

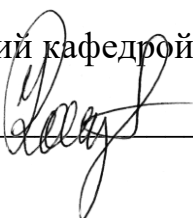
МИНОБРНАУКИ РОССИИ

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 насосных и компрессорных станций»

**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

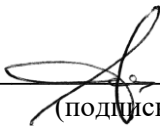
Идентификационный номер образовательной программы: 210301-01-23

Тула 2023 год

Разработчик(и) методических указаний**Разработчик(и):**

Сарычев В.И., проф., д.т.н., доц.

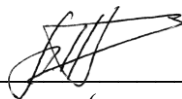
(ФИО, должность, ученая степень, ученое звание)



(подпись)

Жабин А.Б., проф., д.т.н., проф.

(ФИО, должность, ученая степень, ученое звание)



(подпись)

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ	5
1. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ	7
2. СОДЕРЖАНИЕ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ И РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ	8
3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАСЧЕТНОЙ ЧАСТИ КУРСОВОЙ РАБОТЫ	9
1. Исходные данные и их обработка	9
2. Определение плотности, вязкости и давления насыщенных паров перекачиваемой жидкости	9
3. Подбор насосного оборудования нефтеперекачивающих станций	11
3.1. Характеристики центробежных насосов	11
3.2. Подбор насосного оборудования магистральных насосных станций	12
3.2.1. Определение параметров перекачиваемой жидкости	12
3.2.2. Определение расчетной пропускной способности трубопровода ..	12
3.2.3. Выбор наружного диаметра трубопровода	12
3.2.4. Определение внутреннего диаметра трубопровода	12
3.2.5. Определение потерь напора в трубопроводе	13
3.2.6. Условия выбора магистральных насосов	15
3.2.7. Выбор подпорных насосов	18
4. Расчет подводящих (всасывающих) трубопроводов подпорных насосов головной насосной станции	18
5. Определение режима работы насосной станции	21
6. Подбор вспомогательного оборудования	21
Заключение	21
4. ВАРИАНТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ	22
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	23
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – СРЕДНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ПОПРАВКИ ПЛОТНОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТ ОБЪЕМНОГО РАСШИРЕНИЯ	24
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПО НЕКОТОРЫМ НЕФТЯМ И НЕФТЕПРОДУКТАМ	24
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ НЕФТЕПРОВОДОВ И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ	25
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБ ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДОВ, ГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕБАЗ	26
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 – ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕКЦИОННЫХ НАСОСОВ СЕРИИ НМ	27
ПРИЛОЖЕНИЕ 6 – СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО СЕКЦИОННЫМ НАСОСАМ ТИПА НМ	28
ПРИЛОЖЕНИЕ 7 – ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СПИРАЛЬНЫХ НАСОСОВ ТИПА НМ	29
ПРИЛОЖЕНИЕ 8 – СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО СПИРАЛЬНЫМ	

НАСОСАМ ТИПА НМ	30
ПРИЛОЖЕНИЕ 9 – ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАСО- СОВ ТИПА НД _в Н И НД _с Н	32
ПРИЛОЖЕНИЕ 10 – СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО НАСОСАМ ТИ- ПОВ НД _в Н НД _с Н	32
ПРИЛОЖЕНИЕ 11 – ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАСО- СОВ ТИПА НПВ	33
ПРИЛОЖЕНИЕ 12 – СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО НАСОСАМ ТИ- ПА НПВ	33
ПРИЛОЖЕНИЕ 13 – ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАСО- СОВ ТИПА НМП	34
ПРИЛОЖЕНИЕ 14 – СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО НАСОСАМ ТИ- ПА НМП	35

ВВЕДЕНИЕ

Перспективы развития нефтяной промышленности имеют принципиальное значение для промышленности в целом. Предотвращение потерь нефти в процессе добычи, транспортировки и хранения, повышение эффективности ее использования возможно при применении современного основного и вспомогательного оборудования насосных станций, внедрении прогрессивных технологий перекачки, оснащенных современными системами автоматики машин и аппаратов.

НПС или нефтеперекачивающая станция – это комплекс различного рода оборудования и сооружений, главным предназначением которого является создание (при помощи насосов) в нефтепроводе давления для перекачки нефти от нефтепромыслов или НПЗ до конечной точки. В самом начале нефтепровода находится ГНПС (головная нефтеперекачивающая станция), назначение этого объекта – принимать подготовленную нефть с промысла или нефтепродукт с заводов. Нефть приходит на ГНПС с мест добычи, проходит через систему фильтров и поступает в резервуары. Оттуда начинается транспортировка по основной магистрали. Большинство НПС в Российской Федерации принадлежат ПАО «Транснефть».

ППС – промежуточные нефтеперекачивающие станции, на нефтепроводе они размещаются через определенные расстояния (от 50 до 200 км), которые зависят от разных факторов: физических свойств нефти (в первую очередь, вязкости), заданного расхода нефти (т.е. какое количество необходимо перекачивать за определенную единицу времени), диаметра нефтепровода, характеристики применяемых насосов и других условий. Текущая нефть преодолевает силу трения стенки трубы. Давление в нефтепроводе постепенно снижается, а на НПС оно снова повышается до параметров, которых будет достаточно для продолжения перекачки нефти до следующей станции.

Нефтепродуктоперекачивающая станция – перекачивает готовый нефтепродукт с заводов до мест потребления. Ее состав и назначение такие же как НПС.

В состав нефтеперекачивающей станции входит различное оборудование, которое условно делят на две группы: основное и вспомогательное.

Основное или технологическое оборудование НПС:

резервуарный парк (РП);

узел фильтров – грязеуловителей;

магистральная насосная (МНС);

подпорная насосная;

система сглаживания волн давления (или ССВД, которая ставиться только на ППС);

технологические нефтепроводы и запорно-регулирующая арматура;

регуляторы давления;

КПП СОД (камеры пуска и приема средств очистки и диагностики).

Подсобно-хозяйственное или вспомогательное оборудование НПС:

система водоснабжения;
 узел связи;
 административно-хозяйственные здания;
 системы отвода стоков (бытовых и промышленных);
 ремонтные и механические мастерские;
 пожарное депо;
 понижающая трансформаторная;
 котельная;
 склады;
 гаражи и т.д.

Оборудование ГНПС предназначено для выполнения следующих операций: нефть выкачивается из резервуарного парка (с помощью подпорных насосов) и проходит через сеть узлов учета. При прохождении через них определяется оптимальное количество нефти, которое должно попасть в магистраль, чтобы процесс перекачивания не был нарушен. При выходе из насосной станции нефть следует очистить от различного рода загрязнений. Для этого предназначен такой элемент как фильтры-грязеуловители.

После очистки нефть оказывается в узле предохранительных устройств. По сути, это заключительный этап перед ее попаданием непосредственно в магистраль. Проходя через этот узел, определяются показатели давления, если они выше предельно допустимых значений, то излишки нефти возвращаются обратно в резервуары, а нужное количество отправляется по магистрали.

Повышение давления потока нефти в магистральном нефтепроводе, для дальнейшей транспортировки осуществляется на промежуточных нефтеперекачивающих станциях (НПС). В состав промежуточных НПС может входить резервуарный парк или станция может быть без РП. Есть разные способы работы нефтеперекачивающих станций, выбор режима работы зависит от наличия в составе НПС резервуаров.

1. Если нефтеперекачивающая станция не имеет в своем составе резервуарного парка, то такой режим работы называется «из насоса — в насос» (т.е. предыдущий участок нефтепровода своим концом входит (подключается) напрямую во всасывающую линию насоса следующей станции);

2. Если в составе станции есть резервуарный парк, то перекачка жидкости производится через резервуары.

На НПС также устанавливаются камеры приема и пуска средств очистки и диагностики, которые используются для запуска и извлечения средств очистки стен трубопровода от загрязнений (парафиновых отложений), а также диагностических приборов, которые выявляют дефекты трубы. Система регулирования давления при избыточном давлении сбрасывает излишки нефти в специальный накопительный коллектор. ССВД (системы сглаживания волн давления), назначение этой системы — защита нефтепровода от гидравлических ударов, которые могут возникнуть во время аварийных остановок.

Работа выполняется в рамках изучения дисциплины «**Эксплуатация насосных и компрессорных станций**». Дисциплина изучается 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 обоснование параметров работы насосных перекачивающих станций в системе магистрального нефтепровода.

Целью работы является формирование у обучающихся навыков подбора основного и вспомогательного оборудования и расчета параметров технологических процессов насосных перекачивающих станций при эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Задачи работы заключаются в выборе основного и вспомогательного оборудования, определении физических параметров перекачивающей жидкости; расчете параметров магистральных и подпорных насосов, подводящих (всасывающих) трубопроводов; обосновании режима работы насосной станции.

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. Графическая часть может быть выполнена отдельно на листах формата А1 или по частям на листах формата А4 и встроена в записку в соответствии с текстовым изложением.

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: возвратить 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. СОДЕРЖАНИЕ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ И РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

Графическая часть работы содержать следующий материал:
технологическую схему насосной станции;
график совмещенной работы трубопровода и насосной станции;
экспликацию оборудования и арматуры насосной станции.

Теоретическая часть должна состоять из следующих разделов:

Титульный лист

Исходные данные

Содержание

Введение

I. Назначение станции.

II. Подбор основного и вспомогательного оборудования НС.

III. Описание технологической схемы НС.

IV. Описание конструкции нагнетателя.

V. Вспомогательные системы насосных станций.

В разделе должны быть описаны следующие вспомогательные системы:

система разгрузки торцовых уплотнений;

система сбора утечек;
 централизованная система смазки и охлаждения подшипников;
 система регулирования давления.
 Заключение
 Список использованных источников.
 При необходимости приводятся приложения.

3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАСЧЕТНОЙ ЧАСТИ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

1. Исходные данные и их обработка

Исходными данными для выполнения первой части курсового проекта, связанной с подбором основного и вспомогательного оборудования насосной станции, являются:

задание на перекачку G (млн т/ год);
 назначение станции;
 расстояние между НС L (км);
 разность геодезических отметок начало и конца трубопровода H_r (м);
 температура грунта на глубине заложения трубопровода;
 свойства перекачиваемых нефти и нефтепродукта;
 характеристики труб и насосного оборудования.
 Исходные данные содержатся в задании на выполнение курсовой работы.

2. Определение плотности, вязкости и давления насыщенных паров перекачиваемой жидкости

Расчетные свойства перекачиваемой жидкости вычисляются в соответствии с найденной температурой грунта.

Изменение плотности перекачиваемой жидкости вследствие изменения температуры T рассчитывают по формуле Д. И. Менделеева:

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_p(T - 293)}, \quad (2.1)$$

где ρ_T , ρ_{293} – плотность при температурах T и 293°K ;

β_p – коэффициент объемного расширения (прил. 1).

Довольно часто пользуют также линейную зависимость:

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi(293 - T), \quad (2.2)$$

где ξ – температурная поправка (прил. 1). Ориентировочно поправку можно рассчитать по формуле:

$$\xi = 1,825 - 0,001315\rho_{293}.$$

Вязкость – одна из наиболее важных характеристик, т.к. от нее в значительной степени зависит гидравлическое сопротивление трубопровода. Вязкость существенно меняется с изменением температуры. В технических рас-

четах чаще всего используют кинематическую вязкость ν . Если лабораторных данных недостаточно, то вязкость можно определить по одной из расчетных зависимостей. Наибольшее применение получили формулы Вальтера (ASTM) и Рейнольдса-Филонова.

Формула Вальтера (ASTM) имеет вид:

$$\lg \lg(\nu + 0,8) = a + b \lg T. \quad (2.3)$$

Отсюда:

$$\nu = 10^{10^{a+b \lg T}} - 0,8,$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости, $\text{мм}^2/\text{с}$;

T – абсолютная температура, $^\circ\text{K}$.

Эмпирические коэффициенты a и b в (2.3) находятся по формулам:

$$a + \lg \lg(\nu_1 + 0,8) - b \lg T_1; \quad (2.4)$$

$$b = \frac{\lg \left[\frac{\lg(\nu_1 + 0,8)}{\lg(\nu_2 + 0,8)} \right]}{\lg T_1 + \lg T_2}. \quad (2.5)$$

Для определения постоянных a и b необходимо знать величины кинематической вязкости ν_1 и ν_2 при абсолютных температурах T_1 и T_2 соответственно.

Формула Рейнольдса-Филонова имеет вид:

$$\nu = \nu_0 \exp(-u(T - T_0)), \quad (2.6)$$

где u – коэффициент вискограммы, $1/^\circ\text{K}$;

ν_0 – кинематическая вязкость при известной (произвольной) температуре T_0 .

В качестве T_0 принимается температура T_1 или T_2 . Соответственно $\nu_0 = \nu_1$ или $\nu_0 = \nu_2$.

Величина u находится по формуле:

$$u = \frac{1}{T_1 - T_2} \ln \frac{\nu_2}{\nu_1}, \quad (2.7)$$

Достаточная точность зависимости (2.6) во всем рабочем диапазоне температур обеспечивается при выполнении неравенства $T_2 < T < T_1$. В остальных случаях необходимо пользоваться формулой (2.3).

Давление насыщенных паров товарных нефтей при температуре T может быть вычислено по формуле:

$$P_s = P_a \exp \left(10,53 \left(1 - \frac{T_{\text{нк}}}{T} \right) \right), \quad (2.8)$$

где P_a – атмосферное давление, Па;

$T_{\text{нк}}$ – температура начала кипения нефти, $^\circ\text{K}$.

Давление насыщенных паров бензина при температуре перекачки определяется по формуле:

$$P_s = 57000 \exp(0,0327(T_{\text{нк}} - T)). \quad (2.9)$$

Справочный материал по некоторым свойствам нефти и нефтепродуктам представлен в прил. 2.

3. Подбор насосного оборудования нефтеперекачивающих станций

3.1. Характеристики центробежных насосов

Для перекачки нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам используются центробежные насосы. Их характеристики приводятся в специальных каталогах. Они представляют собой зависимость напора (H), потребляемой мощности (N), КПД (η_n) и допустимого кавитационного запаса ($\Delta h_{\text{доп}}$) от подачи (Q) насоса.

Учитывая, что возможность пользоваться каталогами центробежных насосов имеется не всегда, удобно представлять их характеристики в аналитическом виде:

$$H = H_0 + aQ - bQ^2; \quad (3.1)$$

$$\Delta h_{\text{доп}} = \{\Delta h \text{ при } 0,5Q_{\text{ном}} \leq Q \leq Q_{\text{ном}}; | \quad (3.2)$$

$$\eta_n = c_0 + c_1Q + c_2Q^2. \quad (3.3)$$

Для аналитического решения задач трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов часто используется описание напорной характеристики центробежных насосов в следующем виде:

$$H = A - BQ^{2-m}. \quad (3.4)$$

При выбранном коэффициенте Лейбензона m коэффициенты рассчитываются по зависимостям:

$$B = \frac{(Q_2 - Q_1)(-a + b(Q_1 + Q_2))}{Q_2^{2-m} - Q_1^{2-m}},$$

$$A = H_0 + aQ_2 - bQ_2^2 + BQ_2^{2-m}.$$

Как частный случай для насосов с плавно падающей напорной характеристикой ($a = 0$) при $m = 0$ получаем:

$$B = b; \quad A = H_0.$$

В уравнениях (3.1)-(3.4):

H , $\Delta h_{\text{доп}}$, η_n – напор, допустимый кавитационный запас и КПД насоса при подаче Q ;

H_0 , a , a_0 , b_0 , b , c_0 , c_1 , c_2 , A , B – эмпирические коэффициенты;

Q^* – безразмерная подача насоса, численно равная Q ;

m – коэффициент, зависящий от режима течения перекачиваемого продукта.

В тех случаях, когда насос электродвигателем не комплектуется, его подбирают, используя следующую формулу:

$$N = (1,1 - 1,25) \frac{\rho g Q H}{\eta_n \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{эл}} 3600} 10^{-3}. \quad (3.5)$$

Параметры имеют следующие размерности: в формулах (3.1)–(3.4) – H в метрах; η_n в долях единицы; $\Delta h_{\text{доп}}$ в метрах; Q в м³/ч; в формуле (3.5) – N в кВт; Q в м³/с; $\eta_{\text{мех}} = 0,99$.

3.2. Подбор насосного оборудования магистральных насосных станций

3.2.1. Определение параметров перекачиваемой жидкости

По формулам (2.1)–(2.7) при расчетной температуре определяются параметры перекачиваемой жидкости – ρ_p и ν_p .

3.2.2. Определение расчетной пропускной способности трубопровода

Определить расчетную часовую пропускную способность трубопровода можно по формуле:

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{350 \cdot 24 \rho_p}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (3.6)$$

3.2.3. Выбор наружного диаметра трубопровода

По рекомендуемым параметрам подачи из прил. 3 необходимо выбрать наружный диаметр трубопровода D_n .

3.2.4. Определение внутреннего диаметра трубопровода

Вычислить внутренний диаметр трубопровода по формуле:

$$D_{\text{вн}} = D_n - 2\delta_n, \text{ мм}. \quad (3.7)$$

В связи с тем, что в данном курсовом проекте не проводятся прочностные расчеты, толщину стенки δ трубопровода назначить из рекомендуемых значений (прил. 3, 4).

Ориентировочно значение внутреннего диаметра трубопровода можно вычислить по формуле:

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4Q_{\text{ч}}}{3600\pi\nu_0}}, \text{ м}, \quad (3.8)$$

где ν_0 – рекомендуемая ориентировочная скорость перекачки, определяется по табл. 1.

Таблица 1 – Рекомендуемая скорость перекачки

$Q_{\text{ч}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	1500	2000	4000	6000	8000	10000	12000
$\nu_0, \text{ м/с}$	1,00	1,50	2,00	2,25	2,40	2,60	2,70

На основании полученных расчетов уточнить $D_{\text{вн}}$, определить секундный расход Q и среднюю скорость перекачки v :

$$Q = \frac{Q_{\text{ч}}}{3600}, \text{ м}^3/\text{с}; \quad v = \frac{4Q}{\pi D_{\text{вн}}^2}, \text{ м/с}. \quad (3.9)$$

3.2.5. Определение потерь напора в трубопроводе

Структурная формула для определения потерь напора в трубопроводе может быть записана в следующем виде:

$$H_{\text{сети}} = h_l + h_{\text{мс}} + \Delta z + h_{\text{к}} = (1,01 - 1,02)h_l + \Delta z + h_{\text{к}}, \quad (3.10)$$

где $\Delta z = H_r$ – разность геодезических отметок.

Потери напора на трение рассчитываются по формуле Дарси-Вейсбаха или по обобщенной формуле Лейбензона (3.15):

$$h_l = \lambda \frac{L v^2}{D_{\text{вн}} 2g}, \text{ м}. \quad (3.11)$$

На линейной части трубопровода имеются местные сопротивления – задвижки, повороты, сужения и т.п. Потери напора на них определяются по формуле:

$$h_{\text{мс}} = \xi_{\text{мс}} \frac{v^2}{2g}, \text{ м}.$$

В магистральных трубопроводах потери напора на местные сопротивления незначительны, их принимают равными до 2 % от потерь напора на трение.

Формула (3.10) с учетом формул (3.9) и (3.11) может быть записана в следующем виде:

$$H_{\text{сети}} = (1,01 - 1,02) \lambda \frac{8Q^2 L}{\pi^2 D_{\text{вн}}^5 g} + \Delta z + h_{\text{к}}, \quad \text{м}, \quad (3.12)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

L – длина трубопровода, м;

$h_{\text{к}}$ – напор, необходимый для закачки нефти, нефтепродуктов в резервуар, м.

Значение коэффициента гидравлического сопротивления зависит от режима движения жидкости, который характеризуется числом Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{v D_{\text{вн}}}{\nu_p} = \frac{4Q}{\pi D_{\text{вн}} \nu_p}. \quad (3.13)$$

При ламинарном режиме течения, т.е. при $\text{Re} < 2320$, коэффициент гидравлического сопротивления определяется формулой Стокса.

При турбулентном режиме течения различают три зоны трения: гидравлически гладких труб, смешенного трения, квадратичного трения. Границами этих зон являются переходные числа Рейнольдса, найденные на основании экспериментов:

$$\text{Re}_I = \frac{10}{\varepsilon}, \quad \text{Re}_{II} = \frac{500}{\varepsilon}. \quad (3.14)$$

где $\varepsilon = 2K_s / D_{\text{вн}}$ – относительная шероховатость труб (K_s – табл. 2).

Условия существования различных зон трения:
 $2320 < Re \leq Re_I$ (гидравлически гладкие трубы);
 $Re_I < Re < Re_{II}$ (зона смешенного трения);
 $Re \geq Re_{II}$ (зона квадратичного трения).

Таблица 2 – Эквивалентная шероховатость труб
(данные А. Д. Альтшуля)

Вид трубы	Состояние трубы	K_s , мм
Бесшовные стальные	Новые чистые	$\frac{0,01...0,02}{0,014}$
Сварные стальные	После нескольких лет эксплуатации	$\frac{0,15...0,3}{0,2}$
То же	Новые чистые	$\frac{0,03...0,12}{0,5}$
То же	С незначительной коррозией после очистки	$\frac{0,1...0,2}{0,15}$
То же	Умеренно заржавленные	$\frac{0,3...0,7}{0,5}$
То же	Старые заржавленные	$\frac{0,8...1,5}{1}$
То же	Сильно заржавленные или с большими отложениями	$\frac{2...4}{3}$
Примечание. В знаменателе указаны средние значения эквивалентной шероховатости		

Формулы для определения λ представлены в табл. 3.

Формула (3.11) может быть представлена в обобщенном виде (формула Лейбензона):

$$h_l = \beta \frac{Q^{2-m} v^m L}{D_{BH}^{5-m}}, \text{ м.} \quad (3.15)$$

Тогда формула (3.12) может быть представлена в следующем виде:

$$H_{\text{сети}} = (1,01 - 1,02) \beta \frac{Q^{2-m} v^m L}{D_{BH}^{5-m}} + H_{\Gamma} + h_{\kappa, \text{м}}, \quad (3.16)$$

где β , m , A_1 – коэффициенты (табл. 4).

Таблица 3 – Выбор формул для определения коэффициента гидравлического сопротивления

Ламинарный режим	Турбулентный режим		
	Зона гидравлически гладких труб (зона Блазиуса)	Зона смешанного трения (переходная зона)	Зона гидравлически шероховатых труб (квадратичная зона)
$\lambda = f(Re)$	$\lambda = f(Re)$	$\lambda = f(Re, \Delta)$	$\lambda = f(\Delta)$

$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}$	$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\text{Re}}},$ $\lambda = \frac{1}{(1,81 \lg \text{Re} - 1,5)}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left[\frac{\varepsilon}{7,4} + \frac{2,51}{\text{Re} \sqrt{\lambda}} \right],$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,8 \left[\frac{7}{\text{Re}} + \frac{\varepsilon}{20} \right],$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,11 \left[\frac{68}{\text{Re}} + \frac{k_B}{D} \right],$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left[\frac{\varepsilon}{7,4} + \left(\frac{6,81}{\text{Re}} \right)^{0,9} \right]$	$\lambda = 0,11 \left[\frac{k_B}{D} \right]^{0,25},$ $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1,74 - 2 \lg \varepsilon$
----------------------------------	---	---	--

Таблица 4 - Величины коэффициентов в формуле Лейбензона

	m	A_1	$\beta, \text{с}^2/\text{м}$
Ламинарный	1	64	4,15
Турбулентный:			
зона Блазиуса	0,250	0,3164	0,0246
зона смешанного трения	0,123	$10^{0,127 \lg 2K_e/D_{\text{BH}} - 0,627}$	$0,0802 A_1$
зона квадратичного трения	0	λ	$0,0827 \lambda$

3.2.6. Условия выбора магистральных насосов

В соответствие с расчетной часовой пропускной способностью трубопровода выбрать магистральные насосы и их количество (прил. 5-8) так, чтобы выполнялось условие:

$$0,8Q_{\text{ном}} \leq Q_{\text{ч}} \leq 1,2Q_{\text{ном}}, \quad (3.17)$$

При этом количество работающих агрегатов должно быть не менее двух (количество резервных агрегатов: на 2 работающих – 1 резервный). Эксплуатация одного насоса неудобна с точки зрения регулирования режима работы станции. Технические параметры насосов занести в табл. 5.

Полученную характеристику необходимо пересчитать на перекачиваемый нефтепродукт или на нефть. Для этого в начале необходимо определить число Рейнольдса.

Определяют число Re для потока перекачиваемой жидкости по формуле:

$$\text{Re} = \frac{nD_0^2}{\nu_p}, \quad (3.18)$$

где n – частота вращения ротора насоса, об/с;

D_0 – наружный диаметр рабочего колеса, м;

ν_p – коэффициент кинематической вязкости, $\text{м}^2/\text{с}$.

Таблица 5 – Технические параметры насоса на воде

$Q, \text{м}^3/\text{ч}$							
$H, \text{м}$							

N, кВт							
η							

Определяют переходное число Re_{Π} в зависимости от n_s :

$$n_s = 3,65n \frac{\sqrt{Q_H}}{\sqrt[4]{H_H^3}}, \quad (3.19)$$

где Q_H – номинальная подача насоса, м³/с;

H_H – номинальный напор насоса, м.

Для насосов с двухсторонним подводом жидкости для расчета Q_H принимают наполовину ниже подачи насоса:

$$Re_{\Pi} = 3,16 \cdot 10^5 n_s^{-0,305}, \quad (3.20)$$

из которой затем находится критическое значение коэффициента вязкости:

$$\nu_{\Pi} = \frac{nD^2}{Re_{\Pi}} = \frac{nD^2}{3,16 \cdot 10^5} n_s^{0,305}, \quad (3.21)$$

$$\nu_{\eta} = \frac{nD^2}{Re_{\eta}}. \quad (3.22)$$

Если число Re для насоса меньше Re_{Π} ($Re < Re_{\Pi}$), то пересчету подлежат как напорная, так и энергетическая характеристики насоса:

$$H_H = H_B \left(1 - \alpha_{\Pi} \lg \frac{Re_h}{Re} \right), \quad (3.23)$$

$$Q_H = Q_B \left(\frac{H_H}{H_B} \right)^{1,5}, \quad (3.24)$$

$$\eta_H = \eta \left(1 - \alpha_{\eta} \lg \frac{Re_{\eta}}{Re} \right), \quad (3.25)$$

где α_{Π} – коэффициент математической модели для пересчета напорной характеристики насоса ($\alpha_{\Pi} = 0,128$);

α_{η} – коэффициент математической модели для пересчета КПД.

Значения Re_H , Re_h , α_h определяют по графику (рис. 3.1) в зависимости от n_s .

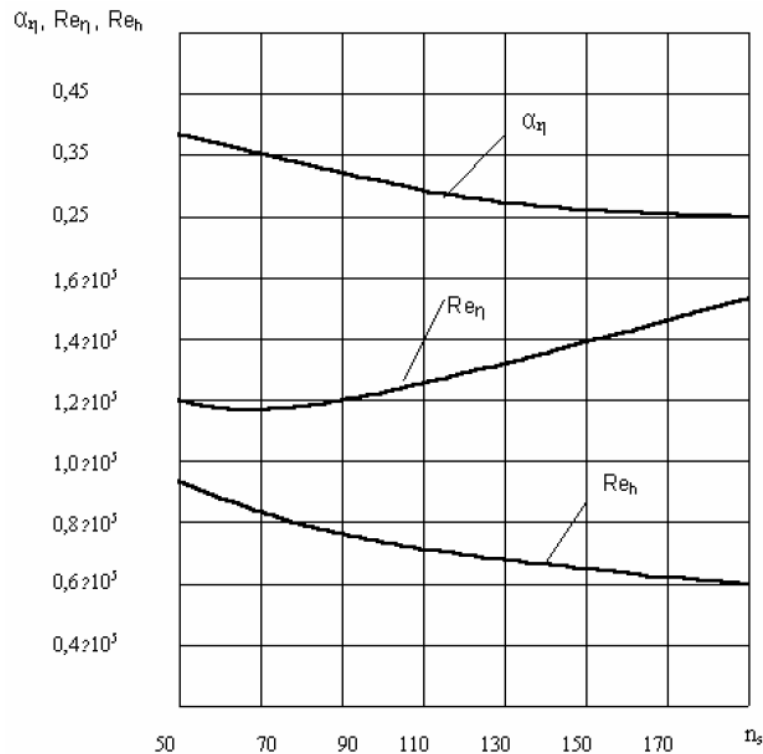


Рисунок 3.1 – Коэффициенты для перерасчета характеристик
нефтяных насосов

Значения основных параметров насоса заносятся в табл. 6.

Таблица 6 – Характеристика насоса на нефти (нефтепродукте)

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$							
$H, \text{ м}$							
$N, \text{ кВт}$							
η							

В соответствии с расчетной часовой пропускной способностью трубопровода и потерями напора $H_{\text{сети}}$ выбрать схему обвязки насосов (последовательная, параллельная или последовательно-параллельная). Как правило, основной схемой обвязки магистральных насосов является последовательная схема.

Рассчитывается рабочее давление на выходе насосной станции:

$$P = \rho_p q (m_{\text{мн}} h_{\text{мн}} + h_{\text{пн}}), \quad (3.26)$$

где $m_{\text{мн}}$ – число последовательно включенных магистральных насосов;

$h_{\text{мн}}, h_{\text{пн}}$ – напоры соответственно магистрального и подпорного насоса при расчетной производительности $Q_{\text{ч}}$.

Найденное значение P должно быть меньше допустимого давления

$P_{\text{д}}$, определяемого из условия прочности запорной арматуры ($P_{\text{д}} = 6,4$ МПа) и рабочего давления в магистральном трубопроводе $P_{\text{р}}$.

Если условие $P \leq P_d \leq P_p$ не выполняется, то необходимо:
 уменьшить число магистральных насосов;
 воспользоваться сменными роторами;
 обточить рабочее колесо;
 задресселировать насосы или станцию.

3.2.7. Выбор подпорных насосов

Для обеспечения надежности работы по кавитационным условиям необходимо устанавливать на всасывающем трубопроводе магистральных насосов – подпорные.

Подпорные насосы обвязываются параллельно, а их число должно быть не менее двух: один рабочего и один резервный. Подпорные насосы выбираются из условия создания напора не менее допустимого кавитационного запаса магистральных насосов и обеспечения часовой пропускной способности трубопровода. Характеристики подпорных насосов представлены в прил. 9-14.

Характеристику подпорного насоса также необходимо пересчитать с воды на нефть и представить результаты в табличном виде.

4. Расчет подводящих (всасывающих) трубопроводов подпорных насосов головной насосной станции

Назначение подводящих трубопроводов – обеспечение подвода нефти к насосам с достаточным для их работы напором.

Особенностями подводящих трубопроводов являются:

работа при давлении как большем, так и меньшем, чем атмосферное;
 наличие участков различного диаметра;

большое количество местных сопротивлений, вклад которых в общие гидравлические потери составляет от 30 % до 70 %.

Целью расчета является проверка возможности безкавитационной работы подпорных насосов.

Для выполнения расчета необходимы следующие данные:

техническая характеристика подпорных насосов (подача, допустимый кавитационный запас, диаметр входного патрубка);

параметры перекачиваемой нефти (плотность, вязкость, давление насыщенных паров, давление насыщения);

технологическая схема системы подводящих трубопроводов на участке «резервуарный парк – подпорная насосная» с указанием длины и диаметра отдельных участков, всех местных сопротивлений и геодезических высот резервуаров и насосов.

Схема подводящих трубопроводов от резервуаров к подпорным насосам включает, как правило, следующие типы местных сопротивлений:

выход из резервуара;

компенсатор линзовый;
 задвижку;
 тройник;
 отвод;
 фильтр;
 конфузор.

В основу расчета положено уравнение Бернулли, составленное для двух сечений (первое – свободная поверхность нефти в резервуаре, второе – входной патрубок подпорного насоса):

$$z_p + \frac{P_a}{\rho_p g} + H_{взл} = z_{пн} + \frac{P_{вх}}{\rho_p g} + \frac{v_{вх}^2}{2g} + \sum h_{\tau} + \sum h_{мес}, \quad (4.1)$$

где z_p и $z_{пн}$ – геодезические высоты соответственно днища резервуара и оси входного патрубка насоса, м;

P_a – атмосферное давление, Па;

$H_{взл}$ – высота вслива нефти в резервуаре, м;

$P_{вх}$ и $v_{вх}$ – соответственно давление и средняя скорость нефти во входном патрубке насоса, Па и м/с;

$\sum h_{\tau}$ и $\sum h_{мес}$ – суммарные потери напора соответственно на трение и на местные сопротивления.

Решая (4.1) относительно $\frac{P_{вх}}{\rho_p g}$, находим:

$$\frac{P_{вх}}{\rho_p g} = \frac{P_a}{\rho_p g} + z_p - z_{пн} + H_{взл} - \frac{v_{вх}^2}{2g} - \sum h_{\tau} - \sum h_{мес}. \quad (4.2)$$

Найденная величина $\frac{P_{вх}}{\rho_p g}$ должна удовлетворять неравенству:

$$\frac{P_{вх}}{\rho_p g} \geq \frac{P_s}{\rho_p g} + \Delta h_{доп. в} - \frac{v_{вх}^2}{2g}, \quad (4.3)$$

где $\Delta h_{доп. в}$ – допустимый кавитационный запас насоса;

$$\Delta h_{доп. н} = \Delta h_{доп. в} - k_h (\Delta h_t - \Delta h_v);$$

(4.4)

k_h – коэффициент запаса, $k_h = 1,1 \dots 1,15$;

Δh_t и Δh_v – поправки соответственно на температуру и вязкость перекачиваемой жидкости;

$$\Delta h_t = 0,471 h_s^{0,45} \text{ и } \Delta h_v = \xi_{вх} \frac{v_{вх}^2}{2g}; \quad (4.5)$$

где h_s – напор, соответствующий давлению насыщенных паров жидкости;

$\xi_{вх}$ – коэффициент сопротивления на входе в насос.

При $565 < Re_n < 9330$ коэффициент сопротивления $\xi_{вх}$ вычисляется по формуле:

$$\xi_{вх} = 16 - 13,1 (\lg Re_{вх} - 2,75)^{0,354}.$$

(4.6)

При $Re_n > 9330$ коэффициент сопротивления $\xi_{вх}$ принимается равным 1.

В общем случае коэффициенты ξ различных местных сопротивлений являются функцией числа Рейнольдса. Обработка графиков, приведенных в литературе, позволила получить следующие зависимости:

для однолинзового компенсатора –

$$\xi_{\text{комп1}} = 0,153 + \frac{5964}{\text{Re}}; \quad (4.7)$$

для двухлинзового компенсатора (при $\text{Re} < 500000$) –

$$\xi_{\text{комп2}} = 0,238 + \frac{14532}{\text{Re}}; \quad (4.8)$$

для отвода 90° –

$$\xi_{90} = 0,35 + 3,58 \cdot 10^{-3} \exp(3,65 \cdot 10^{-5} (150000 - \text{Re})); \quad (4.9)$$

для выхода в вертикальный насос двойного всасывания при $\text{Re} \leq 32000$ –

$$\xi_{\text{в.н}} = 2,15 \cdot 10^8 \text{Re}_{\text{вх}}^{-1,68} \quad \text{при} \quad \text{Re} \geq 32000. \quad (4.10)$$

Для вертикального насоса число Рейнольдса рассчитывается по диаметру входного патрубка в «стакан».

Если отвод выполнен под углом α , отличным от 90° , то коэффициент местного сопротивления отвода:

$$\xi_{\text{от}}(\alpha) = \xi_{90} K_\alpha, \quad (4.11)$$

где K_α – расчетный коэффициент,

$$K_\alpha = \frac{\alpha}{54,5 + 0,408\alpha}. \quad (4.12)$$

Для конических диффузоров величина коэффициента местного сопротивления зависит также от соотношения диаметров соединенных труб и угла раскрытия диффузора:

$$\xi_{\text{диф}} = \begin{cases} 0,148\text{Re}/(\text{Re} - 4600) & \text{при } d_2/d_1 = 1,1; \\ 0,132\text{Re}/(\text{Re} - 16520) & \text{при } d_2/d_1 = 1,2; \end{cases} \quad (4.13)$$

Для конфузоров можно принять:

$$\xi_{\text{конф}} \approx 0,5 \xi_{\text{диф}}, \quad (4.14)$$

где $\xi_{\text{диф}}$ – коэффициент местного сопротивления диффузора при тех же условиях.

Для выхода из резервуара с хлопушкой $\xi_{\text{вых}} = 0,92$, а для полностью открытой задвижки $\xi_{\text{зав}} = 0,15$.

Наконец, для ряда местных сопротивлений в силу недостаточной изученности приходится пользоваться приближенными значениями:

фильтр для светлых нефтепродуктов $\xi_{\text{ф.с}} = 1,7$;

фильтр для темных нефтепродуктов $\xi_{\text{ф.т}} = 2,2$;

тройник на проход $\xi_{\text{тр.пр}} = 1,1$;

тройник на проход с поворотом $\xi_{\text{тр.пв}} = 1,3$;

тройник на проход на слиянии $\xi_{\text{тр.с}} = 3,0$.

5. Определение режима работы насосной станции

Подсчитать потери напора в сети, используя формулы (3.12) или (3.16). Полученные результаты занести в табл. 7.

Таблица 7 – Характеристика сети

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$					
$H_{\text{сети}}, \text{ м}$					

Режим работы НПС необходимо определить графически. Для этого характеристики выбранного насоса «развернуть», используя коэффициенты аппроксимации и формулы (3.1)-(3.4). Результат представить графически в выбранном масштабе. После чего построить напорную характеристику станции с n числом работающих агрегатов ($H_n - Q$).

В таком же масштабе построить характеристику сети и нанести ее на график. Точка пересечения напорной характеристики станции и характеристики сети определит рабочий режим станции.

В случае, если станция не обеспечит или будет прокачивать количество нефти больше Q_p , необходимо станцию «регулировать».

6. Подбор вспомогательного оборудования

1. Подбор насоса для системы смазки насосов производится в соответствии с РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов».

2. Выполняется расчет охлаждения масла и подбор типоразмера калорифера.

3. При выборе конструктивного типа задвижек следует учитывать: рабочую среду (жидкость, газ, эмульсии и др.); ее химический состав (агрессивность, наличие абразивных включений и т.д.); давление и температуру рабочей среды; обоснованные требования к герметичности затвора; диаметр трубопровода.

Выбор типа задвижек осуществляется в соответствии с РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов».

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

Произвести подбор основного и вспомогательного оборудования для насосных перекачивающих станций магистральных нефтепроводов. Обосновать режим работы нефтеперекачивающей станции.

Варианты исходных данных представлены в табл. 8.

Таблица 8 – Варианты исходных данных к курсовой работе

№ варианта	Назначение станции	G , т/Год	L , км	H_z , м	$t_{1м}$, °C	$t_{2м}$, °C	$t_{1в}$, °C	$t_{2в}$, °C	$t_{гр}$, °C	Перекачиваемая жидкость
1	ГНН	$32 \cdot 10^6$	120	100	25	65	15	25	7,7	Арланская
2	ПНН	$22 \cdot 10^6$	100	80	27	67	16	27	7,4	Бавлинская
3	ГНН	$14 \cdot 10^6$	100	-80	30	70	20	30	5,1	Мангышлакская
4	ПНН	$10 \cdot 10^6$	120	70	27	67	18	28	6,1	Мухановская
5	ГНН	$6,8 \cdot 10^6$	100	60	25	67	17	27	6,5	ДЗЛ
6	ПНН	$12 \cdot 10^6$	120	50	27	70	15	26	5,4	Ромашкинская
7	ГНН	$14 \cdot 10^6$	130	-40	25	67	20	30	5,3	Туймазинская
8	ПНН	$13 \cdot 10^6$	140	30	25	70	18	29	13,5	Усть-Балыкская
9	ПНН	$2 \cdot 10^6$	150	-20	27	67	17	28	7,8	ДЗЗ
10	ГНН	$1,5 \cdot 10^6$	100	100	30	65	18	28	7,4	ДЗА
11	ГНН	$8,5 \cdot 10^6$	120	90	25	67	19	30	6,5	ДЗЛ
12	ПНН	$0,7 \cdot 10^6$	140	80	30	67	19	29	7,2	ДЗЗ
13	ПНН	$1,3 \cdot 10^6$	120	-70	25	70	15	28	5,1	ДЗА
14	ПНН	$1,8 \cdot 10^6$	100	60	27	67	16	26	6,1	ДЗЛ
15	ПНН	$2,5 \cdot 10^6$	100	-50	26	66	18	28	6,5	ДЗЗ
16	ГНН	$8,5 \cdot 10^6$	100	40	25	75	19	30	5,4	Арланская
17	ПНН	$3,5 \cdot 10^6$	120	50	27	60	20	30	5,3	ДЗА
18	ПНН	$6,8 \cdot 10^6$	140	-60	26	62	20	32	6,9	ДЗЛ
19	ПНН	$4,6 \cdot 10^6$	120	70	28	63	15	27	14,5	ДЗЗ
20	ГНН	$7 \cdot 10^6$	100	85	29	64	16	26	6,8	Ромашкинская
21	ПНН	$10 \cdot 10^6$	120	-90	30	65	20	30	7,2	Мангышлакская
22	ПНН	$3,2 \cdot 10^6$	100	95	33	65	18	28	6,5	ДЗЛ
23	ПНН	$2,6 \cdot 10^6$	120	40	20	60	19	29	7,8	ДЗА
24	ПНН	$5,3 \cdot 10^6$	100	75	22	65	20	30	7,4	Бавлинская
25	ГНН	$15 \cdot 10^6$	120	65	25	60	19	30	5,1	Туймазинская
26	ПНН	$10 \cdot 10^6$	140	-50	28	62	15	27	6,1	Усть-Балыкская
27	ПНН	$4,6 \cdot 10^6$	120	40	29	63	15	25	6,5	ДЗЛ
28	ПНН	$3,5 \cdot 10^6$	100	30	30	65	18	28	7,3	ДЗЗ
29	ГНН	$2 \cdot 10^6$	100	-20	33	67	19	29	6,7	ДЗА
30	ПНН	$20 \cdot 10^6$	110	35	27	70	20	30	6,2	Мухановская

В табл. 8 приняты следующие обозначения:

ГНН – головная насосная станция;

ПНН – промежуточная насосная станция при перекачке по схеме из насоса в насос;

G – массовая подача, т/г;

L – длина трубопровода, м;

H_z – геодезическая высота, м;

$t_{1м}$ и $t_{2м}$ – температура масла на входе и выходе подшипника, °C;

$t_{1в}$ и $t_{2в}$ – температура воздуха на входе и выходе охладителя, °C;

$t_{гр}$ – температура грунта на глубине заложения трубопровода, °C;

ДЗЛ – дизельное топливо летнее;
 ДЗЗ – дизельное топливо зимнее;
 ДЗА – дизельное топливо арктическое.

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. Коваленко П.В., Пистуневич 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.
3. Лурье, М. В. Расчет оптимальных концентраций антитурбулентных присадок для увеличения производительности трубопровода / М. В. Лурье, А. А. Прохоров. – М.: РГУНГ им. Губкина, 2001.
4. Лурье, М. В. Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М.: ГАНГ, 1995.
5. 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.
6. ОНТП 51-185. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. – Мингазпром СССР, 29.08.85
7. РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»/ Минэнерго РФ, ОАО «Гипротрубопровод», ОАО «АК «Транснефть». 2002 г., 141 с.
8. СНиП 2.05.06.85*. Магистральные трубопроводы. – М.: Госстрой СССР 1985.
9. Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа: справочное пособие / под руковод. и общ. ред. Ю. М. Костелевского. – М.: Недра, 1976.
10. Спасский, К. Н. Насосные и компрессорные станции: учеб. пособие / К. Н. Спасский. – М.: Изд-во ВЗПИ, 1990.
11. 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 – СРЕДНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ПОПРАВКИ ПЛОТНОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТ ОБЪЕМНОГО РАСШИРЕНИЯ

Плотность ρ_{293} , кг/м ³	Температурная по-	Коэффициент объем-	Плотность ρ_{293} , кг/м ³	Температурная поправ-	Коэффициент объем-
---	-------------------	--------------------	---	-----------------------	--------------------

	правка ξ , кг/(м ³ ·К)	ного расши- рения β_p , 1/К		ка ξ , кг/(м ³ ·К)	ного расши- рения β_p , 1/К
700 – 709	0,897	0,001263	890 – 899	0,647	0,000722
710 – 719	0,884	0,001227	900 – 909	0,638	0,000699
720 – 729	0,870	0,001193	910 – 919	0,620	0,000677
730 – 739	0,875	0,001160	920 – 929	0,607	0,000656
740 – 749	0,844	0,001128	930 – 939	0,594	0,000635
750 – 759	0,831	0,001098	940 – 949	0,581	0,000615
760 – 769	0,818	0,001068	950 – 959	0,567	0,000594
770 – 779	0,805	0,001039	960 – 969	0,554	0,000574
780 – 789	0,792	0,001010	970 – 979	0,541	0,000555
790 – 799	0,778	0,000981	980 – 989	0,528	0,000536
800 – 809	0,765	0,000952	990 – 999	0,515	0,000518
810 – 819	0,752	0,000924	1000 – 1009	0,502	0,000499
820 – 829	0,738	0,000896	1010 – 1019	0,489	0,000482
830 – 839	0,725	0,000868	1020 – 1029	0,476	0,000464
840 – 849	0,712	0,000841	1030 – 1039	0,463	0,000447
850 – 859	0,699	0,000818	1040 – 1049	0,450	0,000431
860 – 869	0,686	0,000793	1050 – 1059	0,437	0,000414
870 – 879	0,673	0,000769	1060 – 1069	0,424	0,000398
880 – 889	0,660	0,000746	1070 – 1079	0,411	0,000382

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПО НЕКОТОРЫМ НЕФТЯМ И НЕФТЕПРОДУКТАМ

Таблица П.2.1

Нефть	T , °К	$T_{нк}$, °К	$P_s \cdot 10^{-5}$, Па	Плотность ρ , кг/м ³	Кинематическая вязкость ν (сСт) при температу- ре T
Арланская	293	308	0,637	892	39,7
	303		0,901		26,0
	308		1,010		20,7
	313		1,188		17,6
Бавлинская	293	296	0,920	870	59,0
	303		1,010		25,0
	308		1,240		21,2
	313		1,680		18,7
Мангышлакская	313	330	0,581	869	5,3
	323		0,821		4,2
	330		1,010		3,1
Мухановская	303	311	0,804	840	5,65
	311		1,010		5,04
	313		1,084		4,43
	318		1,220		3,82
Ромашкинская	303	316	0,680	862	12,0
	308		0,802		10,5
	313		0,931		9,0
	316		1,010		8,0

Туймазинская	293	298	0,880	851	1640
	298		1,010		851,5
	303		1,160		65,0
	313		1,600		17,0
Усть-Балыкская	293	314	0,482	848	2880
	308		0,804		150
	314		1,010		22,5
	318		1,110		15,6

Таблица П.2.2

Дизельное топливо	Цетановое число, не менее	Температура застывания, °К	Давление насыщенных паров, Па	Плотность при 20°С, кг/м ³	Кинематическая вязкость при 20°С, сСт
ДЛ	45	253	0,08·10 ³ - 0,13·10 ⁴	860	3,0-6,0
ДЗ	45			840	1,8-5,0
ДА	45			830	1,5-4,0

В прил. 2 приняты следующие обозначения:

T – абсолютная температура, °К;

$T_{\text{нк}}$ – температура начало кипения, °К;

P_s – давление насыщенных паров бензина, Па.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ НЕФТЕПРОВОДОВ И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

Диаметр труб, мм		Толщина стенки, мм	Рабочее давление, МПа	Подача, млн т/год
наружный	внутренний			
219	200	4, 5, 6, 7	9,0-10,0	0,7-0,9
273	250	4, 5, 6, 7, 8	7,8-8,5	1,3-1,6
325	300	4, 5, 6, 7, 8	6,5-7,5	1,8-2,3
377	350	4,5,6,7,8,9	5,5-6,5	2,5-3,2
426	400	4, 5, 6, 7, 8, 9	5,5-6,5	3,5-4,8
530	500	4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	5,5-6,5	6,8-8,5
630	600	4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	5,2-6,2	10-12
720	700	6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14	5,0-6,0	14-18
820	800	7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 16	4,8-5,8	22-26
920	900	8, 9, 10, 11, 12, 14, 16	4,6-5,6	32-36
1 020	1 000	9, 10, 11, 12, 14, 16, 18	4,6-5,6	42-50
1 220	1 200	11, 12, 14, 16, 18, 20	4,4-5,4	70-78

ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБ ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДОВ, ГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕБАЗ

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Характеристика материала труб			Коэффициент надежности по материалу,
		марка	$\sigma_{\text{вр}}$	$\sigma_{\text{т}}$	

		стали	МПа	МПа	К1
159	4; 4,5; 5; 5,5	К34	340	210	1,47
168	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7	К38	380	240	—
219	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	К42	420	250	—
273	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	К50	500	350	—
325	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9	К52	520	360	—
351	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	К55	650	380	—
377	4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	—	—	—	—
426	5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	—	—	—	—
530	7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	12ГСБ	510	350	1,4
	7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	8ГБЮ	510	350	1,4
	7,1; 8,8; 10; 12; 14; 16	-	529	392	1,34
	7; 7,5; 8; 9; 10	17ГС	510	353	1,47
	8; 9; 10	13ГС	510	353	1,34
630	8; 9; 10; 11; 12	12Г2С	490	343	1,4
720	7,5; 8,1; 9,3; 10; 11; 12	17ГС	510	353	1,47
	8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	08ГБЮ	510	350	1,4
	7,3; 8,7; 10,8; 12; 14; 16; 29	К60	589	461	1,34
820	9; 10; 11; 12; 13; 14	12ГСБ	510	350	1,4
	8,5; 9,2; 10,6; 11,4	17ГС	510	353	1,47
	8; 9; 10; 11; 12	13Г2АФ	530	363	1,47
1020	11; 11,5; 12	17Г1С	510	363	1,4
	9,5; 10; 10,5	17Г1С	510	363	
	8; 8,5; 9	К60	588	441	
	11,4	13Г1С-У	540	390	1,34
	12,5; 12,9; 15,5; 16	13Г1С-У	540	390	1,47
1220	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	12ГСБ	550	380	1,4
	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	12ГСБ	510	350	
	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	09ГДЮ	550	380	
	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	08ГБЮ	510	350	

ПРИЛОЖЕНИЕ 5 – ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕКЦИОННЫХ НАСОСОВ СЕРИИ НМ

Типоразмер насоса	Насос						Электродвигатель		
	Номинальный режим					Масса, кг	Тип	Мощность, кВт	Масса, кг
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Допуст. кавит. запас, м	КПД, %				

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
HM 125-550	125	550	2980	4,0	72	1950	BAO2- 450LA-2Y2		2835
HM 125-550*	125	550	3000	4,0	72	1950	2APMII1- 400/6000Y4	400	2230
							2A3MII1- 400/6000Y4		2230
HM 180-500	180	500	2980	4,0	74	1950	BAO2- 450LB-2Y2		3255
HM 180-500*	180	500	3000	4,0	72	1950	2APMII1- 400/6000Y4	400	2230
							2A3MII1- 400/6000Y4		2230
HM 250-475	250	475	2980	4,5	77	3100	2A3MB1500/ 6000Y5		4190
HM 250-475*	250	475	3000	4,0	75	3100	2APMII1- 500/6000Y4	500	2350
							2A3MII1- 500/6000Y4		2390
HM 360-460	360	460	2980	4,5	80	3200	2A3MB1500/ 6000Y5		4100
HM 360-460*	360	460	3000	4,5	78	3200	2APMII1- 630/6000Y4	630	4190
							2A3MII1- 630/6000Y4		4190
HM 500-300	500	300	2980	4,5	80	2800	2A3MB1500 -6000Y5		4740
HM 500-300*	500	300	3000	4,5	80	2800	2APMII1- 500/6000Y4	500	2350
							2A3MII1- 500/6000Y4		2390
HM 710-280	710	280	2980	6,0	80	2920	2A3MB1800/ 6000Y5		7005
HM 710-280*	710	280	3000	6,0	80	2920	2APIM1- 800/6000Y4	800	3370
							2A3MII1- 800/6000Y4		3470

(*) насосы прошлых лет

ПРИЛОЖЕНИЕ 6 – СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО СЕКЦИОННЫМ НАСОСАМ ТИПА НМ

Типоразмер насоса	Коэффициенты в формуле (3.1)			Коэффициенты в формуле (3.2)		Коэффициенты в формуле (3.3)			Параметры насоса, мм			n_s
	H_0 , м	a , ч/м ²	$10^3 \cdot b$, ч ² /м ⁵	a_0 , м	b_0	$10^2 \cdot c_0$	$10^2 \cdot c_1$, ч/м ³	$10^4 \cdot c_2$, ч ² /м ⁶	b_2	$D_{вх}$	$D_{г}$	
НМ 125-550	623,2	—	5,120	4	—	-10,9	1,26	-41,02	16	198	266	60
НМ 125-550	504,7	—	4,76	4	—	-10,9	1,26	-41,02		198	240	72
НМ 125-550*	639,4	—	6,461	0,9	0,302	3,45	0,94	-30,21		200	260*	64
НМ180-500	645,9	—	4,4	4	—	5,29	0,83	-24,56		198	270	77
НМ 180-500	518,3	—	4,46	4	—	5,29	0,83	-24,56		198	243	99
НМ 180-500*	631,1	—	4,104	0,409	0,445	3,05	0,81	-24,48		200	272*	73
НМ 250-475	553,4	—	1,32	4	—	-18,11	0,8	-16	24	246	305	80
НМ 250-475	464,5	—	1,57	4	—	-18,11	0,8	-16		246	274,5	97
НМ 250-475*	526,1	—	0,982	0,161	0,528	2,29	0,51	-8,71		250	300*	88
НМ 360-460	535,8	—	0,42	4,6	—	9,14	0,40	-5,71		246	300	79
НМ 360-460	501,0	—	0,67	4,6	—	9,14	0,40	-5,71		246	290	86
НМ 360-460	438,5	—	0,63	4,6	—	9,14	0,40	-5,71		246	240	95
НМ 360-460*	557,7	—	0,659	0,854	0,292	7,61	0,38	-5,05	28	300	300*	80
НМ 500-300	350,2	—	0,21	4,5	—	-12,3	0,32	-2,94		284	300	128
НМ 500-300	318	—	0,23	4,5	—	-12,3	0,32	-2,94		284	285	143
НМ 500-300	277,7	—	0,15	4,5	—	-12,3	0,32	-2,94		284	270	154
НМ 500-300*	407,2	—	0,427	0,083	0,647	6,00	0,33	-3,52		300	300*	123
НМ 710-280	309,8	—	0,093	6	—	-29,48	0,34	-2,6		284	312	16
НМ 710-280	305,5	—	0,18	6	—	-29,48	0,34	-2,9	-	284	285	207
НМ 710-280*	393,4	—	0,226	0,0012	1,306	-0,33	0,27	-2,13		300	315*	151

ПРИЛОЖЕНИЕ 7 – ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СПИРАЛЬНЫХ НАСОСОВ ТИПА НМ

Типоразмер насоса	Насос						Электродвигатель		
	Номинальный режим					Масса, кг			
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Допуст. кавит. запас, м	КПД, %		Тип	Мощность, кВт	Масса, кг
НМ 1 250-260*	1 250	260	3000	20	80	2 800	СТДП1 250-2 УХЛ 4	1 250	7 030
НМ 1 250-260	1 250	260		20	80		СТДП1 250-2 УХЛ 4 СТДП1 600-2 УХЛ 4	1 250 1 600	
НМ 1 800-240*	1 800	240		25	83	3 500	СТДП1 600-2 УХЛ 4	1 600	7 630
НМ 1 800-240	1 800	240							
НМ 2 500-230*	2 500	230		32	86	3 920	СТДП2 000-2 УХЛ 4	2 000	8 030
НМ 2 500-230	2 500	230		32	86		СТДП2 000-2 УХЛ 4 СТДП2 500-2 УХЛ 4	2 000 2 500	
НМ 3 600-230*	3 600	230		40	87	4 490	СТДП2 500-2 УХЛ 4	2 500	11 150
НМ 3 600-230	3 600	230		38	87		СТДП2 500-2 УХЛ 4 СТДП3 150-2 УХЛ 4	2 500 3 150	
НМ 5 000-210*	5 000	210		42	88	4 600	СТДП3 150-2 УХЛ 4	3 150	12 350
НМ 5 000-210	5 000	210							
НМ 7 000-210*	7 000	210		52	89	6 125	СТДП5 000-2 УХЛ 4	5 000	14 750
НМ 7 000-210	7 000	210		52	89		СТДП4 000-2 УХЛ 4 СТДП5 000-2 УХЛ 4 СТДП6 300-2 УХЛ 4	4 000 5 000 6 300	
НМ 10 000-210*	10 000	210		65	89	9795	СТДП6 300-2 УХЛ 4	6 300	21 600
НМ 10 000-210	10 000	210		65	89		СТДП5 000-2 УХЛ 4 СТДП6 300-2 БУХЛ 4 СТДП8 000-2 БУХЛ 4	5 000 6 300 8 000	
НМ 1 000-210 со сменным ротором на 12 500 м ³ /ч	12 500	210		87	87	9795	СТДП8 000-2 УХЛ 4	8 000	2 300

ПРИЛОЖЕНИЕ 8 – СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО СПИРАЛЬНЫМ НАСОСАМ ТИПА НМ

Типоразмер насоса	Ротор	Коэффициенты в формуле (3.1)			Коэффициенты в формуле (3.2)		Коэффициенты в формуле (3.3)			Параметры насоса, мм			n_s
		H_0 , м	a , ч/м ²	$10^3 \cdot b$, ч ² /м ⁵	a_0 , м	b_0	$10^2 \cdot c_0$	$10^2 \cdot c_1$, ч/м ³	$10^4 \cdot c^2$, ч ² /м ⁶	b_2	$D_{\text{вх}}$	D_{Γ}	
НМ 1250-260*	1	318,8	—	38,7	0,017	1,037	20,29	10,36	-44,35	26	353	440*	73
	0,7	283,0	—	35,4	0,163	0,678	17,14	11,91	-52,68	26	353	418*	59
НМ 1250-260	0,7	216,4	—	40,9	0,092	0,76	9,63	14,3	-69,6		353	418	62
	1	316,8	—	41,9	0,092	0,76	20,60	11,3	-50		353	460	71
		289,8		34,8								418	77
		271,0		43,9								395	89
	1,25	327,4	—	25,0	1,17	0,46	34,10	3627	-21,7		353	450	79
	НМ 1250-400*	1	544,3	—	9,24	6,071	0,245	-1,32	15,2		-67,56		353
НМ 1800-240*	1	298,7	—	17,8	$1,29 \cdot 10^{-4}$	1,634	3,86	9,51	-28,57		512	440*	90
НМ 2500-230*	1	287,9	—	9,47	0,0598	0,813	6,86	7,11	-15,63	36,2	512	430*	109
	0,7	246,8	—	7,18	0,487	0,538	4,96	7,94	-19,81	38	512	405*	95
	0,5	248,0	—	16,3	1,273	0,399	5,66	9,73	-29,87	26	512	425*	79
НМ 2500-230	0,5	246,7	—	16,8	1,41	0,39	24,8	644	-16,9		512	425	77
	0,7	248,7	—	7,61	1,97	0,35	-79,35	15,8	-37		512	405	93
	1	281,5	—	7,84	1,26	0,42	26,2	485	-9,7		512	440	109
		258,8		8,59								405	117
		235,9		8,32								385	129
	1,25	371,0	—	14,9	1,26	0,42	18,8	403	-6,2		512	450	123
НМ 3600-230*	1	325,6	—	7,36	0,761	0,492	7,05	5,30	-8,64	41	512	450*	127
	0,7	269,6	—	7,24	1,872	0,376	4,29	6,32	-12,28	43	512	450*	104
	0,5	272,8	—	13,1	3,880	0,300	7,55	7,62	-19,52	29	512	450*	93
НМ 3600-230	0,5	279	—	16,3	5,11	0,25	12,7	669	-15,7		512	450	93
	0,7	270,3	—	6,7	4,33	0,27	-10,5	750	-14,5		512	430	109

HM 5000-210*	1	307,3	—	7,57	0,92	0,47	34,3	332	-5,16		512	460	131
		276,8		7,1								425	143
		246,3		6,92								415	154
	1,25	319,1	—	5,43	$4,9 \cdot 10^{-7}$	2,18	15,1	4	-4,57	512	470	147	
	1	227,9	—	2,81	0,0425	0,813	10,57	3,42	-3,74	70	610	450*	165
HM 700-210*	0,7	284,5	—	5,31	1,19	0,4	22,61	3,66	-5,33	72	610	470*	134
	0,5	133,9	—	5,85	2,268	0,316	33,57	2,89	-4,02	70	610	430*	117
	1	300,1	—	1,89	0,125	0,678	0,46	2,58	-1,85	61	610	475*	196
	0,7	283,1	—	3,11	0,417	0,55	3,14	3,17	-3,11	49	610	475*	168
	0,5	243,7	—	3,29	1,818	0,404	0,16	4,11	-4,93	52	610	467*	138
HM 7000-210	0,5	232,9	—	2,13	0,76	0,52	10,5	3	-3,6		610	450	138
	0,7	281,8	—	2,84	1,76	0,41	12,1	3	-2,73		610	475	165
	1	296,6	—	1,87	1,49	0,4	-4,03	3	-2,16		610	475	196
		270,7		1,95						450		211	
		238,4		1,51						430		265	
1,25	323,6	—	1,43	$8 \cdot 10^{-4}$	1,25	2,25	2	-1,23		610	490	219	
HM 10000-210*	1,25	377,6	—	1,06	$4,54 \cdot 10^{-4}$	1,286	17,0	1,47	-0,76		610	530*	193
	1	297,4	—	0,89	0,0079	0,989	5,66	1,84	-1,02	66	610	495*	234
	0,7	321,2	—	2,44	$1,4 \cdot 10^{-4}$	1,475	5,55	2,35	-1,70	57	610	505*	203
	0,5	267,8	—	2,03	1,093	0,434	1,00	3,08	-2,86	58	610	475*	165
	0,5	251,3	—	1,72	0,11	0,71	27,4	1,5	-1,0		990	465	165
HM 10000-210	0,7	304	—	20,8	0,0053	1,05	26,1	1,6	-1,07		990	496	196
	1	291,8	—	0,86	$1,64 \cdot 10^{-5}$		14,6	1,4	-0,68		990	500	234
		279,9		0,85						480		249	
		263,1		0,83						465		263	
	1,25	360,5	—	0,93	$1,63 \cdot 10^{-5}$	1,62	18,0	1,4	-0,65	990	530	262	
346,8		0,99		520							282		
339,8		0,98		515							294		

ПРИЛОЖЕНИЕ 9 – ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАСОСОВ ТИПА НДвН И НДсН

Типоразмер насоса	Номинальный режим				
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Допустимый кавитационный запас, м	КПД, %
8НДвН	500	28	960	4,5	79
12НДсН	800	28		4,0	86
14НДсН	1 100	30		5,0	88

ПРИЛОЖЕНИЕ 10 – СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО НАСОСАМ ТИПОВ НДвН НДсН

Типоразмер насоса	Ротор	Коэффициенты по формуле (3.1)			Коэффициенты по формуле (3.2)		Коэффициенты по формуле (3.3)			Параметры насоса, мм			n_s
		H_0 , м	a , ч/м ²	$10^3 \cdot b$, ч ² /м ⁵	a_0 , м	b_0	$10^2 \cdot c_0$	$10^2 \cdot c_1$, ч/м ³	$10^4 \cdot c_2$, ч ² /м ⁶	b_2	$D_{вх}$	$D_{г}$	
8НДвН	1	31,6	$2,95 \cdot 10^{-2}$	0,733	0,0431	0,729	3,63	0,391	-4,81	14,0		470	65
12НДсН	1	33,4	—	8,58	0,065	0,628	6,14	0,205	-1,26	5,0		460	100
	2	29,4		9,47	0,065	0,628	12,8	0,196	-1,27	7,0		430	105
	3	24,1		9,84	0,065	0,628	11,9	0,220	-1,58	9,0		400	120
14НДсН	1	39,0	—	6,19	5	—	7,1	0,133	-0,59			480	107
	2	48,7		5,26	5		7,1	0,133	-0,59			540	83

ПРИЛОЖЕНИЕ 11 – ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАСОСОВ ТИПА НПВ

Типоразмер насоса	Насос						Электродвигатель		
	Номинальный режим					Масса, кг			
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Доп. ка-вит. запас, м	КПД, %		Тип	Мощность, кВт	Масса, кг
НПВ 150-60	150	60	2 975	3	72		2B250M-2Y2		
НПВ 300-60	300	60	2 975	3	75		2B250M-2Y2		
НПВ 600-60	600	60	1 485	4	77		BAOB-560M-4Y1		
НПВ 1250-60	1 250	60	1 500	2,2	76	11 940	BAOB500M-4Y1	400	5 000
НПВ 2500-80	2 500	80		3,2	82	11 870	BAOB630L-4Y1	800	7 500
НПВ 3600-90	3 600	90		4,8	84	17 000	BAOB710L-4Y1	1 250	9 800
НПВ 5000-120	5 000	120		5,0	85	16 700	BAOB800L-4Y1	2 000	13 200

ПРИЛОЖЕНИЕ 12 – СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО НАСОСАМ ТИПА НПВ

Типоразмер насоса	Ротор	Коэффициенты в формуле (3.1)			Коэффициенты в формуле (3.2)		Коэффициенты в формуле (3.3)			Параметры насоса, мм			n_s
		H_0 , м	a , ч/м ²	$10^3 \cdot b$, ч ² /м ⁵	a_0 , м	b_0	$10^2 \cdot c_0$	$10^2 \cdot c_1$, ч/м ³	$10^4 \cdot c_2$, ч ² /м ⁶	b_2	D_{BX}	D_T	
НПВ 150-60	78,5	—	836	3	—	-4,9	0,99	-31,5		307	230	103	
	63,9		875	3		7,07	0,73	-23,7		307	207	130	
НПВ 300-60	78,5	—	199	4	—	1,0	0,47	-7,51		307	240	145	
	63,1		197	4		-15,1	0,57	-9,6		307	216	190	
НПВ 600-60	75,3	—	45	4	—	9,15	0,24	-2,09		408	445	103	
	62,1		47,7	4		9,03	0,20	-1,62		408	400	127	
НПВ 1250-60*	77,1	—	11,48	2,2	—	5,0	10,01	-35,11		800	495*	106	
	64,2		13,27	2,2		5,0	10,01	-35,11		800	445*	136	
НПВ 1250-60	74,8	—	9,5	2,3	—	17,2	0,08	-0,24		408	525	106	
	69,2		10,6	2,3		17,2	0,08	-0,24		408	500	116	
	59,9		8,9	2,3		17,2	0,08	-0,24		800	475	127	

НПВ 2500-80*	113,3 82,9	–	5,36 3,61	3,2 3,2	–	-0,75 -0,75	6,93 6,93	-14,40 -14,40		800 800	530* 477*	121 150	
НПВ 500-80	79,7 96,4 86,3	–	1,0 4,5 4,4	3,3 3,3 3,3	–	32,3 32,3 32,3	0,04 0,04 0,04	-0,081 -0,081 -0,081		800 800 800	540 515 487	121 133 150	
НПВ 3600-90*	136,3 101,8	–	3,70 3,00	4,8 4,8	–	1,02 1,02	4,79 4,79	-6,69 -6,69		1000 1000	640* 550*	133 173	
НПВ 3600-90	127 112 93,7	–	2,9 2,6 1,4	4,9 4,9 4,9	–	-3,64 -3,64 -3,64	0,045 0,045 0,045	-0,064 -0,064 -0,064		1000 1000 1000	610 580 550	133 149 169	
НПВ 5000-120*	151,9 121,1	–	1,33 1,24	5,0 5,0	–	3,71 3,71	3,54 3,54	-3,81 -3,81		1000 1000	640* 576*	126 156	
НПВ 5000-120	151,3 132,7 120,7	–	1,3 0,099 1,0	5 5 5	–	22,4 22,4 22,4	0,026 0,026 0,026	-0,027 -0,027 -0,027		1000 1000 1000	645 613 580	126 139 154	

ПРИЛОЖЕНИЕ 13 – ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАСОСОВ ТИПА НМП

Типоразмер насоса	Насос						Электродвигатель		
	Номинальный режим					Масса, кг			
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Доп. ка- вит. запас, м	КПД, %		Тип	Мощность, кВт	Масса, кг
НМП 2 500-74	2 500	74	1000	3	72	7 775	ДС118/44-6	800	8540
НМП 600-78	3 600	78		3	83	7 775	ДС118/44-6	800	8540
НМП 5 000-115	5 000	115		3,5	85	9 321	СДН2-16-59-6	1000	6750

ПРИЛОЖЕНИЕ 14 – СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО НАСОСАМ ТИПА НМП

Типоразмер насоса	Коэффициенты в формуле (3.1)			Коэффициенты в формуле (3.2)		Коэффициенты в формуле (3.3)			Параметры насоса, мм			n_s
	H_0 , м	a , ч/м ²	$10^3 \cdot b$, ч ² /м ⁵	a_0 , м	b_0	$10^2 \cdot c_0$	$10^2 \cdot c_1$, ч/м ³	$10^4 \cdot c_2$, ч ² /м ⁶	b_2	$D_{\text{вх}}$	$D_{\text{г}}$	
НМП 2 500-74	80,3	—	0,961	3	—	27,3	0,0221	-1,82		1020	690	85
НМП 3 600-78	89,2	—	0,842	3	—	2,09	0,0420	-5,46		900	725	98
НМП 5 000-115	137,6	—	0,940	3,5	—	12,9	0,0275	-2,69		900	840	87