**Выполнить проект перевалочной нефтебазы в г.Находка с го- довым грузооборотом 400000 т., вид транспорта: с ж/д на вод- ный, виды топлива Аи 93 -70%; А76-30%.**

# **1. Определение исходных расчетных данных**

Выполнение курсовой работы целесообразнее всего начать с определения исходных расчетных данных и приведения их в единую систему (Си). Исходными расчетными данными являются вязкость, плотность и давление насыщенных паров продукта (продуктов).

Расчет вязкости проводится при максимальной и минимальной температурах окружающей среды района проектирования.

Основная расчетная зависимость:

 , (1.1)

где  - вязкость при температуре *t*, *м2/с*;  - вязкость при известной температуре *t\**, *м2/с*;  *t*  - температура нефтепродукта, *°С*; *U* – показатель крутизны вискограммы, *1/°С*, (1.2).

 , (1.2)

где *νt1*-вязкость при температуре *t1*; *м2/с;* *νt2*- вязкость при температуре *t2*; *м2/с.*

Расчет плотности также проводится при максимальной и минимальной температурах окружающей среды района проектирования.

Основная расчетная зависимость:

 , (1.3)

где *ρt*-плотность нефти при температуре *t*, *кг/м3*; *ρ20*-плотность нефти при *20°С*, кг/м3;  *t*-температура нефти, *°С*; *β*-коэффициент объёмного расширения (табл. прил. 1.1).

Давление насыщенных паров определяется при наихудших условиях, т.е. при максимальной температуре продукта:

 , (1.4)

где *Рs38*-давление насыщенных паров по Рейду, *кПа* (табл. прил. 1.2); *Т*-температура при которой определяется *Рs*, *0К*.

# **2. Выбор оптимальных типоразмеров резервуаров**

При выборе типа резервуаров студенту рекомендуется руководствоваться СНиП 2.11.93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы», а в частности:

1. Выбор резервуаров нужно проводить из числа утвержденных типовых проектов. Для строительства резервуаров, выполненных по индивидуальным проектам, требуется специальное обоснование и утверждение.
2. Для снижения потерь от испарений при хранении легкоиспаряющихся нефтепродуктов нужно применять резервуары с понтоном, плавающими крышами и резервуары, рассчитанные на повышенное давление.
3. Предпочтение следует отдавать резервуарам больших объемов, т.к. с увеличением объема резервуара уменьшаются потери от испарений, удельный расход стали, площади для резервуарных парков.
4. Для каждого вида нефтепродукта нужно предусматривать не менее двух резервуаров, чтобы иметь возможность одновременно выполнять операции по приему и отпуску данного вида нефтепродукта, а также выполнять ремонты резервуаров, подогрев нефтепродукта, отстой и др.
5. Применение однотипных, одинаковых по объему и конструкции резервуаров облегчает проведение товарных операций на нефтебазе и создает хорошие условия для ведения строительно-монтажных работ при сооружении резервуарных парков поточным методом.
6. С уменьшением степени заполнения резервуара увеличивается объем газового пространства, а это ведет к увеличению потерь при хранении.

Подбор типоразмеров резервуаров производится отдельно для каждого вида продукта. Для этого определяется необходимый объем группы резервуаров:

 , (2.1)

где *Vр.п.* – объем резервуарного парка нефтебазы, *м3*; *%* - доля продукта в общем объеме грузооборота нефтебазы, *проц*.

При выборе резервуаров для различных типов нефтепродуктов не стоит забывать, что нефтепродукты с невысоким давлением насыщенных паров не требуют использования средств сокращения потерь ЛФУ, таких как понтоны и плавающие крыши. Для нефтепродуктов с высоким давлением насыщенных паров необходимо подбирать резервуары с понтоном или плавающей крышей. При выборе типов резервуаров необходимо учитывать климатические условия района проектирования: ветровую, дождевую и снеговую нагрузки. В районах с большой снеговой и дождевой нагрузкой резервуары с плавающей крышей не применимы, в районах с большой ветровой нагрузкой следует применять резервуары «северного исполнения» с высотой стенки до 12 м.

Все резервуары с приемлемыми типоразмерами сводятся в таблицу (табл. 2.1) из которых выбираются наиболее перспективные.

 Таблица 2.1

|  |  |
| --- | --- |
| Показатели | Номинальный объем, м3 |
|  |  |  |
| 1. Геометрический объем, м3 |  |  |  |
| 2. Внутренний диаметр, м |  |  |  |
| 3. Высота стенки, м |  |  |  |
| 4. Масса, т |  |  |  |
| 5. Расход стали на 1 м3 объема, кг |  |  |  |
| 6. Сметная стоимость, тыс. руб. |  |  |  |
| 7. Типовой проект |  |  |  |

Резервуарный парк, оснащенный выбранными резервуарами, должен соответствовать следующим требованиям:

- иметь минимальный неиспользуемый объем резервуаров, не более 10%;

- иметь наименьшие металлозатраты, (2.3);

- иметь наименьшую сметную стоимость на сооружение, (2.4).

Неиспользуемый объем резервуарного парка находиться как разница необходимого объема резервуарного парка и фактического объема, полученного при расчетах, (2.2).

 , (2.2)

где *Vг.р.* – объем группы резервуаров, *м3*; *n* – количество резервуаров в группе, *шт.*;  *Vр* – полезный объем резервуара, *м3* (табл. прил. 2.1-2.4); *kз*  - коэффициент заполнения резервуара (табл. прил. 2.5).

Необходимое число резервуаров определенной конструкции находиться по формуле (2.3):

 , (2.3)

Металлозатраты на сооружение группы резервуаров рассчитываются по формуле (2.4):

 , (2.4)

где *М г.р.* – масса группы резервуаров, *м3*; *n* – количество резервуаров в группе, *шт.*; *Уст* – удельный расход стали на сооружение 1 м3 полезного объема резервуара, *руб/м3* (табл. прил. 2.1-2.4).

Общая сметная стоимость на сооружение группы резервуаров определяется по формуле (2.5):

 , (2.5)

где *S г.р.* – общая сметная стоимость группы резервуаров, *руб.*; *n* – количество резервуаров в группе, *шт.*; *S р* – сметная стоимость одного резервуара, *руб* (табл. прил. 2.1-2.4).

Возможны и другие способы обоснования выбора варианта компоновки резервуарного парка, например, по надежности. Выбор способа производиться студентом самостоятельно.

# **3. Компоновка резервуарного парка**

Для снижения риска взрыва или возгорания на территории резервуарного парка, компоновка резервуарного парка и расчет высоты обвалования производится в соответствии с требованиями изложенными в СНиП 2.11.03 – 93 [8].

 Резервуары следует размещать группами. Склады нефти и нефтепродуктов в зависимости от их общей вместимости и максимального объема одного резервуара подразделяются по категориям согласно СНиП 2.11.03 – 93 [8].

 3-я «А» категория, максимальный объем одного резервуара до 5000 м3 включительно. Общая вместимость склада от 10000 до 20000 м3 включительно.

2-я категория, максимальный объем одного резервуара не оговаривается. Общая вместимость склада от 20000 до 100000 м3 включительно.

1-я категория, максимальный объем одного резервуара не оговаривается. Общая вместимость склада свыше 100000 м3.

Общую вместимость группы наземных резервуаров, а также расстояние между стенками резервуаров, располагаемых в одной группе, принимаем в соответствии со следующими требованиями:

У резервуаров со стационарной крышей, минимальное расстояние между резервуарами в группе 0,75D, но не более 30 м.

Расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах, для наземных резервуаров объемом 20000 м3 и более должно быть 60 м; объемом до 20 000 м3 – 40 м.

Резервуары с понтоном, единичный капитальный объем резервуара, установленного в группе менее 50000 м3, допустимая общая номинальная вместимость группы 120000 м3, минимальное расстояние между резервуарами в группе 0,65D, но не более 30 м.

Расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах, для наземных резервуаров объемом 20000 м3 и более должно быть 60 м; объемом до 20 000 м3 – 40 м.

 По периметру группы наземных резервуаров необходимо предусматривать замкнутое земляное обвалование шириной поверху не менее 0,5 м или ограждающую стену из негорючих материалов, рассчитанных на гидростатическое давление разлившейся жидкости. Высота обвалования или ограждающей стенки группы резервуаров должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1 м для резерву­аров номинальным объемом до 10 000 м3 и 1,5 м для резервуаров объемом 10 000 м3 и более.

 Расстояние от стенок резервуаров до подошвы внутренних откосов обвалования следует принимать не менее 3 м от резервуаров объемом до 10000 м3 и 6 м – от резервуаров объемом 10000 м3 и более.

Определение высоты обвалования группы наземных резервуаров производится по формуле (3.1):

 , (3.1)

где *Vр*– объём наибольшего резервуара в группе, *м3*; *D* – диаметр наибольшего резервуара в группе, *м*; *n* – количество резервуаров в группе, шт.; *a* и *b* – стороны обвалования (рис. 3.1), *м.*

В соответствии с требованиями СНиП 2.11.03 – 93 высота обвалования принимается на 0,2 м больше расчетной.

Высоту внутреннего земляного вала или стены следует принимать 1,3 м – для резервуаров объемом 10000 м3 и более.

Внутри обвалования группы резервуаров не допускается прокладка траншейных трубопроводов. Соединение трубопроводов, прокладываемых внутри обвалования, следует выполнять на сварке. Для присоединения арматуры допускается применять фланцевые соединения с негорючими прокладками.



Рис. 3.1 Схема расстановки резервуаров и обвалования

# **4. Подбор насосно-силового оборудования**

Эксплуатация технологических трубопроводы нефтебаз невозможна без использования насосной станции, которая является важнейшим объектом нефтебазы и предназначена для внутрибазовых перекачек нефти и нефтепродуктов.

Для перекачки нефти и нефтепродуктов на нефтебазах используют центробежные, поршневые и шестерёнчатые насосы. При необходимости применяют вакуумные насосы и эжекторы. Наибольшее распространение на нефтебазах получили центробежные и поршневые насосы. Центробежные насосы отличаются небольшой массой и простотой эксплуатации. Для них требуются более легкие фундаменты, и они могут соединяться с электродвигателем без промежуточных редукторов.

Оборудование стационарных насосных станций, включающих насосы с трубопроводной обвязкой, задвижки, обратные клапана, перепускные устройства, двигатели для привода насосов с пусковыми и защитными устройствами, КИП и системы управления размещаются, как правило, в зданиях, сооружаемых в соответствии с требованиями СНиП 106-79 и оборудованных средствами противопожарной защиты, вентиляцией, освещением и отоплением. Если число основных рабочих насосов на насосной станции не более пяти для нефтебаз первой категории, то задвижки системы управления для переключения технологических трубопроводов, собранные в блоки, разрешается размещать в одном помещении с насосами.

## **4.1 Подбор насосного оборудования**

Подбор насосов удобнее всего проводить по производительности приёмо-раздаточного устройства (ПРУ) резервуара (табл. прил. 4.1).

На резервуарах одного номинального объема могут устанавливаться ПРУ с различным условным диаметром. Все варианты заносятся в таблицу, после чего выбирается ПРУ с наиболее подходящими условным диаметром и производительностью.

После выбора ПРУ, по его производительности подбираются возможные варианты насосно-силовых агрегатов. Результаты заносятся в таблицу (табл. 4.2).

Для компоновки насосной станции целесообразно использовать насосы типа НД (табл. прил. 3.1).

Для окончательного выбора насосно-силового агрегата производиться его проверка на всасывающую способность (4.1).

 *Δhдоп ≥ |Hs*|, (4.1)

где: *Δhдоп* – допустимый кавитационный запас для нефтепродукта, *м*;

*Hs* – допустимая высота всасывания насоса, *м*.

 , (4.2)

где: *Hs* – допустимая высота всасывания насоса, *м*; *Pа* – давление барометрическое, *Па*;  *Ps* – давление насыщенных паров, *Па*; *ρ*– плотность нефтепродукта при самой низкой температуре воздуха, *кг/м3*; *вх* – скорость жидкости во входном патрубке, *м/с*; *g* – ускорение свободного падения, *м2/с*;

Скорость жидкости во входном патрубке выбирается в зависимости от вязкости нефтепродуктов (табл. прил. 4.3).

## **4.2 Подбор электродвигателей насосов**

Подбор электродвигателей производиться по требуемой мощности, определяемой по формуле (4.3):

 , (4.3)

где: *ρ*– плотность нефтепродукта при самой низкой температуре воздуха, *кг/м3*; *g* – ускорение свободного падения, *м2/с*; *Q* – максимальная производительность, которую имеет насос при его эксплуатации, *м3/ч* (табл. прил. 3.9); *Н*–напорнасосасоответствующиймаксимальнойпроизводительности, *м* (табл. прил. 3.9); *ηнас* – КПД насоса (табл. прил. 3.9); *ηдв* – КПД электродвигателя, должно равняться КПД насоса; *Кз* – коэффициент запаса мощности, принимается в размере 1,15 для двигателей мощностью < 500 кВт.

# **5. Технологическая схема нефтебазы**

При проектировании объектов технологического назначения необходимо руководствоваться «Нормами технологического проектирования». В соответствии с «Нормами» схема технологических трубопроводов должна иметь минимальное количество трубопроводов и запорной арматуры и обеспечивать:

1. включение и выключение любого насоса, задвижки и отключение участка трубопровода без остановки других насосов;
2. одновременную работу нескольких насосов для выполнения операций по перекачке нефтепродуктов на нефтебазе.
3. взаимозаменяемость насосов для соответствующих групп нефтепродуктов;
4. опорожнение трубопроводов;
5. исключение смешения нефтепродуктов;

# **6. Гидравлический расчет технологических трубопроводов**

Цель гидравлического расчета - обеспечение заданной производительности перекачки. Исходными данными являются: расход, физические свойства нефтепродуктов, профиль и план трассы, а также технологическая схема с указанием всех местных сопротивлений и длин отдельных участков трубопроводов.

Гидравлический расчет ведется для самых неблагоприятных условий эксплуатации трубопровода и для самых удаленных и высокорасположенных точек коммуникаций и объектов.

При расчете следует обратить внимание на то, что один и тот же трубопровод может быть, как всасывающим, так и нагнетательным.

Гидравлический расчет технологических трубопроводов следует начинать с определения наружного диаметра трубопровода (6.1).

 , (6.1)

где *Q* – производительность ПРУ резервуара, *м3/ч*; ** – скорость движения жидкости в трубопроводе, *м/с*.

После этого принимается ближайший больший диаметр по сортаменту (табл. прил. 3.7)и определяется внутренний диаметр трубопровода (6.2):

 *Dвн. = Dнар–2·δ*, (6.2)

где *Dнар.* – наружный диаметр трубопровода, *мм*; *δ* – толщина стенки трубопровода, *мм*.

Далее определяется фактическая скорость движения жидкости в трубопроводе (6.3):

 , (6.3)

где *Q* – производительность ПРУ резервуара, *м3/ч*; *Dвн* – внутренний диаметр трубопровода, *мм*;

Следующим этапом выполнения гидравлического расчета является определение режима течения жидкости.

Для определения режима течения находятся число Рейнольдса (6.4) и его предельные значения (6.5), (6.6).

 , (6.4)

где *Dвн.* – внутренний диаметр трубопровода, *мм*; *V* – фактическая скорость в трубопроводе, *м/с*; *ν* – вязкость при минимальной температуре, *м²/с*.

 , (6.5)

где *Δэ* – эквивалентная шероховатость, *мм.*

 , (6.6)

Если Re < 2000 в трубопроводе наблюдается ламинарный режим течения и λ является функцией только Re. В этом случае используется формула Стокса (6.7):

  (6.7)

При Re > 3000 ламинарный режим переходит в турбулентный. В пристенном слое нефти, однако, сохраняется ламинарный подслой, покрывающий шероховатость труб. С увеличением Re толщина подслоя уменьшается и при Re=ReI толщина подслоя становится равной е.

Таким образом, при 3000 < Re < ReI λ=f(Re) и эта зона турбулентного режима получила название зоны гидравлически гладких труб

λ определяется в этой зоне по формуле Блазиуса (6.8).

  (6.8)

Далее имеет место зона смешанного трения, где Re = f(Re, ε). В настоящее время в этой зоне λ определяется из формулы Альтшуля (6.9)

 , (6.9)

При Re > ReII влияние числа Рейнольдса становится незначительным и λ = f(ε), трубопровод переходит в квадратичную зону. По формуле Шифринсона (6.10).

  (6.10)

Далее находятся коэффициенты местных сопротивлений. Вычисляется сумма коэффициентов местных сопротивлений для наихудшего случая, т.е. когда наибольшее число задвижек, тройников, поворотов и т.д.

Потери напора по длине трубопровода с учетом местных сопротивлений находятся по формуле Дарси-Вейсбаха (6.11):

 , (6.11)

где: ** – фактическая скорость в трубопроводе, *м/с*; *l* – длинна участка трубопровода, *м*; *λ* – коэффициент гидравлического сопротивления; *g* – ускорение свободного падения, *м/с2*; ξ – коэффициент местных сопротивлений (табл. прил. 3.5 - 3.6).

После расчета потерь напора по длине трубопровода определяется высота взлива в резервуаре (6.12), после чего определяется необходимый напор, развиваемый насосами при внутрибазовой перекачке на линии нагнетания (6.13).

 *Нвзл. = kз · Нр*, (6.12)

где *Нр* – высота резервуара, *м* (табл. прил. 2.1-2.4); *kз* – коэффициент заполнения резервуара.

 *Ннасоса = hнаг. + Нвзл. + Δz*, (6.13)

где *hнаг.* – потери напора по длине нагнетательного трубопровода, *м*; *Нвзл.* – высота взлива в резервуаре, *м*; *Δz* – разность геодезических отметок конца и начала трубопровода, *м.*

Завершающим этапом гидравлического трубопровода является определение необходимой высоты всасывания насоса (6.14).

 *НS ≥ |h0 – Δz – hвс.|*, (6.14)

*Δz* – разность геодезических отметок конца и начала трубопровода, *м*; *h0* – минимальный напор вначале всасывающего трубопровода, *м* (*h0* принимается равным 0,8 м).

# **7 Механический расчет нефтепроводов**

Механический расчет технологических трубопроводов производится на температурные напряжения и на напряжения от изгиба в холодную, когда труба изгибается под собственным весом без нагрева.

В редких случаях производится расчет трубопроводов на внутреннее давление, т.к. трубы изготавливаются на довольно высокие давления, (которых в трубопроводах нефтебаз практически не бывает). Проведём проверочный расчёт толщины стенки трубы.

Определяется минимальная толщина стенки технологических трубопроводов (7.1).

 ****, (7.1)

где: *n1* – коэффициент надежности по нагрузке; *P* – рабочее давление в трубе, *МПа* (Обычно на нефтебазах давление не превышает 16 кгс/см2, т. е. P =1,631 МПа.); *Dн* – наружный диаметр трубопровода, *м*; *R1* – расчетное сопротивление материала трубы, *МПа* (7.2).

 , (7.2)

где: *k1* – коэффициент надежности по материалу; *m0* – коэффициент условий работы; *kн* – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Далее сравниваются толщина стенки трубопровода, принятая по сортаменту при гидравлическом расчете (δ) с минимальной толщиной стенки (δmin). Механический расчет считается завершенным, если δ≥ δmin.

# **8. Расчет потерь нефти и нефтепродуктов от «больших» дыханий**

Потери нефти и нефтепродуктов от «больших дыханий» - это потери от испарения при вытеснении паровоздушной смеси из газового пространства резервуаров и транспортных емкостей в атмосферу вследствие заполнения резервуара нефтепродуктом.

Масса паров нефтепродукта, вытесняемая из резервуара за одно «большое» дыхание определяется по формуле:

 , (8.1)

где *Vб* – объем закаченного в резервуар нефтепродукта, *м³*; *V1* – объем газового пространства резервуара перед закачкой нефтепродукта, *м³*; *р2*– абсолютное давление в газовом пространстве в конечный момент времени закачки, *Па* (8.2); *р1* – абсолютное давление в газовом пространстве в начальный момент времени закачки, *Па* (8.3); *рs* – давление насыщенных паров нефтепродукта при температуре поверхности резервуара (при +30°С *рs*= 50,88 кПа = 50880 Па); *Мб* – молекулярный вес бензиновых паров, *кг/моль* (8.4); *Т* – средняя температура в газовом пространстве резервуара, *К* (8.5); *R* – универсальная газовая постоянная.

Абсолютные давления в газовом пространстве в конечный и начальный моменты времени закачки определяются по формулам:

 *р1* = *ра* + *рк.в,*  (8.2)

 *р2* = *ра* + *рк.д*, (8.3)

где *ра* – атмосферное (барометрическое) давление, принимается равным *0,1 МПа*; *рк.в*., *рк.д*. – вакуум и избыточное давление в резервуаре, при которых срабатывает дыхательный клапан, *МПа*.

Молекулярный вес бензиновых паров определяется по формуле:

 *Мб =60+0,3·tн.к+0,001·t²н.к* , (8.4)

где *tн.к* – температура начала кипения нефтепродукта,*°С*.

Средняя температура в газовом пространстве резервуара определяется по формуле:

  (8.5)

где *ТВ*– температура воздуха в данный момент времени, *К*; *ΔТВ* – среднее изменение температуры воздуха, *К*; *ΔТГ* – среднее изменение температуры газового пространства, *К*.

Объем закаченного в резервуар нефтепродукта рассчитывается с учетом коэффициента заполнения резервуара, (8.6).

 , (8.6)

где *k* – коэффициент заполнения резервуара; *Vр* – геометрический объем резервуара, *м3*.

# **9. Расчет потерь нефти и нефтепродуктов от «малых» дыханий**

Изложенный в данной главе материал базируется на работе Н.Н. Константинова. Потери нефтепродукта при «малом дыха­нии» резервуара с установленными дыхательными клапанами определяют по формуле (9.1):

  (9.1)

где  - масса нефтепродукта, теряемого из резервуара за одно «малое дыхание», *т*;  - среднее массовое содержание паров нефтепродукта в вытесняемом объеме паровоздушной смеси, *т/м3*;  - вытесняемый объем паровоздушнойсмеси (9.2), *м3*.

  (9.2)

где *Vr* - объем газового пространства резервуара*, м3*; *ρa* - атмосферное (барометрическое) давление, *МПа*; *ρк.в., ρн.л.*∙ - давление соответственно клапана вакуума и клапана давления, *МПа*; *ρmin, ρmax.* - минимальное и максимальное парциальные давления нефтепродукта в газовом пространстве резервуара в течение суток,  *МПа*; *Tr min, Tr max* - минимальная и максимальная температуры газового пространства резервуара в течение суток, *0С*.

Среднее массовое содержание паров нефтепродукта в паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара, определяется по формуле (9.3)

  (9.3)

где *Rп* - газовая постоянная паров нефтепродукта;

  (9.4)

 Дж/(моль\*К) универсальная газовая постоянная; *М -* молярная масса паров нефтепродукта, *кг/моль*.

Молярную массу бензиновых паров можно определять по формуле Воинова (9.5) в зависимости от *Tu -* средней температуры ки­пения фракций, находящихся в парах,

  (9.5)

где



*Тн.к —* температура начала кипения нефтепродукта, *0С*.

Молярную массу можно определить также по формуле (9.6)

  (9.6)

где *ρ293 -* упругость паров бензина при 293 К.

Для удобства расчетов вводятся избыточные температуры Өr min и Өr max, Өст min, Өст max, Өв min, Өв max, которые означают минимальную и максимальную температуры соответственно газо­вого пространства резервуара, стенки резервуара ивоздуха, от­считываемые от средней температуры нефтепродукта.

Тогда ми­нимальная и максимальная температуры газового пространства резервуара определяется (9.7):

  (9.7)

где *Tn.ср -*  средняя температура нефтепродукта, которую для практических расчетов с достаточной степенью точности можно принять равной средней температуре воздуха, определяемой как среднеарифметическая величина от максимальной *Tв.max* иминимальной *Tв.min* температур воздуха, т. е.

  (9.8)

Избыточные температуры связаны между собой следующими соотношениями (9.9):

  (9.9)

где *Fn* - площадь «зеркала» нефтепродукта, *м2*; *F* - площадь по­верхности,ограничивающей газовое пространстворезервуара (часть боковой стенки и крыша), *м2*; ,  - коэффициенттеплоотдачи от паровоздушной смеси, находящейся в газовом прост­ранстве резервуара, к поверхности жидкости соответственно для ночного и дневного времени; ,  - коэффициент теплоотдачи от стенки резервуара к паровоздушной смеси, находящейся в га­зовом пространстве резервуара, соответственно для ночного и дневного времени;

  (9.10)

*а* - коэффициент температуропроводности нефтепродукта.

  (9.11)

 - продолжительность дня, *час*; *λ* - коэффициент теплопроводности нефтепродукта; *ρ* - плотность нефтепродукта при *Тп.ср*.; *Ср -*теп­лоемкость нефтепродукта.

Температуры стенки резервуара определяются по формулам (9.12):

  (9.12)

Где ,  - коэффициенты теплоотдачи от стенки емкости к внешнему воздуху соответственно в ночное и дневное время; каж­дый из них представляет сумму коэффициентов теплоотдачи кон­векцией и лучеиспусканием, т. е.

  (9.13)

,  - приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки к нефтепродукту соответственно и ночное и дневное время; *α'р αр* - коэффициенты теплоотдачи радиацией от стенки резервуа­ра к нефтепродукту через газовое пространство соответственно в ночное и дневное время;q-количество тепла, получаемого в полдень за счет солнечной радиации и отнесенного к 1 *м1* поверх­ности газового пространства резервуара.

Коэффициенты теплоотдачи от стенкиемкости к внешнему воздуху с учетом теплоотдачи конвекцией и лучеиспусканием мо­гут быть определены по графикам (рис. 9.1).

Приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки к нефте­продукту 'определяются по формулам

  (9.14)

Количество тепла, получаемого 1 м2 стенки, ограничивающей газовое пространство, за счет солнечной радиации (9.15):

  (9.15) где *ε0*- степень черноты внешней поверхности резервуара; *F0* -площадь проекции стенок газового пространства резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в пол­день (9.16, 9.17), *м2*; *i0*- интенсивность солнечной радиации.

Рис.9.1. Графики для определения коэффициентов теплоотдачи в дневное (а) и ночное (b) время.

Для вертикальных цилиндрических резервуаров с конической крышей (или сферической крышей с малой стрелой подъема)

  (9.16)

  (9.17)

для сферических и сфероидальных резервуаров

где *Fв*и *Fн* площади проекций поверхности стенок, ограничивающих газовое пространство резервуара (включая крышу), соот­ветственно на вертикальную и горизонтальную плоскости; *φ* - географическая широта места установки резервуара; *φс*-расчет­ное склонение Солнца на данный день (или при усредненных расчетах в среднем для данного периода времени), определяемое по графику (рис. 9.2).

Интенсивность солнечной радиации на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень, может быть определена по формуле Кастрова—Савинова (9.18)

  (9.18)

где *γ*-коэффициент прозрачности атмосферы, зависящий от ее влажности (облачности), запыленности и т. д.

При безоблачном небе *γ=1,7÷1,8* Если облачность составляет 50%, то расчетная величина ί0, полученная для безоблачного неба, снижается на 20—30%, если облачность сплошная - на 40-50% (в зависимости от плотности облаков по сравнению с безоблачным небом). При усредненных расчетах за длительные периоды времени следует руководствоваться данными о числе дней с разной облачностью.

Минимальное парциальное давление в газовом пространстве резервуара определяют с учетом соотношения фаз (9.19)

 

(9.19)

где *Vr*и *Vж* объемная часть соответственно газового пространства (в долях от полного объема резервуара) и нефтепродукта; *ра -* давление насыщенных паров нефтепродуктов при *T=Tр min* и *Т*=311 *К* и *Vж/Vr* = 0,25, которое определяют по графику (рис. 9.3).

Изложенный порядок расчета *рт1п* относится к резервуару с высоким уровнем нефтепродукта в нем (степень заполнения бо­лее 0,6, что обычно бывает после закачки нефтепродукта). После выкачки нефтепродукта из резервуара (при низких уровнях) пол­ное насыщение газового пространства происходит спустя некото­рое время, поэтому при расчете минимального парциального дав­ления необходимо учитывать степень насыщенности газового пространства парами нефтепродукта. В этом случае расчет потерь от испарения при «малом дыхании» производится по формуле

  (9.20)

где *рmin* определяют по выражениям (9.19); *∆C/Cb*-средняя относительная концентрация в газовом пространстве ре­зервуара в рассматриваемый момент времени (9.21); *Cb*-концентра­ция на линии насыщения.

  (9.21)

*H1r ,H2r*-высоты газового пространства в резервуаре соответст­венно до и после выкачки нефтепродукта;

*∆C1/Cs*-прирост сред­ней относительной концентрации в газовом пространстве резервуара за время выкачки *Tв* нефтепродукта;

 *∆C2/Cs* то же, за вре­мя простоя.

Скорость входящего воздуха *ub* можно определить по форму­ле (9.22):

  (9.22)

где *Qb*-производительность выкачки; *k*-число действующих дыхательных клапанов; *dп*-диаметр (условный проход) монтаж­ного патрубка дыхательного клапана.



Рис.9.2. График для определения расчётного склонения Солнца

(на первое число каждого месяца)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *P*, кПа70 65605550454035302520151050   |  |  |  |  |  |  |  |  | Рис.9.3. График для определения давления насыщенных паров нефтепродуктов: *1-авиационный бензины; 2-автомобильный бензины.* |
|  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  |   |   |   |   |  1 |   |   |   |   |
|  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  |   |   |   |   |   |  2 |   |   |   |
|  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  8 16 24 32 40 48 56 *(Tнк –T),*K |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

При известном *tg ∆C1/Cs* можно определить по графикам, один из которых приведен на рис. 9.4.

∆*C1/Cs tg ¼*

0,12

0,08

0,04

0

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|   |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

 1 2 3 4 5 6 7 *V* (м/c)

Рис.9.4. Зависимость часового прироста относительной концентрации в газовом пространстве во время выкачки из резервуара, оборудованного двумя дыхательными клапанами типа НДКМ: 1-РВС-3000;2-РВС-5000; 3-РВС-10000; 4-РВС-20000.

*T*,K

8

7

6

5

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

0 10 20 30 40 50 60 *φ-φ*, градусы

Рис.9.5. График для определения температурного напора.

 Солнечно Переменно Пасмурно

∆C2/Cs

0,7

0,6

0,5

0,4

0,3

0,2

0,1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

 0 20 40 60 80 100 120 140 *tg*

Рис. 9.6. Зависимость прироста концентрации от длительности простоя резервуара и погодных условий (от конца выкачки до начала рассматриваемого периода “ малого дыхания”)

Если на резервуаре установлены разнотипные клапаны, то *ub* определяют делением *Qв* на суммарную площадь монтажных па­трубков действующих клапанов. Если данных по *∆C1/Cs* нет, то в первом приближении этой величиной можно пренебречь.

Величина *∆C2/Cs* зависит от погоды и длительности простоя (рис. 9.6).

При расчетах следует помнить о том, что*∆C/Cs* не может быть больше единицы.

Максимальное парциальное давление в газовом пространстве при «малых дыханиях» определяется следую­щим образом: рассчитывают температурный напор (рис. 9.5)

  (9.23)

здесь φ и φ подставляют в радианах;

По формулам (9.4) с учетом формулы (9.5) или (9.6) вычис­ляют Rn при известных *D, Hr, Ө, Rn, Tп.ср* и *pr* рассчитывают почасовой рост концентраций (в % в 1 ч) в газовом пространстве.

  (9.24)

где *Hr*- высота газового пространства,

  (9.25)

*Н*-высота боковых стенок вертикальной части резервуара; *Hвал* -высота взлива нефтепродукта в резервуаре; *∆V*-объем, ограничиваемый поверхностью крышии плоскостью, проходящей через верхний срез цилиндрической части резервуара (для вертикальных цилиндрических резервуаров с конической крышей здесь *Hr* - высота конуса крыши); *pr* -давление в газовом пространстве резервуара, которое в течение суток мо­жет меняться в пределах от  перед восходом Солнца:

  (9.26)

в конце«выдоха» 

вычисляют продолжительность выхода (время роста парци­альных давлений в газовом пространстве)

где τdn - продолжительность дня,

  (9.27)

здесь φ и φ подставляют в градусах;

Находим максимальную концентрацию

 (9.28)

где

 

рассчитываем максимальное парциальное давление в газовом пространстве резервуара

  (9.29)

Зная *Tr.min, Tr.max, Pmin и Pmax* по формулам (9.3) и (9.4) вычисляются потери от «малых дыханий».

# **10. Подбор дыхательного клапана.**

Дыхательный клапан устанавливают на резервуарах с маловязкими нефтепродуктами для поддержания давления и вакуума в определенных пределах. Он предназначен для сокращения потерь нефтепродуктов от испарения в резервуаре и для предотвращения его разрушения.

Исходя из условия прочности и устойчивости конструкции резервуаров дыхательные клапаны рассчитаны на давление 200 мм вод. ст. и вакуум 25 мм вод. ст. Дыхательный клапан типа ДК состоит из корпуса, внутри которого расположены седла и тарелки, образующие два затвора: один для работы на давление (верхний), а другой - для работы на вакуум (нижний). При работе клапана тарелки перемещаются по направляющим штокам с помощью грузов. Наружные отверстия клапанов закрыты сетками. Для создания непримерзающих поверхностей на каждой тарелке клапана прижимной гайкой закрепляется фторопластовая пленка, седла изолируются фторопластом, штоки обертываются фторопластовыми пластинами и устанавливаются в направляющих фторопластовых трубках.

При превышении расчетного давления паровоздушной смеси, дыхательный клапан выпускает часть смеси и таким путем доводит давление до расчетной величины, а в случае образования в резервуаре разряжения выше расчетного впускает в резервуар атмосферный воздух и тем самым поддерживает расчетный вакуум. Работа клапана основана на том, что при достижении расчетного перепада давления (вакуума), определяемого весом груза и площадью сечения седла, тарелка поднимается над седлом и открывает проходное сечение клапана, соединяя паровоздушное пространство резервуара с атмосферой.

При подборе дыхательного клапана обратите внимание на то, что на нефтебазах применяются клапаны типа ДК и КД с диаметрами условного прохода 50, 100, 150, 200, 250 и 300 мм и пропускной способностью (соответственно) 25, 70, 135, 235, 295 и 600 м/ч, а также клапаны типа СМДК и НДКМ. Все они предназначены для эксплуатации в различных условиях, поэтому прежде чем выбрать тот или иной тип дыхательного клапана, рекомендуем подробно изучить его конструкцию и назначение.

В настоящее время выпускаются дыхательные клапаны, у которых кассета огневого предохранителя встроена в корпус клапана (типа СМДК), рассчитанные на давление до 200 мм вод. ст. и вакуум до 25 мм вод. ст. Непримерзающий мембранный клапан типа НДКМ применяют для резервуаров с давлением в газовом пространстве до 200 мм вод. ст. и вакуумом 100 мм вод. ст.

От клапанов типа КД клапаны типа НДКМ отличаются большей (в 3-5 раз) пропускной способностью при одинаковом диаметре патрубка, что позволяет сократить число клапанов, устанавливаемых на резервуарах.

Дыхательные клапаны резервуаров подбирают по пропускной способности и допускаемому перепаду давления.

Максимальный расход газов через дыхательный клапан:

*Q = q1 + q2 + q3 + q4*, (10.1)

где *q1* – наибольшее поступление жидкости в резервуар, *м3/ч*; *q2* – увеличение объема газа в резервуаре за счет нагрева поверхности резервуара *м3/ч*,; *q3* - увеличение объема газа в резервуаре при поступлении более теплой жидкости, *м3/ч*; *q4*- увеличение объема газа в резервуаре за счет испарения жидкости, *м3/ч*.

*q2 = υt · Vг · β*, (10.2)

где *β* – коэффициент объемного расширения газов (1/273 К-1); *υt* – скорость нагрева газового пространства (принимается равной 0,0013 К/с)·*Vг*– максимальный объем газового пространства (принимается равным объему резервуара), *м3*.

*q3 = Е ·D2*, (10.3)

где *Е* – опытный коэффициент, зависящий от разности температур (Δ*Т*) закачиваемого нефтепродукта и газового пространства резервуара (табл. 10.1); *D* – диаметр резервуара, *м*.

Таблица 10.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Δ*Т* | 5 | 10 | 15 | 20 | 30 | 40 | 50 |
| *Е* ,м/ч | 0,074 | 0,089 | 0,31 | 0,47 | 0,81 | 1,18 | 1,62 |

*q4 = 1,3 · D2* (10.4)

При работе резервуара на вакуум расход поступающего через клапан воздуха:

*Qв’ = q1’+ q2’*, (10.5)

где *q1’* - расход жидкости из резервуара, *м3/ч*;*q2’* - уменьшение объема газа в связи с охлаждением, *м3/ч*.

 *q2’ = υt’ · Vг · β*, (10.6)

где *υt’* - скорость охлаждения газового пространства (при дожде и ливне принимается равной 8· 10-3 К/с);

По большему значению Q или Q подбирают по каталогу клапан необходимого размера. Если требуемая пропускаемая способность не может быть удовлетворена одним клапаном, то подбирают несколько клапанов меньшего размера.

# **11. Расчет автомобильной эстакады**

Налив нефтепродуктов в автоцистерны может осуществляться как через верхнюю горловину, так и через нижний патрубок автоцистерны (верхний и нижний налив). Наливные устройства могут быть одиночные и объединенные в группы. Они могут быть как с ручным, так и с автоматизированным управлением.

 Станция налива состоит из 4-12 наливных «островков», расположенных под навесом. Каждый «островок» оборудуется одним или двумя наливными устройствами.

 При поставках нефтепродуктов автомобильным транспортом расчетное количество наливных устройств, станции налива опреде­ляется для каждой марки (сорта) нефтепродуктов по формуле (11.1)

 , (11.1)

где *Gсутi* – среднее суточное потребление *i*-го нефтепродукта плот­ностью *ρi*; *Кнв* – коэффициент неравномерности потребления неф­тепродуктов; *qну* – расчетная производительность налив­ных устройств, *м3/ч*; *Ки* – коэффициент использования наливных устройств, *Ки* = 0,7; *τрн* – количество часов работы наливных устройств в сутки.

Далее определяется необходимое количество автоцистерн (11.2).

, (11.2)

где *Gавто* – грузоподъемность автоцистерны, *т* (табл. прил. 6.1)

# **12. Расчет причалов**

Транспортировка наливных грузов по водным коммуникациям осуществляется с помощью нефтеналивных судов, которые, в зависимости от способа передвижения, подразделяются на самоходные (морские и речные танкеры) и несамоходные (лихтеры и речные баржи).

Погрузочно-разгрузочные работы производятся на причалах.

При перевозке нефтепродуктов водным транспортом число при­чалов определяют по формуле (12.1):

 , (12.1)

где *∑τi* – суммарное время пребывания судна у причала; *Gгод* – количество завозимых (вывозимых) нефтегрузов за навигационный период *τнав*; *Кн* – коэффициент неравномерности завоза (вывоза), изменяющийся в зависимости от условий судоходства в пределах 1,2...2; *qc* – средний тоннаж нефтеналивных судов (табл. прил. 5.1-5.3).

Время пребывания судна у причала включает в себя время, затрачиваемое на следующие операции:

– подготовительные операции (подход, швартовка, соединение с береговыми трубопроводами): *τ1* = 0,5...2 ч;

– выгрузка (загрузка) нефтепродукта (12.2):

  (12.2)

где *К* – коэффициент, показывающий, какая часть наливного груза откачивается грузовыми насосами (для маловязких нефтепродуктов *К*=0,25...0,97, для вязких *К*=0,92...0,95); *qн* – производительность насосной установки, *м3/ч*;

– зачистка судна от остатков при выгрузке (12.3):

 , (12.3)

где *q3* – подача зачистных насосов (табл. прил. 5.1-5.3);

– подогрев вязких нефтепродуктов перед выгрузкой: *τ4* задается или выбирается в каждом конкретном случае;

– разъединение трубопроводов и расчалка *τ5* = 0,5...1 ч.

# **13. Расчет железнодорожной эстакады**

При доставке нефтепродуктов железнодорожным транспортом число маршрутов, прибывающих на нефтебазу за сутки, рассчитывается по формуле (13.1):

 , (13.1)

где *Gсут* – суточный грузооборот нефтебазы (13.2); *Gмарш.* – грузоподъемность одного маршрута.

 , (13.2)

где *Gгод* – годовой грузооборот нефтебазы (13.3);*kоб* – коэффициент оборачиваемости нефтебазы; *k1* – коэффициент неравномерности завоза и вывоза нефтепродукта, принимается равным 1÷2; *k2* – коэффициент неравномерности подачи железнодорожных цистерн, принимается > 1.

 , (13.3)

Грузоподъемность маршрута в каждом конкретном случае согласовывается с Министерством путей сообщения, но не превышает 3÷4 тыс. тонн.

Необходимое число эстакад определяют по формуле

 , (13.4)

где *τЭ* – время занятия эстакады маршрутом, ч.

Время сливно-наливных операций регламентируется «Правила­ми перевозок жидких грузов наливом в вагонах-цистернах и бункер­ных полувагонах».

В немеханизированных пунктах налив независи­мо от рода нефтепродуктов проводят для всей одновременно поданной партии цистерн, двухосных цистерн и бункерных полувагонов – 2 ч, четырехосных (и более) цистерн и бункерных полувагонов – 3 ч. Слив независимо от рода нефтепродуктов также проводят для всей одно­временно поданной партии цистерн: из двухосных цистерн – 2 ч, четырехосных (и более) цистерн – 4 ч.

В механизированных пунктах налив независимо от рода нефтепродукта и грузоподъемности цис­терн и бункерных полувагонов осуществляют за 2 ч; слив из двухос­ных цистерн и бункерных полувагонов – за 1 ч 15 мин, из четыре­хосных (и более) цистерн и бункерных полувагонов – за 2 ч.

При операциях с высоковязкими нефтепродуктами в величину *τЭ* входит время, требуемое для их разогрева.

Длина железнодорожной эстакады рассчитывается как сумма длин цистерн одного вида плюс 30 м на тупик для расцепки (в целях пожаробезопасности):

 , (13.5)

где *ai* – количество цистерн одного типа, *шт.* (табл. прил. 4.6); *li*– длина цистерны одного типа, *м* (табл. прил. 4.6).

 На этом расчет сливо-наливной железнодорожной эстакады считается законченным.