

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

Институт нефти и газа  
Кафедра «Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Э.А. Петровский  
подпись                      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов  
нефтегазового производства»

Модернизация дыхательного клапана РВС-5000 для сокращения потерь нефти  
ГНПС «Тайшет»

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_  
доцент, к.т.н.  
должность, ученая степень

В.Б. Ясинский  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

К.В. Константинов  
инициалы, фамилия

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

Институт нефти и газа  
Кафедра «Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
                    Э.А. Петровский                      
подпись                    инициалы, фамилия

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Константинов Константин Викторович

Группа ЗНБ 12-02 Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства»

Тема выпускной квалификационной работы «Модернизация дыхательного клапана РВС-5000 для сокращения потерь нефти ГНПС «Тайшет»»

Утверждено приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР В.Б. Ясинский доцент кафедры Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса

Исходные данные ВКР: Технические параметры, техническое описание

резервуарного парка ГНПС Тайшет, ведомость технологического оборудования резервуарного парка, технологические графики учета потерь нефти, анализ мероприятий проводимых на объекте по сокращению потерь, сборочные чертежи дыхательного клапана, технические справочники, методические руководства, стандарты, патенты.

### **Перечень рассматриваемых вопросов (раздел ВКР):**

Раздел 1. Систематизировать и проанализировать собранные во время преддипломной практики производственные данные по тематике диплома.

Раздел 2. Описание резервуарного парка ГНПС Тайшет, технологического оборудования резервуарного парка, описание процессов и оборудования, возникающих при его использовании проблем.

Раздел 3. Обосновать необходимость мероприятий проектной части на основе детального изучения опыта решений по реализации поставленной в дипломном проекте цели и аналогичным проблемам. Дать обоснование необходимости решения на основе существующих средств, либо на основе новой разработки.

Заключение. Обобщение полученных данных, выводы по работе

Перечень графического или иллюстрационного материала: чертеж дыхательного клапана НДКМ -150 (А1), сборочный чертеж диска отражателя ОТР-150, чертеж резервуара РВС-5000 (А1), презентация 12 слайдов.

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_

В.Б Ясинский

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

К.В. Константинов

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Модернизация дыхательного клапана РВС-5000 для сокращения потерь нефти ГНПС «Тайшет» » содержит 92 страницы, 8 таблиц, 29 рисунка и 3 чертежа форматом А1, список использованной литературы содержит 33 источника.

В дипломе рассматриваются самые распространенные проблемы потерь нефти и нефтепродуктов, а так же мероприятия по их сокращению. Рассмотрено технологическое оборудование резервуарного парка, причины возникновения неполадок, методы их устранения и причины возникновения.

Структура работы представлена введением, тремя разделами, заключением, списком используемой литературы, а так же приложен графический материал с указанием обязательных чертежей.

Цели и задачи выпускной квалификационной работы:

Повышения эффективности и надежности работы резервуара РВС-5000м<sup>3</sup> за счет модернизации дыхательного клапана.

Были решены следующие задачи:

- проведен обзор конструкций и методы сокращения потерь нефти.
- представлен расчет диска отражателя дыхательного клапана и подготовлена рабочая документация.

В заключение сделаны выводы о проделанной работе и подведен итог экономической эффективности модернизации резервуара.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	8
РАЗДЕЛ 1. Виды и источники потерь нефти и нефтепродуктов	10
1.1. Классификация потерь нефти	10
1.2. Методы сокращения потерь	13
1.3. Организационно-технические мероприятия	16
1.4. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при хранении	19
1.5. Патентно-информационный обзор	21
РАЗДЕЛ 2. Резервуарный парк ГНПС Тайшет	31
2.1. Общие сведения предприятия	31
2.2. Сведения о резервуарном парке	31
2.3. Типы резервуаров и их конструкции	33
2.4. Оборудование резервуаров	34
2.5. Техническое обслуживание резервуарного парка	42
2.6. Испытание и приемка резервуаров	46
2.7. Технологические потери нефти	47
РАЗДЕЛ 3. Расчет сокращения потерь нефтепродуктов от испарения	51
3.1. Средства сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения	51
3.2. Расчет стоимости различных технических средств	62
3.3. Расчет сокращения потерь при применении диска-отражателя и понтона	63
3.4. Расчет потерь нефти от «малых дыханий»	65
3.5. Расчет потерь нефти от «больших дыханий»	74
3.6. Расчет потерь нефти от «обратного выхода»	83
3.7. Расчет себестоимости проекта	84
3.8. Техничко-экономические показатели	86
3.9. Расчет экономической эффективности	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	91

## Введение

Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов – один из важных путей экономии топливно-энергетических ресурсов, играющих ведущую роль в развитии экономики и интенсификации общественного производства. За последнее время на нефтетранспортных и перерабатывающих предприятиях, а так же объектах системы нефтеобеспечения успешно осуществляются различные мероприятия технического и организационного характера, в результате которых потери нефтепродуктов значительно снижены. Однако, несмотря на принимаемые меры, при транспортировании, хранении и нефтеналивных операциях теряется еще большое количество нефтепродуктов – около 2% объема всей добываемой в стране нефти.

Потери от смешения и утечек на трубопроводном транспорте, из резервуаров, от неполного слива железнодорожных и автомобильных цистерн, обводнения, зачистки, а также вследствие аварий, разливов, разбрызгивания и испарения наносят огромный ущерб экономике страны, приводят к затратам общественного труда и снижению эффективности производства. Многократные перевалки нефтепродуктов и хранение нефти и нефтепродуктов в резервуарах ведут к потерям от испарения. В атмосферу уходят миллионы тонн углеводородов. Испаряются главным образом лёгкие фракции. При этом уменьшается сырьё для нефтехимического синтеза, ухудшается качество нефтепродукта. На базах долговременного хранения окисление нефтепродуктов вследствие несвоевременной его реализации приводит к потере сортности.

Кроме того, потери нефти и нефтепродуктов при авариях, разливах и утечках загрязняют почву, грунтовые воды и водоёмы. Углеводороды загрязняют атмосферу, пагубно действуют на здоровье обслуживающего персонала и жителей, особенно детей, близлежащих жилых массивов.

Исходя из вышесказанного, одной из основных является проблема разработки и внедрения средств, сокращающих потери нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении.

Целью дипломного проекта является разработка комплекса технических мероприятий по сокращению потерь нефтепродуктов резервуарного парка Тайшетской ГНПС.

Чтобы решить проблему по потерям нефти следует выполнить следующие задачи:

1. Проанализировать существующий комплекс технических мероприятий по сокращению потерь в резервуарном парке ГНПС Тайшет.
2. Разработать комплекс технических мероприятий по сокращению потерь для резервуарного парка ГНПС Тайшет с учетом выявленных недостатков.
3. Рассчитать технико-экономические показатели при внедрении предложенного комплекса технических мероприятий по сокращению потерь нефтепродуктов.

Объект дипломного проекта - технические мероприятия по сокращению потерь нефтепродуктов.

Предмет дипломного проекта - комплекс технических мероприятий по сокращению потерь для резервуарного парка ГНПС Тайшет.

Исходными данными является - резервуарный парк ГНПС Тайшет, технологическое оборудование резервуарного парка, технологические графики учета потерь нефтепродукта, анализ мероприятий проводимых на объекте по сокращению потерь.

Разработанный комплекс технических мероприятий может быть использован не только в условиях резервуарного парка ГНПС Тайшет, но и в резервуарных парках других нефтеперекачивающих станций товарно-сырьевых парках нефтеперерабатывающих заводов, на нефтебазах.



## **Раздел 1. Виды и источники потерь нефти и нефтепродуктов**

### **1.1. Классификация потерь нефти**

Одним из основных факторов повышения эффективности работы предприятий добычи, хранения и транспорта нефти и нефтепродуктов, а также обеспечения защиты окружающей среды от загрязнения является сокращение потерь нефти и нефтепродуктов при хранении и проведении технологических операций.

Потери можно разделить на количественные, качественно-количественные и качественные.

Количественные потери происходят в результате утечек, переливов, неполного слива транспортных емкостей и резервуаров. Эти потери становятся возможными при негерметичности стенок и днищ резервуаров, неисправности запорной арматуры, несоблюдении технологии проведения операций и неисправности контрольно-измерительного оборудования.

К потерям следует отнести и неполный слив нефтепродуктов, особенно вязких, происходящих из-за конструктивных дефектов транспортных емкостей (недостаточный уклон днища емкости к сливному патрубку), налипания нефтепродуктов и образования пленки на стенках емкости, для стекания которой необходимо дополнительное время.

Качественно-количественные потери происходят при испарении нефти и нефтепродуктов. В результате испарения из нефти теряются легкие углеводороды, являющиеся ценным сырьем для нефтеперерабатывающей промышленности.

Потери легких фракций снижают качество нефтепродуктов. В наибольшей степени это относится к бензинам, в меньшей степени – к реактивным топливам. Масла, мазуты и смазки практически не испаряются и соответственно по этой причине не теряют качества. В бензинах из-за потерь легких фракций понижается октановое число и давление насыщенных паров, повышается температура начала кипения и выкипания различных фракций, что ухудшает пусковые качества бензинов, увеличивает расход горючего и износ двигателя.

Потери от испарения происходят при вытеснении паровоздушной смеси из газового пространства резервуаров и транспортных емкостей в атмосферу вследствие:

- заполнения резервуара нефтепродуктом (так называемые потери от «больших дыханий»);
- повышения давления в газовом пространстве выше давления срабатывания дыхательного клапана в результате суточных температурных колебаний газового пространства и поверхности нефтепродукта и за счет изменения давления атмосферного воздуха («малые дыхания»);

- дополнительного насыщения газового пространства парами нефтепродукта после окончания выкачки («обратный выдох»);
- вентиляции газового пространства при наличии двух и более отверстий в крыше или корпусе резервуара, расположенных на разных уровнях.

Поскольку в процессе испарения теряются наиболее легкие фракции, то давление насыщенных паров нефтепродукта (соответственно и испаряемость) будет тем меньше, чем больше времени занимает процесс доставки нефтепродукта от его производителя до потребителя, т. е. чем длительнее процесс хранения. Поэтому удельные потери нефтепродуктов при хранении или других технологических операциях в достаточно удаленные моменты времени будут различны.

Качественные потери возникают в результате смешения, загрязнения, обводнения, окисления нефтепродуктов. Ухудшение качества нефтепродукта в результате смешения происходит при последовательной перекачке по одному трубопроводу различных по свойствам нефтепродуктов, а также при заполнении емкостей, содержащих остатки нефтепродукта другого сорта. При этом возможен перевод части нефтепродукта в более низкий сорт, т. е. уменьшение его количества.

Загрязнение нефтепродуктов механическими примесями происходит вследствие попадания примесей из атмосферы, образования нерастворимых продуктов коррозии и разрушения неметаллических материалов, образования нерастворимых веществ в результате химических и биологических процессов в нефтепродуктах, перекачек по незащищенным трубопроводам. Продукты коррозии, являясь катализаторами, значительно ускоряют процесс окисления и образования кислот, смолистых веществ и осадков.

Одним из основных факторов, влияющих на качество нефтепродуктов, наряду с физико-химическими свойствами, являются время и условия хранения.

Для нефтепродуктов, быстро изменяющих качество, рекомендованы минимальные сроки хранения. Увеличены рекомендуемые сроки хранения нефтепродуктов в средней и северной зонах, в полуподземных и подземных резервуарах, что обусловлено более низкими температурами хранения.

В процессе «малых дыханий» часть жидкого нефтепродукта, испаряясь, превращается в газообразное состояние, тем самым уменьшается объем, занимаемый нефтепродуктом, и увеличивается объем газового пространства резервуара. При практических расчетах можно пренебречь этим изменением объема газового пространства (который составляет менее 0,3%).

Потери от «больших дыханий»: при выкачке нефтепродукта из емкости освобождающийся объем газового пространства заполняется атмосферным воздухом. При этом парциальное давление паров нефтепродукта в газовом пространстве уменьшается, и начинается испарение нефтепродукта до насыщения газового пространства. При последующем заполнении резервуара

находящаяся в газовом пространстве паровоздушная смесь вытесняется из емкости.

Потери от «больших дыханий» зависят от частоты закачки-выкачки и пропорциональны объему закаченного в резервуар нефтепродукта. Если закачка нефтепродукта в резервуар начинается непосредственно после выкачки или в момент, когда давление в резервуаре меньше  $p_{r2}$ , то поступающий нефтепродукт будет сжимать паровоздушную смесь в газовом пространстве резервуара. При этом «выдох» начинается тогда, когда давление в газовом пространстве возрастает до  $p_{r2}$ , и сработает дыхательный клапан. Таким образом можно закачать в резервуар часть нефтепродукта без потерь.

Потери от вентиляции газового пространства резервуаров происходят при наличии двух и более отверстий на крыше или на верхнем поясе резервуара, расположенных на разных уровнях. Если расстояние между двумя отверстиями равно  $h$ , то вследствие того, что плотность паровоздушной смеси больше плотности воздуха, в резервуаре образуется газовый сифон, при котором паровоздушная смесь начинает вытесняться через нижнее отверстие, а воздух поступает в резервуар через верхнее отверстие. На рисунке 1 представлена схема вентиляции газового пространства резервуара.

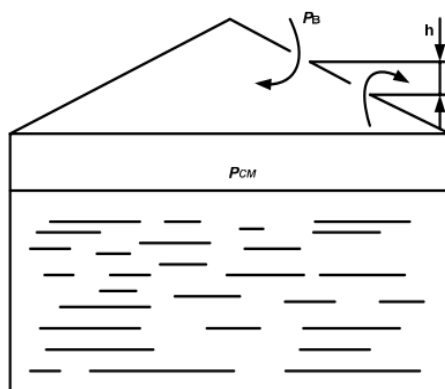


Рисунок 1 – Схема вентиляции газового пространства резервуара

Потери от насыщения газового пространства резервуара могут происходить:

- при начальном заполнении чистого резервуара нефтепродуктом;
- в случае закачки более теплого нефтепродукта или нефтепродукта, имеющего большее давление насыщенных паров, чем остаток в резервуаре.

Объем паровоздушной смеси будет включать объем образовавшихся паров нефтепродукта и начальный объем паровоздушной смеси, равный объему газового пространства емкости.

Потери от «обратного выдоха» возможны после частичной выкачки нефтепродуктов из емкости, когда ее газовое пространство оказывается не насыщенным парами. Вследствие испарения нефтепродукта происходит

дополнительное насыщение газового пространства и увеличение давления в емкости.

При открытии дыхательного клапана вытесняется объем паровоздушной смеси, равный объему испарившегося нефтепродукта. Аналогичное явление происходит после частичного заполнения очищенной и проветренной емкости, если в конце заполнения газовое пространство еще не насыщено парами («дополнительный выдох»). Однако в этом случае дыхательный клапан после окончания наполнения емкости не закрывается, и сразу начинается «дополнительный выдох».

## 1.2. Методы сокращения потерь

Методы борьбы с потерями нефтепродуктов выбирают на основании технико-экономических расчетов с учетом метеорологических и производственных условий. Метеорологические условия изменяются в течение года, приблизительно повторяясь ежегодно. Изменения производственных условий в большинстве случаев имеют сезонный характер.

Поскольку величина потерь нелинейно зависит от метеорологических условий, то для расчета годовых потерь можно воспользоваться методом группового суммирования. Для этого все дни года разбивают на  $n$  групп, в каждую из которых входят дни с мало отличающимися метеорологическими условиями. Чем меньше метеорологические различия между днями, входящими в каждую группу, тем выше точность расчета.

Для каждой выделенной группы рассчитывают суточные потери от испарения нефтепродуктов, а затем подсчитывают число дней  $m$ , входящих в каждую группу, и определяют величину потерь за год.

Такой метод позволяет учесть влияние средних метеорологических условий и правильно выбрать наиболее выгодную систему мероприятий по борьбе с потерями.

Методы сокращения потерь нефтепродуктов от испарения можно разделить на 5 групп:

1. Сокращение объема газового пространства резервуара. Из анализа уравнения потерь следует, что чем меньше объем газового пространства, тем меньше потери, и при  $V_1 = V_2 = 0$  в резервуаре теоретически потери от испарения должны отсутствовать.

Это условие конструктивно осуществлено в резервуарах с плавающими крышами или понтонами, которые позволяют сократить потери от «больших дыханий» и «обратного выдоха» на 70-75% при коэффициенте годовой оборачиваемости до 60 раз в год и на 80-85% при коэффициенте годовой оборачиваемости свыше 60 раз в год, а от «малых дыханий» – на 70% по сравнению с обычными резервуарами со щитовой кровлей.

Расчеты показывают, что резервуары с плавающей крышей и понтоном наиболее эффективны при коэффициенте годовой оборачиваемости больше 12. Дальнейшее повышение экономической эффективности

плавающих крыш и понтонов может быть достигнуто за счет применения прочных полимерных материалов и улучшения конструкции уплотняющих затворов.

2. Хранение под избыточным давлением. Согласно уравнению потерь, если конструкция резервуара рассчитана на работу под избыточным давлением, то в таком резервуаре могут быть полностью ликвидированы потери от «малых дыханий» и частично от «больших дыханий».

Однако, как показали расчеты, большие избыточные давления усложняют конструкцию и удорожают стоимость резервуаров. На оптимальную величину избыточного давления сильно влияет оборачиваемость резервуара, физико-химические свойства нефтепродукта и метеорологические условия.

3. Уменьшение амплитуды колебания температуры газового пространства. Для создания условий изотермического хранения нефтепродуктов или значительного уменьшения колебаний температур газового пространства и поверхности нефтепродукта применяют теплоизоляцию резервуаров, охлаждение их в летнее время водой и окраску в белый цвет, а также подземное хранение.

4. Улавливание паров нефтепродуктов, вытесняемых из емкости. Для этого применяют газоуравнительные обвязки, представляющие собой отдельные трубопроводы или систему трубопроводов, соединяющих газовые пространства резервуаров или транспортных емкостей. Принципиальная схема газовой обвязки представлена на рисунке 2.

Применение газоуравнительной обвязки позволяет частично сократить потери от «больших дыханий». Эффективность сокращения потерь при использовании газовой обвязки зависит от коэффициента совпадения операций и выкачки. Ориентировочно можно считать, что потери сокращаются на величину, равную коэффициенту совпадения операций.

Применение газгольдеров, включаемых в газоуравнительную обвязку резервуаров, позволяет значительно снизить потери и при малых коэффициентах совпадения операций.

Если поступление нефтепродукта превышает откачку, то избыток паровоздушной смеси поступает в газгольдер, что позволяет уменьшить потери нефтепродуктов на 90-95%. Наоборот, когда откачка из резервуаров превышает поступление нефтепродукта, газгольдеры «отдают» в систему паровоздушную смесь. Объем газгольдера рассчитывают в зависимости от максимально возможного несовпадения операций.

Паровоздушную смесь из газовой обвязки можно подавать в устройства для извлечения (улавливания) нефтепродукта. Улавливание паров нефтепродукта можно осуществить путем конденсации паров за счет охлаждения или абсорбции (например, с помощью активированного угля).

Не допускается включать в газовую обвязку резервуары, хранящие этилированные и неэтилированные бензины, а так же нефтепродукты, вызывающие изменение физико-химических свойств друг друга.

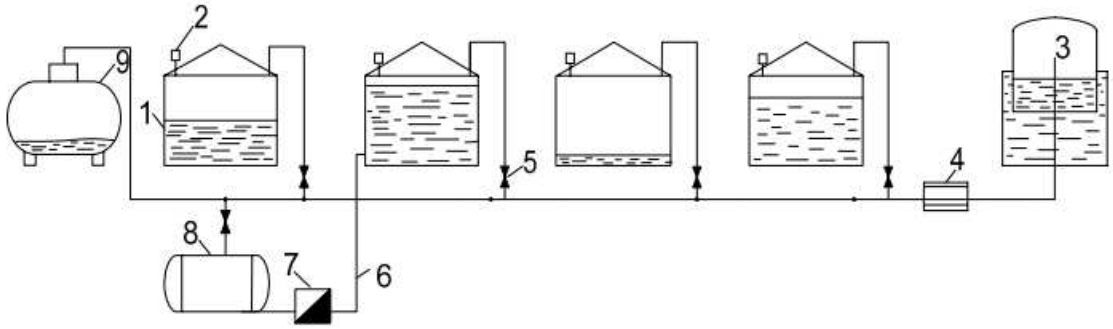


Рисунок 2 – Газовая обвязка:

1 – резервуар; 2 – дыхательный клапан; 3 – газгольдер; 4 – регулятор давления; 5 – трубопровод для паровоздушной смеси; 6 – конденсатопровод; 7 – насос для откачки конденсата; 8 – конденсатосборник; 9 – транспортная емкость

5. Организационно-технические мероприятия. Правильная организация эксплуатации резервуаров – одно из важнейших средств уменьшения потерь нефтепродуктов. Наиболее эффективными являются следующие организационные мероприятия:

- для уменьшения потерь от «малых дыханий» в атмосферных резервуарах нефтепродукты необходимо хранить при максимальном заполнении резервуаров, так как в этом случае достигается наименьший объем газового пространства;
- для сокращения потерь от «больших дыханий» необходимо максимально сократить внутрибазовые перекачки нефтепродукта из резервуара в резервуар;
- чем меньше промежутки времени между выкачкой и закачкой нефтепродукта в резервуар, тем меньше величина потерь от «больших дыханий». Это объясняется тем, что при выкачке нефтепродукта в резервуар через дыхательный клапан будет поступать воздух, который при малом интервале времени не успеет насытиться парами нефтепродукта. Следовательно, при закачке нефтепродукта в атмосферу будет уходить паровоздушная смесь с малой концентрацией;
- потери от «малых дыханий» прямо пропорциональны площади испарения, поэтому легкоиспаряющиеся нефтепродукты выгоднее хранить в резервуарах большого объема;
- важное значение имеет техническое состояние резервуаров и дыхательной арматуры. Регулярная проверка герметичности крыши резервуара и исправности клапанов может предотвратить потери от вентиляции газового пространства;
- при выкачке нефтепродуктов из оперативных резервуаров, имеющих высокие коэффициенты оборачиваемости, сокращение потерь до 25% может быть достигнуто установкой под дыхательным клапаном дисков-отражателей.

### 1.3. Организационно-технические мероприятия

Наряду с тепловой защитой резервуаров, которую, как правило, можно осуществлять на действующих объектах, находят применение и другие способы снижения потерь нефтепродуктов от испарения, не требующие капитального переоборудования резервуарного парка и доступные для повсеместного применения. Такие способы, осуществление которых связано с применением простейших и давно известных устройств и приспособлений, не получили еще, к сожалению, достаточно широкого распространения, хотя имеющийся практический опыт свидетельствует об их высокой эффективности.

Снижение потерь нефтепродуктов в резервуарах при больших и малых дыханиях может быть достигнуто путем установки под дыхательным клапаном диска-отражателя диаметр которого превышает диаметр патрубка дыхательного клапана примерно в три раза. При использовании дисков-отражателей уменьшается перемешивание паровоздушной смеси в газовом пространстве резервуара, тем самым понижается концентрация паров нефтепродукта в верхней части газового пространства. Для обеспечения оптимальных условий работы дисков-отражателей их установку следует производить горизонтально под патрубком клапана на расстоянии, равном 1,8-2,0 диаметра этого патрубка.

Ряд технических мероприятий по снижению потерь нефти и нефтепродуктов от испарения связан с коренным переустройством товарно-сырьевых парков, нефтебаз и складов горючего, поэтому их внедрение может быть осуществлено при строительстве новых или реконструкции существующих объектов. Сюда же относится применение резервуаров специальных конструкций и совершенствование технологических схем резервуарных парков.

Помимо технических мероприятий, связанных с применением специальных конструкций резервуаров или переоборудованием существующих резервуаров, значительный эффект в борьбе с потерями нефтепродуктов от испарения дает замена или модернизация отдельных элементов оборудования резервуаров.

В холодное время года происходит примерзание тарелок дыхательных клапанов к седлам, в результате чего полностью прекращается сообщение газового пространства резервуара с атмосферой и возникает возможность повреждения резервуара. Для предотвращения этого явления тарелки клапанов в зимний период эксплуатации поднимают на высоту 60-80 мм. Разработан ряд конструкций непримерзающих дыхательных клапанов, обеспечивающих более надежную эксплуатацию резервуаров при отрицательных температурах. У модернизированного дыхательного клапана типа ДК седло выполнено из фторопласта, а тарелка покрыта фторопластовой пленкой.

Расходы по модернизации окупаются за несколько месяцев. Дыхательный клапан типа КДН имеет в боковой крышке непримерзающие бесштоковые затворы. Разработан также ряд непримерзающих дыхательных клапанов типа НДКМ с пропускной способностью от 500 до 3000 м<sup>3</sup>/ч, предназначенных для установки на резервуары большой вместимости.

Применение таких устройств взамен дыхательных клапанов обычной конструкции позволяет значительно снизить потери горючего от испарения. Сокращение потерь нефтепродуктов от испарения достигается установкой для замера нефтепродукта в резервуаре и отбора проб герметичного оборудования, не требующего вскрытия люков при этих операциях. Например, дистанционных измерителей уровня УДУ-5П в комплекте с пультом контроля и сигнализации или плавающих сниженных пробоотборников, состоящих из установленной на шарнирах несущей трубы с фторопластовым поплавком, к которой крепятся отборные трубки для отбора проб со среднего и верхнего уровней. Отбор пробы с нижнего уровня ведется через неподвижную трубку, конец которой закреплен на 260 мм выше днища резервуара. Средняя проба нефтепродукта отбирается одновременно со всех трех уровней.

В настоящее время делаются попытки понизить потери нефтепродуктов от испарения при хранении путем добавления к ним в небольших количествах поверхностно-активных веществ, а также спиртов и некоторых других компонентов, которые снижают испаряемость бензина в 1,5-2 раза по сравнению с бензином без антииспарительных добавок. Такой способ борьбы с испарением бензина распространения пока не получил, так как связан с усложнением технологии производства товарных бензинов, а влияние вводимых присадок на результат применения горючего по прямому назначению изучено еще недостаточно.

Опыт эксплуатации резервуарных парков показывает, что в борьбе с потерями горючего от испарения помимо технических мероприятий важную роль играют меры организационного характера, осуществление которых обеспечивает рациональную организацию работ на нефтебазах и других объектах, предназначенных для хранения нефтепродуктов. Ряд таких мероприятий, направленных на сокращение потерь нефтепродуктов при больших и малых дыханиях приведен в таблице 1.

Мероприятия эти довольно эффективны, хотя их осуществление не требует применения какого-либо дополнительного оборудования. Так, сокращение внутрискладских перекачек позволяет уменьшить потери нефтепродуктов на 10,5%.



Таблица 1 - Организационные мероприятия по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов от испарения

Цель мероприятия	Пути и способы осуществления	Достижимый эффект
Уменьшение потерь при больших дыханиях	Сокращение числа внутрискладских перекачек. При выдаче горючего производить полную его выкачку из резервуара с максимально допустимой скоростью. При приеме горючего заполнять резервуар сразу после опорожнения с максимально допустимой скоростью. Прием горючего в летнее время производить при минимальной температуре окружающего воздуха. Выдачу горючего в летнее время из резервуаров производить при максимальной температуре окружающего воздуха	Уменьшение числа больших дыханий. Обеспечение наименьшей концентрации паров в опорожненном резервуаре. Обеспечение наименьшей концентрации паров в вытесняемой паровоздушной смеси. Частичная конденсация паров в резервуаре. Уменьшение объема большого дыхания вследствие высокой концентрации паров в газовом пространстве.
Уменьшение потерь при малых дыханиях	Хранение горючего в полностью залитых резервуарах. Хранение горючего в резервуарах большей вместимости	Уменьшение объема газового пространства. Уменьшение температурных колебаний в резервуаре
Уменьшение потерь при разгерметизации резервуаров	Проведение работ по вскрытию люков резервуаров в холодное время суток при минимальной температуре горючего	Уменьшение концентрации паров в газовом пространстве

Хранение продуктов в полностью залитых резервуарах (с коэффициентом заполнения 0,9) снижает его потери по сравнению с резервуарами, заполненными на 0,4 объема, в средней климатической зоне в 12 раз, а в южной зоне – в 13 раз.

#### 1.4. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при хранении

Основная доля потерь нефтепродуктов при транспортных и складских операциях (от 60 до 80%) приходится на период хранения в резервуарах. Пути борьбы с потерями нефтепродуктов при их хранении в резервуарах товарно-сырьевых парков нефтеперерабатывающих заводов, нефтебаз, а также складов горючего потребителей этих продуктов различных промышленных, транспортных, сельскохозяйственных, прочих предприятий и организаций весьма разнообразны и выбираются в зависимости от причин, по которым возникают потери нефтепродуктов, и от характера этих потерь.

По причине возникновения потери нефтепродуктов обычно подразделяются на естественные, эксплуатационные, аварийные, а по характеру на количественные, качественные, смешанные (качественно-количественные), при которых соответственно уменьшается количество хранимого нефтепродукта, ухудшаются его качественные показатели или же потери отражаются как на общем количестве всего нефтепродукта, так и на качестве оставшейся его части.

– К естественным потерям, зависящим от природно-климатических условий, от физико-химических свойств» нефтепродукта и от конструкции технологического оборудования резервуаров нефтебаз и складов, относятся потери от испарения. Эти потери при современном уровне технического оснащения объектов, предназначенных для хранения нефтепродуктов, практически не поддаются полной ликвидации, однако, могут быть значительно сокращены в результате осуществления соответствующих технических и организационных мероприятий.

– К эксплуатационным потерям, возникающим в результате неисправностей или неправильной эксплуатации нефтескладского оборудования, относятся потери от проливов, утечек, неполного слива, загрязнения и обводнения нефтепродуктов.

Этот вид потерь может быть полностью устранен при условии соблюдения необходимых мер:

- технически грамотной организации хранения нефтепродуктов;
- своевременного и качественного проведения периодического обслуживания и предупредительно-профилактических ремонтов резервуаров и технологического оборудования нефтебаз и складов;
- четкого планирования и правильного осуществления операций.

К аварийным потерям, возникающим вследствие повреждения или разрушения резервуаров, трубопроводов, другого нефтескладского оборудования при стихийных бедствиях и в других случаях, относятся потери от проливов, пожаров и взрывов. Предотвращение этого вида потерь достигается осуществлением профилактических мероприятий, направленных на повышение живучести сооружений нефтебаз и нефтеперекачивающих станций, на предупреждение возгораемости нефти и нефтепродуктов, а также на сокращение потерь путем быстрой ликвидации последствий аварий с

помощью устройств для сбора пролитого нефтепродукта, наличием эффективных средств пожаротушения, оперативным применением ремонтно-восстановительных средств.

Естественные потери, возникающие при испарении нефтепродуктов, являются по своему характеру смешанными, т. е. количественно-качественными, что вызывается неравномерностью испарения входящих в состав нефтепродукта различных углеводородов. Основная часть потерь нефтепродуктов при хранении (до 1% от общего количества суммарных потерь) приходится на испарение, поэтому борьбе с этим видом потерь уделяется большое внимание.

Потери горючего от испарения при хранении в резервуарах возникают в результате «больших дыханий» при сливно-наливных операциях, «малых дыханий» из-за суточных колебаний температуры, а также вентиляции газового пространства резервуаров через имеющиеся отверстия в их стенках или кровле.

Потери от испарения при хранении всегда связаны с нарушением герметичности газового пространства резервуара, которое в первом и втором случаях вызывается срабатыванием дыхательного клапана, в третьем - повреждениями резервуара или открытием смотровых люков и других технологических отверстий.

Конструкция современного нефтескладского оборудования при правильной его эксплуатации позволяет заметно снизить потери нефтепродуктов от испарения, однако, кардинальное сокращение этих потерь возможно только при комплексном осуществлении мероприятий как технического, так и организационного порядка.

## 1.5. Патента информационный обзор

Изобретение (Патент RU 2 374 544 C1) относится к оборудованию резервуаров, используемых для хранения нефти и нефтепродуктов и предназначено для регулирования давления в резервуаре в заданных пределах и герметизации газового пространства резервуара. Заявляемое техническое решение может быть использовано при оснащении дыхательной арматурой резервуарных парков, АЗС, нефтебаз и т.д.

Известен дыхательный клапан [Патент РФ №2159887, приоритет 29.09.1999, опубликованное 27.11.2000, бюллетень №33], содержащий корпус с затворами давления и вакуума, причем затворы давления выполнены на стенке пирамиды верхней части корпуса и угол наклона плоскости тарелей этих затворов составляет 15-45° относительно горизонтальной оси.

Недостаток этого клапана заключается в увеличенном весе конструкции за счет гравитационного принципа работы затвора - усилие выходящих газов сдерживается площадью тарели затвора и весом груза. Корпус имеет сложную форму и большие габариты.

В дыхательном клапане [Патент РФ №2165558, приоритет 29.09.1999, опубликованное 20.04.2001, бюл. №11] тарели затворов давления и вакуума установлены на рычагах, снабженных магнитными замками, состоящими из магнитов и пластин. Магнитные замки создают необходимую нагрузку на затворы, тем самым достигается герметизация внутреннего содержимого резервуара. После выравнивания давления затворы закрываются и дополнительно фиксируются магнитными замками.

Клапан ненадежен в работе вследствие большого числа конструктивных элементов.

В известном дыхательном клапане [Патент РФ №2219407, приоритет 06.05.2002, опубликованное 20.12.2003, бюл. №35] применены унифицированные затворы давления и вакуума, заранее настроенные на определенные рабочие параметры - производительность, давление и вакуум.

Недостаток клапана заключается в громоздкости и сложности конструкции.

В дыхательно-предохранительном клапане [Патент РФ №37792, приоритет 08.12.2003, опубликованное 10.05.2004, бюл. №13], содержащем корпус с затворами давления и вакуума, тарель каждого затвора со стороны седла обтянута эластичной прокладкой в виде пленочного покрытия, выполненного из непримерзающего материала, например фторопласта, закрепленного на тарели. Движение тарели ограничено эластичным хлястиком, закрепленным одновременно на корпусе и тарели.

Наличие нескольких мест крепления эластичного хлястика приводит к снижению надежности работы дыхательно-предохранительного клапана.

Наиболее близким по технической сущности к заявляемому изобретению является известный дыхательно-предохранительный клапан [Патент РФ №2137002, приоритет 23.03.1998, опубликованное 10.09.1999, бюллетень №25].

В корпусе клапана установлены затворы давления и вакуума (разрежения), выполненные в виде блоков в составе патрубка с фланцем (седло затвора) и тарелки с механическим креплением в корпусе клапана. Тарелки (подвижная закрывающаяся часть затвора) удерживаются в закрытом положении при помощи пружин, установленных внутри затвора, и снабжены дополнительными перепускными затворами.

Недостаток этого клапана заключается в снижении надежности работы вследствие наличия большого числа конструктивных элементов. Например, каждый затвор содержит по четыре пружины.

Задачей заявляемого изобретения является упрощение конструкции дыхательного клапана при повышении степени его надежности.

Технический результат, получаемый при использовании предлагаемого технического решения, заключается в обеспечении точности поддержания и регулирования давления паровоздушной смеси в резервуаре за счет применения затворов оригинальной конструкции.

Поставленная задача решается тем, что в дыхательном клапане, содержащем затворы давления и разрежения, включающие седло и тарель с пружиной, седло каждого затвора выполнено в виде рамки с утолщением вокруг отверстия арочного типа, обращенного вниз, по боковым сторонам которого расположены пазы с размещенными в них постоянными магнитами. При этом арочная часть седла выполнена со скосом внутрь затвора, а тарель закреплена в верхней части седла на утолщении и представляет собой гибкую пластину с пружиной в виде изогнутого стержня, снабженного роликом. Рамка может быть выполнена из металла с тефлоновым покрытием или из фторопласта, а пластина с двух сторон покрыта фторопластом.

Все затворы в клапане унифицированы. Тарель в отличие от прототипа закреплена снаружи затвора, а не в корпусе клапана и прижата стержнем с роликом, что позволяет заранее настроить затвор на определенное давление срабатывания.

В нижней части пазов под магнитами могут быть размещены полимерные прокладки, а в верхней части над магнитами могут быть размещены фиксирующие вставки, например, резиновые. Вставки предназначены для надежной фиксации постоянных магнитов в пазах рамки. Кроме того, затворы давления и разрежения могут быть размещены по высоте корпуса, при этом затворы давления размещают под затворами разрежения.

Техническое решение поясняется следующими чертежами.

На рисунке 3 схематично представлен вид спереди затвора дыхательного клапана.

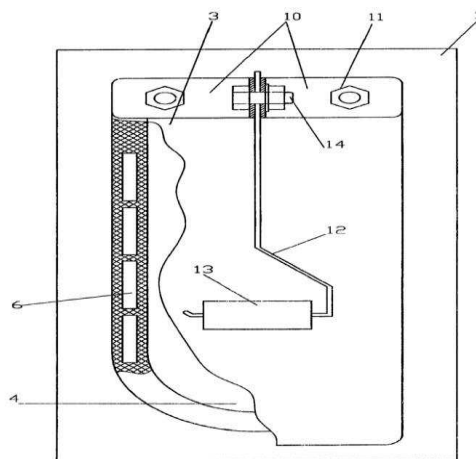


Рисунок 3

На рисунке 4 представлен вид сбоку затвора дыхательного клапана.

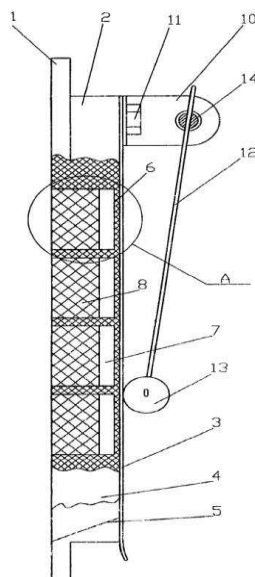


Рисунок 4

На рисунке 5 представлен вид А рисунка 3.

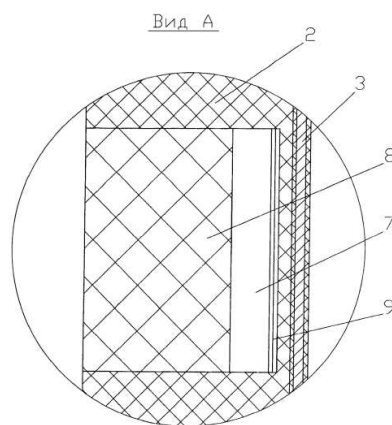


Рисунок 5

На рисунке 6 схематично представлен общий вид дыхательного клапана.

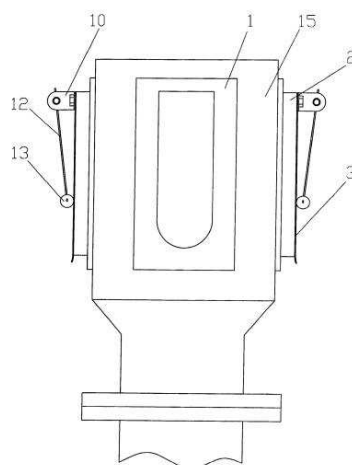


Рисунок 6

На рисунке 7 схематично представлен общий вид дыхательного клапана с затворами, разнесенными по высоте. (рисунки перенос)

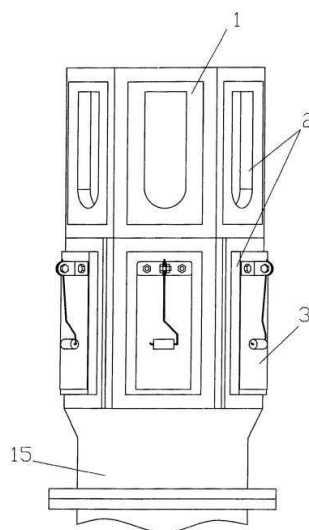


Рисунок 7

Дыхательный клапан содержит унифицированные затворы давления и разрежения.

Каждый из них содержит седло, например, из фторопласта или цветного сплава с тефлоновым покрытием, выполненное в виде рамки 1 с утолщением 2, и тарель в виде стальной пластины 3. Утолщение 2 в рамке 1 образовано вокруг арочного отверстия 4, обращенного вниз. Арочная (нижняя) часть утолщения 2 имеет скос 5 внутрь затвора для стока конденсата в резервуар. В утолщении 2 седла вдоль боковых сторон отверстия 4 выполнены пазы 6 для размещения в них постоянных магнитов 7, например, в форме параллелепипеда, или цилиндра, или шайбы. Для фиксации магнитов 7 в пазах 6 могут быть использованы вставки 8, например, из резины.

Вставки 8 заложены в верхнюю часть пазов 6 над магнитами 7.

Для регулирования усилия срабатывания затвора в нижнюю часть пазов 6 со стороны тарели под постоянные магниты 7 могут быть заложены прокладки 9 из пластика, ослабляющие действие магнитов 7.

Тарель закреплена в верхней части седла затвора и представляет собой гибкую пластину 3, закрывающую отверстие 4, изготовленную из закаленной стальной пружинной ленты (например, лента по ГОСТ 21996-76) и покрытую с двух сторон фторопластом. Пластина 3 прикреплена к утолщению 2 рамки 1 снаружи сверху посредством двух уголков 10 болтами 11 и прижата к утолщению 2 рамки 1 с помощью пружины в виде изогнутого стержня 12, в нижней части снабженного роликом 13 из пластика.

Пружинный стержень 12 закреплен в верхней части пластины 3 в сквозном диаметральном отверстии болта 14, стягивающего верхние выступающие части уголков 10 между собой.

Для крепления затвора к корпусу 15 дыхательного клапана в рамке 1 проделаны отверстия для крепежных элементов, соответствующие отверстиям в корпусе 15.

Затворы давления и разрежения выполнены идентичными и размещены по корпусу 15 клапана определенным образом в количестве, обеспечивающем площадь проходного сечения присоединительной горловины резервуара с нефтепродуктами для работы дыхательного клапана на «давление» и «разрежение».

Затворы давления смонтированы на корпусе 15 пластиной 3 со стержнем 12 и роликом 13 наружу, а затворы разрежения установлены пластиной 3 со стержнем 12 и роликом 13 внутрь корпуса 15.

При небольших значениях площади проходного сечения все затворы размещены по корпусу 15 дыхательного клапана на одном уровне.

Для большой площади проходного сечения количество затворов увеличивается, и их разносят по высоте, то есть размещают на двух уровнях следующим образом: затворы разрежения располагают над затворами давления. Такое размещение затворов способствует тому, чтобы конденсат, образующийся на поверхностях затвора внутри клапана, беспрепятственно стекал по скосу в арочной части седла в резервуар.

Экспериментально установлено, что арочное исполнение низа отверстия 4 и, следовательно, арочный вид нижней части утолщения 2 седла стабилизирует работу затвора дыхательного клапана, исключая «дребезг» стальной пластины 3, когда давление в резервуаре становится близким к атмосферному.

Точная регулировка давления срабатывания производится поворотом болта 14, удерживающего пружинный стержень 12, изменяя усилие прижатия гибкой пластины 3 к рамке 1.

Давление срабатывания затвора в некоторых случаях регулируют также прокладками 9 из пластика, заложеными в пазы 6 под магниты 7 (со стороны тарели), ослабляя действие магнитного поля.



Герметичность затвора обеспечивается притяжением стальной гибкой пластины 3 с помощью постоянных магнитов 7 к рамке 1.

Использование цветного сплава с тефлоновым покрытием или фторопласта в конструкции затвора дыхательного клапана позволяет избежать осаждения конденсата на поверхностях и, как следствие, избежать обмерзания.

Работа дыхательного клапана осуществляется следующим образом.

В корпусе 15 клапана установлены унифицированные затворы давления и разрежения, заранее настроенные на определенное давление срабатывания.

При закачке продукта в резервуар или при повышении температуры в нем создается избыточное давление. Воздействуя на пластину 3 затвора давления, сила, создаваемая давлением паровоздушной смеси, преодолевает усилие пружины в виде изогнутого стержня 12 и постоянных магнитов 7, притягивающих пластину 3 затвора к рамке 1, отрывая отверстие 4. Паровоздушная смесь через отверстие 4 выходит во внешнюю среду, а давление в резервуаре снижается до необходимого значения.

Пружинный стержень 12 с роликом 13 прижимают, а постоянные магниты 7 притягивают стальную гибкую пластину 3 к рамке 1. Отверстие 4 закрывается, и в результате затвор давления герметично закрыт. При откачке продукта из резервуара или понижении температуры в резервуаре создается зона пониженного давления (разрежения).

Сила, создаваемая атмосферным давлением, воздействует на пластину 3 затвора разрежения. Создается перепад давления на затворе и гибкая стальная пластина 3 отклоняется внутрь корпуса 15 клапана, преодолевая усилие пружинного стержня 12 и постоянных магнитов 7, зафиксированных в пазах 6 вставками из резины 8 и притягивающих ее к рамке 1. Отверстие 4 затвора разрежения открывается. Воздух через это отверстие 4 втягивается в резервуар, и давление в нем повышается до заданного уровня.

Пружинный стержень 12 с роликом 13 прижимает тарель в виде гибкой стальной пластины 3, а постоянные магниты 7 притягивают ее к седлу в виде рамки 1 с утолщением 2. В результате затвор разрежения герметично закрывается и заданное давление поддерживается с высокой точностью.

Пластины 3 затворов при работе не резонируют, закрываются мягко, без ударов и хлопков благодаря арочному (полукруглому) типу нижней части отверстия 4.

Конденсат, образующийся на поверхностях затвора, стекает вниз в резервуар за счет того, что пластина 3 с обеих сторон покрыта фторопластом, а рамка 1 целиком изготовлена или из фторопласта или из металла с тефлоновым покрытием, и кроме того, на арочной части седла (в утолщении 2 рамки 1) выполнен скос внутрь затвора.

Герметичность затворов предлагаемой конструкции дыхательного клапана позволяет сохранить качество и объем хранимого в резервуаре продукта.

За счет того что конструкция состоит из конструктивно и технологически простых деталей с применением унифицированных затворов, существенно снижается себестоимость дыхательного клапана.

Формула изобретения 1. Дыхательный клапан, содержащий корпус с затворами давления и разрежения, включающими седло и тарель с пружиной, отличающийся тем, что седло каждого затвора выполнено в виде рамки с утолщением вокруг отверстия арочного типа, по боковым сторонам которого расположены пазы с размещенными в них постоянными магнитами, при этом арочная часть седла выполнена со скосом внутрь затвора, а тарель закреплена в верхней части седла и представляет собой гибкую пластину с пружиной в виде изогнутого стержня, снабженного роликом. 2. Дыхательный клапан по п.1, отличающийся тем, что пазы снабжены фиксирующими вставками, размещенными в их верхней части над магнитами. 3. Дыхательный клапан по п.1, отличающийся тем, что пазы снабжены полимерными прокладками, размещенными в их нижней части под магнитами. 4. Дыхательный клапан по п.1, отличающийся тем, что затворы давления и разрежения размещены по высоте корпуса, при этом затворы давления размещены под затворами разрежения.

Изобретение (патент **RU 2 540 205 C2**) относится к транспорту и хранению нефти и нефтепродуктов, в частности к оборудованию резервуаров в нефтяной, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.

Известен «Дыхательный клапан» (патент РФ №2223437), содержащий корпус с крышкой, боковинами и фланцем, крышу, переходник, кассету огнепреградителя, закрепленную между фланцем корпуса и переходником, затворы давления и вакуума, включающие закрытые морозостойкой пленкой седла и тарелки, взаимодействующие с седлами и прикрепленные к корпусу с помощью гибких элементов, при этом на каждой из тарелок выполнена круговая канавка в зоне контакта с седлом, морозостойкая пленка на нерабочей поверхности тарелок закреплена с помощью закладного кольца, закатанного вместе с пленкой по периметру тарелки. В месте соединения кассеты огнепреградителя с фланцем корпуса и переходником установлены Г-образные уплотнительные прокладки, при этом уплотнительные прокладки приклеены к кассете огнепреградителя. Края крышки корпуса, боковин и крыши выполнены с отбортовками, а гибкие элементы выполнены из локоткани, содержащей фторопласт.

Недостатком известного технического решения является сложность конструкции, большая металлоемкость корпуса.

Известен клапан с огнепреградителем (патент РФ №2384783), который был выбран за прототип. Он содержит корпус, выполненный из двух частей, при этом нижняя часть выполнена в виде опорного фланца с усеченным конусом, а верхняя - в свою очередь состоит из двух элементов: нижнего в виде усеченного конуса, обращенного к огнепреградителю, и верхнего

цилиндрической формы, в котором расположен дыхательный клапан. Огнепреградитель выполнен кассетного типа и крепится посредством трех крепежных элементов. Дыхательный клапан состоит из тарелки давления, перемещающейся в направляющих, и тарелки вакуума, соединенной с тарелкой посредством телескопической направляющей. В верхней части корпуса имеется крышка для обслуживания клапана. Клапан соединен с воздухопроводом через ограждающую сетку.

Недостатком прототипа является достаточно большая металлоемкость корпуса, малоэффективность дыхательного клапана вследствие небольшого размера воздуховода.

Техническим результатом заявляемого решения является снижение металлоемкости корпуса, повышение эффективности работы клапана.

Технический результат достигается тем, что в дыхательном клапане, содержащем корпус с крышкой, прижимное кольцо, переходник в виде усеченного конуса, закрепленные на шпильках, огнепреградитель кассетного типа, затвор вакуума, новым является то, что корпус клапана исполняет роль затвора давления, передвигаясь вертикально по шпилькам, при этом высота корпуса значительно уменьшена.

В месте контакта корпуса и прижимного кольца выполнено трапецевидное уплотнительное кольцо.

Закрытое положение тарели вакуума обеспечивается с помощью упругого элемента (пружины), закрепленного на корпусе упорной шайбой.

Соединение корпуса и упорной шайбы выполнено быстроразъемным.

Изобретение сопровождается чертежами.

На рисунке 8 изображен дыхательный клапан в сборе.

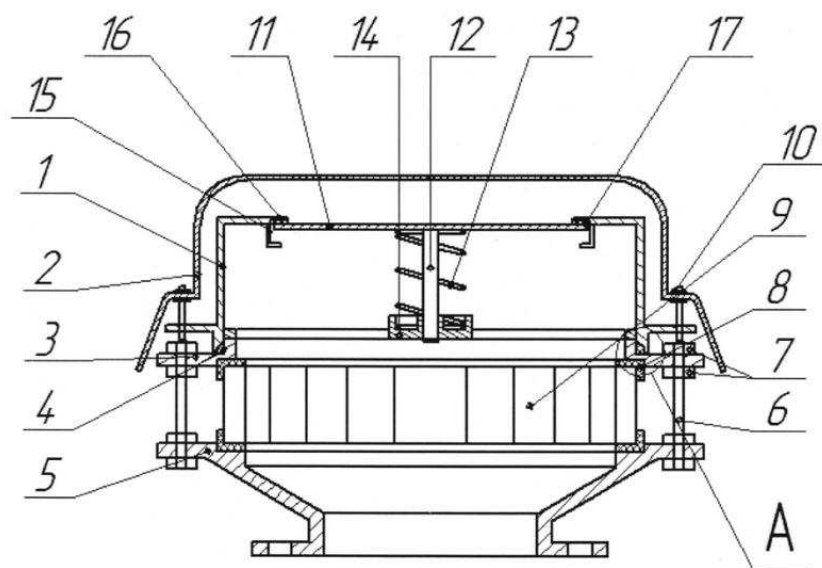


Рисунок 8

На рисунке 9 показан вид А с рисунка 8

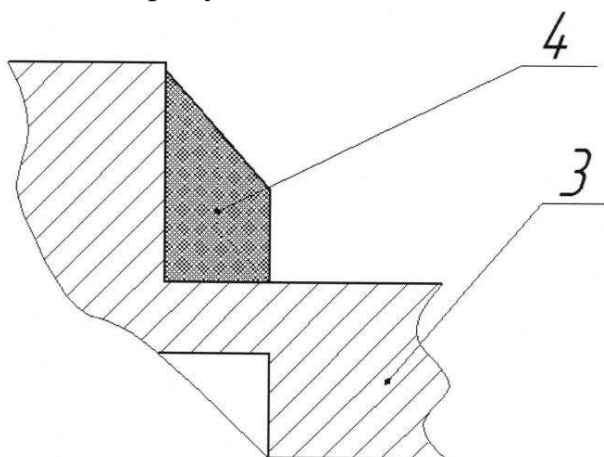


Рисунок 9

На рисунке 8 - место контакта корпуса и прижимного кольца с конусовидным уплотнительным кольцом (корпус не показан).

Дыхательный клапан (рисунке 8) содержит корпус 1 с крышкой 2, прижимное кольцо 3, к которому приклеено трапециевидное уплотнительное кольцо 4 (рисунке 9), переходник 5 в форме усеченного конуса для установки дыхательного клапана на резервуаре (на чертеже не показан). Между прижимным кольцом 3 и переходником 5, жестко связанными между собой посредством шпилек 6 и гаек 7, через Г-образные уплотнительные прокладки 8 установлена кассета огнепреградителя 9. Крышка 2 также закреплена на шпильках 6 с помощью стопорных гаек 10. Внутри корпуса 1 размещен затвор вакуума, состоящий из тарели вакуума 11, соединенной со штоком 12 и пружиной 13, упирающейся в упорную шайбу 14, и ограничителей 15 (не менее трех), прикрепленных к корпусу 1. Седло 16 тарели вакуума 11 содержит канавку с эластичной подкладкой 17.

Прижимное кольцо 3 и тарель вакуума 11 покрыты морозостойкой пленкой для предотвращения примерзания контактирующих поверхностей друг к другу.

Дыхательный клапан работает следующим образом. Исходное положение затвора давления (корпуса 1) и затвора вакуума закрытое, при этом герметичность обеспечивается Г-образными уплотнительными прокладками 8, конусовидным уплотнительным кольцом и канавкой с эластичной подкладкой 17. При закачке продукта в резервуар (на чертеже не показан) в газовом пространстве резервуара создается избыточное давление. В момент достижения давления несколько выше расчетного корпус 1 поднимается вдоль шпилек 6, причем движение корпуса ограничено стопорными гайками 10, и газовое пространство резервуара соединяется с атмосферой.

После прекращения закачки продукта в резервуар давление в его газовом пространстве снижается и корпус 1 (затвор давления) возвращается в исходное положение.

Во время откачки продукта из резервуара в газовом пространстве возникает разрежение. При достижении разрежения ниже расчетного тарель вакуума 11 под воздействием атмосферного давления опускается и в резервуар поступает воздух.

Движение тарели вакуума 11 также ограничено ограничителями 15. После прекращения откачки продукта давление в резервуаре выравнивается с атмосферным и тарель под действием силы упругости пружины 13 возвращается в исходное положение.

Для удобства сборки и технического обслуживания затвора вакуума соединение корпуса 1 и упорной шайбы 14 выполнено быстроразъемным.

По сравнению с прототипом уменьшена высота корпуса, что позволяет снизить расход материала для изготовления корпуса и крышки клапана.

За счет всасывания (выброса) воздуха по всей окружности корпуса увеличивается эффективность работы клапана.

Формула изобретения 1. Дыхательный клапан, содержащий корпус с крышкой, прижимное кольцо, переходник в виде усеченного конуса, огнепреградитель кассетного типа, затвор вакуума с тарелью вакуума, отличающийся тем, что корпус клапана выполнен в виде затвора давления с возможностью его вертикального перемещения по шпилькам, кроме того, на нижней поверхности тарели вакуума укреплен шток с пружиной и упорной шайбой, а между корпусом и прижимным кольцом установлено конусовидное уплотнительное кольцо. 2. Дыхательный клапан по п.1, отличающийся тем, что соединение корпуса и упорной шайбы выполнено быстроразъемным.

## **Раздел 2. Резервуарный парк ГНПС Тайшет**

### **2.1. Общие сведения предприятия**

ООО «Транснефть – Восток» (до августа 2014 года - ООО «Востокнефтепровод») является дочерним обществом «ПАО «Транснефть» и создано для эксплуатации, обеспечения промышленной, экологической безопасности и стабильной работы трубопроводной системы «Восточная Сибирь—Тихий океан». Началом строительства ВСТО считается 28 апреля 2006 года, когда на нулевом километре участка «Тайшет— Усть-Кут», был сварен первый стык. Спустя два года, 7 апреля 2008 года, трубопровод «Восточная Сибирь—Тихий океан» принял первую нефть. 29 декабря 2009 года погрузкой первого танкера в нефтеналивном терминале в Козьмино завершился последний этап ввода в эксплуатацию трубопроводной системы «Восточная Сибирь—Тихий океан».

### **2.2. Сведения о резервуарном парке**

На нефтебазах и перекачивающих станциях применяют стальные резервуары различных конструкций. Резервуары должны отвечать ряду требований. Они должны быть герметичными для хранящихся нефтепродуктов и их паров, простой формы, долговечными, дешевыми. Эти требования в зависимости от назначения нефтебазы и физико-химических свойств и условий перекачки нефтепродуктов удовлетворяются в различной степени и разными способами.

Резервуары сооружают наземным способом. Наземным называется резервуар, у которого днище находится на уровне или выше планировочной отметки прилегающей территории (в пределах 3м от стенки резервуара) или заглублено менее чем на половину высоты резервуара. Форма резервуаров может быть самой разнообразной. Сооружаются резервуары Горизонтально-цилиндрические и Вертикально-цилиндрические.

Выбор формы резервуара зависит от его назначения, свойств хранимого нефтепродукта и требований, предъявляемых к условиям хранения.



Рисунок 10 - Общая классификация резервуаров

Объем отдельных резервуаров колеблется в широких пределах и определяется технико-экономическими соображениями. В настоящее время эксплуатируются резервуары объемом более 315000 м<sup>3</sup>.

Вокруг наземных резервуаров для предупреждения разлива нефтепродуктов при авариях или пожаре сооружается с учетом рельефа местности сплошной земляной вал или сплошная стена из негорючего материала высотой не менее 1м. Эти сооружения называются обвалованием. Объем пространства внутри обвалования (свободный от резервуаров) должен быть не менее половины объема группы резервуаров, расположенных внутри обвалования, но не менее объема одного резервуара. Зеркало разлившегося нефтепродукта должно быть на 0,2м ниже верхнего края обвалования. Из этих условий определяются высота L - линейные размеры обвалования. Наземные резервуары для однородных нефтепродуктов можно размещать группой в одном обваловании. Объем группы в одном обваловании не должен превышать 20000м<sup>3</sup>. Расстояние между стенками наземных цилиндрических резервуаров вертикальных и горизонтальных в пределах одной группы принимается для резервуаров с плавающими крышами – 0,5 диаметра, но не более 20м; для резервуаров с понтонами – 0,65 диаметра, но не более 30м; для резервуаров со стационарными крышами – 0,75 диаметра, но не более 30м при хранении легковоспламеняющихся жидкостей и 0,5 диаметра, но не более 20м при хранении горючих жидкостей.

Резервуары объемом до 200м<sup>3</sup> включительно для нефти и нефтепродуктов допускается располагать на одном фундаменте в блоках общим объемом до 4000м<sup>3</sup>, при этом расстояние между стенками резервуаров в блоке не нормируется, а расстояние между ближайшими резервуарами соседних блоков

объемом  $4000\text{м}^3$  следует принимать 15м. Резервуары, расположенные в блоке, должны быть ограждены сплошным земляным валом или стенкой высотой 0,8м, как при вертикальных резервуарах.

Между резервуарами разных конструкций и размеров следует принимать наибольшее расстояние из указанных выше.

Расстояние между стенками подземных резервуаров одной группы должно быть не менее 1м. По границам резервуарных парков и между отдельными группами резервуаров оставляют пожарные проезды шириной не менее 3,5м.

### 2.3. Типы резервуаров и их конструкции

Применение той или иной конструкции днища и крыши резервуара диктуется свойствами хранимых нефтепродуктов и климатическими условиями. Большинство резервуаров, находящихся в эксплуатации, имеют плоское днище и коническую, плоскую, сферическую и щитовую крышу ( типовые резервуары). Резервуары изготовляют на заводе, а в условиях нефтебазы или перекачивающей станции производят их монтаж на подготовленном фундаменте. Эти резервуары рассчитаны на внутреннее избыточное давление в газовом пространстве (над зеркалом нефтепродукта) до 1960Па и вакуум до 196Па. Такие резервуары сооружают объемом от 100 до  $100\,000\text{м}^3$ .

Корпуса и днища резервуаров изготовляют из стальных листов размером  $1,5 \times 6\text{м}$ , толщиной 4 – 25 мм. Для покрытий резервуаров применяют стальные листы толщиной 2,5 – 3 мм, размером  $1,25 \times 2,5\text{м}$ . При изготовлении корпуса резервуара листы располагают длинной стороной горизонтально. Один ряд сваренных листов по окружности резервуара называется поясом. Пояса резервуара по отношению друг к другу могут располагаться ступенчато, телескопически и встык (рисунок 11). Вертикальные швы каждого пояса смещают относительно друг друга не менее чем на 500мм.

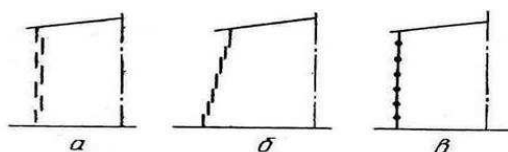


Рисунок 11 - Схема расположения поясов резервуара:  
а – ступенчатое;  
б – телескопическое;  
в – встык.

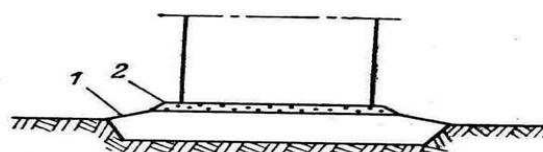


Рисунок 12 - Схема фундамента под вертикальный цилиндрический резервуар:

Днище резервуаров изготовляют из стальных листов указанных выше размеров толщиной 4 – 8мм. Резервуар устанавливают на специально подготовленный фундамент, который состоит (рисунок 12) из подсыпки 7,



насыпаемой из местных грунтов, не содержащих растительных остатков, и песчаной «подушки» 2 толщиной 15 – 20 см. Для предотвращения коррозии днища его укладывают на изолирующий слой, представляющий собой смесь песка с мазутом. Насыпные основания имеют вокруг резервуара бровку шириной 0,7м. Откос основания выполняется с уклоном 1 : 1,5.

На распределительных нефтебазах широко применяют горизонтальные цилиндрические резервуары с плоскими, коническими и сферическими днищами. Объем таких резервуаров от 3 до 300м<sup>3</sup>. В большинстве случаев на нефтебазах эти резервуары рассчитывают на избыточное давление, не превышающее 0,07МПа. Устанавливают их на земно или подземно. В целях сокращения площади, занятой резервуарами, их можно устанавливать группами объемом не более 300м<sup>3</sup>.

## **2.4. Оборудование резервуаров**

Нормальная эксплуатация резервуаров обеспечивается специальной арматурой и гарнитурой, смонтированной на них (рисунок 13).

Каждый резервуар снабжается лестницей, необходимой для осмотра оборудования, отбора проб и контроля уровня нефтепродукта. Лестницы строят прислонными, спиральными (по стенке резервуара) и шахтными. Лестницы должны иметь перила высотой не менее 1м; ширина лестниц не менее 0,7м, шаг ступеней не более 0,25м; наклон к горизонту марша не более 60°.

У места присоединения лестницы к крыше резервуара сооружается замерная площадка, обнесенная перилами высотой 1м в обе стороны от лестницы не менее чем на 1,5м. На этой площадке устанавливают замерный люк, замерные приспособления и дыхательную арматуру.

Приемораздаточные патрубки предназначаются для присоединения к ним приемных или раздаточных трубопроводов снаружи резервуаров и хлопушки или шарнира подъемной трубы изнутри. Они устанавливаются на нижнем поясе в количестве от одного до четырех (при большом расходе закачки и выкачки продукта – 3000м<sup>3</sup>/ч и более). Диаметры приемораздаточных патрубков принимаются от 150 до 700мм.

Замерный люк служит для замера в резервуаре уровней нефтепродукта и подтоварной воды, а также для отбора проб при помощи пробоотборника. Крышка замерного люка закрывается герметично с помощью прокладки и нажимного откидного болта. Для обозначения постоянного места замера внутри люка расположена направляющая колодка, по которой спускают в резервуар замерную ленту с лотом. Колодка обычно изготавливается из меди или алюминия, чтобы предотвратить искрообразование.

Люк-лаз устанавливается на нижнем поясе резервуара и предназначается для входа обслуживающего персонала внутрь резервуара при его очистке и ремонте, а также для освещения и проветривания резервуара при проведении этих работ. Световой люк вертикальных резервуаров устанавливается на крыше резервуара над приемораздаточными патрубками.

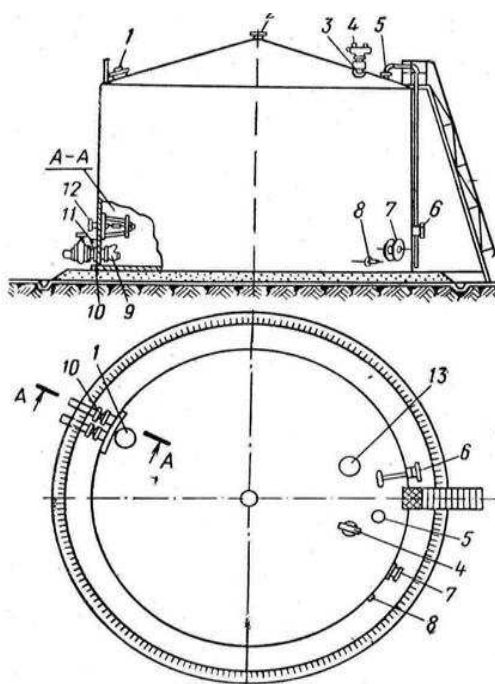


Рисунок 13 - Оборудование резервуара для светлых нефтепродуктов:

- 1 – люк световой; 2 – вентиляционный патрубок; 3 – предохранитель огневой;  
 4 – клапан дыхательный; 5 – люк замерный; 6 – прибор для замера уровня;  
 7 – люк-лаз; 8 – кран сифонный; 9 – хлопушка; 10 – приемо-раздаточный  
 патрубок; 11 – перепускное устройство; 12 – управление хлопушкой;  
 13 – клапан предохранительный

При открытой крышке через него проникает внутрь резервуара свет и производится проветривание резервуара перед зачисткой. К световому люку прикрепляется запасной трос управления хлопушкой на случай обрыва рабочего троса.

Хлопушка (рисунок 14) предохраняет нефтепродукт от утечки из резервуаров при повреждениях приемораздаточных трубопроводов и их задвижек. При наполнении резервуара струя нефтепродукта силой давления приподнимает крышку хлопушки. При остановке перекачки крышка хлопушки под действием силы тяжести опускается на свое место, закрывая трубу. Герметичность хлопушки достигается за счет гидростатического давления жидкости на крышку. При выдаче нефтепродукта из резервуара крышка хлопушки открывается принудительно при помощи вращающегося барабана с наматывающимся на него тросом. При дистанционном управлении перекачкой нефтепродуктов на резервуарах устанавливают электроприводные механизмы для открывания хлопушки.

Хлопушки большого диаметра при заполненном резервуаре открываются с трудом, так как приходится преодолевать вес столба нефтепродукта, давящего на крышку хлопушки. Чтобы облегчить открывание хлопушки, устанавливают перепускные трубы для выравнивания давления до и после хлопушки.

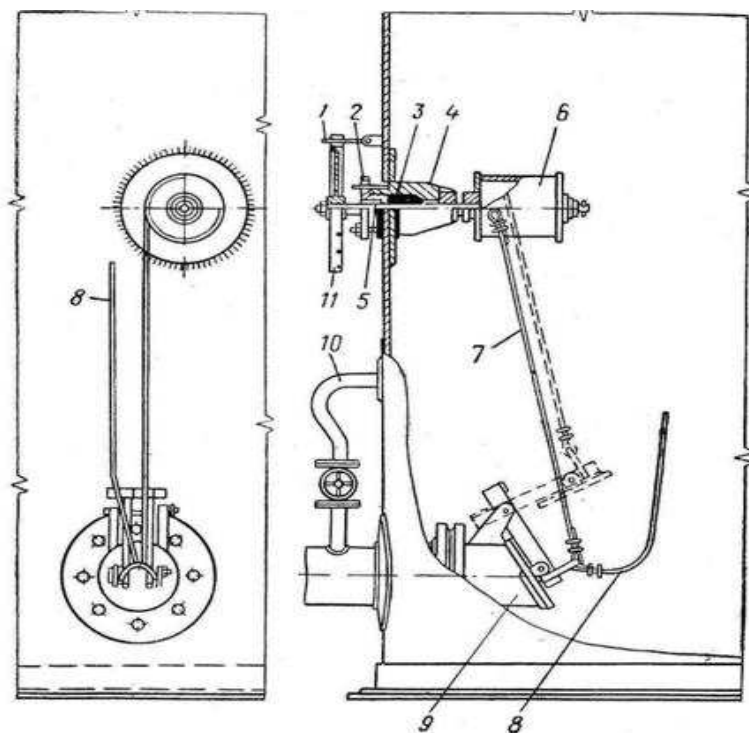


Рисунок 14 - Хлопушка:

1 – стопор хлопушки; 2 – втулка сальника; 3 – сальниковая набивка; 4 – корпус сальника; 5 – вал подъемника; 6 – барабан; 7 – трос подъемника; 8 – запасной трос к крышке светового люка; 9 – хлопушка; 10 – перепускная линия; 11 – штурвал

Дыхательный клапан служит для сообщения пространства внутри резервуара с атмосферой.

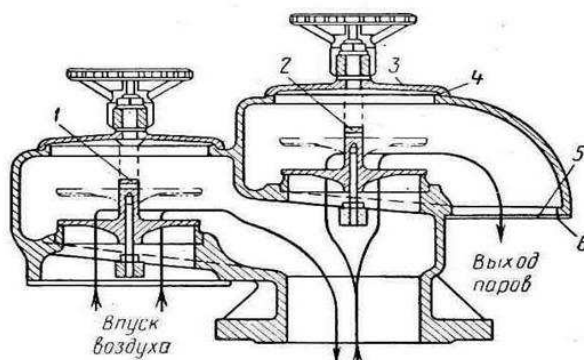


Рисунок 15 - Дыхательный (механический) клапан:

1 – клапан вакуума; 2 – клапан давления; 3 – крышка; 4 – прокладка; 5 – сетка; 6 – обойма сетки

Дыхательный клапан (рисунок 15) представляет собой литую коробку (чугунную или алюминиевую), в которой размещены два клапана. Клапан 2 открывается при повышении давления в газовом пространстве и обеспечивает

возможность выхода газов в атмосферу, клапан 1 открывается при разрежении и дает возможность воздуху войти в резервуар.

В настоящее время на вертикальных стальных и железобетонных резервуарах устанавливают новые дыхательные клапаны типа НДКМ, рассчитанные на повышенную пропускную способность и исключающие возможность примерзания тарелок к седлам в осенне-зимний период

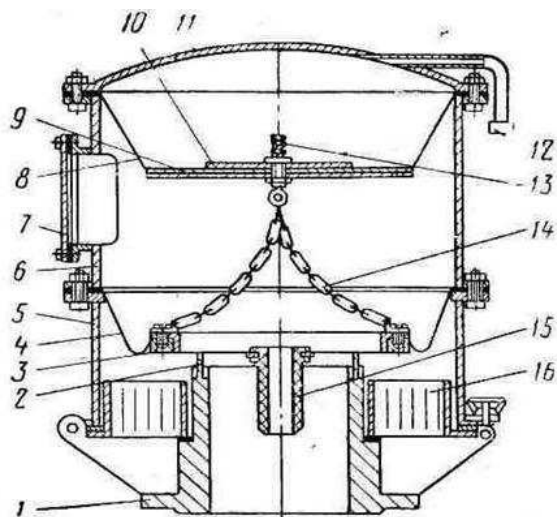


Рисунок 16 - Дыхательный клапан типа НДКМ эксплуатации:

- 1 – соединительный патрубок; 2 – седло; 3 – тарелка; 4 – мембрана;
- 5 – нижняя часть корпуса; 6 – верхняя часть корпуса; 7 – боковой люк;
- 8 – верхняя мембрана; 9 – диски; 10 – регулировочные грузы; 11 – крышка;
- 12 – трубка; 13 – амортизирующая пружина;
- 14 – цепочки для соединения дисков; 15 – импульсная трубка;
- 16 – огневой предохранитель в виде сетки

Клапан типа НДКМ (рисунок 16) состоит из соединительного патрубка 1 с седлом 2, тарелки 3 с мембраной 4, зажатой между фланцами нижнего корпуса 5 и верхнего корпуса 6, верхней мембраны 8 с дисками 9 и регулировочными грузами 10. Мембрана 8 закреплена в крышке 11, в которой имеются отверстия для сообщения камер под крышкой с атмосферой при помощи трубки 12. Диски 9 и тарелка 3 соединены цепочками 14. Межмембранная камера сообщается через импульсную трубку 15 с газовым пространством резервуара. В нижнем корпусе размещен кольцевой огневой предохранитель 16. Для удобства обслуживания клапан имеет боковой люк 7. Амортизирующая пружина 13 предназначена для устранения колебаний затвора. Мембрану изготовляют из бензостойкой прорезиненной ткани. Непримерзаемость тарелки к седлу обеспечивается покрытием соприкасающихся поверхностей фторопластовой пленкой. Клапан рассчитан на давление 2000 Па и вакуум 400 Па (в железобетонных резервуарах допускается вакуум 1000 Па).

Работа клапана происходит следующим образом. Если в резервуаре образуется вакуум, то и в межмембранной камере будет вакуум. Когда разность усилий, действующих с двух сторон на мембрану, превысит вес тарелки, она поднимается и в газовое пространство резервуара поступает атмосферный воздух. Если в резервуаре создается избыточное давление, превышающее расчетное, то оно передается в межмембранную камеру, преодолевает суммарный вес тарелки 5, дисков 9 и грузов 10, при помощи цепочки 14 приподнимает тарелку. Паровоздушная смесь выходит в атмосферу.

Гидравлические предохранительные клапаны предназначены для ограничения избыточного давления или вакуума в газовом пространстве резервуара в случае отказа в работе дыхательного клапана, а так же если сечение дыхательного клапана окажется недостаточным для быстрого пропускания газа или воздуха.

На (рисунок 15) представлена схема работы гидравлического предохранительного клапана. Клапан заливают низкозамерзающей и слабоиспаряющейся маловязкой жидкостью – дизельным топливом, соляровым маслом, водным раствором глицерина, этиленгликолем или другими жидкостями, образующими гидравлический затвор.

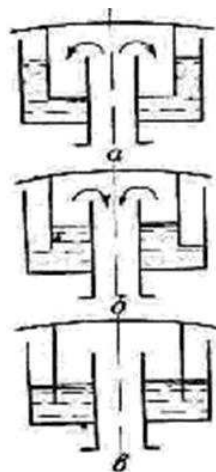


Рисунок 17 - Схемы работы предохранительного клапана

В комплексе с дыхательными клапанами НДКМ устанавливают предохранительные гидравлические клапаны типа КПП, работа которых основана на принципе выброса жидкости гидравлического затвора (рисунок 17).

Работа клапана осуществляется следующим образом. При повышении давления в резервуаре и в полости а жидкость из чашки вытесняется в патрубок и при достижении предельно допустимого значения давления жидкость выбрасывается на экран, отражаясь от которого, скапливается в кольцевой полости б. При вакууме в резервуаре жидкость вытесняется из патрубка в чашку и при срабатывании выбрасывается на стенки корпуса, по которым стекает в кольцевую полость в. Площадь кольцевого зазора а между патрубком

и перегородкой не превышает двух площадей патрубка, что облегчает выброс жидкости из этого зазора на крышку чашки и затем на стенки корпуса клапана. Выброшенная жидкость сливается через сливные штуцеры и используется для повторной заливки.

Огневые предохранители устанавливают между резервуаром и дыхательным или предохранительным клапаном. Они предотвращают проникновение пламени или искры в газовое пространство резервуара. Огневой предохранитель состоит из литого корпуса с фланцами, внутри которого помещается кассета из нержавеющей металла (фольги), образующая каналы малого диаметра.

Принцип действия огневого предохранителя заключается в том, что пламя, попадая в систему каналов малого сечения, дробится на отдельные мелкие потоки. Поверхность соприкосновения пламени с предохранителем увеличивается, возрастает теплоотдача стенкам каналов, и пламя гаснет.

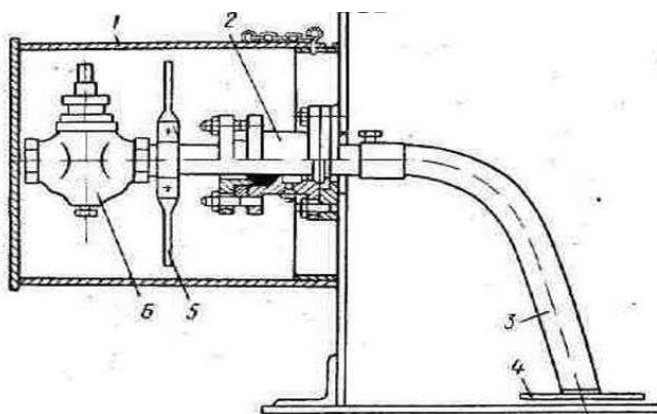


Рисунок 18 - Сифонный кран:

1 – защитный чехол; 2 – сальниковое уплотнение; 3 – патрубок; 4 – защитная диафрагма; 5 – поворотная рукоятка; 6 – пробковый кран

Для спуска из резервуара подтоварной воды применяется сифонный кран, представляющий собой трубу (рисунок 18), пропущенную через сальник внутрь резервуара. При помощи специальной рукоятки сифонный кран можно устанавливать в рабочее положение – изогнутый конец трубы находится у дна резервуара и давлением столба нефтепродукта вода, выпавшая из него и скопившаяся на дне, будет вытесняться из резервуара. Для приведения в нерабочее положение трубу поворачивают горизонтально или вертикально вверх. Вода из трубы удаляется выпуском части нефтепродукта. От повреждений и атмосферных осадков сифонный кран защищен специальным кожухом.

Для замера уровня и отбора проб нефтепродуктов резервуары в настоящее время оснащают поплавковыми дистанционными уровнемерами УДУ-5 и сниженными пробоотборниками ПСР. Поплавок уровнемера УДУ-5 перемещается вверх и вниз вместе с уровнем продукта в резервуаре. Лента, к концу которой прикреплен поплавок, выведена наружу, на стенку резервуара;

второй ее конец намотан на барабан, размещенный в камере, закрепленной на стенке резервуара на высоте около 1,5м от основания резервуара. Оператор через окошко камеры может считывать по ленте показания уровня продукта в резервуаре. Эти показания с помощью устройств телеизмерения можно передавать на расстояние.

Сниженный пробоотборник позволяет отбирать среднюю по высоте пробу продукта, находящегося в резервуаре.

При хранении нефтепродуктов III и IV классов на отпускных трубопроводах внутри резервуара устанавливают подъемные трубы, позволяющие забирать нефтепродукт из верхних слоев резервуара, где он имеет наибольшую температуру и наиболее чист, так как грязь и вода, оседая под действием силы тяжести, собираются в нижних слоях (рисунок 18).

Подъемные трубы поворачиваются на шарнирах. Если поднять лебедкой конец трубы выше уровня нефтепродукта, предотвращаются утечки из резервуара при повреждении отпускных трубопроводов или их задвижек, т. е. подъемная труба выполняет роль хлопушки.

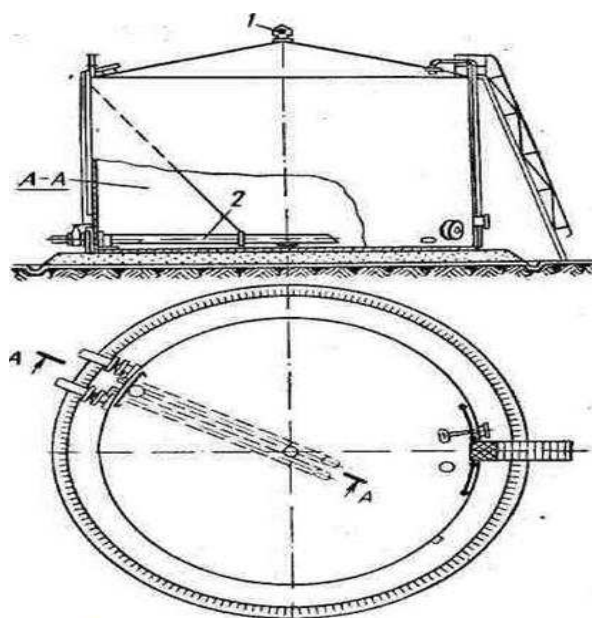


Рисунок 19 - Оборудование резервуара для темных нефтепродуктов и масел:  
1 – вертикальный патрубок; 2 – подъемная труба

Горящий в резервуаре нефтепродукт можно погасить с помощью пены, которая изолирует поверхность нефтепродукта от кислорода воздуха. Пена вводится в резервуар через пенокамеры, монтируемые в верхнем поясе резервуара (рисунок 19). Подаваемая под давлением по трубам 1 из пенореактивных установок пена разрывает мембрану 2 из промасленного картона или листового свинца, установленную в камере 3 для предупреждения утечки бензиновых паров, поступает на поверхность нефтепродукта и прекращает горение.

Число пенокамер, устанавливаемых на резервуаре, зависит от его диаметра; на каждые 8 – 10 м длины окружности резервуара ставится по одной пенокамере. В последние годы резервуары оборудуют камерами для воздушно-механической пены.

В верхней точке кровли резервуаров (рисунок 20), предназначенных для хранения темных нефтепродуктов и масел, устанавливается вентиляционный патрубок (смотрим рисунок 21) для сообщения газового пространства резервуара с атмосферой. Поперечное сечение патрубка затянуто сеткой с размером ячейки 0,5 – 0,7 мм. Сверху патрубок закрыт съемным колпаком. Диаметр вентиляционного патрубка 150 – 250 мм.

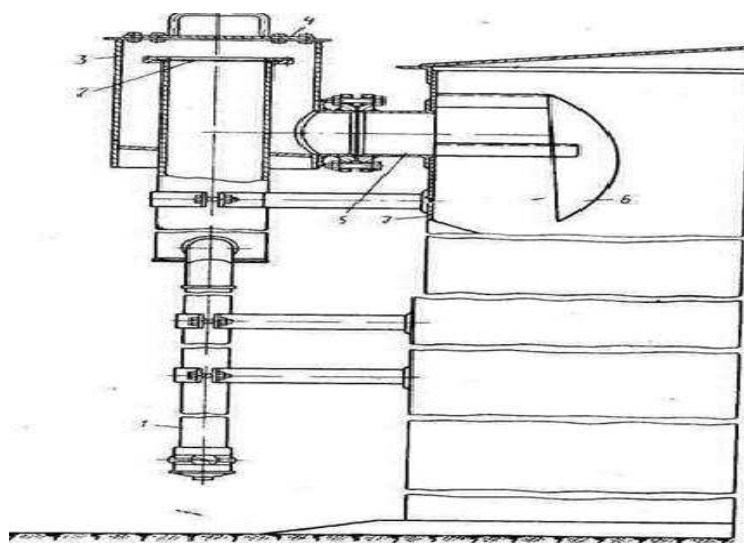


Рисунок 20 - Пенокамера:

- 1 – пенопроводы; 2 – мембрана; 3 – корпус камеры; 4 – крышка корпуса;  
5 – пенослив; 6 – направляющий козырёк; 7 – верхний пояс резервуара

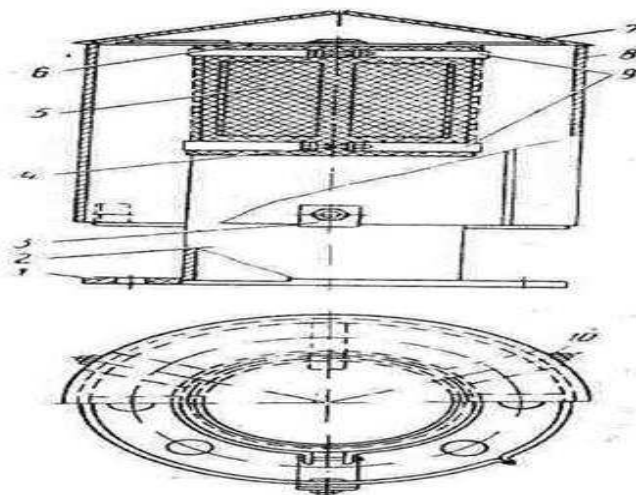


Рисунок 21. Вентиляционный патрубок:

- 1 – опорный фланец; 2 – труба; 3 – лапа; 4, 10 – болты; 5 – сетка; 6 – крышка трубы; 7 – крышка колпака; 8 – обечайка колпака; 9 – хомуты



## 2.5. Техническое обслуживание резервуарного парка

Техническое обследование резервуаров выполняется Отделом технического надзора согласно «Графика технического обследования резервуаров», утвержденного главным инженером ОАО «Транснефть». Частичное техническое обследование выполняется не реже одного раза в пять лет, полное техническое обследование - один раз в десять лет.

Основное оборудование и арматура резервуара должны подвергаться профилактическим осмотрам согласно «Календарного графика» утвержденного главным инженером. Результаты осмотра и обслуживания должны быть записаны в журнал осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров. За осадкой основания каждого резервуара должно быть установлено систематическое наблюдение согласно «План-графика выполнения нивелирования резервуаров» утвержденного главным инженером.

В первые четыре года эксплуатации резервуаров необходимо ежегодно проводить нивелирование в абсолютных отметках окрайки днища или верха нижнего пояса не менее чем в восьми точках, но не реже чем через 6 м. В последующие годы после стабилизации осадки следует систематически (не реже одного раза в пять лет) проводить контрольное нивелирование. Для измерения осадки основания резервуара на территории предприятия должен быть установлен глубинный репер, закладываемый ниже глубины промерзания.

При осмотре сварных резервуаров особое внимание следует уделять сварным вертикальным швам нижних поясов корпуса, швам приварки нижнего пояса к днищу (швам уторного уголка), швам окрайков днища и принимающим участкам основного металла. Результаты осмотров швов должны быть зарегистрированы в журнале осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров.

При появлении трещин в швах или основном металле уторного уголка днища действующий резервуар должен быть немедленно освобожден, опорожнен и зачищен. При появлении трещин в швах или в основном металле стенки действующий резервуар должен быть освобожден полностью или частично в зависимости от способа его ремонта.

Каждый резервуар должен периодически подвергаться текущему, среднему и капитальному ремонтам:

- текущий не реже одного раза в шесть месяцев;
- средний не реже одного раза в два года;
- капитальный ремонт должен проводиться по мере необходимости на основании результатов проверок технического состояния, а также осмотров во время зачинок резервуара от загрязнений.

## Техническая документация на резервуары

Комплект технической документации должен включать:

- документацию на изготовление и монтаж резервуара;
- эксплуатационную документацию;
- ремонтную документацию.

На каждый резервуар, находящийся в эксплуатации, должны быть технический паспорт резервуара в соответствии со СНиП III-18-75:

- градуировочная таблица резервуара;
- технологическая карта резервуара;
- журнал текущего обслуживания;
- журнал эксплуатации молниезащиты, защиты от проявлений статического электричества;
- схема нивелирования основания;
- схема молниезащиты и защиты резервуара от проявлений статического электричества;
- распоряжения, акты на замену оборудования резервуаров;
- технологические карты на замену оборудования резервуаров.

Если за давностью строительства техническая документация на резервуар отсутствует, то паспорт должен быть составлен предприятием, эксплуатирующим резервуар, и подписан главным инженером предприятия. Паспорт должен быть составлен на основании детальной технической инвентаризации всех частей и конструкций резервуара.

## Указания по текущему обслуживанию резервуаров

В процессе текущего обслуживания резервуара и его оборудования необходимо проверять герметичность разъемных соединений (фланцевых, резьбовых, сальниковых), а также мест примыкания арматуры к корпусу резервуара. При обнаружении течи следует подтянуть болтовые соединения, исправить сальниковые уплотнения и заменить прокладки;

При осмотре каждого вида резервуарного оборудования необходимо:

- Следить за исправным состоянием замерного люка, его шарнира и прокладочных колец, исправностью резьбы барашка, направляющей планки, плотностью прилегания крыши;
- Обеспечить в дыхательном (механическом) клапане, рассчитанном на давление до 2 кПа, плавное движение тарелок клапанов и плотную посадку их в гнезда; не допускать примерзания тарелок клапанов к гнездам;

- в зимнее время поддерживать в чистоте сетки клапанов и освобождать их от инея и льда;
- в клапане НДКМ не допускать разрыва внутренней поверхности, негерметичности фланцев, смотрового люка клапанов, обрыва цепочки, зарастания импульсной трубки инеем, льдом, засорение пылью, разрыва мембраны, неисправности пружины амортизатора;
- следить за исправностью дыхательного клапана, рассчитанного на давление 0,07 МПа, в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.
- в процессе эксплуатации дыхательные клапаны должны периодически осматриваться и регулироваться в соответствии с инструкцией завода-изготовителя, при этом следует проверять целостность фторопластового покрытия; мембран, тарелок, а в зимнее время очищать внутренние поверхности от льда и инея;
- в предохранительном (гидравлическом) клапане проверять качество и проектный уровень масла, поддерживать горизонтальность колпака, содержать в чистоте сетчатую перегородку.
- В клапанах КПП в зимнее время очищать внутреннюю поверхность колпака от инея и льда с промывкой в теплом масле.
- В мембранных клапанах следить за состоянием мембраны, чистотой соединений, каналов, уровней рабочей жидкости в блок-манометре;
- следить за горизонтальностью положения диска-отражателя, прочностью его подвески;
- в огневом предохранителе обеспечивать герметичное прилегание кассеты к прокладке в корпусе, чистоту пакетов с гофрированными пластинами, засорение их пылью, инеем;
- следить за плотностью и непроницаемостью крышки огневого предохранителя и фланцевых соединений; обнаруженные при осмотре предохранителя поврежденные пластины немедленно заменить новыми;
- в пеносливной камере проверять наличие и исправность диафрагмы и гаек с прокладками на концах пенопроводов;
- следить за плотностью соединения пенокамеры с резервуаром, за прочностью прикрепления пенопроводов к корпусу резервуара;
- в пеногенераторах ГПС-2000, ГПС-600, ГПС-200 необходимо следить за правильностью положения герметизирующей крышки (прижатие должно быть равномерным и плотным), деталей, за целостностью сетки кассет, следить, нет ли внешних повреждений, коррозии на проволоке сетки (в случае обнаружения признаков коррозии кассета подлежит замене);
- проводить контрольную проверку правильности показаний приборов измерения уровня и других средств измерения в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;
- в пробоотборнике стационарного типа проверять исправность ручного насоса и клапанов воздушной и гидравлической систем; следить, нет ли

- на наружной части узла слива пробы следов коррозии, грязи и т.п.; следить за плотным закрытием крышки пробоотборника;
- в приемо-раздаточных патрубках проверять правильность действия хлопушки или подъемной (шарнирной) грубы (подъем должен быть легким и плавным); следить за исправным состоянием троса и креплением его к лебедке; следить за герметичностью сварных швов приварки укрепляющего кольца и фланца, патрубков, а также плотностью фланцевых соединений;
  - проверять исправность работы хлопушки с управлением в приемо-раздаточном патрубке путем ее открытия и закрытия; управление хлопушкой должно осуществляться легко без заеданий;
  - на резервуарных задвижках в зимнее время проверять состояние надежного утепления и в необходимых случаях во избежание их заморозки спускать из корпуса задвижки скопившуюся воду; выявлять наличие свищей и трещин на корпусе задвижек, течей через фланцевые соединения; обеспечивать плотное закрытие плашек (клинкета), свободное движение маховика по шпинделю, своевременную набивку сальников;
  - в сифонном кране проверять, нет ли течи в сальниках крана (поворот крана должен быть плавным, без заеданий); следить, чтобы в нерабочем состоянии приемный отвод находился в горизонтальном положении, а спускной кран был закрыт кожухом на запоре;
  - следить за состоянием крайков днища и уторного сварного шва (нет ли трещин, свищей, прокорродированных участков); отклонения наружного контура окраски по высоте не должны превышать допускаемых величин;
  - следить за состоянием сварных швов, заклепочных соединений резервуара (нет ли отпотеваний, течи, трещин в швах, в основном металле вблизи заклепок и сварных швов);
  - следить за состоянием люка-лаза (фланцевого соединения, прокладки, сварных соединений);
  - следить за состоянием отмостки (нет ли просадки, растительного покрова, глубоких трещин); должен быть отвод ливневых вод по лотку, по канализационной сети резервуарного парка;
  - следить за наружным и внутренним состоянием трассы, дождеприемных и специальных колодцев (нет ли повреждений кладки стен в местах входа и выхода труб, хлопушки, в тросе хлопушки, не переполнены ли трубы, не завалены ли грунтом или снегом);
  - следить за состоянием крышек колодцев.

## 2.6. Испытание и приемка резервуаров

Все резервуары со стационарной и плавающей крышей должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию. Резервуары со стационарной крышей без понтона, эксплуатируемые с установленными на крыше дыхательными клапанами, должны быть испытаны на внутреннее избыточное давление и вакуум. Испытание резервуара проводят после окончания всех работ по монтажу и контролю, перед присоединением к резервуару патрубков (за исключением временных трубопроводов для подачи и слива воды для испытания) и после завершения работ по обвалованию.

До начала испытания должна быть представлена вся техническая документация, предусмотренная разделами по изготовлению, монтажу и контролю качества резервуаров. Испытание должно проводиться в соответствии с технологической картой испытаний, которая должна быть составной частью ППР. Гидравлические испытания следует проводить наливом воды на проектный уровень залива продукта или до уровня контрольного отверстия, которое предусмотрено для ограничения высоты наполнения резервуара. Налив воды следует осуществлять ступенями по поясам с промежутками времени, необходимыми для выдержки и проведения контрольных осмотров

На время испытания должны быть установлены и обозначены предупредительными знаками границы опасной зоны с радиусом от центра резервуара, равным не менее двух диаметров резервуара, в которой не допускается нахождение людей, не связанных с испытаниями. Все контрольно-измерительные приборы, задвижки и вентили временных трубопроводов для проведения временных испытаний 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. Допуск к осмотру резервуара разрешается не ранее чем через 10 минут после достижения установленных испытательных нагрузок.

Испытание следует производить при температуре окружающего воздуха не ниже 5°C. При испытаниях резервуаров при температуре не ниже 5°C должна быть разработана программа испытания, предусматривающая мероприятия по предотвращению замерзания воды в трубах, задвижках, а также обмерзание стенки резервуара. В течение всего периода гидравлического испытания все люки и патрубки в крыше резервуара должны быть открыты. По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкции и сварных швов.

При обнаружении течи из под края днища или появления мокрых пятен на поверхности от мостки необходимо прекратить испытание, слить воду, установить и устранить причину течи. Если в процессе испытания будут обнаружены свищи, течи или трещины в стенке резервуара (независимо от величины дефекта), испытание должно быть прекращено и вода слита до уровня в случаях:

- при обнаружении дефекта в 1 поясе – полностью;
- при обнаружении дефекта во 2-6 поясах – на один пояс ниже расположение дефекта;
- при обнаружении дефекта в 7 поясе и выше – до 5 пояса.

Резервуар залитый водой до верхней проектной отметки выдерживается под нагрузкой не менее 24 часов. Резервуар считается выдержавший гидравлические испытания, если в течение указанного времени на поверхности стенки или по краям днища не появляются течи и если уровень воды не снижается. После окончания гидравлических испытаний при залитом до проектной отметки водой резервуаре, производят замеры отклонений образующих от вертикали, замеры отклонений наружного контура днища для определения осадки основания.

Испытания на внутреннее избыточное давление и вакуум проводят во время гидравлического испытания. Контроль давления и вакуума осуществляют U-образным манометром, выведенным по отдельному трубопроводу за обвалование. Избыточное давление принимается на 25%, а вакуум на 50% больше проектной величины, если в проекте нет других указаний. Продолжительность нагрузки 30 минут. На резервуар, прошедший испытания, составляется акт завершения монтажа (сборки) конструкции.

После завершения монтажа не допускается приварка к резервуару каких либо деталей и конструкций. На резервуаре производятся предусмотренные проектом работы по противокоррозионной защите, устройству теплоизоляции и установке оборудования с оформлением соответствующих документов. После окончания этих работ на резервуар составляется паспорт, резервуар вводится в эксплуатацию.

## **2.7. Технологические потери нефти**

Под технологическими потерями нефти, следует понимать безвозвратные потери нефти при сборе и подготовки. Уровень технологических потерь углеводородов на нефтепромысловых объектах зависит от эффективности работы технологического оборудования, физико-химических свойств углеводородов, совершенности технологических схем, на основании выполненных проектов разработки и обустройства нефтегазовых месторождений.

На нефтепромысловых объектах технологические потери нефти по видам подразделяются на потери от:

- испарения нефти;
- уноса капельной нефти потоком нефтяного (попутного) газа;
- уноса капельной нефти потоками нефтепромысловых дренажных вод.

Технологические потери углеводородов от уноса потоком газа на нефтепромысловых объектах нефтяных компаний, сократились за счет: внедрения каплеуловителей на сепараторах; концевых делителей фаз для

предварительного отбора газа перед сепараторами; распределителей потоков для равномерной загрузки сепараторов газожидкостной смесью; устройств для предварительного отбора газа и ввода его в газовое пространство сепараторов (рециркуляция газа), газосепараторами перед факелами газоотделителей.

Так же снизились потери нефти от сброса дренажными водами, за счет установки гидрофобных фильтров последнего поколения.

Предназначение и принцип работы оборудования, позволяющего сократить потери нефти от уноса потоком газа и дренажными водами, представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Средства сокращения потерь нефти от уноса потоком газа и дренажных вод

Оборудование	Предназначение	Принцип работы
Каплеуловитель на сепараторе	Устройство для предотвращения уноса нефти потоком газа	Представляет собой многократно изогнутые пластины. Сепарация происходит за счет многократного изменения направления движения газа в изгибах пластин. Капли нефти оседают на лопастях каплеуловителей, затем стекают вниз. Выделившийся газ направляется в газопровод.
Рециркуляция газа	Снижение потерь газа, за счет уменьшения общего выхода нефтяного газа, содержание легких компонентов в обработанном газе увеличивается.	Газоводонефтяная смесь поступает на первую ступень сепарации, где происходит разделение на газовую и жидкую фазу. Газ отправляется в газопровод, нефть направляется на вторую ступень сепарации. Газ со второй ступени сепарации по циркуляционному газопроводу подается в сепаратор первой ступени сепарации и процесс повторяется. Процесс рециркуляции обеспечивает многократный возврат газа второй ступени сепарации в начало системы, увеличивает время контакта газовой и жидкостной фаз.

Продолжение таблицы 2

<p>Концевой делитель фаз (КДФ)</p>	<p>Гашение пульсации; раздельный режим движения нефти, газа, воды; отбор выделившегося газа, пластовой воды.</p>	<p>Устанавливают перед узлами сепарации. Газоводонефтяная смесь попадает в расширенную часть трубопровода КДФ, имеющего диаметр порядка 1000-1400 мм. Такой диаметр концевой части трубопровода создает режим движения, обеспечивающий расслоение потока на нефть, газ и воду. КДФ снабжен отводными патрубками для отбора нефти, газа и воды. Частично обезвоженная, дегазированная нефть направляется на дальнейшую подготовку нефти.</p>
<p>Гидрофобный фильтр</p>	<p>Предназначен для очистки сточных и пластовых вод от нефти и механических примесей с целью использования воды в системах ППД. Отстойники позволяют очищать воду от мелкодисперсных частиц (до 20 мг/л) и нефтепродуктов (до 15-20 мг/л).</p>	<p>Принцип работы основан на способности капель воды очищаться от примеси нефти и взвешенных твердых частиц при прохождении через гидрофобный фильтр, в качестве которого используется слой нефти достаточной толщины, находящийся на поверхности воды в отстойнике. Капли воды образуются при поступлении загрязненной воды в аппарат через распределительный коллектор, который расположен в нефтяном слое. В отстойник сверху пластовая вода поступает, через внутреннее распределительное устройство в гидрофобный слой, при осаждении через который происходит абсорбция взвешенных частиц нефти. Далее вода достигает водяного слоя освобождаясь от оставшихся капель нефти.</p>



## Окончание таблицы 2

		<p>Выделившийся из воды за счет снижения давления, газ собирается в трубном газосборнике и отводится в факельную линию.</p> <p>Отстойник в процессе эксплуатации должен быть полностью заполнен жидкостью. В верхней части отстойника с помощью регулятора уровня поддерживается гидрофобный нефтяной слой, толщиной 0,5м. В зависимости от требований к подготовке воды, для закачки в систему ППД отстойники комплектуются различными внутренними устройствами.</p>
--	--	---

Основными источниками технологических потерь нефти являются испарения из резервуаров (до 90 % всех потерь нефти). Это связано с тем, что нефть, поступающая в резервуар, содержит мелкие пузырьки газа, которые оказывают влияние на массодиффузионные процессы, способствующие интенсивному испарению более тяжелых фракций нефти. От содержания мелких пузырьков окклюдированного газа зависит величина потерь нефти от испарения из нефтяного резервуара. Причем потери нефти, связанные с содержанием окклюдированного газа, происходят в основном при перекачке нефти из одного резервуара в другой. При механической работе, пузырьки меньшего диаметра коагулируются и образуют пузырьки большего диаметра. В процессе изменения диаметра пузырька меняется не только его объем, а также масса и компонентный состав. Процесс коагуляции сопровождается насыщением мелких газовых пузырьков тяжелыми углеводородами, что приводит к увеличению потерь нефти от испарения в резервуаре.

Для снижения технологических потерь углеводородного сырья от испарения применяются следующие способы: совершенствование технологического режима и технологических схем; уменьшение числа эксплуатируемых резервуаров; совершенствование конструкции внутренних устройств; герметизация резервуаров путем применения установок улавливания легких фракций нефти (УУЛФ); внедрение более совершенных дыхательных клапанов, понтонов, диск-отражателей, плавающих крыш, рециркуляция газа конечных ступеней сепарации и аппаратов низкого и атмосферного давления; газоуравнительных систем.

## **Раздел 3. Расчет сокращения потерь нефтепродуктов от испарения**

### **3.1. Средства сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения**

**Отражатель дисковой ОТР для дыхательного клапана.** Диски отражатели применяются для снижения потерь от испарения нефти и нефтепродуктов в резервуаре и сокращения загрязнений окружающей среды. Диски представляют собой изготовленный из листового металла круглый составной лист, толщиной 1-2 мм. Диск отражатель сокращает выбросы паров товарного продукта в среднем на 2-4%, используется в комплекте с дыхательными клапанами. Благодаря «зонтику» отражателя (рисунок 22), входящий и исходящий вертикальные воздушные потоки в верхней части воздушного пространства резервуара переводятся в горизонтальную плоскость. Таким образом, только верхний слой воздуха с минимальным содержанием паров товарного продукта участвует в «дыхании» резервуара, отражатель уменьшает концентрацию паров и потери от испарения. Сокращение потерь от испарения составляет порядка 25%.

Отражатель состоит из стойки (3), фланца (12) и раскладывающегося диска. Диск-отражатель уменьшает влияние вынужденной конвекции при испарении нефтепродукта с поверхности резервуара, т.к. с помощью диска-отражателя ОТР изменяется направление входящего в резервуар воздуха с вертикального на горизонтальный. Благодаря высокой надежности механизма, отражатель экономит затраты на обслуживание и ремонт. Для ее обеспечения применены корризионностойкие материалы, которые обеспечивают безотказное срабатывание механизма раскрытия зонты, встроен фиксатор раскрытия отражателя. Высокая эффективность работы обеспечена принципом раскрытия «зонты», который дает значение раскрытия диска в 2-5 раз превышающее площадь сечения закрываемого патрубка, на котором установлен дыхательный клапан. В целях повышения удобства обслуживания, из конструкции исключены фиксирующие диск распорки, а тяга раскрытия вынесена из газового потока внутрь соосной штанги подвеса.

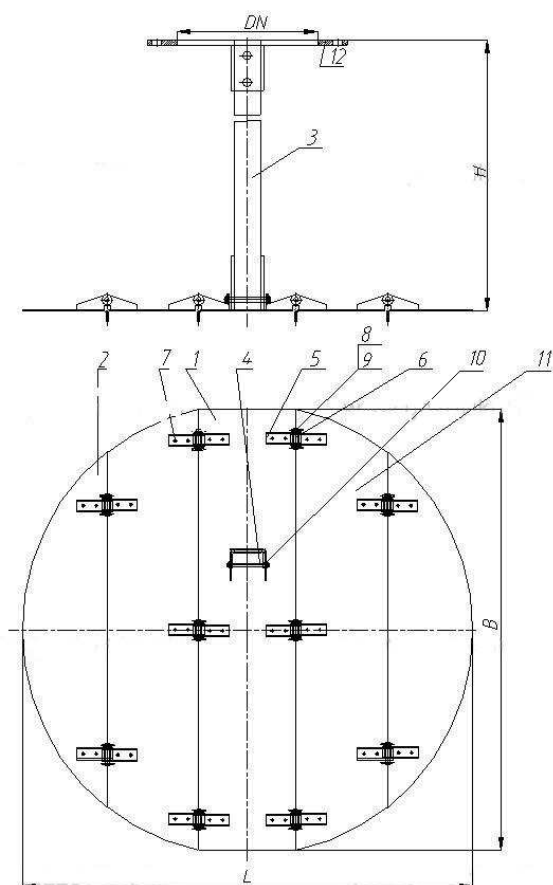


Рисунок 22 – Общий вид диска-отражателя ОТР:

1 – основание; 2 – крыло; 3 – стойка; 4 и 6 – оси, 5 – петля; 7 – заклепка;  
8, 10 – шайба; 9 – шплинт; 11 – крыло среднее; 12 – фланец.

Эффект установки дисков-отражателей основан на уменьшении влияния вынужденной конвекции при освобождении резервуара на испарение с поверхности нефтепродукта, так как с помощью отражателя изменяется направление входящего в резервуар воздуха с вертикального на горизонтальный.

Диски-отражатели с дыхательными клапанами целесообразно располагать ближе к центру крыши, чтобы уменьшить скорость горизонтальной веерной струи поступающего воздуха.

При высокой скорости струя вдоль стенки резервуара начнет двигаться медленнее, вызывая менее интенсивное перемешивание паровоздушной смеси (рисунок 23). Эффективность работы дисков-отражателей зависит от их диаметра  $D$  и высоты установки  $h$ .

Наилучшие результаты работы дисков-отражателей получены при  $h$ , равном двум диаметрам монтажного патрубка  $d$ , и диаметре диска  $D = (3 - 3,5) d$ . Правильная организация системы учета, предусматривающая применение современных средств контроля высокой точности, является непременным условием успешной борьбы с потерями.

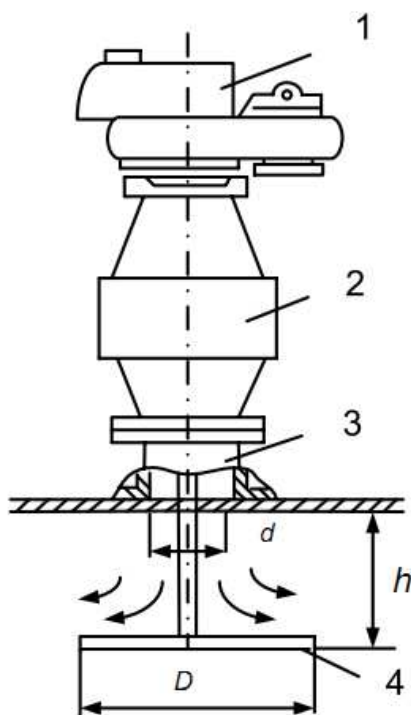


Рисунок 23 – Установка диска-отражателя на резервуаре:  
 1 – дыхательный клапан; 2 – огневой предохранитель; 3 – монтажный патрубок;  
 4 – диск-отражатель

Применение дисков-отражателей дает заметный экономический эффект и позволяет снизить потери от испарения нефтепродуктов при дыханиях на 15-20%. В таблице 3 приведены разновидности оборудования, позволяющего уменьшить потери от испарения. В таблице приведены основные параметры и размеры дисков-отражателей ОТР, они должны соответствовать следующим значениям:

Таблица 3 - Технические характеристики

Обозначение изделия	ОТР-150	ОТР-200	ОТР-250	ОТР-350	ОТР-500
Диаметр условного прохода, DN	150	200	250	350	500
Высота Н	560	661	774	973	1220
Ширина В	468	611	814	1138	1450
Длина L	480	622	834	1164	1505
Масса, кг, не более	5,7	7,95	11,1	16,5	24

Назначением диска-отражателя является предотвращение перемешивания содержимого газового пространства резервуаров при их опорожнении.

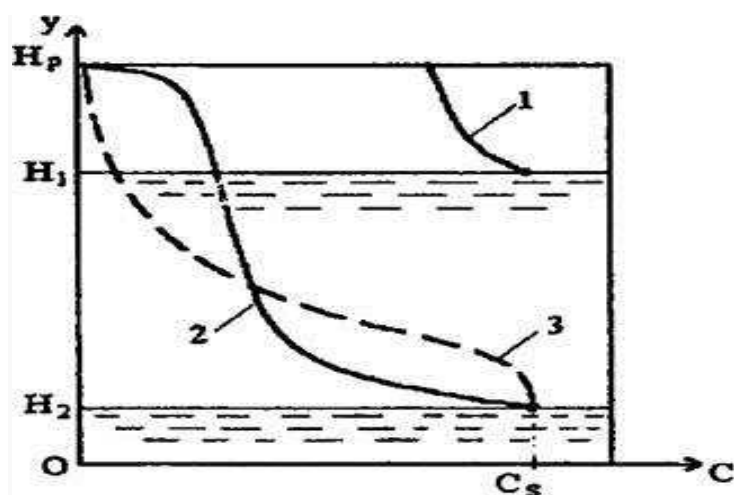


Рисунок 24 – Распределение концентрации по высоте ГП резервуара:  
 1 – до выкачки; 2 – после выкачки при отсутствии диска-отражателя;  
 3 – то же при его наличии

Как правило, распределение концентрации углеводородов по высоте газового пространства (ГП) резервуаров является неравномерным: вблизи поверхности нефтепродукта она равна концентрации насыщенных паров  $C_s$ , а с удалением к кровле - постоянно убывает (кривая 1 на рисунке 24).

Пусть в резервуаре высотой  $H_p$  в результате выкачки взлив нефтепродукта изменяется с  $H_1$  до  $H_2$ . При этом через дыхательную арматуру в резервуар подсасывается воздух со скоростью до нескольких метров в секунду. При отсутствии на пути струи воздуха каких-либо препятствий она пронизывает газовое пространство резервуаров, интенсивно перемешивая его содержание. В результате распределение концентрации углеводородов по высоте ГП, исключая поверхностные слои, становится примерно одинаковым (кривая 2).

Если же на пути подсасываемого воздуха установить преграду (ей и является диск), то при ударе о нее энергия струи гасится почти наполовину, а направление движения струи изменяется на горизонтальное. В последующем происходит постепенное замещение ПВС вошедшим воздухом, сопровождающееся их смешением. При этом в верхней части ГП преобладает воздух, а в нижней - пары нефтепродукта (кривая 3).

Нетрудно видеть, что при последующем заполнении резервуара с диском-отражателем в атмосферу, благодаря искусственно созданному неравномерному распределению концентрации по высоте ГП, будет вытеснено меньшее количество углеводородов, чем из резервуара без диска-отражателя. Положительный эффект будет достигнут даже если взлив изменится от  $H_2$  до  $H_1$  поскольку на момент окончания выкачки в резервуаре с диском-отражателем средняя концентрация углеводородов в ГП ниже. Это связано с тем, что после изменения направлений струй воздуха уменьшается интенсивность омывания ими поверхности нефтепродукта, а, следовательно, снижается скорость испарения.

**Газоуравнительные системы.** Газоуравнительной системой (ГУС) называется газовая обвязка, к которой подключен какой-либо газосборник. Благодаря этому при несовпадении операций закачки и откачки часть ПВС аккумулируется в нем, что делает ГУС более эффективной, чем ГО.

Роль газосборников могут играть газгольдеры низкого или высокого давления. Эластичные емкости, а также металлические емкости переменного объема (газосборники типа «дышащий баллон»). Возможные варианты их присоединения к резервуарам показаны на рисунке 25.

Конструкции сухих и мокрых газгольдеров низкого (до 4000 Па) давления известны. Преимущество сухих газгольдеров перед мокрыми заключается в сокращении расхода металла, занимаемой площади, капитальных и эксплуатационных расходов, в устранении увлажнения паровоздушной смеси. Однако сухие газгольдеры имеют также существенные недостатки.

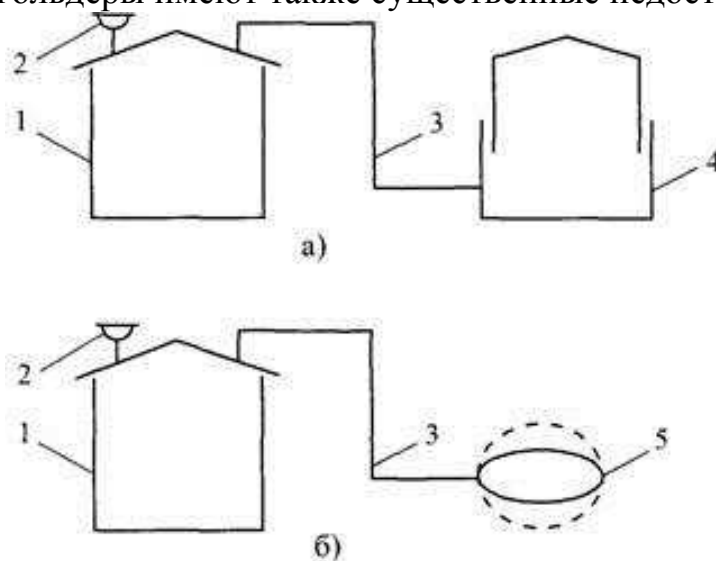


Рисунок 25 – ГУС с газосборником переменного объема:

- 1 – резервуар с бензином; 2 – дыхательный клапан; 3 – газовая обвязка;  
4 – газгольдер низкого давления; 5 – газосборник типа «дышащий баллон»,  
либо резиноканевый газосборник-обвязка;

В зимнее время влага, присутствующая в газе, образует на внутренней поверхности газгольдера легкую корку, затрудняющую передвижение подвижного диска. При утечках через уплотнения диска в пространстве между подвижным диском и крышей газгольдера возможно образование взрывоопасной смеси газа с воздухом. Кроме того, при изготовлении газгольдеров требуется повышенная точность.

Газгольдеры высокого (до 1,8 МПа) давления представляют собой стальные сосуды цилиндрической или сферической формы. При равном геометрическом объеме с газгольдерами низкого давления их аккумулирующая способность в десятки и даже в сотни раз больше. Газгольдеры высокого давления не имеют подвижных элементов и поэтому их проще изготавливать и

эксплуатировать. Общим недостатком применения газгольдеров являются большие металлозатраты.

С целью уменьшения металлозатрат в системы улавливания легких фракций нефти и нефтепродуктов предложено выполнять газосборники из достаточно эластичного материала (хлопчатобумажная ткань, пропитанная нефтью и бензостойким составом) в виде мешков или баллонов.

Работа эластичных газосборников в принципе не отличается от работы резервуаров с «дышащими крышами». Их объем достигает  $500 \text{ м}^3$  при диаметре 7,6 м. Вследствие короткого срока службы эластичных газосборников они не получили распространения.

В качестве альтернативы эластичным газосборникам были предложены «дышащие баллоны» из стали. Они представляют собой плоские резервуары большого (12...45 м) диаметра и малой (1... 1,5 м) высоты. Крыша и днище газосборников изготовлены из листовой стали толщиной 2 мм. При наполнении парами крыша газосборников поднимается на высоту 2...4,5 м. Газосборники типа «дышащий баллон» (за рубежом их называют «баллоны Виггинса») не требуют больших капитальных затрат и эксплуатационных расходов.

При заполнении и опорожнении газосборников образуются многочисленные трещины длиной 20...35 мм; их количество увеличивается в прогрессии с увеличением числа циклов заполнения и опорожнения. Подъем и опускание кровли происходит резкими толчками с образованием в металле острых углов, где и возникают трещины. Поскольку эксплуатация газосборников типа «дышащий баллон» оказалась небезопасной, они были демонтированы и списаны в металлолом.

**Покрытия, плавающие на поверхности нефтепродукта.** В качестве покрытий, плавающих на поверхности нефтепродукта и препятствующих его испарению, применялись и применяются плавающие защитные эмульсии, микрошарики из пластмасс, понтоны и плавающие крыши.

**Защитные эмульсии.** Способ сокращения потерь от испарения путем применения защитных эмульсий заключается в том, что на поверхность нефтепродукта помещается текучая концентрированная эмульсия с меньшей плотностью, чем у защищаемого нефтепродукта. Достоинством данного способа сокращения потерь от испарения является то, что эмульсия хорошо распространяется по всей поверхности нефтепродукта, изолируя ее от ГП, независимо от степени отклонения стенки резервуара от цилиндрической формы. Защитные эмульсии могут быть применены как во вновь строящихся, так и в уже эксплуатирующихся резервуарах с любой конструкцией кровли без ее модернизации.

В настоящее время известны защитные эмульсии различного состава. Например, НИИТранснефть (ныне ИПТЭР) провел испытания эмульсии следующего состава (% масс.): топливо ТС-1 —56; вода—21,6;

этиленгликоль— 1,2; желатин сухой—0,3. Эмульсия представляла собой белую однородную вязкую массу плотностью 810 кг/м<sup>3</sup>.

Эмульсия испытывалась в резервуаре емкостью 600 м<sup>3</sup> на нефти плотностью 857 кг/м<sup>3</sup>. Толщина эмульсии на поверхности нефти в начале испытания достигла 20 см. Испытания защитной эмульсии показали, что она сокращает потери нефти от испарения в среднем на 80 %. Однако ее стабильность (срок службы) составила только 3 месяца, после чего эмульсия разрушилась и осела на дно резервуара.

Из-за непродолжительности срока службы эмульсии срок ее окупаемости более чем в 10 раз превысил срок службы. В результате испытанная эмульсия промышленного применения не нашла. Еще один препятствующий испарению состав предложен в «Гипро-морнефтегаз». Он включает (% масс.): латекс БСНК—79,3...83,7; натриевую соль нафтеновых кислот мылонафта—16,0...20,0 и натриевые соли карбокси-метилцеллюлозы — 0,3...0,7. По информации разработчиков он уменьшает потери нефтепродуктов от испарения на 17...21 %, что совершенно недостаточно.

Во ВНИИ для предотвращения испарения легких фракций нефтепродуктов предложен состав, включающий (% мае.): полиакриламид— 1,02...1,12; сульфозтоксилат натрия—0,35...0,50; бихромат калия—0,94...0,95; хромока-лиевые квасцы—0,07...0,20 и воду (остальное).

Исследования разработчиков показали, что эффект от применения данного состава зависит от его плотности и толщины. Установлено, что при плотности состава менее 500 кг/м<sup>3</sup> происходит разрыв покрытия парами нефтепродукта, а при плотности выше 700 кг/м<sup>3</sup>— его погружение в нефтепродукт. Оптимальным, по мнению разработчиков, является соотношение плотностей нефтепродукта и покрытия 1: (0,66...0,93). Кроме того, было установлено, что при толщине покрытия менее 0,5 % от высоты разлива бензина в модельной емкости сплошности защитного покрытия обеспечить не удастся: на его поверхности образуются пузыри, деформации и разрывы от напряжений, создаваемых парами нефтепродуктов, образующимися под покрытием.

Испытания состава проводились в резервуаре объемом 10 м<sup>3</sup> с площадью поперечного сечения 2,5 м<sup>2</sup>. Резервуар был заполнен бензином Аи-93 на высоту 1,5 м. Предварительно подготовленный аэрированный вязкоупругий материал в объеме 0,05 м<sup>3</sup> закачивался в емкость насосом через приемный патрубок под уровень бензина. Поскольку плотность состава была равна 620 кг/м<sup>3</sup>, то он всплывал в бензине и растекался по его поверхности, образуя слой толщиной 0,1 м. Через 2...2,5 ч состав приобрел упругие свойства, эффективно разделяя нефтепродукт и воздух. В ходе испытаний было достигнуто сокращение потерь бензина от испарения на 87...99 %.

Основным препятствием к применению данного состава является высокое содержание воды: при отрицательных температурах покрытие частично примерзнет к стенке резервуара, а частично будет разорвано образующимся льдом.



Испытания других типов защитных эмульсий выявили еще один недостаток: при опорожнении резервуаров в случае низкого уровня взлива нефтепродукта защитная эмульсия захватывается образующейся воронкой, вследствие чего забиваются насосы и фильтры.

**Микрошарики.** Микрошарики из пластмасс также служат для уменьшения поверхности испарения нефтепродуктов. Они представляют собой микросферы диаметром от 10 до 250 мк, изготовленные из фенольно-формальдегидных или карбомидных смол и заполненные инертным газом—азотом.

Проведенные в лабораторных и промышленных условиях испытания показали, что микрошарики, плавающие на поверхности нефти или бензина слоем толщиной 20...25 мм сокращают потери от испарения по сравнению с потерями из резервуаров с незащищенной поверхностью: бензинов — на 35...50 %, нефти—на 80 %. При этом используемый объем резервуаров с различной конструкцией кровли не уменьшается.

В то же время были выявлены и недостатки применения микрошариков: их унос из резервуаров вместе с откачиваемым нефтепродуктом, а также налипание на стенки резервуара. По этим причинам они не нашли применения.

**Понтоны.** Понтоном называется жесткое плавающее покрытие, помещаемое в резервуар со стационарной кровлей с целью уменьшения скорости насыщения ГП парами нефтепродуктов (рисунок 26).

Конструктивно понтон представляет собой жесткую газонепроницаемую конструкцию в форме диска, закрывающую не менее 90 % поверхности нефтепродукта и снабженную затвором, уплотняющим кольцевой зазор между диском и стенкой резервуара. По материалу, из которого изготовлен диск, различают металлические и синтетические понтоны.

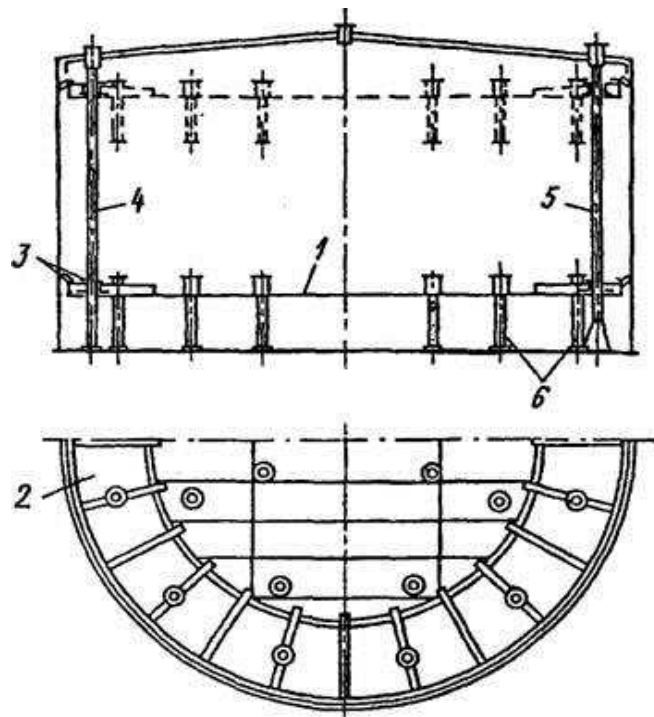


Рисунок 26 – Резервуар с металлическим понтоном:  
 1– настил понтона; 2– металлические короба-сегменты;  
 3–уплотняющие затворы металлического понтона и направляющих;  
 4 – труба для ручного отбора проб;  
 5 – кожух пробоотборника ПСМ; 6 – опорные стойки

Типы металлических понтонов приведены на рисунке 27:

- 1) чашеобразные однодечные;
- 2) однодечные с периферийным открытым коробом, разделенным на отсеки;
- 3) однодечные с периферийным закрытым коробом, разделенным на отсеки;
- 4) двудечные, разделенные на отсеки.

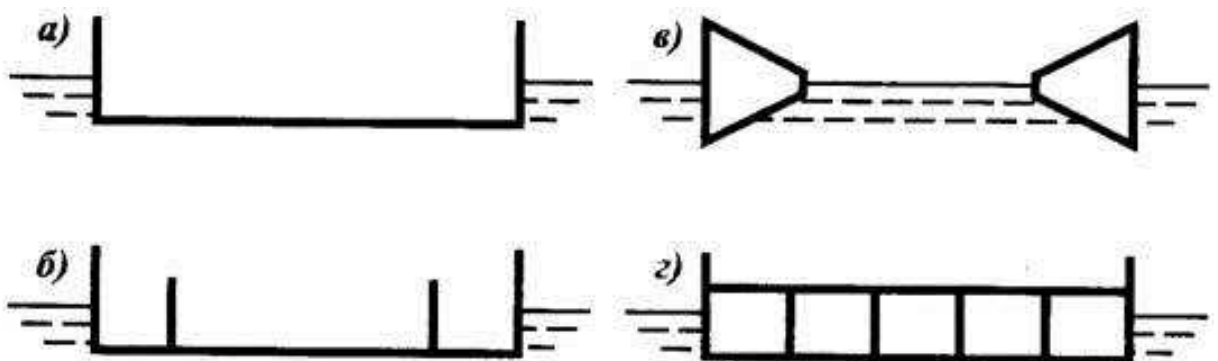


Рисунок 27 – Основные типы металлических понтонов:  
 а – чашеобразный однодечный; б – однодечный с периферийным открытым  
 коробом, разделенным на отсеки; в – однодечный с периферийным закрытым  
 коробом, разделенным на отсеки; г – двудечный, разделенный на отсеки

Нетрудно заметить, что в порядке упоминания металлоемкость понтонов возрастает. Но одновременно увеличивается их непотопляемость. Синтетические понтоны значительно менее металлоемки. Они разнообразны по конструкции. Например, понтон, разработанный ВНИИСПТнефть (ныне ИПТЭР) состоит из кольца жесткости, на которое натянута сетка, служащая основой для ковра из газонепроницаемой полиамидной пленки. Плавучесть данной конструкции обеспечивается поплавками, выполненными из химически стойкого к нефтепродуктам пленочного пенопласта.

Получили распространение и синтетические понтоны из пенополиуретана (ППУ). Понтон конструкции СКБ «Транснефтеавтоматика», например, включает периферийное кольцо, обеспечивающее прочность и жесткость в месте крепления кольцевого затвора, центральную часть, несущее кольцо с эластичным вкладышем, формирующее борт понтона и позволяющее закрепить затвор. Для предотвращения насыщения ППУ нефтепродуктом, его поверхность покрывается полиуретановым латексом, а для придания поверхности понтона токопроводящих свойств - саженаполненным латексом.

Понтон «Coverblot» компании «Larosch Buuj» изготавливают из панелей жесткого пенопласта, облицованных с обеих сторон алюминиевым листом. Панели скрепляют болтами с помощью зажимных планок.

Независимо от конструкции все понтоны должны быть заземлены (чтобы избежать разрядов статического электричества), снабжены направляющими (чтобы предотвратить вращение конструкции под воздействием струй нефтепродукта), а также опорами (чтобы обеспечить возможность зачистки и ремонта днища).

Одним из важнейших узлов любого понтона является уплотняющий кольцевой затвор, т. к. именно от качества герметизации зазора между газонепроницаемым «диском» и стенкой резервуара в значительной степени зависит достигаемая величина сокращения потерь нефтепродукта от испарения.

**Плавающие крыши.** Плавающие крыши (ПК) в отличие от понтонов применяются в резервуарах, не имеющих стационарной кровли (рисунок 28). В связи с этим их конструкция несколько отличается от конструкции понтонов.

Прежде всего, отсутствие стационарной кровли диктует необходимость изготовления коробов обязательно герметичными. Для удобства удаления осадков, выпавших на ПК, последняя должна иметь листовую настил с уклоном к центру. Дождевая вода с ПК отводится через дренажную систему либо из шарнирно-сочлененных, либо из гибких гофрированных труб.

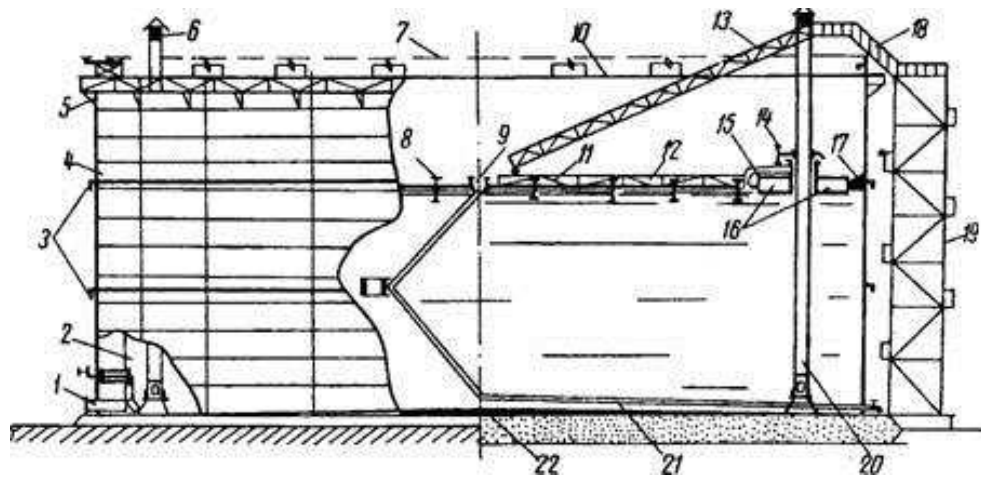


Рисунок 28 – Резервуар с плавающей крышей:

- 1– приемо-раздаточный патрубок с хлопушкой; 2 – запасной трос хлопушки;  
 3 – кольца жесткости; 4 – стенка резервуара; 5 – кольцевая площадка жесткости; 6 – огневой предохранитель; 7 – трубопровод раствора пены;  
 8 – опорные стойки плавающей крыши; 9 – водоприемник атмосферных осадков; 10 – сухопровод орошения стенки резервуара; 11– плавающая крыша;  
 12 – опорная ферма; 13 – катучая лестница; 14 – бортик удерживания пены;  
 15 – опорная ферма; 16 – периферийный кольцевой понтон плавающей крыши;  
 17 – уплотнитель (затвор) плавающей крыши;  
 18 – переходная площадка; 19 – шахтная лестница;  
 20 – трубчатая направляющая плавающей крыши; 21 – дренажная система;  
 22 – днище резервуара

Для спуска на поверхность ПК служит передвижная (катучая) лестница, конструкция которой обеспечивает горизонтальное расположение ступенек при любом положении крыши. Верхним концом катучая лестница шарнирно опирается на переходную площадку, соединенную с шахтной лестницей, по которой персонал поднимается на резервуар. Нижний конец передвижной лестницы снабжен катками и перемещается по специальным рельсам, уложенным на поверхности ПК. По мере опускания плавающей крыши и передвижения лестницы угол ее подъема изменяется от 5 до 50 градусов.

С целью усиления жесткости верхней части корпуса резервуара с плавающей крышей вдоль верхнего пояса монтируют кольцевую площадку для сохранения устойчивости и восприятия ветровой нагрузки.

Для удаления паровоздушной смеси и газов из-под плавающей крыши на ней установлен предохранительный клапан.

Основные типы применяемых в настоящее время ПК приведены на рисунке 29:

- а) однодечная;
- б) однодечная с центральным поплавком;
- в) однодечная с ребрами жесткости;
- г) однодечная с поплавками;
- д) двудечная.

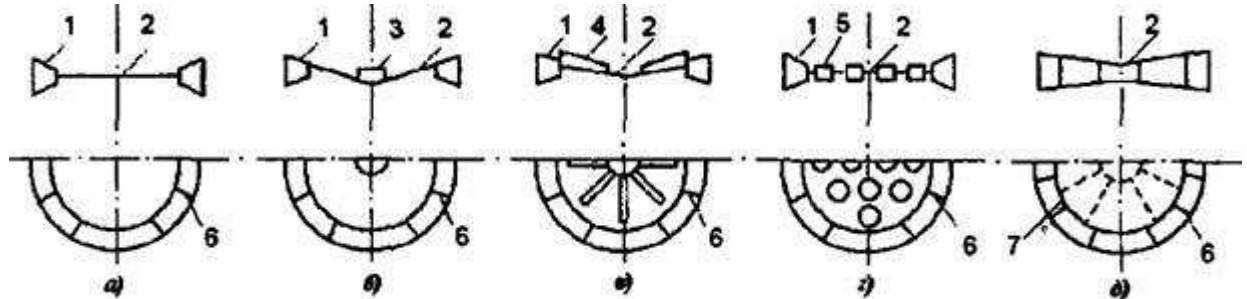


Рисунок 29 – Основные типы применяемых плавающих крыш:

а – однодечная; б – однодечная с центральным поплавком;

в – однодечная с ребрами жесткости;

г – однодечная с поплавками; д – двудечная;

1– закрытый кольцевой короб; 2 – листовой настил; 3 – центральный поплавок;

4 – ребра жесткости; 5 – поплавок; 6 – радиальная переборка;

7 – кольцевая переборка

### 3.2. Расчет стоимости различных технических средств

Различные технические средства не только сокращают потери от испарения в разной степени, но и имеют разную стоимость. В рыночных условиях выбор технических средств сокращения потерь от испарения следует производить по максимальной величине чистого дисконтного дохода, равного:

$$ЧДД = \sum_{i=0}^N \frac{\sigma_n \cdot S_i \cdot G - \mathcal{E}_i - K_i}{(1 + E)^i} \quad (1)$$

где:  $\sigma_n$  - обобщенная цена 1 т нефтепродукта;  $S_i$ ,  $\mathcal{E}_i$ ,  $K_i$  - сокращение потерь, эксплуатационные затраты и капитальные вложения при применении рассматриваемого технического средства в  $i$ -м году;  $G$  - годовые потери нефтепродукта от испарения на рассматриваемом объекте;  $E$  - норматив приведения (дисконта);  $N$  - продолжительность внедрения средств сокращения потерь, лет.

Поделив левую и правую часть (2) на  $\sigma_n G$ , получим безразмерный критерий выбора средств сокращения потерь нефтепродуктов от испарения:

$$K_a = \sum_{i=0}^N \frac{S_i}{(1 + E)^i} \cdot \left( 1 - \frac{\theta_i}{\sigma_n} \right) \quad (2)$$

где:  $\theta_i$  - совокупные затраты на сокращение потерь 1 т нефтепродукта в  $i$ -м году,  $\theta_i = \Theta_i + K_i$ ;  $\Theta_i$ ,  $K_i$  - эксплуатационные и капитальные затраты на рассматриваемое средство в  $i$ -м году.

Если средство сокращения потерь внедряется за 1 год, то формула (2) принимает вид:

$$K_a = S \cdot \left( 1 - \frac{\theta_i}{\sigma_n} \right). \quad (3)$$

Внедрять следует то техническое средство сокращения потерь, для которого величина  $K_a$  - критерия в условиях рассматриваемой нефтебазы является наибольшей.

### 3.3. Расчет сокращения потерь при применение диска-отражателя и понтона

Сокращение потерь, достигаемое при применении различных технических средств, в значительной степени зависит от номинальной вместимости резервуара, коэффициента его оборачиваемости и ряда других факторов. Для определения величин  $S$  необходимо пользоваться оригинальной методикой.

Сокращение потерь при применении дисков-отражателей описывается выражением (в долях):

$$S_\partial = a_{os} + a_{1s}n_{об} + a_{2s}n_{об}^2 + a_{3s}n_{об}^3, \quad (4)$$

где: - ( $a_{1s}$ ,  $a_{2s}$ ,  $a_{3s}$ , - числовые коэффициенты, зависящие от типа резервуара (табл. 4).

Рассчитаем сокращение потерь при применении дисков-отражателей для РВС 5000 м<sup>3</sup>:

$$S_\partial = -3,80 + 0,465 + (-8,1)^2 + 121,28^3 = 183,555$$

Отрицательные величины  $S_\partial$ , вычисленные по формуле (4) в области низких коэффициентов оборачиваемости, свидетельствуют о бесполезности применения дисков-отражателей.

Таблица 4 - Величины коэффициентов в формуле

Номинальный объем резервуара, м <sup>3</sup>	$10^2 \cdot a_{os}$	$10^2 \cdot a_{1, год}$	$10^2 \cdot a_{2, год}^2$	$10^2 \cdot a_{1, год}^3$
5000	-3,80	0,465	-8,1	4,95

Сокращение потерь нефти, достигаемое при применении понтонов, может быть оценено по формуле (в долях):

$$S_n = b_{0s} \cdot b_{1s} \cdot n^{b_{2s}}, \quad (5)$$

где:  $b_{0s}$ ,  $b_{1s}$ ,  $b_{2s}$  - постоянные числовые коэффициенты, зависящие от номинальной вместимости резервуара и коэффициента оборачиваемости (менее 10 или более). Сведения о величинах  $b_{0s}$ ,  $b_{1s}$ ,  $b_{2s}$  приведены в табл.5.

Рассчитаем сокращение потерь нефти при применении понтонов для РВС 5000 м<sup>3</sup>:

$$S_n = 10 \cdot 20,30 \cdot 10^{0,347} = 450,66$$

Таблица 5 - Величины коэффициентов в формуле для понтонов с затвором РУМ-2

Номинальная вместимость резервуара, м <sup>3</sup>	N ≤ 10 1/год			10 < n ≤ 40 1/год		
	10 <sup>2</sup> *b <sub>0s</sub> , %	10 <sup>2</sup> *b <sub>1s</sub> , % * год <sup>2</sup>	b <sub>2s</sub>	10 <sup>2</sup> *b <sub>0s</sub> , %	10 <sup>2</sup> *b <sub>1s</sub> , % * 1/год <sup>2</sup>	b <sub>2s</sub>
5000	10	20,30	0,347	40	4,46	0,563

Для других типов затворов к величине  $S_n$ , найденной по формуле (5), вводятся понижающие коэффициенты: для РУМ-1 его величина равна 0,8, а для бельтингового - 0,6.

При применении плавающих крыш в одинаковых условиях с понтонами сокращение потерь от испарения  $S_m$  меньше, чем при применении понтонов: при номинальном объеме резервуаров 1000 м<sup>3</sup> и меньше - на 7...10 %, при 2000 м<sup>3</sup> <  $V_{ном}$  < 5000 м<sup>3</sup> - на 3...5, при  $V_{ном}$  > 10000 м<sup>3</sup> - на 1...2.

Сокращение потерь, обеспечиваемое при применении газовой обвязки 5го при операциях со стабильными углеводородными жидкостями с температурой менее 25 °С, может быть принято равным  $K_c \cdot 100$  %. Значения коэффициента совпадения операций  $K_c$  для каждой конкретной группы резервуаров определяются по журналам оперативного учета, диспетчерским листам и т. п. по формуле (6).

$$K_c = \frac{\min\{V_s; V_{om}\}}{V_a}. \quad (6)$$

При операциях с легкоиспаряющимися нефтепродуктами в условиях температур больших чем 25 °С, необходимо принимать  $S_a = 100 \cdot K_{сэф}$ .

При применении систем улавливания легких фракций (УЛФ) достигаемое сокращение потерь зависит от многих факторов и может быть рассчитано только по специальным методикам.

На ГНПС-1 «Тайшет» в резервуарах РВС 5000 м<sup>3</sup> применяют Отражатель дисковой ОТР-150 установленного на дыхательном клапане НДКМ-150, а так же используют плавающие крыши, для сокращения потерь при испарении, применение которых является наиболее эффективным.

### 3.4. Расчет потерь нефти от «малых дыханий»

Определим потери нефти от «малых дыханий» из резервуара РВС-5000м<sup>3</sup>, расположенного в Иркутской области город Тайшет.

Максимальная температура воздуха  $T_e^{max} = 255,9 \text{ K}$ , средняя –  $T_{cp\ e} = 251 \text{ K}$ , минимальная –  $T_e^{min} = 246,1 \text{ K}$ .

Резервуар окрашен алюминиевой краской годичной давности, степень черноты стенки  $\varepsilon = 0,5$ . Резервуар оснащен одним дыхательным клапаном НДКМ-150, установка клапана на вакуум  $P_{KB} = 160 \text{ Па}$ , а на избыточное давление –  $P_{KD} = 1600 \text{ Па}$ .

Барометрическое давление равно  $P_A = 101320 \text{ Па}$ . Облачность 50 %. Температура начала кипения нефти  $T_{нк} = 308 \text{ K}$ , плотность нефти при 20°C равна  $\rho_{293} = 760 \text{ кг/м}^3$ . Давление насыщенных паров нефти по Рейду равно  $P_R = 57000 \text{ Па}$ . Географическая широта  $\psi = 58^\circ 14'$ . Нефть хранится в резервуаре без движения третьи сутки.

Определяем геометрические размеры резервуара:  $D = 15,18 \text{ м}$ ; высота  $H = 11,92 \text{ м}$ ; высота конуса крыши  $H_K = 0,38 \text{ м}$ ; геометрический объём  $V_p = 2157 \text{ м}^3$ .

Находим площадь «зеркала» нефти в резервуаре  $F_H$  по формуле:

$$F_H = 0,25 \cdot \pi \cdot D^2, \quad (7)$$

$$F_H = 0,25 \cdot 3,14 \cdot 15,18^2 = 180,9 \text{ м}^2.$$

Молярная масса паров нефти  $M_y$  определяется по формуле:

$$M_y = 60,9 - 306 \cdot T_{нк} + 0,001 \cdot T_{нк}^2, \quad (8)$$

$$M_y = 60,9 - 306 \cdot 308 + 0,001 \cdot 308^2 = 61,5 \text{ кг/кмоль}.$$

Среднюю температуру нефти  $T_{n.cp}$  принимаем равной средней температуре воздуха  $T_{n.cp} = T_{cp\ e} = 251 \text{ K}$ .

Теплопроводность  $\lambda_n$  и теплоемкость нефти  $C_p$  при его средней температуре определяется по формуле:

$$\lambda_n = \frac{156,6}{\rho_{293}} \cdot (1 - 0,00047 \cdot T_{n.cp}), \quad (9)$$

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} \cdot (762 + 3,39 \cdot T_{n.cp}). \quad (10)$$

$$\lambda_n = \frac{156,6}{760} (1 - 0,00047 \cdot 251) = 0,182 \text{ Вт/(м} \cdot \text{K)},$$

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{760}} (762 + 3,39 \cdot 251) = 1846,4 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{K)}.$$



Рассчитываем коэффициент температуропроводности  $a$  по формуле:

$$a = \frac{\lambda_n}{C_p \cdot \rho}, \quad (11)$$

где:  $\rho$  – плотность нефти при средней температуре  $T_{n.ср}$ , определяется:

$$\rho = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T_{n.ср}), \quad (12)$$

где:  $\xi$  – температурная поправка,  $\xi = 0,818$ .

$$\rho = 760 + 0,818 \cdot (293 - 251) = 794,4 \text{ кг/м}^3,$$

$$a = \frac{0,182}{1846,4 \cdot 794,4} \cdot 3600 = 0,000446 \text{ м}^2 / \text{ч}.$$

Количество суток до рассматриваемого дня включительно с начала года  $N_D = 15$  сут.

Расчетное склонение Солнца  $\varphi$  найдем по формуле:

$$\varphi = -23 + 2,56 \cdot 10^{-2} \cdot (N_D - 1)^{1,55}, \quad (13)$$

$$\varphi = -23 + 2,56 \cdot 10^{-2} \cdot (N_D - 1)^{1,55} = -23 + 2,56 \cdot 10^{-2} \cdot (15 - 1)^{1,55} = -21^\circ 28'$$

Продолжительность дня  $\tau_{дн}$  найдем по формуле:

$$\tau_{дн} = \frac{2}{15} \cdot \arccos(-\operatorname{tg} \varphi \cdot \operatorname{tg} \psi) \quad (14)$$

$$\tau_{дн} = \frac{2}{15} \cdot \arccos(-\operatorname{tg}(-21^\circ 28') \cdot \operatorname{tg} 58^\circ 14') = 6,74 \text{ ч}.$$

Расчетный параметр  $m_0$  найдем по формуле:

$$m_0 = \sqrt{\frac{\pi}{2 \cdot a \cdot \tau_{дн}}}, \quad (15)$$

$$m_0 = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000446 \cdot 6,74}} = 22,85 \frac{1}{\text{м}}.$$

Определяем интенсивность солнечной радиации без учета облачности  $I_o$  по формуле:

$$I_o = \frac{1357 \cdot K_0}{1 + \frac{1 - \gamma}{\gamma \cdot \cos(\psi - \varphi)}}, \quad (16)$$

где:  $K_0$  – коэффициент, учитывающий состояние облачности, при облачности 50%  $K_0 = 0,7 \dots 0,8$ ;

$\gamma$  – коэффициент прозрачности атмосферы,  $\gamma = 0,7 \dots 0,8$ .

$$I_o = \frac{1357 \cdot 0,8}{1 + \frac{1 - 0,75}{0,75 \cos(58^\circ 14' + 21^\circ 28')}} = 379,02 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

Расчетная высота газового пространства резервуара  $H_z$  по формуле:

$$H_z = H - H_{взл} + \frac{H_k}{3}, \quad (17)$$

где:  $H_{B3Л}$  – средний уровень взлива в резервуаре, определяемый по формуле:

$$H_{B3Л} = \frac{H_{\text{взл. max}} + H_{\text{взл. min}}}{2}, \quad (18)$$

где:  $H_{\text{взл. max}}, H_{\text{взл. min}}$  – соответственно максимальная и минимальная высота взлива нефтепродукта в резервуаре,  $H_{\text{взл. max}} = 10,95 \text{ м}, H_{\text{взл. min}} = 0,42 \text{ м}$ .

$$H_{B3Л} = \frac{H_{\text{взл. max}} + H_{\text{взл. min}}}{2} = \frac{10,95 + 0,42}{2} = 5,69 \text{ м},$$

$$H_z = 11,92 - 5,69 + \frac{0,38}{3} = 6,36 \text{ м}.$$

Находим площадь проекции поверхности стенок, ограничивающих газовое пространство резервуара на вертикальную плоскость  $F_g$  по формуле:

$$F_g = D \cdot H_z, \quad (19)$$

$$F_g = 15,18 \cdot 6,36 = 96,57 \text{ м}^2.$$

Определяем площадь проекции стенок резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень  $F_o$  по формуле:

$$F_o = F_B \sin(\psi - \varphi) + F_H \cdot \cos(\psi - \varphi) \quad (20)$$

$$= 144,1 \cdot \sin(54^\circ 48' + 21^\circ 28') + 408,07 \cdot \cos(54^\circ 48' + 21^\circ 28') = 236,86 \text{ м}^2.$$

Определяем площадь поверхности стенок, ограничивающих газовое пространство  $F_z$  по формуле:

$$F_z = F_H + \pi \cdot F_g, \quad (21)$$

$$F_z = 180,9 + 3,14 \cdot 96,57 = 484,28 \text{ м}^2.$$

Количество тепла, получаемое  $1 \text{ м}^2$  стенки, ограничивающей газовое пространство резервуара, за счёт солнечной радиации  $q$ :

$$q = \varepsilon \cdot \frac{F_o}{F_z} \cdot I_o, \quad (22)$$

где:  $\varepsilon$  - степень черноты внешней поверхности резервуара,  $\varepsilon = 0,5$  для алюминиевой краски, подвергшейся воздействию атмосферы.

$$q = 0,5 \cdot \frac{127,36}{484,28} \cdot 379,02 = 49,84 \text{ Вт / м}^2. \quad (23)$$

$$\alpha_i = a_{\alpha 0} + a_{1\alpha} \cdot q + a_{2\alpha} \cdot q^2 \quad (24)$$

Найдем величины коэффициентов теплоотдачи  $\alpha$  по формулам:

$$\alpha_j = b_{\alpha 0} + b_{1\alpha} \cdot T_{B.CP}$$

где:  $a_{\alpha 0}, a_{1\alpha}, a_{2\alpha}, b_{\alpha 0}, b_{1\alpha}$  – эмпирические коэффициенты;

Коэффициенты теплоотдачи радиацией от стенки резервуара к нефти, через газовое пространство  $\alpha_p$ , соответственно для дневного и ночного времени:

$$\alpha_p = 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 49,84 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 49,84^2 = 3,48 \frac{Вт}{м^2 \cdot К};$$

$$\alpha'_p = -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 251 = 2,33 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}.$$

Коэффициенты теплоотдачи от стенки резервуара к внешнему воздуху  $\alpha_{вл}$ , соответственно для дневного и ночного времени:

$$\alpha_{вл} = 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 49,84 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 49,84^2 = 3,09 \frac{Вт}{м^2 \cdot К};$$

$$\alpha'_{вл} = -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 251 = 5,59 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}.$$

Коэффициенты конвективного теплообмена от стенки резервуара к паровоздушной смеси, находящейся в газовом пространстве  $\alpha_{вк}$ , соответственно для дневного и ночного времени:

$$\alpha_{вк} = 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 49,84 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 49,84^2 = 3,22 \frac{Вт}{м^2 \cdot К};$$

$$\alpha'_{вк} = 2,44 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}.$$

Коэффициенты теплоотдачи от стенки резервуара к паровоздушной смеси, находящейся в газовом пространстве  $\alpha_\gamma$ , соответственно для дневного и ночного времени:

$$\alpha_\gamma = 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 49,84 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 49,84^2 = 1,85 \frac{Вт}{м^2 \cdot К};$$

$$\alpha'_\gamma = 2,33 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}.$$

Вычисляем коэффициенты теплоотдачи от стенки емкости в атмосферу  $\alpha_\theta$ , соответственно в дневное и ночное время, по формулам соответственно:

$$\alpha_\theta = \alpha_{вк} + \alpha_{вл} \quad (25)$$

$$\alpha^I_\theta = \alpha^I_{вк} + \alpha^I_{вл} \quad (26)$$

$$\alpha_\theta = 3,32 + 3,09 = 6,41 \text{ Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К};$$

$$\alpha^I_\theta = 2,44 + 5,59 = 8,03 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Приведённые коэффициенты теплоотдачи от стенки к нефти  $\alpha_{ст.п.}$  в дневное и ночное время, соответственно вычисляем по формулам:

$$\alpha_{ст.п.} = \frac{\alpha_\pi}{\alpha_\pi + \frac{\alpha_\pi + m_0 \cdot \lambda_H}{\alpha_\gamma \cdot m_0 \cdot \lambda_H \cdot \frac{F_N}{F_\gamma}}}, \quad (27)$$

$$\alpha^I_{ст.п.} = \frac{\alpha^I_\pi \cdot \frac{F_H}{F_\gamma}}{1 + \frac{F_H}{F_\gamma} \cdot \frac{\alpha^I_\pi}{\alpha^I_\gamma}}, \quad (28)$$

где :  $\alpha_n = \alpha'_{.n} = 5,35 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$  – соответственно коэффициенты теплоотдачи от паровоздушной смеси, находящейся в газовом пространстве резервуара, и поверхности жидкости для ночного и дневного времени.

$$\alpha_{\text{СТ.П.}} = \frac{5,35}{\frac{5,35}{1,85} + \frac{5,35 + 22,85 \cdot 0,182}{22,85 \cdot 0,182 \cdot \frac{180,9}{484,28}}} = 0,59 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}},$$

$$\alpha'_{\text{СТ.П.}} = \frac{5,35 \cdot \frac{180,9}{484,28}}{1 + \frac{180,9}{484,28} \cdot \frac{5,35}{2,33}} = 1,08 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Избыточные максимальная и минимальная температуры стенки резервуара  $\theta_{\text{СТ}}$ , отсчитываемые от средней температуры нефти, найдем по формулам:

$$\theta_{\text{СТ.М.И.Н.}} = \frac{\alpha'_B \cdot \theta_{\text{В.М.И.Н.}}}{\alpha'_B + \alpha'_{\text{СТ.П.}} + \alpha'_P \cdot \frac{F_N}{F}}, \quad (29)$$

где:

$$\theta_{\text{В.М.И.Н.}} = T_{\text{В}}^{\text{М.И.Н.}} - T_{\text{П.СР.}} = 246,1 - 251 = -4,9 \text{ К},$$

$$\theta_{\text{СТ.М.И.Н.}} = \frac{8,03 \cdot (-4,9)}{8,03 + 1,08 + 2,33 \cdot \frac{180,9}{484,28}} = -3,94 \text{ К}.$$

$$\theta_{\text{СТ.М.А.Х.}} = \frac{q + \alpha_B \cdot \theta_{\text{В.М.А.Х.}}}{\alpha_B + \alpha_{\text{СТ.П.}} + \alpha_P \cdot \frac{F_N}{F}}, \quad (30)$$

где:

$$\theta_{\text{В.М.А.Х.}} = T_{\text{В}}^{\text{М.А.Х.}} - T_{\text{П.СР.}} = 255,9 - 251 = 4,9 \text{ К},$$

$$\theta_{\text{СТ.М.А.Х.}} = \frac{49,84 + 6,41 \cdot 4,9}{6,41 + 0,59 + 3,48 \cdot \frac{180,9}{484,28}} = 9,79 \text{ К}.$$

Избыточные температуры ГП  $\theta_{\text{Г}}$ , отсчитываемые от средней температуры нефти по формуле:

$$\theta_{\text{Г.М.И.Н.}} = \frac{-3,94}{1 + \frac{180,9}{484,28} \cdot \frac{5,35}{2,33}} = -2,12 \quad (31)$$

$$\theta_{\text{Г.М.А.Х.}} = \frac{\theta_{\text{СТ.М.А.Х.}}}{1 + \frac{F_H}{F} \cdot \frac{\alpha_{\text{П.}}}{\alpha_{\text{Г}}} \cdot \frac{m_0 \cdot \lambda_H}{\alpha_{\text{П.}} + m_0 \cdot \lambda_H}}, \quad (32)$$

$$\theta_{\text{Г.М.А.Х.}} = \frac{9,79}{1 + \frac{180,9}{484,28} \cdot \frac{5,35}{1,85} \cdot \frac{22,85 \cdot 0,182}{5,35 + 22,85 \cdot 0,182}} = 6,65 \text{ К}$$

Минимальная и максимальная температуры ГП резервуара  $T_2$  определяются по формулам :

$$T_{\text{Г.М.И.Н.}} = \theta_{\text{Г.М.И.Н.}} + T_{\text{П.СР.}} \quad (33)$$

$$T_{Г\text{MIN}} = -2,12 + 251 = 248,88 \text{ K}$$

$$T_{Г\text{MAX}} = \theta_{Г\text{MAX}} + T_{П.СР.} \quad (34)$$

$$T_{Г\text{MAX}} = 6,65 + 251 = 257,65 \text{ K}$$

Находим объемы жидкой  $V_{жс}$  и паровой фаз  $V_n$  в резервуаре по формулам:

$$V_{жс} = F_n \cdot H_{взл}, \quad (35)$$

$$V_{жс} = 180,9 \cdot 5,69 = 1028,42 \text{ м}^3$$

$$V_n = V_p - V_{жс}, \quad (36)$$

$$V_n = 2157 - 1028,42 = 1128,58 \text{ м}^3$$

Соотношение фаз и величина функции  $F(V_n / V_{жс})$ :

$$\frac{V_n}{V_{жс}} = \frac{1128,58}{1028,42} = 1,097$$

$$F(V_n / V_{жс}) = 1,41 - 0,25 \cdot (V_n / V_{жс})^{0,37} \quad (37)$$

$$F(V_n / V_{жс}) = 1,41 - 0,25 \cdot 1,097^{0,37} = 1,15$$

где:  $b_s$  – эмпирический коэффициент,  $b_s = 0,034$ .

Давление насыщенных паров нефти при минимальной температуре в ГП резервуара  $T_{2\text{min}}$  найдем по формуле:

$$P_{S\text{min}} = 1,22 \cdot P_R \cdot e^{-b_s \cdot (311 - T)} \cdot F(V_n / V_{жс})$$

$$P_{S\text{min}} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034 \cdot (311 - 248,88)} \cdot 1,15 = 9685 \text{ Па}$$

Соответствующие величины объемной  $C_{MIN}$  и массовой концентрации углеводородов  $\overline{C}_{MIN}$  в ГП найдем по формулам:

- объемная концентрация насыщенных паров (доли):

$$C_{MIN} = C_{S\text{MIN}} = \frac{P_{S\text{MIN}}}{P_A - P_{KB}}$$

$$C_{MIN} = C_{S\text{MIN}} = \frac{9685}{101320 - 160} = 0,096;$$

- молярная масса паровоздушной смеси

$$M_{ПВС\text{min}} = M_Y \cdot C_{MIN} + M_B \cdot (1 - C_{MIN}), \quad (38)$$

$$M_{ПВС\text{min}} = 61,5 \cdot 0,096 + 29 \cdot (1 - 0,096) = 32,11 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}},$$

где:  $M_B$  – молярная масса воздуха,  $M_B = 29 \text{ кг/кмоль}$ .

- массовая концентрация насыщенных паров (доли)

$$\overline{C}_{MIN} = C_{MIN} \cdot \frac{M_Y}{M_{ПВС\text{min}}}, \quad (39)$$

$$\overline{C}_{MIN} = 0,096 \cdot \frac{61,5}{32,11} = 0,18.$$

Параметры ПВС в ГП резервуара при температуре  $T_{Г\text{MIN}}$ .

- плотность ПВС  $\rho_{ПВС\text{min}}$  по формуле:

$$\rho_{ПВС\ min} = \frac{P_{\Gamma} \cdot M_{ПВС\ min}}{R \cdot T_{\Gamma\ MIN}}, \quad (40)$$

- масса ПВС в  $\rho_{ПВС\ min}$  по формуле:
- $$\rho_{ПВС\ min} = \frac{(101320 - 160) \cdot 32,11}{8314 \cdot 248,88} = 1,517 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \cdot \text{ГП резервуара}$$

$$m_{ПВС\ min} = \rho_{ПВС\ min} \cdot V_{\Pi}, \quad (41)$$

$$m_{ПВС\ min} = 1,517 \cdot 1128,58 = 1711,60 \text{ кг.}$$

- масса паров нефти в ГП резервуара  $m_{Y\ min}$  по формуле:

$$m_{Y\ min} = C_{MIN} \cdot m_{ПВС\ min}, \quad (42)$$

$$m_{Y\ min} = 0,18 \cdot 1711,6 = 314,1 \text{ кг.}$$

Продолжительность роста парциального давления в ГП  $\tau$  по формуле:

$$\tau = 0,5 \cdot \tau_{\text{ДН}} + 3, \quad (43)$$

$$\tau = 0,5 \cdot 6,74 + 3 = 6,37 \text{ ч.}$$

Задаёмся средней объёмной концентрацией углеводородов в ГП в период роста парциального давления равной  $C_{CP} = 0,095$ .

Параметры ПВС при этой концентрации и средней температуре хранения.

- молярная масса паровоздушной смеси:

$$M_{ПВС\ ср} = 61,5 \cdot 0,095 + 29 \cdot (1 - 0,095) = 32,09 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}.$$

- средняя кинематическая вязкость ПВС  $\nu_{ПВС\ ср}$  по формуле:

$$\nu_{ПВС\ ср} = \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0,1 \cdot T_{B,CP} - 14,1} + \frac{C_{CP}}{0,0225 \cdot T_{B,CP} - 3,61}}, \quad (44)$$

$$\nu_{ПВС\ ср} = \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0,1 \cdot 251 - 14,1} + \frac{0,095}{0,0225 \cdot 251 - 3,61}} = 7,27 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с.}$$

- давление насыщенных паров нефти  $T_{П,CP}$ :

$$P_{S,CP} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034(311-251)} \cdot 1,15 = 10410 \text{ Па.}$$

- объёмная концентрация насыщенных паров:

$$C_{S,CP} = \frac{P_{S,CP}}{P_A + P_{KD}} = \frac{10410}{101320 + 1600} = 0,101.$$

- коэффициент диффузии паров  $D_M$  по формуле:

$$D_M = a_M + b_M \cdot T_{B,CP}, \quad (45)$$

где:  $a_M, b_M$  - эмпирические коэффициенты;

$$D_M = -0,117 + 0,000503 \cdot 251 = 0,009253 \text{ м}^2 / \text{ч.}$$

- плотность ПВС  $\rho_{ПВС\ ср}$  по формуле:

$$\rho_{ПВС\ ср} = \frac{(P_A + P_{KD}) \cdot M_{ПВС\ ср}}{R \cdot T_{B,CP}}, \quad (46)$$

$$\rho_{ПВС\ ср} = \frac{(101320 + 1600) \cdot 32,09}{8314 \cdot 251} = 1,533 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

- Число Шмидта  $Sc$  найдем по формуле:

$$Sc = \frac{V_{ПВС.ср}}{D_M}, \quad (47)$$

- Движущая сила  $Sc = \frac{7,27 \cdot 10^{-6} \cdot 3600}{0,009253} = 2,87$  процесса испарения  $\Delta\pi$  по формуле:

$$\Delta\pi = \frac{C_{s.ср} - C_{CP}}{1 - C_{s.ср}}, \quad (48)$$

$$\Delta\pi = \frac{0,101 - 0,095}{1 - 0,101} = 0,006837.$$

- Величина  $Kt$  – критерия по формуле:

$$Kt_{ПР} = 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta\pi^{0,403} \cdot Sc^{0,0932}, \quad (49)$$

$$Kt_{ПР} = 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot 0,006837^{0,403} \cdot 2,87^{0,0932} = 3,21 \cdot 10^{-4}$$

Плотность потока массы испаряющегося нефти  $J_{ПР}$  найдем по формуле:

$$J_{ПР} = Kt_{ПР} \cdot \rho_{ПВС.ср} \cdot D_M \cdot \sqrt[3]{\frac{g \cdot M_Y \cdot T_{B.СР}}{V_{ПВС.ср}^2 \cdot M_{ПВС.ср} \cdot T_{П.СР}}}, \quad (50)$$

$$J_{ПР} = 3,21 \cdot 10^{-4} \cdot 1,533 \cdot 0,009253 \cdot \sqrt[3]{\frac{9,81 \cdot 61,5 \cdot 251}{(7,27 \cdot 10^{-6})^2 \cdot 32,09 \cdot 251}} = 0,0322 \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}.$$

Масса нефти, испарившегося в период роста парциального давления в ГП  $\Delta m_Y$  найдем по формуле:

$$\Delta m_Y = J_{ПР} \cdot F_H \cdot \tau, \quad (51)$$

$$\Delta m_Y = 0,0322 \cdot 180,9 \cdot 6,37 = 37,15 \text{ кг}.$$

Массовая  $C_{ПР}^*$  и объёмная  $C_{ПР}^*$  расчётные концентрации нефтяных паров в ГП к концу периода роста парциального давления найдём по формулам:

$$\overline{C_{ПР}^*} = \frac{m_{Y.min} + \Delta m_Y}{m_{ПВС.min} + \Delta m_Y}, \quad (52)$$

$$\overline{C_{ПР}^*} = \frac{314,1 + 37,15}{171,6 + 37,15} = 0,201.$$

$$C_{ПР}^* = \frac{0,201}{2,12 - 0,201 \cdot (2,12 - 1)} = 0,106.$$

$$C_{ПР}^* = \frac{\overline{C_{ПР}^*}}{\overline{M} - \overline{C_{ПР}^*} \cdot (\overline{M} - 1)},$$

где:  $\overline{M}$  – отношение молярной массы паров нефтепродукта к молярной массе воздуха,  $\overline{M} = \frac{M_Y}{M_B} = \frac{61,5}{29} = 2,12$ .

Проверяем, не превышает ли найденная величина  $C_{IP}^*$  концентрации насыщенных паров при максимальной температуре воздуха:

$$P_{S.MAX} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034(31-254,9)} \cdot 1,15 = 13051 \text{ Па},$$

$$C_{Smax} = \frac{13051}{101320 + 1600} = 0,127.$$

Так как  $C_{Smax} > C_{IP}^*$ , то расчетная объёмная концентрация углеводородов в ГП  $C_{CP \text{ расч}}$  в рассматриваемый период определим по формуле:

$$C_{CP \text{ расч}} = \frac{2 \cdot C_{Smin} + C_{IP}^*}{3}, \quad (53)$$

$$C_{CP \text{ расч}} = \frac{2 \cdot 0,096 + 0,106}{3} = 0,099.$$

Отклонение найденного значения от принятой величины  $C_{CP}$  составляет:

$$\left| \frac{0,099 - 0,095}{0,095} \right| \cdot 100\% = 4,42\%,$$

- что меньше допустимой погрешности инженерных расчетов (5%).

Минимальное парциальное давление паров нефти в ГП резервуара  $P_{min} = P_{Smin} = 9685 \text{ Па}$ . Максимальную величину этого параметра  $P_{max}$  найдем по формуле:

$$P_{max} = C_{IP}^* \cdot (P_A + P_{КД}), \quad (54)$$

$$P_{max} = 0,106 \cdot (101320 + 1600) = 10905 \text{ Па}.$$

Следовательно, среднее массовое содержание паров нефти в ПВС, вытесняемой из резервуара  $\sigma$  найдем по формуле:

$$\sigma = \frac{(P_{max} + P_{min}) \cdot M_Y}{R \cdot (T_{Г.MAX} + T_{Г.MIN})}, \quad (55)$$

$$\sigma = \frac{(10905 + 9685) \cdot 61,5}{8314 \cdot (257,65 + 248,88)} = 0,301 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Потери нефти от «малого дыхания»  $G_{МД}$  определим по формуле:

$$G_{МД} = \sigma \cdot V_{П} \cdot \ln \left[ \frac{(P_A - P_{KB} - P_{min}) \cdot T_{Г.MAX}}{(P_A + P_{КД} - P_{max}) \cdot T_{Г.MIN}} \right], \quad (56)$$

$$G_{МД} = 0,301 \cdot 1128,58 \cdot \ln \left[ \frac{(101320 - 160 - 9685) \cdot 257,65}{(101320 + 1600 - 10905) \cdot 248,88} \right] = 9,76 \text{ кг}.$$

Аналогичным образом рассчитываем потери нефти от «малых дыханий» для остальных месяцев года, результаты расчетов сводим в таблицу 6.



### 3.5. Расчет потерь нефти от «больших дыханий»

На основании исходных данных п.п. 2.3 рассчитаем потери нефти от «больших дыханий». Принимаем, что за месяц происходит полная откачка резервуара, простой более трех суток и полная закачка.

Закачка и откачка нефти осуществляется с производительностью  $Q=250 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Диаметр приемо-раздаточного устройства  $d=250 \text{ мм}$ . Вязкость нефти  $\nu=0,88 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

Продолжительность закачки и откачки  $\tau_{от,зак}$  по формуле:

$$\tau_{от,зак} = \frac{F_H \cdot (H_{взл.маx} - H_{взл.мин})}{Q}, \quad (57)$$
$$\tau_{от,зак} = \frac{180,9 \cdot (10,95 - 0,42)}{250} = 7,62 \text{ ч.}$$

Объемы жидкой  $V_{жсo}$  и паровой фаз  $V_{пo}$  на момент начала откачки нефти по формуле:

$$V_{жсo} = F_H \cdot H_{взл.маx}, \quad (58)$$

$$V_{жсo} = 180,9 \cdot 10,95 = 1980,855 \text{ м}^3.$$

$$V_{пo} = V_p - V_{жсo} \quad (59)$$

$$V_{пo} = 2157 - 1980,855 = 176,145 \text{ м}^3.$$

Скорость закачиваемой нефти  $V_{зак}$  в приемо-раздаточном устройстве определяется по формуле:

$$V_{зак} = \frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot d^2}, \quad (60)$$

$$V_{зак} = \frac{4 \cdot 250}{3600 \cdot \pi \cdot 0,25^2} = 1,415 \text{ м/с.}$$

Скорость струи воздуха в монтажном патрубке дыхательного клапана  $U_o$  определяется по формуле:

$$U_o = \frac{Q}{\pi \cdot r \cdot N_K}, \quad (61)$$

где:  $r$  – радиус монтажного патрубка дыхательного клапана, м;

$N_K$  – число дыхательных клапанов, установленных на резервуаре.

$$U_o = \frac{250}{3600 \cdot \pi \cdot 0,075 \cdot 1} = 3,93 \text{ м/с.}$$

Диаметр круга, эквивалентного площади поверхности нефти, омываемой струей воздуха, подсасываемого в резервуар  $d_э$  определяется по формуле:

$$d_э = 0,44 \cdot H_r \cdot \sqrt{N_K}, \quad (62)$$

где:  $H_r$  – средняя высота ГП за время опорожнения,  $H_r=6,36 \text{ м}$ , формула:

$$d_э = 0,44 \cdot 6,36 \cdot \sqrt{1} = 2,8 \text{ м.}$$

Скорость струи воздуха у поверхности откачиваемого нефти  $U$  определим по формуле:

$$U \approx 14,4 \cdot U_o / (3,56 + \frac{H_r}{r}), \quad (63)$$

$$U \approx 14,4 \cdot 3,93 / (3,56 + \frac{6,36}{0,075}) = 0,64 \text{ м/с.}$$

Определим как изменится концентрация паров в ГП в ходе каждой из операций. В процессе откачки средние объемы жидкой  $V_{ж\text{ от}}$  и паровой  $V_{n\text{ от}}$  фаз при  $H_{ср\text{ от}} = H_{ср\text{ взл}} = 5,69 \text{ м}$ .

$$V_{ж\text{ от}} = 180,9 \cdot 5,69 = 1028,42 \text{ м}^3,$$

$$V_{n\text{ от}} = 2157 - 1028,42 = 1128,58 \text{ м}^3.$$

Соотношение фаз и величина функции  $F(V_n / V_{ж})$ :

$$\frac{V_n}{V_{ж}} = \frac{1128,58}{1028,42} = 1,097.$$

Так как  $V_n / V_{ж} < 4$ , то для нефти:

$$F(V_n / V_{ж}) = 1,41 - 0,25 \cdot 1,097^{0,37} = 1,15.$$

Давление насыщения паров нефти  $P_{s\text{ от}}$  при средней температуре в ГП резервуара в процессе откачки:

$$P_{s\text{ от}} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034(311-251)} \cdot 1,15 = 10410 \text{ Па.}$$

Концентрация насыщения паров нефти  $C_{s\text{ от}}$  при откачке:

$$C_{s\text{ от}} = \frac{10410}{101320 - 160} = 0,103.$$

Начальная объемная концентрация паров углеводородов в ГП резервуара перед откачкой  $C_{O\text{ от}}$ :

$$C_{O\text{ от}} = 0,9 \cdot 0,103 = 0,093.$$

Плотность паров нефти  $\rho_{y\text{ от}}$  и воздуха  $\rho_{в\text{ от}}$  при условиях откачки:

$$\rho_{y\text{ от}} = \frac{(101320 - 160) \cdot 61,5}{8314 \cdot 251} = 2,98 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

$$\rho_{в\text{ от}} = \frac{(101320 - 160) \cdot 29}{8314 \cdot 251} = 1,41 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Плотность ПВС  $\rho_{ПВС\text{ о}}$  перед началом откачки:

$$\rho_{ПВС\text{ о}} = 2,98 \cdot 0,093 + 1,41 \cdot (1 - 0,093) = 1,55 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Масса ПВС  $m_{ПВС\text{ о}}$  и паров нефти  $m_{y\text{ о}}$  в ГП резервуара:

$$m_{ПВС\text{ о}} = 1,55 \cdot 176,45 = 273,35 \text{ кг},$$

$$m_{y\text{ о}} = 2,98 \cdot 0,093 \cdot 176,45 = 48,68 \text{ кг.}$$

Объем  $\Delta V_g$  и масса  $\Delta m_g$  воздуха, подсосываемого в резервуар при его опорожнении:

$$\Delta V_g = 250 \cdot 7,62 = 1904,877 \text{ м}^3,$$

$$\Delta m_g = 1904,877 \cdot 1,41 = 2677,87 \text{ кг.}$$

Если бы нефть в процессе опорожнения не испарялась, то к концу опорожнения объемная концентрация паров в ГП  $C_{\text{от}}^{*(0)}$  составляла бы:

$$C_{om}^{*(o)} = \frac{0,093 \cdot 176,145}{176,145 + 1904,877} = 0,008.$$

Соответственно средняя объемная концентрация паров нефти  $C_{cp.om}^{(o)}$  была бы:

$$C_{cp.om}^{(o)} = \frac{2 \cdot 0,093 + 0,008}{3} = 0,064.$$

Поскольку в ходе опорожнения происходит донасыщение ГП парами нефти, то в качестве первого приближения принимаем, что  $C_{cp.om}^{(o)} = 0,09$ .

При этой концентрации вычисляем:

- молярная масса паровоздушной смеси  $M_{ПВС\ om}$ :

$$M_{ПВС\ om} = 61,5 \cdot 0,09 + 29 \cdot (1 - 0,09) = 31,93 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}.$$

- плотность ПВС  $\rho_{ПВС\ om}$ :

$$\rho_{ПВС\ om} = \frac{(101320 - 160) \cdot 31,93}{8314 \cdot 251} = 1,548 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

- кинематическая вязкость ПВС  $\nu_{ПВС\ om}$ :

$$\nu_{ПВС\ om} = \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0,1 \cdot 251 - 14,1} + \frac{0,09}{0,0225 \cdot 251 - 3,61}} = 7,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с}$$

- число Шмидта  $Sc$ :

$$Sc = \frac{7,4 \cdot 10^{-6} \cdot 3600}{0,009253} = 2,88$$

- модуль движущей силы процесса испарения  $\Delta\pi_{om}$ :

$$\Delta\pi_{om} = \frac{0,093 - 0,09}{1 - 0,093} = 0,003.$$

- величина  $Kt_{om}$  – критерия при опорожнении по формуле:

$$Kt_{от} = Kt_{пп} \cdot (1 + 7,45 \cdot 10^{-3} \cdot Sc^{0,197} \cdot Re_{CP}^{0,569}), \quad (64)$$

где ;  $Re_{CP}$  – среднее число Рейнольдса, характеризующее скорость омывания поверхности нефти воздухом при опорожнении резервуаров, определяется:

$$Re_{CP} = 0,788 \cdot \frac{U \cdot d_{\text{э}}}{\nu_{ПВС.от}} \cdot \sqrt{N_K}, \quad (65)$$

$$Re_{CP} = 0,788 \cdot \frac{0,64 \cdot 2,8}{7,4 \cdot 10^{-6}} \cdot \sqrt{1} = 190768,$$

$$Kt_{пп} = 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot 0,003^{0,403} \cdot 2,88^{0,0932} = 2,3 \cdot 10^{-4},$$

$$Kt_{от} = 2,3 \cdot 10^{-4} \cdot (1 + 7,45 \cdot 10^{-3} \cdot 2,88^{0,197} \cdot 190768^{0,569}) = 3,19 \cdot 10^{-3}.$$

Плотность потока массы испаряющегося нефти  $J_{от}$ :

$$J_{от} = 3,19 \cdot 10^{-3} \cdot 1,548 \cdot 0,009253 \cdot \sqrt[3]{\frac{9,81 \cdot 61,5 \cdot 251}{(7,4 \cdot 10^{-6})^2 \cdot 31,93 \cdot 251}} = 0,32 \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}.$$

Масса нефти, испарившаяся во время откачки  $\Delta m_{Y\ om}$ :

Массовая  $C_{OT}^*$   $\Delta m_{Y_{om}} = 0,32 \cdot 180,9 \cdot 7,62 = 441 \text{ кг.}$  и объёмная  $C_{OT}^*$  концентрации паров нефти в ГП к завершению откачки по формуле:

$$\bar{C}_{OT} = \frac{m_{Y_o} + \Delta m_{Y_{OT}}}{m_{ПВС_o} + \Delta m_{Y_{OT}} + \Delta m_B}, \quad (66)$$

$$\bar{C}_{OT}^* = \frac{48,68 + 441}{273,35 + 441 + 2677,87} = 0,144,$$

$$C_{OT}^* = 0,121 \cdot \frac{31,93}{61,5} = 0,075.$$

Так как  $C_s > 0,075$ , то принимаем  $C_{om}^* = 0,075$ .

Средняя расчетная объёмная концентрация углеводородов в ГП при откачке:

$$C_{cp.om} = \frac{2 \cdot 0,093 + 0,075}{3} = 0,087.$$

Проверим каково расхождение ранее принятой расчетной величины  $C_{cp.om}$ :

$$\left| \frac{0,087 - 0,09}{0,09} \right| \cdot 100\% = 3,56\%,$$

- что меньше допустимой погрешности инженерных расчетов (5%).

Парциальное давление паров нефти в ГП к началу простоя резервуара:

$$P_{y,np}^{(o)} = 0,075 \cdot (101320 - 160) = 7587 \text{ Па.}$$

Так как нефть хранится в резервуаре более 3-х суток, то рост концентрации в ГП начнется с ее значения при минимальной температуре воздуха  $T_6^{min}$ . При этих условиях вычисляем:

- объем жидкой  $V_{ж np}$  и паровой  $V_{n np}$  фаз в процессе простоя резервуара перед его заполнением :

$$V_{ж np} = 180,9 \cdot 0,42 = 75,978 \text{ м}^3,$$

$$V_{n np} = 2157 - 75,978 = 2081,022 \text{ м}^3.$$

- соотношение фаз и величина функции  $F(V_n / V_{ж})$

$$\frac{V_{n np}}{V_{ж}} = \frac{2081,022}{75,978} = 27,39.$$

Так как  $V_n / V_{ж} > 4$ , то для нефти  $F(V_n / V_{ж})$  вычисляем по формуле:

$$F(V_n / V_{ж}) = 1,15 - 0,063 \cdot (V_{n np} / V_{ж})^{0,629}, \quad (67)$$

$$F(V_n / V_{ж}) = 1,15 - 0,063 \cdot 27,39^{0,629} = 0,7.$$

- давление насыщения паров нефти  $P_{s min}$  при минимальной температуре воздуха  $T_6^{min}$  :

$$P_{s min} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034(311-246,1)} \cdot 0,7 = 4935 \text{ Па.}$$

- соответствующую объёмную концентрацию паров нефти в ГП  $C_{s min}$  :

$$C_{S.min} = \frac{4935}{101320 - 160} = 0,049.$$

- плотность паров нефти  $\rho_{y.min}$ , воздуха  $\rho_{в.min}$  и ПВС  $\rho_{ПВС min}$  при минимальной температуре :

$$\rho_{y.min} = \frac{(101320 - 160) \cdot 61,5}{8314 \cdot 246,1} = 3,041 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

$$\rho_{в.min} = \frac{(101320 - 160) \cdot 29}{8314 \cdot 246,1} = 1,434 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

$$\rho_{ПВС min} = 3,041 \cdot 0,049 + 1,434 \cdot (1 - 0,049) = 1,512 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

- молярная масса паровоздушной смеси:

$$M_{ПВС min} = 61,5 \cdot 0,049 + 29 \cdot (1 - 0,049) = 30,59 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}.$$

- масса ПВС  $m_{ПВС min}$  и паров нефти  $m_{y min}$  в ГП резервуара при  $T_в^{min}$ :

$$m_{ПВС min} = 1,512 \cdot 2081,022 = 3146,86 \text{ кг},$$

$$m_{y min} = 3,041 \cdot 0,049 \cdot 2081,022 = 308,66 \text{ кг}.$$

Задаемся средней объемной концентрацией углеводородов в ГП в период роста парциального давления равной  $C_{cp} = 0,055$ . При этой концентрации вычисляем:

- молярную массу паровоздушной смеси  $M_{ПВС cp}$ :

$$M_{ПВС cp} = 61,5 \cdot 0,055 + 29 \cdot (1 - 0,055) = 30,79 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}.$$

- кинематическая вязкость ПВС  $\nu_{ПВС cp}$

$$\nu_{ПВС cp} = \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0,1 \cdot 251 - 14,1} + \frac{0,055}{0,0225 \cdot 251 - 3,61}} = 8,48 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с}.$$

- давление насыщения паров нефти  $P_{s np}$  :

$$P_{s np} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034(311-251)} \cdot 0,7 = 5829 \text{ Па}.$$

- соответствующую объемную концентрацию паров нефти в ГП  $C_{s np}$  :

$$C_{s np} = \frac{5829}{101320 + 1600} = 0,057.$$

- плотность ПВС:

$$\rho_{ПВС np} = \frac{102920 \cdot 30,79}{8314 \cdot 251} = 1,518 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

- число Шмидта  $Sc$  :

$$Sc = \frac{8,48 \cdot 10^{-6} \cdot 3600}{0,009253} = 3,3.$$

- модуль движущей силы процесса испарения  $\Delta\pi_{np}$  :

$$\Delta\pi_{np} = \frac{0,057 - 0,055}{1 - 0,057} = 0,0017.$$

- величина  $Kt_{np}$  – критерия при простое :

$$Kt_{np} = 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot 0,0017^{0,403} \cdot 3,3^{0,0932} = 1,87 \cdot 10^{-4}.$$

Плотность потока массы испаряющейся нефти  $J_{np}$  :

$$J_{np} = 1,87 \cdot 10^{-4} \cdot 1,518 \cdot 0,009253 \cdot \sqrt[3]{\frac{9,81 \cdot 61,5 \cdot 251}{(8,48 \cdot 10^{-6})^2 \cdot 30,79 \cdot 251}} = 0,158 \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}.$$

Масса нефти, испарившаяся в период роста парциального давления  $\Delta m_{\gamma}$  при  $\tau = 6,37$  ч :

$$\Delta m_{\gamma_{om}} = 0,158 \cdot 180,9 \cdot 6,37 = 182,23 \text{ кг}.$$

Массовая  $C_{np}^*$  и объёмная  $C_{np}^*$  концентрации паров нефти в ГП к концу роста парциального давления по формуле:

$$\overline{C_{np}^*} = \frac{m_{\gamma_{min}} + \Delta m_{\gamma_{om}}}{m_{ПВС_{min}} + \Delta m_{\gamma_{om}}}, \quad (68)$$

$$\overline{C_{np}^*} = \frac{308,66 + 182,23}{3146,86 + 182,23} = 0,147,$$

$$C_{np}^* = \frac{0,147}{2,12 - 0,147 \cdot (2,12 - 1)} = 0,075.$$

Проверяем, не превышает ли найденная величина  $C_{np}^*$  концентрации насыщенных паров при максимальной температуре воздуха  $T_e^{max} = 255,9 \text{ K}$  :

$$P_{S_{max}} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034(311 - 255,9)} \cdot 0,7 = 6886 \text{ Па},$$

$$C_{S_{max}} = \frac{6886}{101320 + 1600} = 0,067.$$

Так как  $C_{S_{max}} < C_{np}^*$ , то принимаем  $C_{np}^* = C_{S_{max}} = 0,067$ . Средняя расчетная объёмная концентрация углеводородов в ГП при простое:

$$C_{np,расч} = \frac{2 \cdot 0,049 + 0,067}{3} = 0,0549.$$

Найденное значение отличается от принятого на:

$$\left| \frac{0,0549 - 0,055}{0,055} \right| \cdot 100\% = 0,27\%,$$

- что меньше допустимой погрешности инженерных расчетов (5%).

Таким образом, к моменту начала закачки объёмная концентрация паров нефти в ГП составляла  $C_o = 0,067$ .

- масса ПВС  $m_{ПВС_o}$  была:

$$m_{ПВС_o} = 3146,86 + 182,23 = 3329,09 \text{ кг}.$$

- масса паров нефти  $m_{\gamma_o}$  :

$$m_{y_0} = 308,66 + 182,23 = 490,89 \text{ кг.}$$

- парциальное давление паров нефти :

$$P_{y.зак}^{(o)} = 0,067 \cdot (101320 - 160) = 6778 \text{ Па.}$$

Средние объемы жидкой и паровой фаз в процессе закачки равны объемам жидкой и паровой фаз откачки:

$$V_{ж\ зак} = V_{ж\ от} = 1028,42 \text{ м}^3,$$

$$V_{n\ зак} = V_{n\ от} = 1128,58 \text{ м}^3.$$

Соотношение фаз и величина функции  $F(V_n / V_{ж})$

$$\frac{V_{II}}{V_{Ж}} = 1,097,$$

$$F(V_{II} / V_{Ж}) = 1,41 - 0,25 \cdot 1,097^{0,37} = 1,15.$$

- давление насыщения паров нефти  $P_{s\ зак}$  при средней температуре в ГП резервуара в процессе закачки:

$$P_{s\ зак} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034(311-251)} \cdot 1,15 = 10410 \text{ Па.}$$

- концентрация насыщения паров нефти  $C_{s\ от}$  при закачке:

$$C_{s.зак} = \frac{10410}{101320 + 1600} = 0,101.$$

Так как  $P_{s.зак} > P_{y.зак}^{(o)}$ , то в процессе заполнения резервуара будет происходить донасыщение ГП резервуара парами нефти.

Примем, что средняя концентрация углеводородов в ГП в процессе заполнения резервуара  $C_{ср\ зак}^{(o)} = 0,1$ .

При этой концентрации вычисляем:

- молярную массу паровоздушной смеси  $M_{ПВС\ зак}$ :

$$M_{ПВС\ пр} = 61,5 \cdot 0,1 + 29 \cdot (1 - 0,1) = 32,25 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}.$$

- плотность ПВС  $\rho_{ПВС\ зак}$ :

$$\rho_{ПВС\ зак} = \frac{102920 \cdot 32,25}{8314 \cdot 251} = 1,591 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

- кинематическая вязкость ПВС  $\nu_{ПВС\ зак}$ :

$$\nu_{ПВС\ зак} = \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0,1 \cdot 251 - 14,1} + \frac{0,1}{0,0225 \cdot 251 - 3,61}} = 7,14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с.}$$

- число Шмидта  $Sc_{зак}$ :

$$Sc_{зак} = \frac{7,14 \cdot 10^{-6} \cdot 3600}{0,009253} = 2,76.$$

- модуль движущей силы процесса испарения  $\Delta\pi_{зак}$ :

$$\Delta\pi_{зак} = \frac{0,101 - 0,1}{1 - 0,101} = 0,0013.$$

- величина  $Kt_{np}$  — критерия при простое:

$$Kt_{\text{ПР}} = 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot 0,0013^{0,403} \cdot 2,76^{0,0932} = 1,63 \cdot 10^{-4}.$$

- характерная скорость перемешивания нефти в резервуаре при его закачке  $W_X$  определяется по формуле :

$$W_X = \frac{V_{\text{ЗАК}}}{1 + \frac{\pi \cdot D^2 \cdot H_{\text{взлср}}}{4 \cdot Q}}, \quad (69)$$

$$W_X = \frac{1,415}{1 + \frac{\pi \cdot 15,18^2 \cdot 5,69}{4 \cdot 250}} = 0,277 \text{ м/с.}$$

- параметр подобия, характеризующий интенсивность перемешивания нефти в резервуаре при его заполнении ( $Fr \cdot Re$ ) определим по формуле:

$$Fr \cdot Re = \frac{W_X^3}{g \cdot \nu}, \quad Fr \cdot Re = \frac{0,277^3}{9,81 \cdot 0,88 \cdot 10^{-6}} = 2453. \quad (70)$$

- величина  $Kt_{\text{ЗАК}}$  — критерия при заполнении резервуаров определяется по формуле:

$$Kt_{\text{ЗАК}} = Kt_{\text{ПР}} \cdot \left[ 1 + 1,34 \cdot Sc^{1,327} \cdot \Delta\pi_{\text{ЗАК}}^{-0,655} \cdot (Fr \cdot Re)^{0,087} \right] \quad (71)$$

$$Kt_{\text{ЗАК}} = 1,63 \cdot 10^{-4} \cdot \left[ 1 + 1,34 \cdot 2,76^{1,327} \cdot 0,0013^{-0,655} \cdot 2453^{0,087} \right] = 4,44 \cdot 10^{-4}.$$

- плотность потока массы испаряющейся нефти  $J_3$  :

$$J_3 = 4,44 \cdot 10^{-4} \cdot 1,591 \cdot 0,009253 \cdot \sqrt[3]{\frac{9,81 \cdot 61,5 \cdot 251}{(7,14 \cdot 10^{-6})^2 \cdot 32,25 \cdot 251}} = 0,047 \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}.$$

- масса нефти, испарившаяся в период закачки  $\Delta m_{Y \text{ ЗАК}}$ :

$$\Delta m_{Y \text{ ЗАК}} = 0,047 \cdot 180,9 \cdot 7,62 = 64,4 \text{ кг.}$$

- массы углеводородов  $m_{Y0}$  и ПВС  $m_{\text{ПВС}0}$  в ГП резервуара на момент начала закачки:

$$m_{Y0} = 48,68 + 441 = 489,67 \text{ кг,}$$

$$m_{\text{ПВС}0} = 2677,87 + 489,67 = 3167,55 \text{ кг.}$$

- объем закачиваемой нефти  $V_n$  и масса  $\Delta m_{\text{ПВС}}$  вытесняемой в атмосферу ПВС:

$$V_n = 250 \cdot 7,62 = 1904,877 \text{ м}^3,$$

$$\Delta m_{\text{ПВС}} = 1904,877 \cdot 1,591 = 3029,79 \text{ кг.}$$

- среднюю массовую концентрацию углеводородов  $\bar{C}_{\text{ср ЗАК}}$  в ГП в процессе заполнения резервуара:

$$\bar{C}_{\text{ср ЗАК}} = 0,1 \cdot \frac{61,5}{32,25} = 0,191.$$

- массовую концентрацию нефти в ГП к моменту окончания закачки по формуле при заполнении резервуара:



$$\bar{C}_{3AK} = \frac{m_{y_0} + \Delta m_{y.3AK} - \Delta m_{ПВС} \cdot \bar{C}_{CP.3AK}}{m_{ПВС_0} + \Delta m_{y.3AK} - \Delta m_{ПВС}}, \quad (72)$$

$$\bar{C}_{3AK} = \frac{489,67 + 64,4 - 3029,79 \cdot 0,191}{3167,55 + 64,4 - 3029,79} = -0,117.$$

- соответствующую объемную концентрацию паров в ГП  $C_{3AK}^*$  :

$$C_{3AK}^* = -0,117 \cdot \frac{32,25}{61,5} = -0,061.$$

Так как величина  $C_{3AK}^*$  получилась отрицательной, то принимаем  $C_{3AK}^* = C_{s.3AK}^* = 0,101$ .

- расчетную концентрацию паров нефти в ГП в процессе закачки  $C_{CP.3AK}$  :

$$C_{CP.3AK} = \frac{2 \cdot 0,1 + 0,101}{3} = 0,1003.$$

Найденное значение отличается от принятого на:

$$\left| \frac{0,1 - 0,1003}{0,1003} \right| \cdot 100\% = 0,33\%,$$

- что меньше допустимой погрешности инженерных расчетов (5%).

Абсолютное давление срабатывания клапанов вакуума  $P_1$  и давления  $P_2$  НДКМ-150 :

$$P_1 = 101320 - 160 = 101160 \text{ Па},$$

$$P_2 = 101320 + 1600 = 102920 \text{ Па}.$$

Среднее парциальное давление паров нефти в ГП в процессе закачки:

$$P_{y.3AK} = 0,1 \cdot 102920 = 10292 \text{ Па}.$$

Плотность паров нефти в процессе закачки  $\rho_y$ :

$$\rho_y = \frac{102920 \cdot 61,5}{8314 \cdot 251} = 3,033 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Потери нефти от «большого дыхания»  $G_{БД}$  в январе определим по формуле:

$$G_{БД} = \left[ V_H - V_{\Gamma} \cdot \left( \frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_{y.3AK}} \right) \right] \cdot \frac{P_{y.3AK}}{P_2} \cdot \rho_y, \quad (73)$$

где:  $V_H$  – объем закачиваемого в резервуар нефти,  $V_H = \Delta V_6 = 1904,877 \text{ м}^3$ ;

$V_{\Gamma}$  – объем газового пространства резервуара перед закачкой нефти,  $V_{\Gamma} = V_{П.ПР} = 2081,022 \text{ м}^3$ .

$$G_{БД} = \left[ 1904,877 - 2081,022 \cdot \left( \frac{102920 - 101160}{102920 - 10292} \right) \right] \cdot \frac{10292}{102920} \cdot 3,033 = 565,78 \text{ кг.}$$

Аналогичным образом рассчитываем потери нефти от «больших дыханий» для остальных месяцев года, результаты расчетов сводим в таблицу 6.

### 3.6. Расчет потерь нефти от «обратного выхода»

Потери нефти от «обратного выдоха» вычисляем на примере расчета в п.п. 2.4 по формуле:

$$G_{ОВ} = \frac{(P_A + P_{КД}) \cdot V_G}{R \cdot T_{П.СР}} \cdot \left[ \ln \left( \frac{1 - C_{ОГ}^*}{1 - C_{ПР}^*} \right) + C_{ОГ}^* - C_{ПР}^* \right], \quad (74)$$

где:  $V_G$  – объем ГП резервуара;

$C_{ОГ}^*$  и  $C_{ПР}^*$  – объемная концентрация паров нефти в ГП резервуара к моменту окончания соответственно опорожнения и простоя резервуара;

$R$  – Газовая постоянная паров нефти,  $R = \bar{R}/M_\gamma = 8314/61,5 = 135,2 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}$ .

- массовую концентрацию нефти в ГП к моменту завершения откачки:

$$\bar{C}_{om}^* = \frac{48,68 + 441}{273,35 + 441 + 2677,87} = 0,144.$$

- соответствующую объемную концентрацию паров в ГП  $C_{om}^*$

$$C_{om}^* = 0,144 \cdot \frac{31,93}{61,5} = 0,075.$$

- средняя расчетная объемная концентрация углеводородов в ГП при откачке  $C_{ср\ om}$ :

$$C_{ср\ om} = \frac{2 \cdot 0,093 + 0,075}{3} = 0,087.$$

Найденное значение отличается от принятого на

$$\left| \frac{0,087 - 0,09}{0,09} \right| \cdot 100\% = 3,56\%,$$

- что меньше допустимой погрешности инженерных расчетов (5%).

Таблица 6 - Результаты расчета нефти от испарения

Расчетный месяц года	вид потерь нефти, кг					
	«малые дыхания»			«большие дыхания»		«обратный выхода»
	за сутки	за месяц	за год	за месяц	за год	
1	9,76	151,26	15149,25	565,78	13064,17	105,67
2	12,28	227,99		604,90		
3	33,51	519,47		703,31		
4	60,70	910,46		989,29		
5	113,92	1708,73		1262,13		
6	201,02	3015,25		1711,16		

7	208,69	3234,75		1786,17	
8	173,63	2691,22		1712,35	
9	103,15	1547,25		1416,50	
10	47,36	734,11		987,84	
11	17,68	265,16		761,87	
12	9,26	143,60		562,87	

Примечание: средние потери за месяц от «малых дыханий» рассчитаны за время неподвижного хранения нефти (15 суток в месяц) с учетом коэффициента оборачиваемости резервуара.

Потери нефти от «обратного выдоха» :

$$G_{ОВ} = \frac{(101320 + 1600) \cdot 2081,022}{135,2 \cdot 251} \cdot \left[ \ln\left(\frac{1 - 0,075}{1 - 0,067}\right) + 0,075 - 0,067 \right] = -3,86 \text{ кг}$$

Отрицательный результат расчета говорит, о том, что при данных условиях потерь от «обратного выхода» не будет.

Аналогичным образом рассчитываем потери нефти от «обратного выхода» для остальных месяцев года, результаты расчетов сводим в таблицу 6.

Общие потери нефти от испарений из РВС- 5000 м<sup>3</sup> за 12 месяцев при данных условиях составят:

$$G_{ОБЩИЕ} = G_{МД} + G_{БД} + G_{ОВ} = 15149,25 + 13064,17 + 105,67 = 28319,09 \text{ кг/год}$$

### 3.7. Расчет себестоимости проекта

Калькулирование отдельных видов продукции осуществляется для установления уровня производственных затрат.

Составление плановой калькуляции начинается с определения прямых затрат, т.е затрат на материалы, покупные комплектующие изделия, топливо и энергию на технологические цели, основную и дополнительную заработную плату основных рабочих. Отчисления и социальные нужды.

К полученной величине на затраты материалов прибавляют транспортно-заготовительные расходы в размере 5,8 % от стоимости основных материалов:

$$ТЗР = \frac{М * 5,8}{100} = \frac{37036 * 5,8}{100} = 2148 \text{ руб} \quad (77)$$

Основную заработную плату основных рабочих определяют по формуле:

$$З_{осн} = \frac{\Phi_{год.осн}}{12} = \frac{144992,63}{12} = 12082,7 \text{ руб} \quad (78)$$

Затраты на дополнительную заработную плату на одно изделие, вид продукции и вычисляют в процентах к основной заработной плате производственных рабочих-13,3%

$$Z_{дон} = 0,133 * Z_{осн} = 0,133 * 12082,7 = 1606,9 \text{ руб}$$

Затраты на отчисления на социальные нужды составляют:

$$C_{соц} = 0,30 * (Z_{осн} + Z_{дон}) = 0,30 * (12082,7 + 1606,9) = 4106,9 \text{ руб}$$

Рассчитаем амортизацию оборудования:

$$A_{об} = \frac{120984}{1000} + 2600 = 2720,9, \text{ руб} \quad (79)$$

Косвенные затраты распределяются между всеми видами продукции, либо пропорционально сметным ставкам, либо пропорционально основной заработной плате основных рабочих.

При распределении расходов на содержание и эксплуатацию оборудования и общепроизводственных расходов применяют способ распределения пропорционально основной заработной плате основных рабочих:

$$H_{цех} = \frac{P_{цех} * Z_{осн}}{100}, \text{ руб} \quad (80)$$

где:  $P_{цех}$  – процент общепроизводственных расходов (принимаем в размере 500 % от основной заработной платы основных рабочих)

$$H_{цех} = \frac{500 * 12082,7}{100} = 60413,5 \text{ руб}$$

Цеховая себестоимость:

$$S_{цех} = M + TЗР + A_{об} + Z_{осн} + Z_{дон} + C_{соц} + H_{цех}, \text{ руб} \quad (81)$$

$$S_{цех} = 37036 + 2148 + 2790,9 + 12082,7 + 1606,9 + 4106,9 + 60413,5 = 120184,9 \text{ руб}$$

Общехозяйственные расходы принимаем в размере 700 % от основной заработной платы основных рабочих:

$$H_{общехоз} = \frac{P_{общехоз} * Z_{осн}}{100}, \text{ руб} \quad (82)$$

где:  $P_{общехоз}$  – процент общехозяйственных расходов.

$$H_{общехоз} = \frac{700 * 12082,7}{100} = 84578,9 \text{ руб}$$

Производственная себестоимость равна:

$$S_{пр} = S_{цех} + H_{общехоз} = 120184,9 + 84578,9 = 204763,8 \text{ руб}$$

Коммерческие расходы принимают в размере 1,6 % от производственной себестоимости:

$$H_{коммер} = \frac{1,6 * 204763,8}{100} = 3276,2 \text{ руб} \quad (83)$$

Коммерческая (полная) себестоимость:

$$S_{коммер} = S_{пр} + H_{коммер} = 204763,8 + 3276,2 = 208040 \text{ руб}$$

Результаты данных расчетов сводим в таблицу 7

Таблица 7 - Расчет себестоимости проекта

Наименование статей затрат	Сумма, руб
Сырье и материалы	37 036
ТЗР	2 148
Итого:	39 184
Заработная плата основных рабочих	12 082,7
Дополнительная заработная плата основных рабочих	1 606,9
Отчисления на соц. нужды от заработной платы основных рабочих	4 106,9
Амортизация оборудования	2720,9
Общепроизводственные расходы	60 413,5
Итого цеховая себестоимость:	120 184,9
Общехозяйственные расходы	84 578,9
Итого производственная себестоимость:	204 763,8
Коммерческие расходы	3 276,2
Итого коммерческая себестоимость:	208040

### 3.8. Техничко-экономические показатели

Техничко-экономические показатели – это система измерителей, характеризующая материально- производственную базу предприятий и

комплексное использование ресурсов. Техничко-экономические показатели применяются при планировании и анализе организации производства и труда, уровня техники, качества продукции, эффективности использования основных и оборотных средств, трудовых ресурсов.

Четкая система технико-экономических показателей по отраслям промышленности в сочетании с правильной методикой их исчисления позволяет систематически сравнивать технический и организационный уровни предприятий, выявлять внутрипроизводственные резервы и улучшать разработку текущих и перспективных планов.

Рассчитаем фондоотдачу:

$$\Phi_o = \frac{S_{\text{коммер}} * N_{\text{усл}}}{C_{\text{бал.об}}} = \frac{205204,4 * 1}{146633} = 1,4 \text{ руб} / \text{руб} \quad (84)$$

где:  $S_{\text{коммер}}$  = коммерческая себестоимость,  $N_{\text{усл}}$  = условное число,

$C_{\text{бал.об}}$  = балансовая стоимость оборудования.

Производительность труда:

$$P_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{коммер}} * N_{\text{усл}}}{P_{\text{осн}} + P_{\text{всп}}} = \frac{205204,4 * 1}{3 + 2} = 41040,9 \text{ руб} / \text{чел} \quad (85)$$

Съем продукции с единицы оборудования:

$$C_{\text{сьем.об}} = \frac{S_{\text{коммер}} * N_{\text{усл}}}{\sum C_{\text{пр}}} = \frac{205204,4 * 1}{5} = 41040,9 \text{ руб} \quad (86)$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 8.

Таблица 8 - Техничко-экономические показатели

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение
1	Выделенное время	час.	20
2	Режим работы	Смена	8 часов
3	Количество рабочих дней	Дни	2,5
4	Коэффициент выполнения норм выработки	-	1,1
5	Трудоемкость участка	Нормо/ч	20
6	Количество оборудования	шт.	5

7	Балансовая стоимость оборудования	тыс.руб	146 633
8	Численность рабочих всего: в том числе:	чел.	5
9	основных	чел.	3

Окончание таблицы 8

10	вспомогательных	чел.	2
11	Фонд оплаты труда всего: в том числе:	тыс.руб	225 918,83
12	основных	тыс.руб	144 992,63
13	вспомогательных	тыс.руб	80 926,2
14	Коммерческая себестоимость ед. изделия всего: в том числе:	тыс.руб	205 204,4
15	затраты на материалы	тыс.руб	37 036
16	затраты на заработную плату с отчислениями	тыс.руб	17 796,5
17	Фондоотдача	руб./руб	1,4
18	Производительность труда	руб./чел	41 040,9

### 3.9. Расчет экономической эффективности

В ранее произведенных расчетах, а именно расчет потерь нефти от «малых дыханий», «больших дыханий», и «обратного выхода» был подведен итог что общие потери нефти от испарений из РВС- 5000 м<sup>3</sup> за 12 месяцев при данных условиях составят:

$$G_{\text{ОБЩИЕ}} = G_{\text{МД}} + G_{\text{БД}} + G_{\text{ОВ}} = 15149,25 + 13064,17 + 105,67 = 28319,09 \text{ кг/год.}$$

На основании данного расчета рассчитаем потери от испарения с учетом стоимости нефти:

$$G_{\text{исп}} = G_{\text{ОБЩИЕ}} * 14 = 396467,26 \text{ кг} \quad (87)$$

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 28.08.92 года №632 организации обязаны перечислять плату за вредное воздействие на окружающую среду, в данном случае, за выброс в атмосферу углеводородов, вредных веществ в почву и грунтовые воды от стационарных источников.

Рассчитаем плату за загрязнение окружающей среды:

По тарифам для Восточно-сибирского региона имеем:

$$P_{\text{окр.сред}} = 61,25 \text{ руб. за } 1 \text{ м.} * 1,4 = 85,75 \text{ руб} \quad (88)$$

За общий объем испарившейся нефти предприятие заплатит:

$$G_{объем} = G_{ОБЩИЕ} * П_{окр.сред} = 28319,09 * 85,75 = 2428 руб \quad (89)$$

Общая сумма потерь составит:

$$\sum G = G_{объем} + G_{исп} = 2428 + 396467,26 = 398895,26 \quad (90)$$

На основе произведенных расчетов рассчитаем экономию от внедрения проекта:

$$S_{коммер} - \sum G = 208040 - 398895,26 = -190855,26 руб \quad (91)$$

Отрицательный ответ говорит о том что при установке Отражателя-дискового ОТР-150 мы сэкономим деньги после реализации проекта.

Рассчитаем рентабельность проекта в %:

$$P = \frac{190855,26}{208040} * 100 = 91,7\% \quad (92)$$



## **Заключение**

В выпускной квалификационной работе был проанализирован комплекс технических мероприятий по сокращению потерь в резервуарном парке ГНПС Тайшет, выявлены основные виды и источники потерь нефти и нефтепродуктов, а так же классификация потерь и методы их решения. Так же были рассмотрены современные средства сокращения потерь, а именно технологические безвозвратные потери в резервуаре. Рассмотрев данные по резервуарному парку ГНПС Тайшет, его оборудование, типы и конструкции, для разработки проекта был взят резервуар РВС-5000 м<sup>3</sup>.

При разработке комплекса технических мероприятий по сокращению потерь для резервуарного парка ГНПС Тайшет были выявлены недостатки, основным из которых являются потери нефти и нефтепродуктов при испарении в дыхательных клапанах. На основе этого были рассмотрены все традиционные средства сокращения потерь для выбора наиболее эффективного метода их сокращения.

После произведенных технических расчетов, а именно расчета потерь нефти при испарении от «малых дыханий», «больших дыханий» и «обратного выхода» было выявлено, что наиболее эффективным методом их сокращения будет установка Диска-отражателя марки ОТР-150.

Для расчета технико-экономических показателей для установки Диска-отражателя было выделено 20 часов и 5 рабочих. Так же был произведен расчет на его установку с затратами на покупку оборудования затраты которого составили 146 633 рубля, покупку материалов стоимостью 37 036 рублей, был произведен расчет заработной платы для основных и вспомогательных рабочих с социальными отчислениями сумма которых составила 17 796,5 рублей. Так же был произведен расчет экономической эффективности проекта, где на основе проведенных общих расчетов нефти при испарении сумма потерь составила 398895,26 рублей. Но после реализации проекта мы сэкономили 190855,26 рублей.

## Список используемой литературы

1. Федеральный Государственный образовательный стандарт специальности 131016 «Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ». – М., 2010.
2. ГОСТ 1.4-85 Государственная система стандартизации. Порядок разработки и оформления стандартов предприятий
3. ГОСТ 17032-2010 Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов Москва 2011.
4. РД-08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений НПС
5. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
6. РД-16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000 – 50000 м<sup>3</sup>
7. РД-23.020.00-КТН-277-07 «Клапаны дыхательные и предохранительные. Типовая методика испытаний клапанов резервуаров при эксплуатации», утв. ОАО «АК «Транснефть» 03.10.2007 г.
8. РД-23.060.40-КТН-134-07 «Методика расчета требуемого количества предохранительных клапанов, устанавливаемых на НПС с резервуарным парком», утв. ОАО «АК «Транснефть» 17.05.2007г.
9. И-23.020.00-ИРН-148-08 Инструкция по эксплуатации газоуравнительных систем резервуарных парков магистральных нефтепроводов.
10. ОР-23.060.00-КТН-286-07 «Регламент по техническому обслуживанию и проверке работоспособности дыхательных и предохранительных клапанов, эксплуатирующихся на резервуарах и емкостях для нефти и нефтепродуктов ОАО «АК «Транснефть», утв. ОАО «АК «Транснефть» 29.10.2007.
11. ПБ 03-605-03 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз
12. РД-13.100.00-КТН-225-06 Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте
13. ПББ-01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации
14. Широков Л.А, Демина Л.М., Носова Т.К. Дипломное проектирование. Методические рекомендации– М.: МГИУ, 2010
15. Методические указания к выполнению контрольных и домашних заданий по курсу "Эксплуатация газохранилищ и нефтебаз". Уфа, УНИ, 1992.
16. Едигаров С. Г., Юфин В. А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз. М., Недра, 1982.

17. Лабораторный практикум на ЭВМ. Исследование потерь нефти и нефтепродуктов из резервуаров типа РВС. Уфа, УГНТУ, 1997.
18. Правила технической эксплуатации нефтебаз – М.. 1997 г.
19. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов – 2003 г.
20. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Ф.Ф.Абузова, И.С. Бронштейн, В.Н.Новоселов и др. – М.: Недра, 1981. – 248 с.
21. Коршак А.А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2001. – 144 с.
22. Система улавливания паров нефти, выбрасываемых в атмосферу при наливке железнодорожных цистерн / А.С.Шабаев и др. //Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1981.- № 5. – С. 24-26.
23. Коршак А.А. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 192 с.
24. Константинов Н. Н. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов. М., Бостоптехиздат, 1961.
25. Сальников, А.В. Потери нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие./ А. В. Сальникова.- Ухта: УГТУ, 2012.-108с.,ил.
26. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. - Казань: ФЭН, 2002. - 408с.
27. Попова З.А., Ржавский Е.Л., Романова Л.П. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов. – М.: «Недра», 1972. - 88с.
28. Оборудование резервуаров: Учеб. Пособие для вузов/ Н.И. Коновалов, Ф.М. Мустафин, Г.Е. Коробков и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 214с.
29. <https://ru.wikipedia.org/>
30. <http://wikimapia.org/12642463/ruГНПС-1>
31. <http://www.transneft.ru/>
32. [http://www.transneft.ru/subsidiaries-company/transport company/transportation-of-oil/vostoknefteprovod/](http://www.transneft.ru/subsidiaries-company/transport-company/transportation-of-oil/vostoknefteprovod/)
33. <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2012/npo/002.pdf>

## **Приложение А**

к бакалаврской работе

Модернизация дыхательного клапана РВС-5000 для сокращения потерь нефти ГНПС  
«Тайшет»

### **Графические материалы**

1. Резервуар РВС - 5000 м<sup>3</sup> - Чертёж общего вида ( 1 лист, формата А1).
2. Дыхательного клапана НДКМ – 150 и ПМ-150 – Чертёж общего вида ( 1 лист, формата А1).
3. Диска отражателя ОТР-150 – Сборочный чертеж ( 1 лист, формата А1).

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

Институт нефти и газа  
Кафедра «Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Э.А. Петровский  
подпись инициалы, фамилия

« 06 » июня 20 17 г

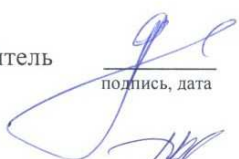
**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов  
нефтегазового производства»

Модернизация дыхательного клапана РВС-5000 для сокращения потерь нефти  
ГНПС «Тайшет»

Руководитель

  
подпись, дата

доцент, к.т.н.  
должность, ученая степень

В.Б. Ясинский  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

К.В. Константинов  
инициалы, фамилия

Красноярск 2017