}{2 \pi r \delta_1} =$$

$$= \frac{1,05 (1,2 + 1,0398) + 1,3162 \quad 1,4 + 0,3264 \quad 1,2}{2 \cdot 3,14 \cdot 22,8 \cdot 12,1 \cdot 10^{-3}} = 2,648 \text{ МПа},$$

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

$Q_{\text{П}}$  - вес покрытия резервуара, принимается по проекту, МН;

$Q_{\text{СТ}}$  - вес вышележащих поясов стенки, МН;

$Q_{\text{СН}}$  - нормативное значение снеговой нагрузки на покрытие, МН;

$Q_{\text{ВАК}}$  - нормативная нагрузка от вакуума на покрытие, МН;

$n_2$  - коэффициент надежности по снеговой нагрузке,  $n_2=1,4$ .

Полное нормативное значение снеговой нагрузки на покрытие определяется по формуле:

$$Q_{\text{СН}} = q \mu k_1 \pi r^2 = 0,00224 \cdot 0,72 \cdot 0,5 \cdot 3,14 \cdot 22,8^2 = 1,3162 \text{ МН},$$

где  $q$  - нормативное значение веса снегового покрытия на  $1 \text{ м}^2$  горизонтальной поверхности земли, МН/м<sup>2</sup>;

$\mu$  - коэффициент перехода от веса снегового покрытия на земле к весу на покрытии резервуара,  $\mu = 0,72$ ;

$k_1$  - коэффициент, принимаем,  $k_1 = 0,5$ .

Вес вышележащих поясов стенки резервуара определяется по формуле:

$$Q_{\text{СТ}} = \sum_{i=1}^a 2 \pi r h_i \gamma_{\text{ст}} \delta_i = 2 \cdot 3,14 \cdot 22,8 \cdot 0,077 \cdot 1,49$$

$$(10,3 + 9,8 + 8,8 + 8,6 + 8,6 + 8,6 + 8,6) \cdot 10^{-3} = 1,0398 \text{ МПа}$$

где  $a$  - номер (значение номера) последнего пояса, отсчет поясов начинать снизу;

$h_i$  - высота  $i$ -го пояса стенки резервуара, при соединении встык принимаем равной  $1,49 \text{ м}$ ;

$\gamma_{\text{ст}}$  - удельный вес сталн, Н/м<sup>3</sup>.

Осевые критические напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta}{r} = 0,0623 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot \frac{12,1 \cdot 10^{-3}}{22,8} = 7,125 \text{ МПа}, \quad (1.3)$$



где  $C$  – коэффициент, значение коэффициента  $C$  показаны в таблице 1.3[16].

Таблица 1.3 – Значение коэффициента  $C$

$r/\delta$	600	800	1000	1500	2500
$C$	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06

Определим значение коэффициента  $C$  для первого пояса резервуара

$$\frac{r}{\delta_1} = \frac{22,8}{12,1 \cdot 10^{-3}} = 1884, \text{ по формуле интерполяции определяем значение } C$$

$$C = 0,08 + \frac{1884 - 1000}{1500 - 1000} (0,07 - 0,08) = 0,0623 ;$$

$E$  – модуль упругости стали,  $E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа.

Расчетные кольцевые напряжения в стенке резервуара определяются по формуле

$$\sigma_2 = \frac{P_B \cdot n_B + P_{\text{ВАК}} \cdot n_2}{\bar{\delta}} \cdot r = \frac{0,000201 \cdot 0,5 + 0,0002 \cdot 1,2}{9,4 \cdot 10^{-3}} \cdot 22,8 = 0,824 \text{ МПа}$$

где  $P_B$  – нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, МПа;

$n_B$  – коэффициент надежности по ветровой нагрузке,  $n_B = 0,5$  ;

$\bar{\delta}$  – средняя арифметическая толщина стенки резервуара, мм.

Таким образом, средняя арифметическая толщина стенки резервуара составляет:

$$\bar{\delta} = \frac{\sum_{i=1}^8 \delta_i}{8} = \frac{12,1 + 10,3 + 9,8 + 8,8 + 8,6 + 8,6 + 8,6 + 8,6}{8} = 9,4 \text{ мм} \quad (1.4)$$

Нормативная нагрузка от вакуума на покрытие

$$Q_{\text{вак}} = \pi \cdot r^2 \cdot P_{\text{вак}} = 3,14 \cdot 22,8^2 \cdot 0,0002 = 0,3264 \text{ МН}, \quad (1.5)$$

где  $P_{\text{вак}}$  – нормативное значение вакуума в газовом пространстве

$P_{\text{вак}} = 0,0002$  МПа.

Нормативное значение ветровой нагрузки определяется по формуле:

$$P_B = W_0 \cdot K_2 \cdot C_0 = 0,0003 \cdot 0,67 \cdot 1,0 = 0,000201 \text{ МПа}, \quad (1.6)$$

где  $W_0$  – нормативное значение ветрового давления, МПа;

$K_2$  – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте,  $K_2 = 0,67$ ;

$C_0$  – аэродинамический коэффициент,  $C_0 = 1,0$ .

Критические кольцевые напряжения определяются по формуле

$$\sigma_{02} = 0,55E \frac{r}{H} \frac{\bar{\delta}}{r}^{\frac{3}{2}} = 0,55 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot \frac{22,8}{11,95} \cdot \frac{9,4 \cdot 10^{-3}}{22,8}^{\frac{3}{2}} = 1,764 \text{ МПа},$$

где  $H$  – высота резервуара, м.

Устойчивость пояса обеспечена, если коэффициент общей устойчивости меньше 1.



Произведем расчет для первого пояса резервуара:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} = \frac{2,648}{7,125} + \frac{0,824}{1,764} = 0,839 \leq 1. \quad (1.7)$$

Устойчивость резервуара в первом поясе обеспечена.

Аналогично рассчитываются напряжения в остальных поясах резервуара. Результаты расчета стенки резервуара на устойчивость сведены в таблицу номер 1.4.

Таблица 1.4 – Результаты расчета резервуара на устойчивость

Номер пояса	Осевые напряжения		Кольцевые напряжения		Коэффициент общей устойчивости
	Расчетные, МПа	Критические, МПа	Расчетные, МПа	Критические, МПа	
1	2,648	7,125	0,824	1,764	0,839
2	2,990	5,669	0,824	1,764	0,995
3	3,022	5,282	0,824	1,764	1,039
4	3,245	4,535	0,824	1,764	1,183
5	3,200	4,389	0,824	1,764	1,196
6	3,079	4,389	0,824	1,764	1,169
7	2,958	4,389	0,824	1,764	1,141
8	2,837	4,389	0,824	1,764	1,114

Устойчивость резервуара не обеспечена в 3,4,5,6,7,8 поясах. Резервуар не пригоден к дальнейшей эксплуатации и подлежит ремонту.

### 1.3 Технические решения по обеспечению устойчивости стенки резервуара

Надежность и долговечность стальных цилиндрических резервуаров (РВС) для хранения нефти и нефтепродуктов в огромной степени зависят от точности и качества расчетов на прочность и устойчивость, как отдельных их конструктивных частей (крыши, стенки), так и резервуаров в целом.

Если устойчивость каких-либо поясов стенки резервуара, проверенных по условию устойчивости, не обеспечена, в проекте на капитальный ремонт необходимо принять одно или несколько представленных ниже технических решений:

- 1) установка центральной стойки в резервуаре;
- 2) установка промежуточных колец жесткости на стенке резервуара;
- 3) замена поясов стенки резервуара.

Расчет центральной стойки на прочность и устойчивость

Расчет центральной стойки на прочность и устойчивость производится по формуле согласно [4].

$$\frac{N}{A_n} \leq R_y \gamma_c, \quad (1.8)$$

где  $N$  – суммарная вертикальная нагрузка на стойку, Н;



$A_n$  – площадь сечения нетто (ослабленного отверстиями, если таковые имеются),  $\text{м}^2$ ;

$\gamma_c$  – коэффициент условия работы, [4].

$$\frac{N}{A} \leq R_y \gamma_c, \quad (1.9)$$

где  $N_1$  – коэффициент продольного изгиба, в зависимости от гибкости  $\lambda$ ;  
 $A$  – площадь сечения брутто,  $\text{м}^2$ .

Гибкость определяется по формуле

$$\lambda = \frac{l_{ef}}{i}, \quad (1.10)$$

где  $l_{ef}$  – условная приведенная гибкость сечения, м;

$i$  – радиус инерции сечения, м.

Расчетная условная длина стойки

$$l_{ef} = \mu l, \quad \text{м} \quad (1.11)$$

где  $\mu$  – коэффициент для определения расчетной длины стоек постоянного сечения,  $\mu = 0,7$ ;

$l$  – длина стойки, м.

Применим центральную стойку из трубы  $530 \times 7$  мм

Так как стенка резервуара воспринимает  $2/3$  нагрузки от веса крыши, снега, на стойку действует:

$$N = (1293743 + 25751 + 2506140) / 3 = 1275211 \text{ Н} = 129,99 \text{ т};$$

$$\frac{N}{A_n} = \frac{129990}{108} = 1204 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2} \leq R_y \gamma_c = 2300 \quad 1 = 2300 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}.$$

Условие прочности выполняется. Стойка по прочности проходит.

Гибкость стойки

$$\lambda = \frac{l_{ef}}{i} = \frac{\mu l}{i} = \frac{0,7 \cdot 1595}{18,5} = 60,4 \text{ м}.$$

Интерполяцией находим  $\varphi = 0,799$ .

$$\frac{N}{A} = \frac{129990}{0,799 \cdot 115} = 1415 \leq R_y \gamma_c = 2300 \quad 1 = 2300 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}.$$

Условие выполняется.

Центральная стойка из трубы  $530 \times 7$  мм удовлетворяет условиям прочности и устойчивости. С учетом коррозии неокрашенных средних поясов, примем припуск на коррозию центральной стойки 2 мм. Принимаем центральную стойку из трубы  $530 \times 9$  мм.

Для обеспечения безопасной эксплуатации 10 лет резервуара РВСП-20000 №9 ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ требуется для выполнения условия устойчивости стенки резервуара устройство центральной стойки и промежуточного кольца жесткости на отметке + 6,51 м от днища резервуара.



## 1.4 Техническое перевооружение и ремонт резервуара РВС-20000 № 9

### 1.4.1 Проектные решения ремонта конструкций и оборудования резервуара

Монтаж центральной стойки резервуара (диаметром 530 мм) с фундаментом для обеспечения устойчивости существующих поясов с фактическими толщинами, указанными в отчете по технической диагностике;

- монтаж кольца жесткости на пятом поясе стенки для обеспечения устойчивости резервуара;

- замена участков стенки первого пояса толщиной 13 мм из стали С345 в зоне демонтажа существующих приемо-раздаточных патрубков ПРП, задефектованных люк-лазов первого пояса, в зоне монтажа нового оборудования в первом поясе стенки резервуара;

- замена участка стенки второго пояса толщиной 13 мм из стали С345 в зоне демонтажа элементов управления хлопушками приемо-раздаточных патрубков ПРП;

- замена седьмого пояса стенки толщиной 9 мм из стали С345 в месте устранения вмятины пятого, шестого и седьмого поясов стенки;

- замена участков восьмого пояса стенки толщиной 9 мм из стали С345 в месте демонтируемых существующих патрубков пеногенераторов;

- частичная замена центральной части днища листами толщиной 6 мм из стали С245 для устранения дефектов;

- замена двух приемо-раздаточных патрубков диаметром 630 мм с механизмом управления хлопушкой (2 шт.) на патрубки диаметром 720 мм (2 шт.);

- замена двух направляющих понтона диаметром 377 мм (1 шт.) и диаметром 273 мм (1 шт.) на направляющую стойку понтона диаметром 530 мм (1 шт.); монтаж люк-лаза овального 600×900 мм (1 шт.), диаметром 600×900 мм (1 шт.) с бобышкой в крышке для термопреобразователя диаметром 630 мм (2 шт.) в первом поясе стенки резервуара;

- монтаж люк-лаза овального 600×900 мм (1 шт.) в третьем поясе стенки;

- монтаж люка диаметром 720 мм в первом поясе под устройство размыва донных отложений (1 шт.), патрубков подслоного пожаротушения диаметром 219 мм (3 шт.), патрубка диаметром 159 мм для зачистки (1 шт.);

- монтаж патрубка (5 шт.) для установки генератора пены средней кратности в восьмом поясе. На крыше резервуара проектом предусмотрен монтаж следующих патрубков:

- монтажный диаметром 530 мм для вентиляционных патрубков (10 шт.);



- диаметром 585 мм (1 шт.) для направляющей понтона и диаметром 108 мм для датчика средней температуры, диаметром 159 мм (1 шт.) для люка замерного и монтаж измерительной трубы диаметром 204 мм (1 шт.) радарного уровнемера в направляющей понтона;

- диаметром 159 мм для сигнализатора верхнего допустимого уровня (3 шт.);

- диаметром 108 мм для извещателей пожарных (12 шт.).

Проектом предусмотрено использование существующих люков и патрубков на крыше резервуара:

люк монтажный диаметром 1020 мм (1 шт.), монтажный диаметром 530 мм (2 шт.), для патрубка вентиляционного, монтажный диаметром 630 мм (1 шт.) в центре крыши для патрубка вентиляционного и люки световые диаметром 530 мм (4 шт.), а также на существующих патрубках монтаж заглушек: диаметром 108 мм (2 шт.), диаметром 273 мм (2 шт.), диаметром 377 мм (1 шт.) и диаметром 530 мм (4 шт.).

На крыше резервуара проектом предусмотрено:

- ремонт всех перил с увеличением высоты ограждения до 1,25 м;

- монтаж дополнительных секций существующей кольцевой площадки обслуживания с ограждением;

- монтаж площадок обслуживания для пожарных извещателей (12 шт.);

- монтаж площадок для промывки кольца орошения (2 шт.);

- монтаж площадки обслуживания оборудования на направляющей и площадки обслуживания к центру кровли (1 шт.).

На стенке резервуара проектом предусмотрено:

- монтаж площадок (2 шт.) для обслуживания люк-лазов 600×900 мм в третьем поясе стенки; замена существующих площадок для обслуживания генераторов пены средней кратности с установкой переходных площадок и лестниц с крыши резервуара в восьмом поясе стенки (5 шт.).

Понтон – металлический с открытыми коробами. Ковер состоит из трех полотнищ сваренных между собой встык, имеет 112 опорных стоек и две направляющих диаметром 300 мм. Крыша резервуара - самонесущая сферическая, сборно-щитовая, с опорой щитов на опорное кольцо стенки и центральное кольцо. Каждый из 24 щитов (из 2 лепестков) крыша состоит из 12 листов. На кровле размещены патрубки замерного люка  $D_y$  - 150 мм, уровнемера «Кор-Вол», сигнализатор аварийного уровня СУЖ-1Н, вентиляционные патрубки ( $D_y$  – 500-13 шт.), огневые предохранители (ОП-500-6 шт.), термоизвещатели (ИП-103 5 шт.), четыре световых люка ( $D_y$ -500 -4 шт.), а также площадки обслуживания и ограждения по периметру.

Резервуар имеет системы: орошения, размыва донных отложений и пожаротушения.

Резервуар имеет систему промышленно - ливневой канализации, состоящей из приемной воронки, трубопровода  $D_y$  -100 мм, хлопушки ХП - 100, железобетонного люка и сборного колодца.

Лестница шахтного типа.



Резервуар заземлен пятью защитными элементами.

Молниезащита осуществляется отдельно стоящими мачтами.

Замена днища резервуара представлена на рисунке 1.3.

Проектом предусматривается частичная замена днища резервуара.

Для замены окрайки днища - сталь С345 ГОСТ 27772-88\* толщиной 9 мм размером 1490х7942 мм.

Листы окрайки днища соединяются стыковым сварным швом на остающейся подкладке по ГОСТ 14771-76\*. Окрайка с центральной частью днища соединяются нахлесточным сварным швом по ГОСТ 14771-76\*.

Сварка листов окраек днища производится обратноступенчатым методом от середины к краям сварного соединения.

Длина ступени 200-250 мм. Приварка подкладных пластин производится на заводе изготовителе прерывистым сварным швом по ГОСТ 5264-80\*.

Подкладки должны выступать за край свариваемых листов окраек (со стороны наружной стенки резервуара) на длину не менее 30 мм, зазор между подкладной пластиной и листом окрайки днища не должен превышать 0,5 мм.

При монтаже листа окрайки необходимо выдерживать расстояние между сварными соединениями окраек днища и вертикальными сварными швами первого пояса стенки не менее 100 мм.

Конец свариваемого шва выводится за пределы листа окрайки на 30мм. Сварка выполняется от середины сварного шва к краям.

Контроль качества сборки окрайки.

По окончании сварки листов окраек днища между собой, выступающие концы технологических подкладок срезают с последующей зачисткой торцов абразивным инструментом заподлицо с основным металлом окрайки.

Контроль качества сборки окрайки.

По окончании сварочно-монтажных работ сборки окрайков днища необходимо проверить отсутствие изломов в стыках окрайков, прогибов выпуклостей металла, горизонтальность кольца окрайков в соответствии с требованиями РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04.

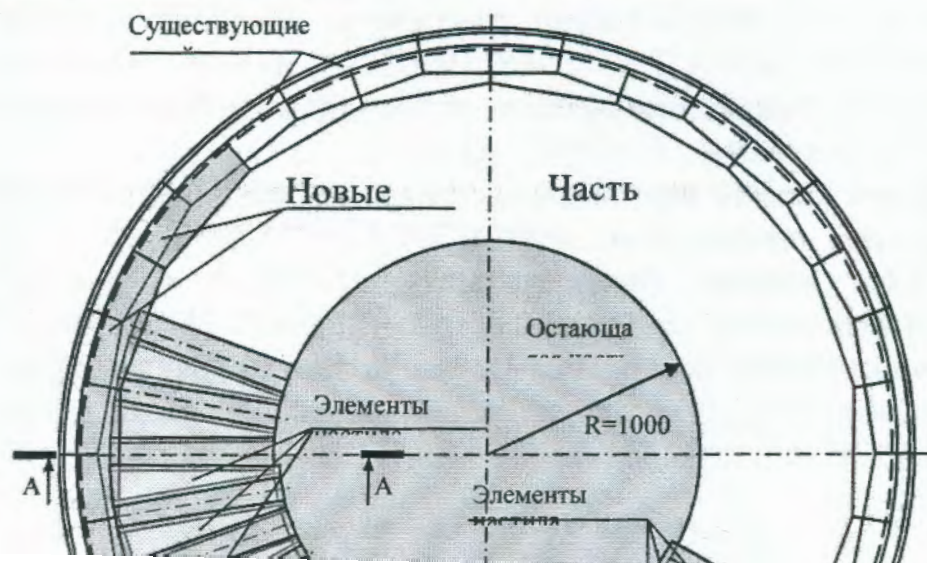
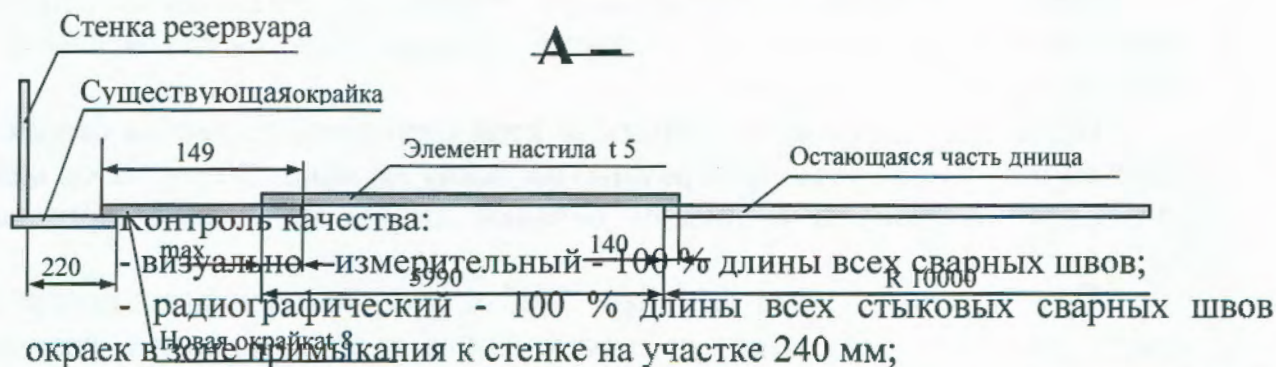




Рисунок 1.3 – Схема ремонта днища с частичной заменой



окраек в зоне примыкания к стенке на участке 240 мм;

- вакуумированием - 100% герметичность уторного шва, сварных швов днища.

#### Ремонт стенки резервуара

Проектом предусматривается согласно заключения по результатам полной технической диагностики резервуара РВСП-20000 № 9 ЛПДС «Юргамыш» полная замена первого пояса резервуара и в соответствии с п.п.2.3.2 РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 высотой 2000 мм, недопустимое отклонение образующей от вертикали в районе монтажного шва устраняется методом частичной замены вставками 1500x3000 мм во 2, 3, 4 и 5 поясах стенки.

Монтаж листов первого пояса производится последовательно совместно с заменой листов окрайек днища.

Для замены листов стенки резервуара, предусматривается листовая сталь марки С345 по ГОСТ 27772-88\* (09Г2С-12 по ГОСТ 19281-89\*).

Перед монтажом, заменяемые листы должны быть отвальцованы на станке с радиусом изгиба  $R = 22815$  мм.

Разделка кромок вертикальных стыковых соединений листов должна соответствовать для сварного шва С25 ГОСТ 14771-76\*.

Разделка кромок горизонтальных стыковых соединений должна соответствовать для двухсторонней сварки - шов С15 ГОСТ 14771-76\*.

Разделка кромок соединения 1 пояса стенки с окрайками днища должна соответствовать для двухсторонней электродуговой сварки - шов тавровый ТЗ ГОСТ 14771-76\*.



Сварка производится обратноступенчатым методом от середины к краям сварного соединения.

Длина ступени 200-250 мм.

Сварку соединений листов стенки с листами окрайков днища производят швом ТЗ ГОСТ 14771-76\*.

В связи с заменой первого пояса и частичной заменой второго пояса стенки резервуара предусмотрен перенос существующего кольца растворопровода пенотушения выше монтажного горизонтального шва на отметку 5.20 м.

Ремонт дефектов стенки резервуара

Проектом предусматривается ремонт дефектных сварных швов и дефектов основного металла стенки резервуара согласно дефектной ведомости заключения по результатам полной технической диагностики резервуара РВСП-20000 № 9 ЛПДС «Юргамыш», которые представляют собой: оплавления, задиры, подрезы, поры, скопления пор, вырыв металла, язвенная коррозия, грубая чешуйчатость, смещение кромок.

Ремонт производить согласно «Инструкции по ремонту электродуговой наплавкой металлоконструкций вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти».

Дефекты основного металла типа вырыв, задир устранить путем зашлифовки дефектного участка заподлицо с основным металлом, если глубина залегания дефекта не превышает минусовой допуск на толщину проката, и путем зачистки дефектного участка, наплавки металлом и зашлифовки до основного металла при помощи абразивного инструмента, если глубина залегания дефекта превышает минусовой допуск на толщину проката и не превышает половины толщины листа.

Недопустимые дефекты типа подрез, устранить путем подварки сварного шва в месте подреза, с предварительной зачисткой.

Недопустимые дефекты типа пора, скопление пор и т.п. устраняются путем вышлифовки сварного шва с последующей заваркой.

Недопустимый дефект типа грубая чешуйчатость сварного шва устранить путем зашлифовки до плавного перехода к основному металлу.

Недопустимый дефект типа смещение кромок, выше допустимых значений оговоренных НТД, устранить в следующей последовательности:

- «распустить» сварной шов по оси по всей длине дефектного участка с припуском с обоих концов;

- установить кромки стыкуемых элементов, при помощи монтажных приспособлений, согласно требований НТД;

- заварить дефектный участок.

Перед выборкой внутренних дефектов провести дополнительный ультразвуковой контроль участков для уточнения размеров и глубины залегания дефектов.

Предусмотрено удаление остатков монтажных приспособлений согласно заключению 734-04.



Удаление произвести механическим способом с последующей зачисткой и контролем места зачистки методом цветной дефектоскопии.

Ремонт металлоконструкций резервуара производится на основании заключения по результатам полной технической диагностики резервуара РВСП-20000 № 9 ЛПДС «Юргамыш».

Все элементы конструкции резервуара используемые при ремонте, должны быть изготовлены на специализированном предприятии, имеющим лицензию ПТН РФ на данный вид деятельности.

Сварку при замене металлоконструкций резервуара производить полуавтоматической сваркой в среде защитного газа по ГОСТ 14771-76\*.

Сварку при устранении дефектов сварных швов и основного металла стенки, днища и кровли резервуара производить ручной дуговой сваркой электродами Э50А по ГОСТ 9467-75\* диаметром не более 3,25 мм, для сталей СтЗсп и 09Г2С соответственно. Полное техническое диагностирование и испытание резервуара после окончания строительных и монтажных работ перед проведением гидравлического испытания производится техническое диагностирование резервуара в объеме полного обследования согласно [5].

Организация, выполняющая работы по техническому диагностированию резервуара, должна иметь соответствующую лицензию Госгортехнадзора России.

Для выполнения работ по техническому диагностированию привлекаются независимые экспертные организации, которые располагают необходимыми средствами технического диагностирования, нормативно-технической документацией на контроль и оценку конструкций, а также имеют обученных и аттестованных в установленном порядке специалистов НК и экспертов.

Специалисты по техническому диагностированию должны быть аттестованы организацией, имеющей лицензию Госгортехнадзора России.

Аппаратура и средства, применяемые при техническом диагностировании резервуара, должны позволять надежно выявлять недопустимые дефекты. Не допускается применение аппаратуры, подлежащей государственной проверке и не прошедшей ее.

По результатам технического диагностирования резервуара организация, проводившая обследование, составляет отчет. Требования к составу отчета по результатам обследования изложены в п.3.6.1 [5], включающий выдачу заключения по гарантированному сроку безопасной эксплуатации резервуара.

Испытание резервуара

Испытание резервуара с понтоном после капитального ремонта следует производить согласно РД 16.01-60.30.000-КТН-026-0-04, [5] гидравлическим способом.



До начала испытания должна быть представлена вся техническая документация и проведена послеремонтная диагностика конструкции резервуара в объеме полного обследования согласно [5].

Перед проведением гидравлического испытания резервуара составляется акт готовности резервуара к проведению гидроиспытаний.

Уровень взлива при гидроиспытании с учетом конструкции существующего понтона определяет организация производящая диагностику, на основании результатов послеремонтного обследования, но не должна превышать уровня 10850 мм. Налив воды следует осуществлять ступенями по поясам с промежутками времени, необходимыми для выдержки и проведения контрольных осмотров. Производительность налива до всплытия понтона не более 1250 м<sup>3</sup>/ч.

На все время испытания должны быть установлены и обозначены предупредительными знаками границы опасной зоны с радиусом от центра резервуара не менее 91,26 м.

Все контрольно - измерительные приборы, задвижки и вентили временных трубопроводов для проведения испытания, должны находиться за пределами обвалования или иного аналогичного защитного сооружения на расстоянии не менее двух диаметров резервуара.

Лица, производящие испытание, должны находиться вне границ опасной зоны. Во время повышения давления допуск к осмотру конструкций разрешается не ранее, чем через 10 мин. после достижения установленных испытательных нагрузок.

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

По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкций и сварных швов.

При обнаружении течи из-под края днища или появления мокрых пятен на поверхности отстойки необходимо прекратить испытание, слить воду, установить и устранить причину течи.

Если в процессе испытания будут обнаружены свищи, течи и трещины в швах стенки (независимо от величины дефекта), испытание должно быть прекращено и вода слита до уровня:

- полностью - при обнаружении дефекта в I поясе;
- на один пояс ниже расположения дефекта - при обнаружении дефекта во II-V поясах;
- до V пояса при обнаружении дефекта в VI поясе.

Обнаруженные мелкие дефекты подлежат исправлению, а исправленные места - проверке на герметичность.

Резервуар, залитый водой до верхней проектной отметки, выдерживается под этой нагрузкой в течение 72-х часов.

Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если в процессе испытания:



- на поверхности стенки или по краям днища не появляются течи, и уровень воды не будет снижаться ниже проектной отметки;

- осадка днища резервуара по окрайке при незаполненном и заполненном резервуаре не будет превышать допустимых пределов.

- понтон плавно поднимается и опускается без рывков и заеданий, погружение понтона не превышает проектного более чем на 10 %.

По мере подъема и опускания понтона в процессе гидравлического испытания резервуара производят:

- осмотр внутренней поверхности стенки резервуара для выявления и последующей зачистки брызг наплавленного металла, заусенцев и других острых выступов, препятствующих работе уплотняющего затвора;

- проверку за движением и положением понтона, герметичность поплавков, плотность прилегания и плавность скольжения уплотняющих затворов;

- измерение зазоров между верхней кромкой наружной стенки юбки и стенкой резервуара, которые выполняются в зоне стыков между поясами (на расстоянии 50-100мм) против каждого вертикального шва стенки и при необходимости между швами измерительной металлической линейкой (ГОСТ 427-75\*). Результаты измерений записывают в журнал монтажных работ, прикладывают к акту на испытание резервуара. Допускаются отклонения величины зазора от номинального плюс 100 мм - минус 80 мм;

- измерение зазоров между направляющими трубами и патрубками в понтоне. Допускается отклонение величины зазора от номинального  $\pm 12$ мм:

- схемы отклонений образующих от вертикали (замеры проводятся после слива воды для 20% образующих с наибольшими отклонениями по результатам замеров на монтаже, зафиксированных в журнале монтажных работ).

- схемы и таблицы зазоров между верхней кромкой юбки коробов понтона и стенкой резервуара, а также зазоров между направляющими и патрубками в понтоне.

На резервуар, прошедший испытания, составляется акт завершения монтажа конструкций.

После завершения монтажа не допускается приварка к резервуару каких-либо деталей и конструкций.

На резервуаре производятся, предусмотренные проектом, работы по антикоррозионной защите и установке оборудования с оформлением соответствующих документов

#### 1.4.2 Подготовительный и основной период производства работ

Подготовительный период.

До начала производства работ необходимо выполнить следующие подготовительные работы:



- оформление разрешительной документации и получение разрешения на производство работ;

- очистить территорию вокруг ремонтируемого резервуара от различных нефтепродуктов, сухой травы, мусора;

- уточнить расположение и глубину существующих подземных коммуникаций и коммуникаций, подлежащих демонтажу, обозначив указательными знаками их оси и передают по акту подрядной организации;

- для подъезда автотранспорта и механизмов к строительной площадке использовать существующие дороги резервуарного парка, для въезда в каре резервуара выполнить обустройство двух въездов со снятием обвалования. Временные переезды через существующие подземные коммуникации выполнить из железобетонных дорожных плит по щебеночной подсыпке;

- спланировать и уплотнить площадки для проезда и работы крана, механизмов и автотранспорта. Площадки должны быть уплотнены до несущей способности, отвечающей паспортным характеристикам применяемых механизмов;

- подготовить площадки для складирования путем планировки и уплотнения грунта с гравийным или щебеночным покрытием;

- установить пожарные посты с оснащением их соответствующим оборудованием и инструментом, проложить временный пожарный рукав;

- выполнить временное электроснабжение для обеспечения работы сварочного оборудования, механизированного инструмента, освещения;

- обеспечить освещение рабочих мест снаружи и внутри резервуара. Охранное освещение использовать существующее.

Для освещения рабочих мест снаружи резервуара использовать светильники переносные с прожектором.

Освещение рабочих мест внутри резервуара осуществлять переносными лампами во взрывобезопасном исполнении напряжением 12В;

- организация связи между подрядчиком, ЛПДС и НУ на время проведения демонтажных работ;

- комплектация оборудованием и материалами, согласно проекту;

- организация устройства временных бытовых и производственных помещений (мест для переодевания и кратковременного внутрисменного отдыха рабочих, хранения оборудования, материалов и инструмента), питания рабочего персонала;

- перебазировка машин и механизмов;

- обеспечение персонала специальной оснасткой, инструментом, вспомогательными материалами, средствами индивидуальной защиты, согласно проекту производства работ;

- устройство подъездных дорог, переездов, определение карьеров и мест вывозки излишков грунта, и утилизации отходов;

- обеспечение зоны производства работ первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, кошма, песок), проложить временный пожарный рукав;



- оформление и выдача подрядчику наряда - допуска на производство огневых работ согласно ОР-15.00-45.21.30-КТН-004-1-03 «Регламент организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах предприятий системы ОАО «АК «Транснефть» и оформления нарядов допусков на их подготовку и проведение».

В проекте разработана предпочтительная организация строительной площадки, окончательную привязку расположения грузоподъемной техники, механизмов, площадок хранения демонтируемых материалов к местности (объекту) уточнить и указать в проекте производства работ (ППР) в зависимости от ситуации.

Основной период

Подрядным организациям следует специализироваться по основным комплексам работ:

- общестроительные работы: планировка, устройство фундаментов, переходы через обвалование и благоустройство;

- монтажные работы: ремонт металлоконструкции резервуара, технологические трубопроводы, трубопроводы систем пожаротушения, орошения и канализации, оборудования, кабельной эстакады, молниеотводов;

- специальные работы: электромонтажные, автоматизация и пусконаладочные работы.

Техническое перевооружение и реконструкция резервуара предусматривает следующую последовательность работ:

- демонтаж сетей электроснабжения;  
- демонтаж приборов автоматики, пожарной сигнализации и кабельной продукции;

- демонтаж технологических трубопроводов и запорной арматуры;  
- демонтаж трубопроводов канализации, пожаротушения и орошения;  
- демонтаж стального понтона;  
- ремонт металлоконструкций резервуара согласно заключению по результатам полной технической диагностики;

- монтаж электрохимической защиты под днищем резервуара;  
- замена люков, патрубков на резервуаре;  
- монтаж понтона алюминиевого;  
- монтаж сетей канализации, пожаротушения и технологических трубопроводов;

- проведение гидравлического испытания резервуара и трубопроводов;  
- устройство антикоррозионной защиты резервуара и оборудования;  
- электромонтажные, автоматизация и пусконаладочные работы;  
- планировка dna каре;  
- восстановление обвалования;  
- благоустройство территории.



До заполнения резервуара нефтью для комплексного опробования произвести градуировку резервуара.

Градуировка выполняется государственной метрологической службой или аккредитованными на право поверки метрологическими службами по договору с эксплуатирующей организацией.

### 1.5 Расчёт потерь нефти от испарения в резервуаре РВС-20000 № 9

В резервуарах, содержащих некоторое количество нефти, газовое пространство заполнено паровоздушной смесью. При вытеснении ее поступающим нефтепродуктом происходят потери от «большого дыхания».

В герметичных резервуарах, рассчитанных на работу под давлением, «большое дыхание» не начинается сразу с момента начала заполнения нефтью. Вначале нефть, поступающая в емкость, сжимает паровоздушную смесь. «Выдох» начинается только тогда, когда давление в газовом пространстве становится равным давлению, при котором открывается дыхательный клапан.

Потери от «большого дыхания» зависят в основном от объема и температуры закачиваемой жидкости, концентрации паров нефти в паровоздушной смеси, их плотности, давления, которое поддерживается в газовом пространстве, и содержания растворенного в нефти газа. Для резервуара заданного объема, рассчитанного на определенное давление в газовом пространстве, при заданных характеристике и объеме закачиваемого продукта, потери определяются содержанием (концентрацией) паров продукта в вытесняемой паровоздушной смеси. Содержание паров в газовом пространстве частично увеличивается в процессе заполнения резервуара, но в основном пары продукта накапливаются в газовом пространстве в промежутки времени, предшествующий заполнению. Рассмотрим наиболее общий случай накопления паров в газовом пространстве в технологической последовательности.

#### Потери от «обратного выдоха»

После опорожнения резервуара до некоторого остатка или после частичной выкачки нефтепродукта из резервуара газовое пространство не насыщено парами. В процессе дальнейшего неподвижного хранения оставшегося нефти в резервуаре или при обратном ходе, не защищенной транспортной емкости, происходит донасыщение газового пространства вследствие испарения остатка. При этом растет парциальное давление нефти в газовом пространстве и вследствие этого повышается общее давление. Если общее давление в газовом пространстве достигает значения давления, на которое отрегулирован дыхательный клапан, последний открывается и происходит вытеснение в атмосферу некоторого объема паровоздушной смеси – «обратный выдох».

Донасыщение газового пространства может происходить после заполнения, если газовое пространство было не вполне насыщено парами. В



этом случае дыхательный клапан после заполнения емкости не закрывается и сразу начинается дополнительный выдох.

Такое явление встречается в резервуарах, имеющих высокий коэффициент оборачиваемости или заполняемых частично, не до предельной высоты влива, а также в резервуарах с замедленными процессами насыщения газового пространства (резервуары с понтонами и заглубленные). Донасыщение газового пространства особенно характерно для резервуаров, впервые заполненных после зачистки и проветривания. Такой вид потерь иногда называют потерями от насыщения и донасыщения газового пространства.

При заданной характеристике испаряемости нефти, известной вместимости резервуара потери от «обратного выдоха» зависят от расчетного давления дыхательного клапана, интенсивности конвективного перемешивания паровоздушной смеси в газовом пространстве и продолжительности испарения «мертвого» остатка до начала следующей технологической операции.

В герметичных резервуарах, рассчитанных на давление в газовом пространстве  $P_{к.д.} = 1962 \text{ Па}$  (200 мм вод.ст.), где  $P_{к.д.}$  – избыточное давление в газовом пространстве, соответствующее нагрузке клапана давления.

При высоких коэффициентах оборачиваемости продолжительность простаивания резервуара с «мертвым» остатком до начала заполнения может быть так мала, что дыхательный клапан не успеет открыться для «выдоха». Тогда потери от «обратного выдоха» отсутствуют.

Наиболее часто встречаются случаи, когда весь процесс до полного насыщения газового пространства не успевает пройти за время от открытия дыхательного клапана (для «обратного выдоха») до начала заполнения резервуара.

При неподвижном хранении нефти в резервуаре перемешивание паровоздушной смеси в газовом пространстве происходит за счет естественной конвекции.

Интенсивность перемешивания, как указано выше, зависит от состояния погоды, условий охлаждения наружных стенок резервуара и обогрева их солнечными лучами, т.е. от количества и периодичности получаемой солнечной радиации, осадков и ветра, а также от температуры поверхности нефтепродукта.

С увеличением интенсивности перемешивания растет парциальное давление в газовом пространстве и потери от «обратного выдоха» в единицу времени возрастают.

Потери от «малых дыханий»

Вследствие действия солнечной радиации и атмосферных явлений на кровлю и стенки резервуаров в них происходит суточные колебания температуры газового пространства и жидкости, что вызывает изменение парциального давления паров. Колебания температуры и парциального давления при неподвижном хранении приводят к соответствующим



колебаниям абсолютного давления в газовом пространстве. Если абсолютное давление в газовом пространстве становится ниже барометрического и достигает значение вакуума, на который отрегулирован дыхательный клапан, последний открывается и в резервуар поступает атмосферный воздух – происходит «вдох». В этот момент абсолютное давление в газовом пространстве  $P_r = P_a - P_{к.в}$ , где  $P_a$  – атмосферное (барометрическое) давление;  $P_{к.в}$  – вакуум в газовом пространстве, соответствующий нагрузке клапана вакуума, Па. Когда температура газового пространства и парциальное давление принимают минимальные значения, вход воздуха прекращается.

Последующее повышение парциального давления и температуры вызывает увеличение абсолютного давления в газовом пространстве. По достижении последним значения  $P_r = P_a + P_{к.д}$ , открывается дыхательный клапан и в атмосферу вытесняется паровоздушная смесь, – происходит «выдох» (потери от «малого дыхания»).

Вытеснение паровоздушной смеси продолжается до тех пор, пока повышается температура и парциальное давление в газовом пространстве. Последующее после «выдоха» понижение температуры и парциального давления приводит снова к уменьшению абсолютного давления в газовом пространстве до значения  $P_r = P_a - P_{к.в}$ , открывается дыхательный клапан и начинается «вдох».

Таким образом, потери от «малых дыханий» происходят вследствие циклических колебаний температуры парциального давления в газовом пространстве, вызываемых суточным действием солнечной радиации и атмосферных условий на стенку и кровлю резервуаров. Продолжительность полного цикла, как правило, равна суткам. После полудня начинается «вдох», а на рассвете – «выдох».

В заглубленных железобетонных резервуарах «малые дыхания» практически отсутствуют из-за незначительных температурных колебаний.

Расчет потерь от испарения при технологических операциях в резервуарном парке

Все расчеты потерь нефти от испарения произведены по методике представленной в [4].

#### Расчет потерь от «малых дыханий»

Исходные данные.

Тип кровли резервуара	сферическая.
Диаметр резервуара	45,6 м.
Высота корпуса	11,92 м.
Высота кровли	0,57 м.
Диаметр вентиляционного патрубка	500 мм.
Количество вентиляционных патрубков	13 шт.
Степень черноты стенки	0,5.
Географическая широта	53,1 град северной широты.



Плотность нефти при 293 К  
 Температура начала кипения нефти  
 За расчетный день примем 15 июля.

$\rho_{293} = 900 \text{ кг/м}^3$   
 $T_{НК} = 328 \text{ К}$ .

Находим площадь зеркала нефти в резервуаре

$$F_H = 0,25 \pi D^2 = 0,25 \cdot 3,14 \cdot 45,6^2 = 1632,3 \text{ м}^2, \quad (1.12)$$

где  $D$  – диаметр резервуара,  $D = 45,6 \text{ м}$ .

Определяем среднюю высоту газового пространства

$$H_{\Gamma} = H - H_{\text{взл}} + \frac{H_K}{3} = 11,92 - 10,14 + \frac{0,57}{3} = 1,97 \text{ м}, \quad (1.13)$$

где  $H$  – высота корпуса,  $H = 11,92 \text{ м}$ [6];

$H_{\text{взл}}$  – высота залива,  $H_{\text{взл}} = 10,14 \text{ м}$ ;

$H_K$  – высота корпуса крыши,  $H_K = 0,57 \text{ м}$ .

Находим объем газового пространства резервуара

$$V_{\Gamma} = F_H \cdot H_{\Gamma} = 1632,3 \cdot 1,97 = 3215,6 \text{ м}^3, \quad (1.14)$$

где  $F_H$  – площадь зеркала нефти в резервуаре,  $\text{м}^2$ ;

$H_{\Gamma}$  – средняя высота газового пространства,  $\text{м}$ .

Молярная масса паров нефти определяется по формуле

$$M = 52,629 - 0,246 \cdot T_H + 0,001 \cdot T_H^2 =$$

$$= 52,629 - 0,246 \cdot 298 + 0,001 \cdot 298^2 = 68,12 \text{ кг/моль}, \quad (1.15)$$

где  $T_H = T_{НК} - 30 = 328 - 30 = 298 \text{ К}$ ;

$T_{НК}$  – температура начала кипения нефти,  $T_{НК} = 328 \text{ К}$ [4].

Газовую постоянную паров нефти находим по формуле

$$R_{\Pi} = \frac{8314,3}{M} = \frac{8314,3}{68,125} = 122,04, \quad (1.16)$$

где  $M$  – молярная масса паров,  $\text{кг/моль}$ .

Среднюю температуру нефти принимаем равной средней температуре воздуха[4]

$$T_{\text{п.ср}} = T_{\text{в.ср}} = 0,5 \cdot (T_{\text{в}}^{\text{max}} + T_{\text{в}}^{\text{min}}) = 0,5 \cdot (297,7 + 286,9) = 292,3 \text{ К}, \quad (1.17)$$

где  $T_{\text{в}}^{\text{max}}$  – максимальная температура воздуха  $T_{\text{в}}^{\text{max}} = 297,7 \text{ К}$ ;

$T_{\text{в}}^{\text{min}}$  – минимальная температура воздуха  $T_{\text{в}}^{\text{min}} = 286,9 \text{ К}$ .

Определяем теплопроводность нефти

$$\lambda_H = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047 \cdot T_{\text{п.ср}}) = \frac{156,6}{900} (1 - 0,00047 \cdot 292,3) = 0,15 \text{ Вт/(м.К)}, \quad (1.18)$$

где  $T_{\text{п.ср}}$  – средняя температура нефти,  $\text{К}$ .

Находим удельную теплоемкость:

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39 \cdot T_{\text{п.ср}}) = \frac{31,56}{\sqrt{900}} (762 + 3,39 \cdot 292,3) =$$

$$= 1844,6 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К} \quad (1.19)$$

Рассчитываем коэффициент температуропроводности



$$a = \frac{\lambda_H}{C \cdot \rho} = \frac{0,15}{1844,6} = 8,131 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{ч}, \quad (1.20)$$

где  $\rho$  – плотность нефти при средней температуре  $T_{п.ср.}$ ;

$C_p$  удельная теплоемкость, Дж/(кг\*К);

$\lambda_H$  теплопроводность, Вт/(м\*К).

Находим коэффициент  $m$

$$m = \sqrt{\frac{\pi}{2a \tau}} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 8,131 \cdot 10^{-5} \cdot 16}} = 34,73 \frac{1}{\text{м}}, \quad (1.21)$$

где  $\tau$  – продолжительность дня,  $\tau = 16$  ч.

По графику для определения расчетного склонения солнца находим среднее расчетное отклонение солнца (для 15 числа месяца):

$$\varphi = 23^\circ.$$

Для этого дня определяется интенсивность солнечной радиации без учета облачности или с учетом, в зависимости от задания

$$i_o = \frac{1354}{1 + \frac{1-\gamma}{\gamma \cdot \cos(\psi - \varphi)}} = \frac{1354}{1 + \frac{1-0,7}{0,7 \cdot \cos(53,1 - 23)}} = 907,6 \text{ Вт/м}^2, \quad (1.22)$$

где  $\gamma$  – коэффициент прозрачности атмосферы, зависящий от ее влажности, облачности, запыленности,  $\gamma = 0,7 \dots 0,8$  при безоблачном небе;

$\psi$  – географическая широта места установки резервуара.

Находим площадь проекции поверхности стенок, ограничивающих газовое пространство резервуара на вертикальную и горизонтальную плоскости:

$$F_B = D \cdot H_T = 45,6 \cdot 1,97 = 89,83 \text{ м}^2; \quad (1.23)$$

$$F_H = 0,25 \cdot \pi \cdot D^2 = 0,25 \cdot 3,14 \cdot 45,6^2 = 1632,3 \text{ м}^2. \quad (1.24)$$

Определяем площадь проекции стенок газового пространства резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень.

$$F_o = F_B \sin(\psi - \varphi) + F_H \cos(\psi - \varphi) = 89,83 \cdot \sin(53,1 - 23) + 1632,3 \cdot \cos(53,1 - 23) = 1457,23 \text{ м}^2$$

Определяем площадь поверхности стенок, ограничивающих газовое пространство:

$$F = F_H + \pi \cdot F_B = 1632,3 + 3,14 \cdot 89,83 = 1914,37 \text{ м}^2. \quad (1.26)$$

Количество тепла, получаемое площадью стенки в  $1 \text{ м}^2$ , ограничивающей газовое пространство резервуара, за счет солнечной радиации

$$q = \varepsilon \frac{F_o}{F} i_o = 0,5 \frac{1457,23}{1914,37} 907,6 = 345,6 \text{ Вт/м}^2, \quad (1.27)$$

где  $\varepsilon$  – степень черноты внешней поверхности резервуара,  $\varepsilon = 0,5$ .

Определяем коэффициенты теплоотдачи в дневное и ночное время, Вт/(м<sup>2</sup>К). [4]:



$$\alpha_{\Gamma} = 1,68 + 3,59 \cdot 10^3 \cdot 345,6 \cdot 2,96 \cdot 10^6 \cdot 345,6^2 = 2,55;$$

$$\alpha_p = 3,05 + 9,01 \cdot 10^3 \cdot 345,6 \cdot 7,65 \cdot 10^6 \cdot 345,6^2 = 4,89;$$

$$\alpha'_p = 9,19 + 4,59 \cdot 292,3 \cdot 10^2 = 3,69;$$

$$\alpha_{\text{вл}} = 2,7 + 8,07 \cdot 345,3 \cdot 10^3 \cdot 6,09 \cdot 10^6 \cdot 345,6^2 = 4,56;$$

$$\alpha'_{\text{вл}} = 3,90 + 3,78 \cdot 10^2 \cdot 292,3 = 6,25;$$

$$\alpha_{\text{вк}} = 2,6 + 15,28 \cdot 10^3 \cdot 345,6 \cdot 16,54 \cdot 10^6 \cdot 345,6^2 = 2,98,$$

где  $\alpha_{\Gamma}$  и  $\alpha'_{\Gamma}$  – коэффициенты теплоотдачи от стенки резервуара к паровоздушной смеси, находящейся в газовом пространстве, соответственно для дневного и ночного времени;

$\alpha_{\text{BA}}$  и  $\alpha'_{\text{BA}}$  – коэффициенты теплоотдачи от стенки емкости к внешнему воздуху соответственно в дневное и ночное время лучеиспусканием;

$\alpha_{\text{B}}$  и  $\alpha'_{\text{A}}$  – коэффициенты теплоотдачи от стенки емкости к внешнему воздуху соответственно в дневное и ночное время конвекцией;

$\alpha_{\text{A}}$  и  $\alpha'_{\text{B}}$  – коэффициенты теплоотдачи от стенки емкости к внешнему воздуху соответственно в дневное и ночное время;

$\alpha_p$  и  $\alpha'_p$  – коэффициенты теплоотдачи радиацией от стенки резервуара к нефти через газовое пространство в дневное и ночное время.

Приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки к нефти вычисляют по формуле:

$$\alpha'_{\text{ст.п.}} = \frac{\alpha'_n \frac{F_H}{F}}{1 + \frac{F_H}{F} \frac{\alpha'_n}{\alpha'_{\Gamma}}} = \frac{5,3 \cdot \frac{1632,3}{1914}}{1 + \frac{1632,3}{1914} \frac{5,35}{2,33}} = 1,537 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К}); \quad (1.28)$$

$$\alpha_{\text{ст.п.}} = \frac{\alpha_n}{\frac{\alpha_n}{\alpha_{\Gamma}} + \frac{\alpha_n + m \lambda}{m \lambda} \frac{F_H}{F}} = \frac{5,35}{2,55 + \frac{5,35 + 34,73 \cdot 0,15}{34,73 \cdot 0,15} \frac{1632,3}{1914}} = 0,481$$

Вт/(\text{м}^2\text{К}), (1.29)

где  $\alpha_n$  и  $\alpha'_n$  – соответственно коэффициенты теплоотдачи от паровоздушной смеси, находящейся в газовом пространстве резервуара, к поверхности жидкости для дневного и ночного времени.

Определяем избыточные температуры:

$$\theta_{\text{ст.мин}} = \frac{\alpha'_{\text{B}} \theta_{\text{В.мин}}}{\alpha'_{\text{B}} + \alpha'_{\text{ст.п.}} + \alpha'_p \frac{F_H}{F}} = \frac{(2,44 + 6,25) \cdot (5,4)}{2,44 + 6,25 + 3,69 \cdot \frac{1632,3}{1914}} = 4,4 \text{ К},$$

(1.30)

где  $\theta_{\text{В.мин}} = T_{\text{В}}^{\text{мин}} - T_{\text{п.ср.}} = 286,9 - 292,3 = -5,4 \text{ К};$



$T_B^{\min}$  - минимальная температура воздуха, К;

$T_{п.ср.}$  - средняя температура нефти, К;

$$\theta_{ст. \max} = \frac{q + \alpha_B \theta_{B \max}}{\alpha_B + \alpha_{ст.л.} + \alpha_p \frac{F_H}{F}} = \frac{345,6 + (9,25 \cdot 5,4)}{9,25 + 4,89 \frac{1632,3}{1914}} = 28,45 \text{ К}, \quad (1.31)$$

где  $\theta_{B \max} = T_B^{\max} - T_{п.ср.} = 297,7 - 292,3 = 5,4 \text{ К};$

$T_B^{\max}$  - максимальная температура воздуха,

$$\theta_{r \min} = \frac{\theta_{ст. \min}}{1 + \frac{F_H}{F} \frac{\alpha_n}{\alpha_r}} = \frac{4,4}{1 + \frac{1632,3}{1914} \frac{5,35}{2,55}} = 1,58 \text{ К}; \quad (1.32)$$

$$\theta_{r \max} = \frac{\theta_{ст. \max}}{1 + \frac{F_H}{F} \frac{\alpha_n}{\alpha_r} \frac{m \lambda}{\alpha_n + m \lambda}} = \frac{28,45}{1 + \frac{1632,3}{1914} \frac{5,35}{2,55} \frac{34,73 \cdot 0,15}{5,35 + 34,73 \cdot 0,15}} = 15,11 \text{ К}.$$

Находим минимальную и максимальную температуры газового пространства резервуара:

$$T_{r \min} = \theta_{r \min} + T_{п.ср.} = 1,58 + 292,3 = 290,73 \text{ К}; \quad (1.33)$$

$$T_{r \max} = \theta_{r \max} + T_{п.ср.} = 15,11 + 292,3 = 307,4 \text{ К}. \quad (1.34)$$

По графику для определения давления насыщенных паров нефти определяем  $P_s$  при  $T = T_{r \min}$ , Па,

$$P_s = 56810 \text{ Па}.$$

Находим минимальное парциальное давление в газовом пространстве резервуара

$$P_{\min} = \frac{1 - 0,055 \sqrt{V_r / V_{ж}}}{0,89} P_s = \frac{1 - 0,055 \sqrt{0,7}}{0,89} 56810 = 60894 \text{ Па}, \quad (1.35)$$

где  $V_r$  - объем газового пространства резервуара;

$V_{ж}$  - объем жидкости в резервуаре.

Находим температурный напор  $\theta$  по графику для определения температурного напора

$$\theta = 7,2 \text{ К}.$$

Определяем почасовой рост концентрации паров в газовом пространстве резервуара

$$C_r = 1726 \frac{R_n \theta^{1,25}}{T_{п.ср.}^{0,25} P_r D H_r^{0,25}} = 1726 \frac{68,125 \cdot 7,2^{1,25}}{292,3^{0,25} \cdot 45,6 \cdot 11,92^{0,25} \cdot 103320} = 0,03831,$$

где  $P_r = P_a + P_{кд} = 101320 + 2000 = 103320 \text{ Па}.$



Определяем продолжительность выхода

$$\tau_B = 0,5 \quad \tau_{дн} + 3,4 = 0,5 \quad 16,26 + 3,4 = 11,13 \text{ ч}, \quad (1.37)$$

где  $\tau_{дн} = \frac{2}{15} \arccos(-\text{tg}\psi \text{ tg}\alpha) = \frac{2}{15} \arccos(\text{tg}53,1 \text{ tg}23) = 16,26 \text{ ч},$

Находим минимальную и максимальную концентрацию:

$$C_{\min} = \frac{P_{\min}}{P_a \cdot P_{\text{кв}}} \cdot 100\% = \frac{60894}{103210 \cdot 200} \cdot 100\% = 59; \quad (1.38)$$

$$C_{\text{mas}} = C_{\tau} \cdot \tau_B + C_{\min} = 0,03831 \cdot 11,13 + 59 = 59,42, \quad (1.39)$$

где  $P_a$  – атмосферное давление, Па;

$P_{\min}$  – минимальное парциальное давление в газовом пространстве резервуара, Па.

Рассчитываем максимальное парциальное давление в газовом пространстве

$$P_{\text{max}} = \frac{(P_a + P_{\text{кд}}) \cdot C_{\text{max}}}{100} = \frac{(103210 + 2000) \cdot 59,42}{100} = 62515 \text{ Па}. \quad (1.40)$$

Находим среднее массовое содержание паров нефти в газовой смеси

$$\sigma = \frac{P_{\text{max}} + P_{\min}}{R_n \cdot (T_{\text{rmax}} + T_{\text{rmin}})} = \frac{62515 + 60894}{122,04 \cdot (307,4 + 290,7)} = 1,78 \text{ кг/м}^3.$$

(1.41)

Объем вытесняемой паровой смеси

$$\begin{aligned} \Delta V = V_r \cdot \ln \frac{P_a - P_{\text{кв}} - P_{\min}}{P_a + P_{\text{кд}} - P_{\text{max}}} \cdot \frac{T_{\text{rmax}}}{T_{\text{rmin}}} = \\ = 3215,6 \cdot \ln \frac{103210 - 200 - 60894}{103210 + 2000 - 62515} \cdot \frac{307,4}{290,4} = 187,03 \text{ м}^3 \end{aligned} \quad (1.42)$$

Потери нефти от «малых дыханий» за 1сутки

$$G'_{\text{мд}} = \sigma \cdot \Delta V = 1,78 \cdot 187,03 = 332,91 \text{ кг}. \quad (1.43)$$

Потери нефти от «малых дыханий» за месяц

$$G_{\text{мд}} = G'_{\text{мд}} \cdot 30 = 332,91 \cdot 30 = 9987,3 \text{ кг}.$$

(1.44)

Расчет потерь нефти от «малых дыханий» из резервуара РВС-20000 производится по программе «Losses».

Расчет потерь от испарения за одно «большое дыхание»

Исходные данные.

Давление насыщенных паров

$$P_{s38} = 56810 \text{ Па}.$$

Плотность нефти при 293 К

$$900 \text{ кг/м}^3.$$

Температура начала кипения нефти

$$328 \text{ К}.$$

Минимальный уровень нефти в резервуаре

$$1,6 \text{ м}.$$



Максимальный уровень нефти в резервуаре	10,14 м.
Производительность опорожнения	300 м <sup>3</sup> /ч.
Производительность заполнения	600 м <sup>3</sup> /ч.
Коэффициент использования емкости	0,95.
Продолжительность периода эксплуатации	12 мес.
Коэффициент оборачиваемости за период	150.
Минимальная температура воздуха	255,5 К.
Максимальная температура воздуха	297,7 К.
Состояние облачности	переменное.

Результаты расчета:

Находим абсолютное давление в газовом пространстве в начале закачки.

$P_1 = P_a = 103210$  Па – в начале закачки, днем.

$P_1 = P_a - P_{к.в} = 103210 - 200 = 103010$  Па – в начале закачки, ночью.

Находим отношение:

$$\frac{P_r}{T} = \frac{P_1}{T} \quad (1.45)$$

По графику для определения плотности паров находим плотность паров  $\rho$ , кг/м<sup>3</sup> или по формуле

$$\rho = \frac{P_r}{T} \frac{M}{R} = 1,78 \text{ кг/м}^3, \quad (1.46)$$

где  $T$  – температура нефти, К;

$R$  – газовая постоянная;

$M$  – молярная масса, кг/моль.

Определяем объем газового пространства перед закачкой нефти,  $V$ .

Объем закачиваемой нефти

$$V_H = Q \tau_3 = 600 \cdot 9 = 5400 \text{ м}^3, \quad (1.47)$$

где  $\tau_3$  – время закачки, ч;

$Q$  – производительность закачки, м<sup>3</sup>/ч.

Находим величину газового пространства после закачки нефти

$$H_{Г1} = H_p - H_{взл.2} + \frac{H_K}{3} \text{ м}^3, \quad (1.48)$$

где  $H_p$  – высота резервуара, м;

$H_{взл.2}$  – высота взлива, м;

$H_K$  – высота корпуса крыши, м.

Находим  $\Delta C/C_s$  при

$\tau = \tau_{пр} + \tau_3 = 20 + 9 = 29$  по графику для определения температурного напора.

$$\frac{\Delta C}{C_s} = 1,5.$$

Находим скорость выхода газовой смеси через дыхательные клапаны



$$V_B = \frac{4 Q}{3600 n \pi d^2} = \frac{4 \cdot 600}{3600 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 0,2^2} = 2,65 \text{ м/с}, \quad (1.49)$$

где  $d$  – диаметр дыхательного клапана, м.

Определяем  $\Delta C / (C_s \tau_3)$  по графику прироста относительной концентрации во время выкачки из резервуара.

$$\frac{\Delta C_1}{(C_s)} = 0,5.$$

Находим среднюю относительную концентрацию в газовом пространстве

$$\frac{\Delta C}{C_s} = \frac{H_{1r}}{H_{2r}} + \frac{\Delta C_1}{C_s} + \frac{\Delta C_2}{C_s} = 0,86 + 1,5 + 0,5 = 2,86. \quad (1.50)$$

Определяем давление  $P_s$  по графику для определения насыщенных паров нефти при  $T = T_{п.ср}$

$$P_s = 15890 \text{ Па.}$$

Находим среднее парциальное давление паров нефти

$$P_y = \frac{\Delta C_2}{C_s} P_s = 2,86 \cdot 15890 = 45445,4 \text{ Па}, \quad (1.51)$$

где  $P_s$  – давление насыщенных паров нефти.

Потери легких фракций нефти от одного «большого дыхания»

$$G_{б.д.} = [V_H - V_r \left( \frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_y} \right)] \frac{P_y}{P_2} \rho = \quad (1.52)$$

$$= 5400 \frac{105210 - 103010}{105210 - 45445,4} \frac{45445,4}{105210} 1,78 = 520 \text{ кг},$$

где  $P_2 = P_{атм.} + P_{к.д.} = 103210 + 2000 = 105210 \text{ Па.}$

Потери за одно «большое дыхание» 9731,951 кг.

Потери за эксплуатационный период 1935678 кг.

Удельные потери 0.7663604 кг/(т\*мес).

Расчет потерь нефти от «больших дыханий» из резервуара РВС-20000 производится по программе «Losses».

Расчет потерь от «обратного выдоха»

Исходные данные.

Тип кровли резервуара

сферическая.

Диаметр резервуара

45,6 м.

Высота корпуса

11,92 м.

Высота кровли

0,57 м.

Диаметр вентиляционного патрубка

500мм.

Количество вентиляционных клапанов

13шт.

Давление насыщенных паров

$P_{s38} = 56810 \text{ Па.}$

Плотность нефти при 293 К

900 кг/м.<sup>3</sup>



Температура начала кипения нефти	328 К.
Минимальный уровень нефти в резервуаре	1,6 м.
Максимальный уровень нефти в резервуаре	10,14 м.
Производительность опорожнения	300 м <sup>3</sup> /ч.
Производительность заполнения	600 м <sup>3</sup> /ч.
Коэффициент использования емкости	0,95.
Продолжительность периода эксплуатации	12 мес.
Коэффициент оборачиваемости за период	150.
Минимальная температура воздуха	255,5 К.
Максимальная температура воздуха	297,7 К.
Состояние облачности	переменное.

Определяется объём газового пространства после закачки нефти

$$V_{\Gamma} = F_{\text{Н}} H_{\Gamma_2} = 1632,3 \cdot 9 = 14690,7 \text{ м}^3, \quad (1.53)$$

где  $F_{\text{Н}}$  – площадь зеркала нефти.

Определяем высоту газового пространства после откачки

$$H_{\Gamma_2} = \frac{4 V_{\Gamma}}{\pi D^2} = \frac{4 \cdot 14690,7}{3,14 \cdot 45,6^2} = 9,01 \text{ м}, \quad (1.54)$$

где  $D$  – диаметр резервуара, м;

$V_{\Gamma}$  – объём газового пространства после закачки нефти, м<sup>3</sup>.

Абсолютное давление в газовом пространстве

$$P_{\Gamma} = P_{\text{а}} + P_{\text{кд}} = 103210 + 2000 = 105210 \text{ Па}, \quad (1.55)$$

где  $P_{\text{а}}$  – атмосферное давление.

По графику для определения давления насыщенных паров нефти определяем  $P_{\text{с}}$  при средней температуре нефти:

$$P_{\text{с}} = 15860 \text{ Па}.$$

Значение  $\frac{\Delta C_2}{C_{\text{с}}}$  определяем по графику зависимости прироста концентрации от длительности простоя резервуара и погодных условий при времени простоя

$$\frac{\Delta C_2}{C_{\text{с}}} = 1,5.$$

Скорость движения воздуха через дыхательные клапаны при откачке с производительностью  $Q = 300 \text{ м}^3$  найдем из формулы

$$V_{\text{в}} = \frac{4 Q}{3600 \pi d^2} = \frac{4 \cdot 300}{3600 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 0,2^2} = 1,43 \text{ м/с}, \quad (1.56)$$

где  $d$  – диаметр дыхательного клапана, м.

По графику прирост относительной концентрации во время выкачки из резервуара приближенно определяем

$$\frac{\Delta C_1}{C_{\text{с}}} \tau_{\text{в}} = 0,5.$$

Определяем



$$\frac{\Delta C}{C_s} = \frac{H_{r1}}{H_{r2}} + \frac{\Delta C_1}{C_s} + \frac{\Delta C_2}{C_s} = 2,86.$$

Находим среднее парциальное давление паров нефтепродуктов

$$P_y = \frac{\Delta C}{C_s} P_s = 45445,4 \text{ Па.}$$

Находим парциальное давление паров нефти

$$P_0 = \left( \frac{H_{r1}}{H_{r2}} + \frac{\Delta C}{C_s} \right) P_s + P_{к.д.} + P_{к.в.} =$$

$$= (0,75 + 2,86) \cdot 15890 + 2000 + 200 = 59162 \text{ Па.} \quad (1.57)$$

Вычисляем потери от «обратного выдоха»

$$G_{о.в.} = \frac{V_r}{R_{п.} T_{п.ср.}} (P_r \ln \left( \frac{P_r - P_0}{P_r - P_y} \right) + P_0 - P_y) = \frac{16960}{122,4 \cdot 292,3} \quad (1.58)$$

$$105210 \ln \frac{105210 - 59162}{59162 - 45445,4} + 59162 - 45445,4 = 660 \text{ кг.}$$

Результаты расчета.

Потери за один «обратный выдох»	956,481 кг.
За эксплуатационный период	190243,4 кг.
Удельные потери	0,4020197кг.

Определим суммарные (общие) потери от испарений, кг/год

$$G_{общие} = G_{мд} + G_{бд} + G_{ов} = 55884,9143 +$$

$$+ 1935678 + 190243,4 = 2181806,3143 \text{ кг/год.} \quad (1.59)$$

Среднегодовые потери нефти от испарения с применением понтона «Альпон» составят (примем, что понтон сокращает потери нефти от испарения по сравнению с резервуарами без понтона на 70%).

### Основная литература

1. Вержбицкий В. В. Основы сооружения объектов транспорта нефти и газа [Электронный ресурс]: учебное пособие / Вержбицкий В. В., Прачев Ю. Н. - Ставрополь: СКФУ, 2014. - 154 с. - Режим доступа: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=457777>.

### Дополнительная литература

2. Традиционные и перспективные стали для строительства магистральных газонефтепроводов [Электронный ресурс]. - М.: Логос, 2010. - 315 с. - Режим доступа: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=85027>.
3. Земенков Ю. Д. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов [Электронный ресурс]: справочник. - М.: Инфра-Инженерия, 2006. - 928 с. - Режим доступа: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=70512>



4. Крец, В.Г. Машины и оборудование газонефтепроводов [Электронный ресурс]: учеб. пособие / В.Г. Крец, А.В. Рудаченко, В.А. Шмурыгин. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург: Лань, 2016. — 376 с. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/reader/book/81563/#1>.

#### **Периодика**

5. Российский журнал менеджмента [Текст]/ Санкт-Петербургский государственный университет ; Гл. ред. Бухвалов А. В. - СПб. : СПб гос. университет, 2018. - Выходит два раза в полугодие.
6. Российский экономический журнал [Текст]/ ЗАО "ЭЖ МЕДИА" ; Гл. ред. Мелентьев А. Ю. - М. : АНО "Академия менеджмента и бизнес-администрирования", апрель 2018 . - Выходит три раза в полугодие.



Чебоксарский институт (филиал) федерального государственного образовательного учреждения высшего образования «Московский политехнический университет»

**КОПИЯ ВЕРНА.**

Пронумеровано, прошнуровано и скреплено печатью

18 (ВОСЕМНАЦАТЬ) листов.

Директор филиала \_\_\_\_\_ Агафонов

«04»

