

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Тульский государственный университет»

Институт горного дела и строительства  
Кафедра «Геотехнологии и строительство подземных сооружений»

Утверждено на заседании кафедры  
«Геотехнологии и строительство подзем-  
ных сооружений»  
«24» января 2023 г., протокол № 6

Заведующий кафедрой



Н.М. Качурин

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**  
**по выполнению курсовой работы**  
**по дисциплине (модулю)**  
**«Эксплуатация нефтебаз и нефтехранилищ»**

**основной профессиональной образовательной программы**  
**высшего образования – программы бакалавриата**

по направлению подготовки  
**21.03.01 Нефтегазовое дело**

с направленностью (профилем)  
**Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти,**  
**газа и продуктов переработки**

Форма обучения: очная

Идентификационный номер образовательной программы: 210301-01-23

Тула 2023 год

**Разработчик(и) методических указаний**

Сарычев В.И., проф., д.т.н., доц.  
(ФИО, должность, ученая степень, ученое звание)

  
\_\_\_\_\_  
(подпись)

## СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ .....	4
1. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ .....	4
2. ИСХОДНОЕ ЗАДАНИЕ К КУРСОВОЙ РАБОТЕ .....	5
3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ. СОДЕРЖАНИЕ ЗАПИСКИ .....	5
Введение .....	5
1. Определение суммарного полезного объема резервуарного парка нефтепроводов .....	6
2. Подбор количества и емкости резервуаров в резервуарном парке ...	6
2.1. Расчет максимально допустимого уровня разлива .....	6
2.2. Расчет объема минимального допустимого уровня разлива .....	7
2.3. Расчет нормативного уровня аварийного .....	8
2.4. Расчет нормативного уровня нижнего .....	8
2.5. Расчет нормативного уровня верхнего .....	8
2.6. Расчет запаса аварийной емкости .....	8
2.7. Расчет запаса емкости резервуарного парка по нормативному уровню нижнему .....	8
2.8. Расчет запаса емкости резервуарного парка по нормативному уровню верхнему .....	9
2.9. Расчет технологических остатков нефти в резервуарном парке ....	9
2.10. Расчет потенциальной полезной емкости резервуарного парка ...	11
2.11. Расчет полезной емкости резервуарного парка с учетом нормативных ограничений .....	11
2.12. Расчет коэффициента полезной емкости .....	12
Заключение .....	12
4. ВАРИАНТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ .....	12
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	13
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ОБОРУДОВАНИЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ РЕЗЕРВУАРОВ .....	13
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДЫХАТЕЛЬНОЙ АРМАТУРЫ И ОГНЕВЫХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ .....	14

## **ВВЕДЕНИЕ**

Курс изучается студентами в 6 и 7 семестрах. Курсовая работа выполняется в 7 семестре на базе знаний, полученных студентами при изучении общепрофессиональных и специальных дисциплин на предыдущих семестрах.

**Тема курсовой работы:** Выбор оборудования и определение объема резервуарного парка нефтепродуктов магистрального нефтепровода.

**Целью работы** является формирование у обучающихся навыков выбора оборудования и расчета параметров резервуарного парка нефтепродуктов.

**Задачи работы** заключаются в определении количества и емкости резервуаров в резервуарном парке нефтепродуктов, в выборе номенклатуры и количества оборудования.

## **1. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ**

Задание на курсовую работу выдается руководителем - консультантом работы на специальном бланке и подписывается руководителем и студентом. В случае необходимости задание может быть откорректировано руководителем.

Курсовая работа состоит из расчетно-пояснительной записки объемом 25-35 страниц машинописного текста. Отдельно выполненные эскизы, схемы, таблицы обязательно нумеруются и включаются в общий объем записки, на них делаются ссылки в тексте.

Пояснительная записка выполняется на листах формата А4, на которых должны быть оставлены поля шириной: 30 мм слева, 15 мм справа, по 20 мм сверху и снизу.

После титульного листа помещается бланк с заданием на разработку курсового проекта. Далее идет оглавление с указанием всех разделов и номеров соответствующих страниц.

В конце записки помещается пронумерованный список всей использованной литературы с указанием фамилии автора, издания и года выпуска. Титульный лист оформляется на основании стандартных требований ТулГУ.

Все расчеты выполняются в записке и сопровождаются пояснительным текстом, где необходимо – и анализом.

При выдаче задания на курсовую работу руководителем устанавливается календарный план его выполнения. План должен быть составлен так, чтобы руководитель мог ежемесячно аттестовать студента.

Студент обязан посещать все занятия-консультации согласно расписанию. В случае отсутствия неясных вопросов студент обязан представить на просмотр преподавателю-консультанту выполненный за прошедший период объем работ (со времени предыдущей консультации).

Руководитель оказывает помощь студенту при самостоятельном выполнении им работы путем консультаций и советом, контролирует качество и

установленные сроки выполнения разделов курсовой работы, а также аттестует студента.

Курсовая работа должна быть полностью закончена за две недели до экзаменационной сессии и сдана руководителю на проверку.

Курсовые работы защищаются в комиссии из трех человек, назначенной заведующим кафедрой. В состав комиссии обязательно включается лектор курса, на базе которого выполнена курсовая работа. К защите допускается курсовая работа, которая подписана руководителем.

При неудовлетворительной защите студентом курсовой работы комиссия принимает решение: вернуть курсовую работу на доработку, после чего она повторно защищается. В особых случаях комиссия может принять решение о необходимости повторного выполнения курсовой работы по новому заданию.

## **2. ИСХОДНОЕ ЗАДАНИЕ К КУРСОВОЙ РАБОТЕ**

В курсовой работе требуется:

определить объем резервуарного парка нефтепродуктов в соответствии с РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»;

подобрать количество и емкость резервуаров в резервуарном парке с учетом требований, изложенных в разделе 3 Методических указаний;

для всех резервуаров резервуарного парка произвести выбор оборудования в соответствии с РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов». Подбор номенклатуры и количества оборудования выбранных резервуаров произвести с учетом рекомендаций прил. 1 и 2.

## **3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ. СОДЕРЖАНИЕ ЗАПИСКИ**

### **Введение**

*Резервуарный парк* – комплекс взаимосвязанных резервуаров для выполнения технологических операций приема, хранения и откачки нефти.

*Головная НПС* – это нефтеперекачивающая станция, расположенная в начале нефтепровода и работающая только по схеме «через емкость», или «с подключенной емкостью» с возможностью работы, в случае необходимости, по схеме «из насоса в насос». В состав технологических сооружений головной перекачивающей станции входят: *резервуарный парк*, подпорная насосная, узел учета, магистральная насосная, узел регулирования давления, фильтры-грязеуловители, узлы с предохранительными устройствами, а также технологические трубопроводы.

Остальные НПС нефтепровода являются *промежуточными*. Они могут быть с емкостью и без емкости. Состав технологических сооружений промежуточных НПС с емкостью аналогичен головной перекачивающей станции.

## 1. Определение суммарного полезного объема резервуарного парка нефтепроводов

Определение суммарного полезного объема резервуарного парка нефтеперекачивающей станции определяется в соответствии с ВНТП 2-86, РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов», что отражается в первой части записки курсовой работы.

## 2. Подбор количества и емкости резервуаров в резервуарном парке

### 2.1. Расчет максимально допустимого уровня взлива

Схема резервуара РВСПК-75 000 для расчета максимально допустимого уровня взлива приведена на рис. 1.

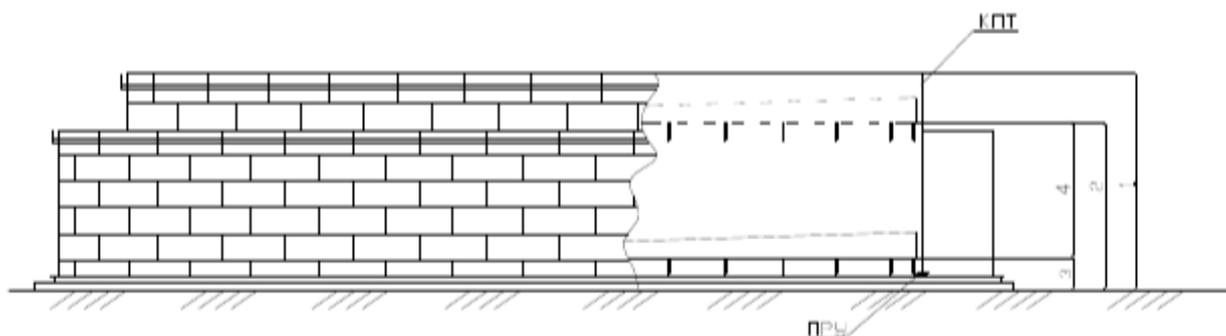


Рисунок 1 – Схема резервуара РВСПК-75 000:

1 – высота стенки резервуара; 2 – максимальный допустимый уровень взлива; 3 – минимальный допустимый уровень взлива; 4 – высота, определяющая потенциальную полезную емкость

Максимально допустимый уровень определяется по формуле:

$$H_{\text{макс. доп}} = H_{\text{констр}} - 100, \quad (1)$$

где  $H_{\text{констр}}$  – расстояние, определяемое типом и конструкцией резервуара (рис. 1). Для РВС с плавающей крышей  $H_{\text{констр}}$  определяется от днища (в районе уторного уголка) до верха стенки;

100 мм – это расстояние, определяющее запас емкости на температурное расширение нефти.

Для РВС с плавающей крышей 100 мм отмеряются от верха стенки до короба крыши, затем вычитается высота плавающей крыши с учетом ее погружения.

## 2.2. Расчет объема минимального допустимого уровня взлива

Объем минимального допустимого уровня нефти в резервуарах со стационарной крышей рассчитывается исходя из условия недопустимости прорыва воздуха в приемно-раздаточный патрубок при воронкообразовании.

$$V_{\text{мин. доп}} = H_{\text{мин. доп}} F, \quad (2)$$

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

Величина минимального допустимого уровня  $H_{\text{мин. доп}}$  в резервуарах с плавающей крышей определяются расстоянием 30 см от днища резервуара до низа опорных стоек.

В резервуарах с плавающей крышей, опорные стойки которой установлены на днище, минимально допустимый уровень определяется на 30 см выше опорных стоек.

Минимальный уровень по воронкообразованию определяется в зависимости от конструктивного расположения приемно-раздаточного патрубка (ПРП), его диаметра и производительности опорожнения резервуара, которая зависит от производительности напорного участка нефтепровода при схеме перекачки «через резервуары» и максимальной разницы производительностей приемного и напорного участков при схеме перекачки с «подключенными резервуарами». Величина  $H_{\text{мин. доп}}$  определяется по формуле:

$$H_{\text{мин. доп}} = H_{\text{кр}} + A, \quad (3)$$

где  $H_{\text{кр}}$  – критическая высота уровня жидкости в резервуаре, при которой начинается устойчивое истечение с воронкой, м;

$A$  – расстояние от днища резервуара до оси приемораздаточного патрубка, м. Значения  $A$  определяются по паспорту резервуара.

$$H_{\text{кр}} = 0,025 d_{\text{п}}^3 \sqrt{\text{Re}} \sqrt{\varphi}, \quad (4)$$

где  $\text{Re} = v d_{\text{п}} / \nu$  – критерий Рейнольдса;

$d_{\text{п}}$  – диаметр приемно-раздаточного патрубка, м;

$v$  – скорость в одном приемно-раздаточном патрубке (ПРП), м/с. Определяется по максимальной производительности заполнения-опорожнения резервуара;

$\nu$  – кинематическая вязкость при максимальной температуре перекачиваемой жидкости,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

$\varphi$  – угол среза приемно-раздаточного патрубка, град.

При наличии в резервуаре хлопушек с горизонтально или максимально поднятой крышкой угол среза ПРП следует принимать равным  $\varphi = 30^\circ$ .

Расчетный минимальный допустимый уровень  $H_{\text{мин. доп}}$  в резервуаре определяется по максимально возможной производительности участка нефтепровода.

## 2.3. Расчет нормативного уровня аварийного

Нормативный аварийный уровень определяется отношением объема, необходимого для создания емкости для аварийного сброса нефти ( $V_{\text{арп}}$ ), к  $F$ :

$$H_a = \frac{V_{\text{арп}}}{F}. \quad (5)$$

#### 2.4. Расчет нормативного уровня нижнего

Нормативный уровень нижний ( $H_n$ ) для резервуара определяются по формуле:

$$H_n = H_{\text{мин. доп}} + \frac{Qt}{F}, \quad (6)$$

где  $Q$  – максимально допустимая производительность опорожнения резервуара, м<sup>3</sup>/ч;

$t$  – время, необходимое для оперативных действий, принимается равным 0,5 ч.

#### 2.5. Расчет нормативного уровня верхнего

Нормативный уровень верхний ( $H_v$ ) для резервуара определяются по формуле:

$$H_v = H_{\text{макс. доп}} - \frac{Qt}{F}. \quad (7)$$

#### 2.6. Расчет запаса аварийной емкости

Общий запас аварийной емкости ( $V_{\text{арп}}$ ) не должен превышать двухчасовую пропускную способность подводящего нефтепровода. Объем аварийной емкости резервуарного парка является нормативным ограничением по аварийному запасу и рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{арп}} = 2Q, \quad (8)$$

где  $Q$  (м<sup>3</sup>/ч) определяется из расчета производительности нефтепровода на максимальном режиме работы по установленному оборудованию; при наличии нескольких подводящих нефтепроводов – по нефтепроводу с наибольшей производительностью.

#### 2.7. Расчет запаса емкости резервуарного парка по нормативному уровню нижнему

Для резервуарного парка указанный запас емкости ( $V_{\text{нрп}}$ ) равен сумме всех объемов ( $V_n$ ) в резервуарах парка и является нормативным ограничением по нижнему уровню:

$$V_{\text{нрп}} = \sum_{i=1}^{i=n} V_{ni};$$

(9)

где  $V_{ni} = (H_n - H_{\text{мин. доп}})F$ , (10)

$n$  – количество резервуаров в парке.

## 2.8. Расчет запаса емкости резервуарного парка по нормативному уровню верхнему

Для резервуарного парка указанный запас емкости ( $V_{\text{врп}}$ ) равен сумме всех объемов ( $V_{\text{в}}$ ) в резервуарах парка и является нормативным ограничением по нижнему уровню:

$$V_{\text{врп}} = \sum_{i=1}^{i=n} V_{\text{в}i}; \quad (11)$$

$$\text{где } V_{\text{в}i} = (H_{\text{макс. доп}} - H_{\text{в}})F. \quad (12)$$

## 2.9. Расчет технологических остатков нефти в резервуарном парке

2.9.1. Технологический остаток нефти в резервуарном парке НПС зависит от схемы перекачки нефти по магистральному нефтепроводу: «с подключенными резервуарами» или «через резервуары».

2.9.2. Технологический остаток ( $V_{\text{то}}$ ) нефти включает в себя минимально допустимый остаток ( $V_{\text{мин. доп}}$ ), определяемый минимально допустимым уровнем ( $H_{\text{мин. доп}}$ ), и технологический запас ( $V_{\text{тз}}$ ), создаваемый для обеспечения независимой работы НПС без изменения режима перекачки в течение времени (но не более 2-х ч), необходимого для выяснения причин и ликвидации отказа предыдущей НПС и выхода участка нефтепровода на режим.

2.9.3. Объем технологического остатка нефти в резервуарном парке определяется по формуле:

$$V_{\text{торп}} = \sum_{i=1}^{i=n} V_{\text{мин. доп},i} + V_{\text{тз}}, \quad (13)$$

$$\text{где } V_{\text{тз}} = Qt, \quad (14)$$

$t$  – время, необходимое для откачки нефти из резервуаров без изменения режима перекачки на напорном участке, но не более 2-х ч;

$Q$  ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) определяется из расчета производительности напорного участка нефтепровода на максимальном режиме работы по установленному оборудованию, при наличии нескольких напорных нефтепроводов – по нефтепроводу с наибольшей производительностью.

$$V_{\text{мин. доп},i} = \sum_{i=1}^{i=n} H_{\text{мин. доп},i} F_i, \quad (15)$$

где  $F_i$  – площадь зеркала нефти в  $i$ -ом резервуаре,  $\text{м}^2$ ;

$n$  – количество «подключенных» резервуаров.

2.9.4. Технологический уровень нефти в группе резервуаров  $H_{\text{н}}$  (м), определяющий величину запаса, позволяющего вести откачку нефти из группы резервуаров до минимально допустимого уровня из расчета двухчасовой производительности или времени, необходимого для выяснения причины простоя и ликвидации его, рассчитывается по формуле:

$$H_{hi} = H_{\text{мин. доп}} + \frac{Q}{\sum_1^n F_i} t, \quad (16)$$

где  $Q$  – производительность эксплуатационного участка, м<sup>3</sup>/ч;

$t$  – установленное время, но не более 2-х ч, включает в себя время, расходуемое на сообщения об остановке и пуске приемного участка нефтепровода или НПС, выяснения причин отказа, ликвидацию отказа по возможности, вывод участка нефтепровода на установленный режим, ч.

При недостаточной вместимости резервуарного парка время восстановления  $t$  при составлении технологической карты эксплуатации резервуаров следует принимать индивидуально для каждого резервуарного парка с учетом возможного объема резервирования емкости под технологический остаток.

2.9.5. В технологической карте эксплуатации резервуаров следует указывать число подключенных резервуаров, величину технологического уровня и номер резервуара, ограничивающий технологический уровень за счет разности геодезических отметок или геодезические отметки днищ резервуаров.

2.9.6. Для резервуаров НПС, работающих по схеме «через резервуары», технологический уровень нефти может совпадать с минимально допустимым уровнем  $H_{\text{мин. доп}}$  при наличии в части резервуарного парка технологического запаса.

2.9.7. По градуированной таблице и технологическому уровню  $H_{hi}$  определяют объем технологического остатка  $V_{\text{то},i}$  в каждом резервуаре и суммарно по резервуарному парку.

2.9.8. При определении технологического остатка нефти в группе транзитных резервуаров, имеющих разные геодезические отметки днищ или высоты резервуаров, необходимо учитывать, что часть объема нефти не участвует в товаротранспортных операциях из-за разности геодезических отметок или высот резервуаров, объединенных в одну технологическую группу.

2.9.9. Норматив технологического остатка нефти ( $M_{\text{то}}$ , т) в эксплуатируемых резервуарах резервуарного парка составит:

$$M_{\text{то}} = 10^{-3} \sum_1^n V_{\text{то},i} \rho = 10^{-3} \sum_1^n (V_{\text{мин. доп}} + Qt) \rho, \quad (17)$$

где  $\rho$  – плотность при среднегодовой температуре нефти в год, предшествующий нормируемому;

$n$  – количество резервуаров, находящихся в эксплуатации.

2.9.10. При расчете нормативов технологических остатков нефти в резервуарном парке на предстоящий год необходимо учитывать план консервации или списания резервуаров с баланса, план ввода в эксплуатацию вновь построенных резервуаров.

2.9.11. В течение отчетного года при изменении состояния резервуарного парка, расчетной производительности магистральных нефтепроводов нормативы технологических остатков должны быть пересмотрены.

2.9.12. При наличии запаса нефти в части резервуарного парка для обеспечения независимой работы НПС в течение заданного времени остальные резервуары могут опорожняться до минимально допустимого уровня.

2.9.13. Запас емкости для обеспечения договорных обязательств и качества нефти в пункте назначения определяются службами транспорта, учета и качества нефти Организации и не относятся к технологическому запасу и технологическому остатку.

## 2.10. Расчет потенциальной полезной емкости резервуарного парка

Потенциальная полезная емкость резервуарного парка рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{\text{пп}} = (H_{\text{макс. доп}} - H_{\text{мин. доп}})F. \quad (18)$$

Потенциальная полезная емкость резервуарного парка ( $V_{\text{ппрп}}$ ) определяется как сумма потенциальных полезных емкостей резервуаров парка НПС:

$$V_{\text{ппрп}} = \sum_{i=1}^{i=n} V_{\text{пп}, i}, \quad (19)$$

где  $n$  – количество резервуаров в парке ( $V_{\text{арп}}$ ).

## 2.11. Расчет полезной емкости резервуарного парка с учетом нормативных ограничений

Полезная емкость резервуарного парка с учетом нормативных ограничений – это емкость резервуарного парка, участвующая в приемораздаточных операциях при транспортировке и отгрузке нефти.

Полезная емкость резервуарного парка определяется разностью между потенциальной полезной емкостью резервуарного парка ( $V_{\text{ппрп}}$ ) и нормативными ограничениями.

$$V_{\text{прп}} = V_{\text{ппрп}} - V_{\text{нрп}} - V_{\text{врп}} - V_{\text{арп}}. \quad (20)$$

Для резервуаров, в которых хранится технологический запас ( $V_{\text{тз}}$ ), вместо  $V_{\text{нрп}}$  в данную формулу ставится  $V_{\text{тз}}$ .

Для парков, резервуары которых расположены на разных геодезических отметках, разрабатывается операционная карта, по которой технологические переключения исключают потери полезной емкости из-за разницы отметок днищ резервуаров.

Схема резервуара РВСПК-75 000 для расчета полезной емкости приведена на рис. 2.

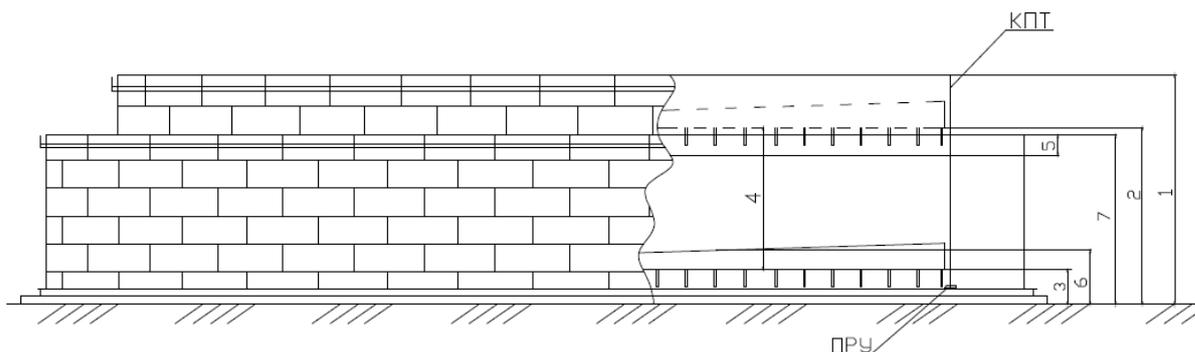


Рисунок 2 – Схема резервуара РВСПК-75 000:

- 1 – высота стенки резервуара; 2 – максимальный допустимый уровень взлива;  
 3 – минимальный допустимый уровень взлива; 4 – высота, определяющая потенциальную полезную емкость; 5 – нормативный объем аварийный;  
 6 – нормативный уровень нижний; 7 – нормативный уровень верхний

## 2.12. Расчет коэффициента полезной емкости

Коэффициент полезной емкости  $K$  определяется отношением полезной емкости резервуарного парка  $V_{\text{прп}}$  к объему резервуарного парка по строительному номиналу  $V_{\text{стр}}$ :

$$K = \frac{V_{\text{прп}}}{V_{\text{стр}}}. \quad (21)$$

## Заключение

Приводятся выводы по результатам проведенных расчетов при выполнении задания на курсовую работу. Выводы подтверждаются качественными и количественными показателями, при необходимости – табличной или графической интерпретацией.

## 4. ВАРИАНТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Определить объем резервуарного парка нефтепродуктов, подобрать количество и емкость резервуаров в резервуарном парке, произвести выбор оборудования.

Исходные данные сформировать самостоятельно, принимая за основу годовую производительность магистрального нефтепровода. Данные согласовать с преподавателем. При формировании исходной информации использовать справочный материал и техническую литературу.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти: учебник для вузов / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др.; под ред. С. М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2002. – Т.1.
2. ГОСТ 12.2.085-2002. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.
3. Коваленко П.В., Пистунович Н.Н. Машины и оборудование газонефтепроводов. Методические указания к выполнению курсового проектирования для студентов специальности 1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и

эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ». Новополоцк: Изд-во УО «ПГУ», 2007. 72 с.

4. Лурье, М. В. Расчет оптимальных концентраций антитурбулентных присадок для увеличения производительности трубопровода / М. В. Лурье, А. А. Прохоров. – М.: РГУНГ им. Губкина, 2001.

5. Лурье, М. В. Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М.: ГАНГ, 1995.

6. Мустафин, Ф. М. Машины и оборудование газонефтепроводов: учеб. пособие для вузов / Ф. М. Мустафин, Н. И. Коновалов, Р. Ф. Гильметдинов и др. – Уфа: Монография, 2002.

7. ОНТП 51-185. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. – Мингазпром СССР, 29.08.85

8. РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»/ Минэнерго РФ, ОАО «Гипротрубопровод», ОАО «АК «Транснефть». 2002 г., 141 с.

9. СНиП 2.05.06.85\*. Магистральные трубопроводы. – М.: Госстрой СССР 1985.

10. Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа: справочное пособие / под руковод. и общ. ред. Ю. М. Костелевского. – М.: Недра, 1976.

11. Спасский, К. Н. Насосные и компрессорные станции: учеб. пособие / К. Н. Спасский. – М.: Изд-во ВЗПИ, 1990.

12. Тугунов П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для вузов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа: ООО «Дизайн Полиграф Сервис», 2002.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ОБОРУДОВАНИЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ РЕЗЕРВУАРОВ

Наименование оборудования	Наличие в резервуаре			
	РВС	РВСП	РВСПК	ЖБР
Дыхательный клапан	+			+
Предохранительный клапан	+			+
Вентиляционный патрубок		+	+	
Огневой предохранитель	+	+	+	+
Приемно-раздаточное устройство				+
Приемно-раздаточный патрубок*	+	+	+	
Пеногенератор	+	+	+	
Система подслоного пенотушения	+	+	+	+
Компенсирующая система приемно-раздаточных патрубков	+	+	+	+
Пробоотборник	+	+	+	+
Водоспуск с плавающей крыши			+	
Система орошения резервуара	+	+	+	

Кран сифонный	+	+	+	
Система размыва осадка	+	+	+	+
Погружной насос (для откачки остатков нефти и подтоварной воды)				+
Люки	+	+	+	+
Уровнемер	+	+	+	+
Приборы контроля, сигнализации, защиты	+	+	+	+
*Приемо-раздаточный патрубков с хлопушей на РВС следует заменить приемо-раздаточным устройством с поворотной заслонкой				

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДЫХАТЕЛЬНОЙ АРМАТУРЫ И ОГНЕВЫХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

Шифр	Наименование	Назначение	D <sub>y</sub> , мм	Пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч	Давление рабочее, мм вод. ст.	Вакуум рабочий, мм вод. ст.
НДКМ-100	Клапан непромерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	100	200	160	16
НДКМ-150			150	500	160	16
НДКМ-200			200	900	160	16
НДКМ-250			250	1500	160	20
НДКМ-350			350	3000 5000	200	100
СМДК-50	Совмещенный механический клапан и непромерзающий 2-х мембранный клапан	Для установки на резервуарах с нефтью в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство с атмосферой, и регулирования давления паров в газовом пространстве емкостей	50	25	200	25
СМДК-100			100	25	200	25
СМДК-150			150	142	200	25
СМДК-200			200	250	200	25
СМДК-250			250	300	200	25
СМДК-350			300	420	190	25
КД-50	Клапан дыхательный	Для предотвращения повышения давления и вакуума сверх установленных значений	50	15		
КД-100			100	50		
КД-150			150	100		
КД-250			250	300		
КДС-1000	Клапан дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами и регулирования давления в этом пространстве	350	1000	200	25
КДС-1500			500	1500	200	25
КДС-3000			500	3000	200	25
КДС2-1500	Клапан дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	150	450	200	25
			200	750	200	25
			250	1000	200	25
			350	1300	200	25
			500	1500	200	25
КДС2-3000			250	1100	200	25
			350	2400	200	25
			300	3000	200	25
КПГ-150	Клапан	Для предотвращения разруше-	150	500	200-	25-30

	предохранительный гидравлический	ния резервуара при отказе в работе клапанов НДКМ		900	120	35-40 90-100	
КПГ-200			200	900 1300	200- 120	25-30 35-40 90-100	
КПГ-250			250	1500- 2700	200- 120	25-30 35-40 90-100	
КПГ-350			300	2700- 5000	200- 120	25-30 35-40 90-100	
ПКС-200			Для регулирования давления в газовом пространстве резервуара в случае отказа дыхательного клапана	200	200	55-60	35-40
ПКС-250				250	250	55-60	40
КПС-250	Клапан предохранительный сварной конструкции	Для предупреждения повышения давления и вакуума сверх установленных в вертикальных резервуарах в случае неисправности дыхательного клапана	250	300	200	40	
КПС-300			350	600	200	40	
ОП-50	Огневой предохранительный	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	50	25			
ОП-100			100	100			
ОП-150			150	215			
ОП-200			200	380			
ОП-250			250	600			
ОП-350			350	900			
ОП-500			500	До 2200			
ПО-50			50	25			
ПО-100			100	100			
ПО-150			150	215			
ПО-200			200	380			
ПО-250			250	600			
ПО-350			350	900			
ПО-500			500	До 2200			