

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Агафонов Александр Витальевич

Должность: директор филиала

Дата подписания: 06.11.2023 07:18:45

Уникальный программный ключ:

2539477a8ecf706d1c7b0c549c31b11

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МОСКОВСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ЧЕБОКСАРСКИЙ ИНСТИТУТ (ФИЛИАЛ) МОСКОВСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО
УНИВЕРСИТЕТА

Кафедра транспортно-энергетических систем



Проектирование газонефтепроводов

(наименование дисциплины)

Методические указания по выполнению курсового проекта

Направление
подготовки

21.03.01 Нефтегазовое дело

(код и наименование направления подготовки)

Направленность
(профиль)
образовательной
программы

**«Эксплуатация и обслуживание объектов
транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»**

(наименование профиля подготовки)

Квалификация
выпускника

бакалавр

Форма обучения

очная, очно-заочная

Чебоксары, 2023

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

21.03.01 Нефтегазовое дело

Авторы:

Федоров Денис Игоревич, к.т.н., доцент кафедры транспортно-
технологических машин

ФИО, ученая степень, ученое звание или должность, наименование кафедры

Методические указания одобрены на заседании кафедры

наименование кафедры

(протокол № 06 от 04.03.2023г.).

СОДЕРЖАНИЕ

Глоссарий	4
Введение	7
1. Требования к содержанию и оформлению проекта.....	8
1.1 Содержание проекта	8
1.2 Правила оформления	8
2. Задание. Исходные данные	8
3. Расчёт участка магистрального газопровода.....	9
3.1 Определение основных физических свойств перекачиваемого газа.....	11
3.2 Выбор труб и расчёт толщины	11
3.3 Расчёт пылеуловителей компрессорной станции.....	12
3.4 Расчёт компрессорной станции	13
3.5 Расчёт АВО газа на компрессорной станции.....	16
3.6 Расчёт линейного участка между компрессорными станциями	19
4. Расчёт участка магистрального нефтепровода.....	23
4.1 Обработка исходных данных.....	23
4.2 Техничко-экономическое обоснование способа транспортировки нефти... 24	24
4.3 Расчёт нефтепровода на прочность.....	27
4.4 Технологический расчёт	29
4.5 Расчёт сложного нефтепровода	29
4.6 Определение количества насосных станций.....	31
4.7 Выбор основного оборудования НПС	34
Список используемой литературы	35
Приложения	37

ГЛОССАРИЙ

Арматура – устройства и детали (клапаны, вентили, выключатели и т. п.), не входящие в состав основного оборудования, но обеспечивающие его нормальную работу. Различают арматуру трубопроводную, электротехническую, печную и т. д.

Байпас – обвод, параллельный прямому участку трубопровода, с запорной или регулирующей трубопроводной арматурой или приборами (напр., счётчиками жидкости или газа). Служит для управления технологическим процессом при неисправности арматуры или приборов, установленных на прямом трубопроводе, а также при необходимости их срочной замены из-за неисправности без остановки технологического процесса.

Газоперекачивающий агрегат (ГПА) – технологическое устройство, включающее привод (газотурбинную установку ГТУ, поршневой двигатель ПД либо электродвигатель ЭД) и нагнетатель (центробежный ЦБН или осевой ОН), предназначенный для повышения давления в магистральном газопроводе).

Газопровод-перемычка – газопровод, соединяющий между собой магистральные газопроводы или системы.

Газопровод магистральный – комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которой входят одноконтурный газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским переходом), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приёма и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, фазоизмерительные станции, станции охлаждения газа.

Газопровод многониточный – газопровод, состоящий из нескольких взаимосвязанных параллельно уложенных трубопроводов.

Газопровод простой – газопровод с постоянным диаметром труб, без отводов к попутным потребителям и без дополнительного приёма газа по пути следования.

Газопровод сложный – газопроводе постоянным или различным диаметром труб с отводами к попутным потребителям, с дополнительным приёмом газа, лупингами и перемычками.

Головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС) – комплекс сооружений, расположенный в начале магистрального нефтепровода или его отдельного эксплуатационного участка и предназначенный для накопления и перекачки по трубопроводу нефти и нефтепродуктов.

Давление рабочее – наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается проектный режим эксплуатации газопровода.

Дожимная компрессорная станция (ДКС) – компрессорная станция, установленная на выходе из промысла и предназначенная для повышения давления газа до рабочего давления в магистральном газопроводе.

Компрессорная станция (КС) – комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

Коэффициент гидравлической эффективности газопровода – отношение производительности газопровода к его расчётной пропускной способности.

Коэффициент загрузки газопровода – отношение фактической производительности к проектной производительности газопровода.

Критическая температура – наибольшая температура, при которой газ не переходит в жидкое состояние, как бы велико ни было давление.

Критическое давление – предельное давление, при котором и менее которого газ не переходит в жидкое состояние, как бы ни низка была температура.

Линейная часть магистрального газопровода – участок магистрального газопровода с запорной арматурой, с лупингами, с отводами и перемычками, без компрессорных и газораспределительных станций.

Линейная часть магистрального нефтепровода (ЛЧ или ЛЧМН) – совокупность участков нефтепровода, соединяющих нефтеперекачивающие станции между собой либо с приёмо-сдаточными пунктами и сооружений, входящих в состав нефтепровода.

Лупинг – резервная нитка трубопровода. Устанавливаются, как правило, в участках с повышенным транспортом нефти и газа и участках с узким диаметром труб.

Магистральный насос – гидравлическая машина предназначенная для перекачивания нефти и нефтепродуктов по магистральным, технологическим и вспомогательным трубопроводам.

Магистральный нефтепровод (МН) – единый имущественный производственный комплекс, состоящий из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, предназначенных для транспортировки нефти от пунктов её приёмки до пунктов сдачи потребителям или для перевалки на другой вид транспорта.

Манифольд – несколько трубопроводов, обычно закреплённых на одном основании, рассчитанных на высокое давление и соединённых по определённой схеме, и снабжённых необходимой запорной и иной арматурой.

Напор – физическая величина, выражающая удельную, приходящуюся на единицу веса, механическую энергию потока жидкости в данной точке.

Нефтепровод – сооружение для транспортировки нефти или нефтепродуктов. В состав нефтепровода входят трубопровод, перекачивающие насосные станции, хранилища.

Относительная плотность – это отношение плотности определённого газа к плотности стандартного вещества (воздуха) при определённых условиях.

Перегон – совокупность ниток трубопровода, включая лупинги и перемычки между двумя последовательно расположенными НПС или между НПС и конечным пунктом доставки.

Подпорный насос – гидравлическая машина для создания необходимого на входе основного насоса напора, обеспечивающего его бескавитационную работу.

Помпаж – неустойчивая работа компрессора, вентилятора или насоса, характеризующаяся резкими колебаниями напора и расхода перекачиваемой среды.

Производительность магистрального газопровода (валовая) – количества газа, транспортируемого по газопроводу за расчётный период (год, сезон, квартал, месяц, сутки).

Промежуточная нефтеперекачивающая станция (ПНПС) – нефтеперекачивающая станция, осуществляющая повышение давления перекачиваемой жидкости в магистральном нефтепроводе.

Пропускная способность газопровода – расчётное количество газа, которое может пропустить газопровод в единицу времени при заданных параметрах и установившемся режиме потока газа.

Расход – физическая величина, выражающая количество жидкости или газа, протекающей через поперечное сечение потока за единицу времени.

Расход газа – объём газа, прошедшего через поперечное сечение трубопровода за единицу времени, приведённый к стандартным условиям.

Расчётное давление – максимальное избыточное давление в газопроводе, на которое производится расчёт на прочность при обосновании основных размеров.

Резервуарный парк – комплекс взаимосвязанных отдельных или групп резервуаров для хранения, накопления и учёта жидких продуктов.

ВВЕДЕНИЕ

Новые условия строительства и эксплуатации трубопроводов и поддержание на высоком уровне требований к качеству их проектирования требуют от проектировщиков уверенных знаний и навыков, связанных с классическими методами расчёта участков магистральных газо- и нефтепроводов [1].

Данные методические указания предназначены для выполнения курсового проектирования в рамках дисциплины «Проектирование газонефтепроводов» студентами направления подготовки «Нефтегазовое дело».

Содержание указаний соответствует рабочей программе дисциплины и содержит требования к содержанию и оформлению проекта, задания и исходные данные для проектирования участка магистрального газо- и нефтепровода, методики их расчёта, рекомендации в части выбора литературы, а также значительную часть необходимых для проектирования справочных материалов.

Выполнение и успешная защита работы позволяют студенту получить допуск к экзамену по дисциплине «Проектирование газонефтепроводов».

1. ТРЕБОВАНИЯ К СОДЕРЖАНИЮ И ОФОРМЛЕНИЮ ПРОЕКТА

1.1 Содержание проекта

Примерное содержание проекта представлено в Приложении 1. В обязательном порядке работа должна иметь теоретическую часть и сопровождаться графическим материалом (один лист формата А1).

Источники, рекомендуемые к использованию в работе над проектом, представлены в Приложении 2.

1.2 Правила оформления

Работа (пояснительная записка и её графическая часть) должна быть выполнена в соответствии с требованиями [2, 3, 4] и действующими требованиями к ЕСКД.

Пояснительная записка выполняется в редакторе Microsoft Word. Допускаются незначительные исправления пастой чёрного цвета.

Объём работы должен состоять не менее чем из 30 полных страниц формата А4.

Наличие содержания и нумерации страниц – обязательно.

Библиографический список должен содержать не менее шести источников.

Ход решения расписывается максимально подробно и в соответствии с требованиями [2].

Работы, не отвечающие вышеперечисленным требованиям, на проверку не принимаются.

2. ЗАДАНИЕ. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Тема работы и исходные данные назначаются преподавателем. Задачей проектирования является выполнить расчёт участка магистрального газопровода или нефтепровода в соответствии с Приложением 2. Графическая часть курсового проекта должна содержать один лист формата А1, оформленные в соответствии с действующими требованиями к ЕСКД и методическими указаниями [2, 3, 4].

Исходные данные к расчёту по теме «Проектирование участка магистрального газопровода»:

- годовая производительность, Q , млрд. м³/год;
- абсолютное рабочее давление в газопроводе, P , МПа;
- абсолютное давление на входе ГКС, P_1 , МПа;

- температура газа на входе ГКС, T_1 , К;
- протяжённость участка газопровода, L , км;
- среднегодовая температура окружающего воздуха в районе ГКС, $t_{возд1}$, К;
- среднегодовая температура окружающего воздуха КС, $t_{воз}$, К;
- среднегодовая температура грунта в районе ГКС, t_{gp1} , °С;
- среднегодовая температура грунта в районе КС, t_{gp2} , °С;
- высота расположения над уровнем моря ГКС, h_1 , м;
- высота расположения над уровнем моря КС, h_2 , м;
- состав транспортируемого газа (по объёму), %;
- вид и протяжённость пересекаемой преграды.

Исходные данные к расчёту по теме «Проектирование участка магистрального нефтепровода»:

- длина трубопровода L , км;
- объём годовой перекачки, G , т/год;
- плотность нефти при 20°С, ρ_{20} , кг/м³;
- кинематическая вязкость нефти при 20°С, ν_{20} , м²/с;
- кинематическая вязкость при 0°С, ν_0 , м²/с;
- минимальная температура эксплуатации $t_{min}^э$, °С;
- максимальная температура грунта t_{gp}^{max} , °С;
- минимальная температура грунта, t_{gp}^{min} , °С;
- значения нивелирных отметок трассы трубопровода.

Пример оформления графической части работы (на тему «Проектирование участка магистрального нефтепровода») представлен на рисунке 1.

Необходимая справочная информация для курсового проектирования представлена в Приложении 2.

3. РАСЧЁТ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Расчёт участка магистрального газопровода сводится к последовательному решению следующих задач:

- определение основных физических свойств перекачиваемого газа;
- выбор труб и расчёт толщины;
- расчёт пылеуловителей компрессорной станции;
- расчёт компрессорной станции;
- расчёт АВО газа на компрессорной станции;
- расчёт линейного участка между компрессорными станциями.

Построение технологической схемы магистрального газопровода необходимо проводить в соответствии с рекомендациями [2, 4].

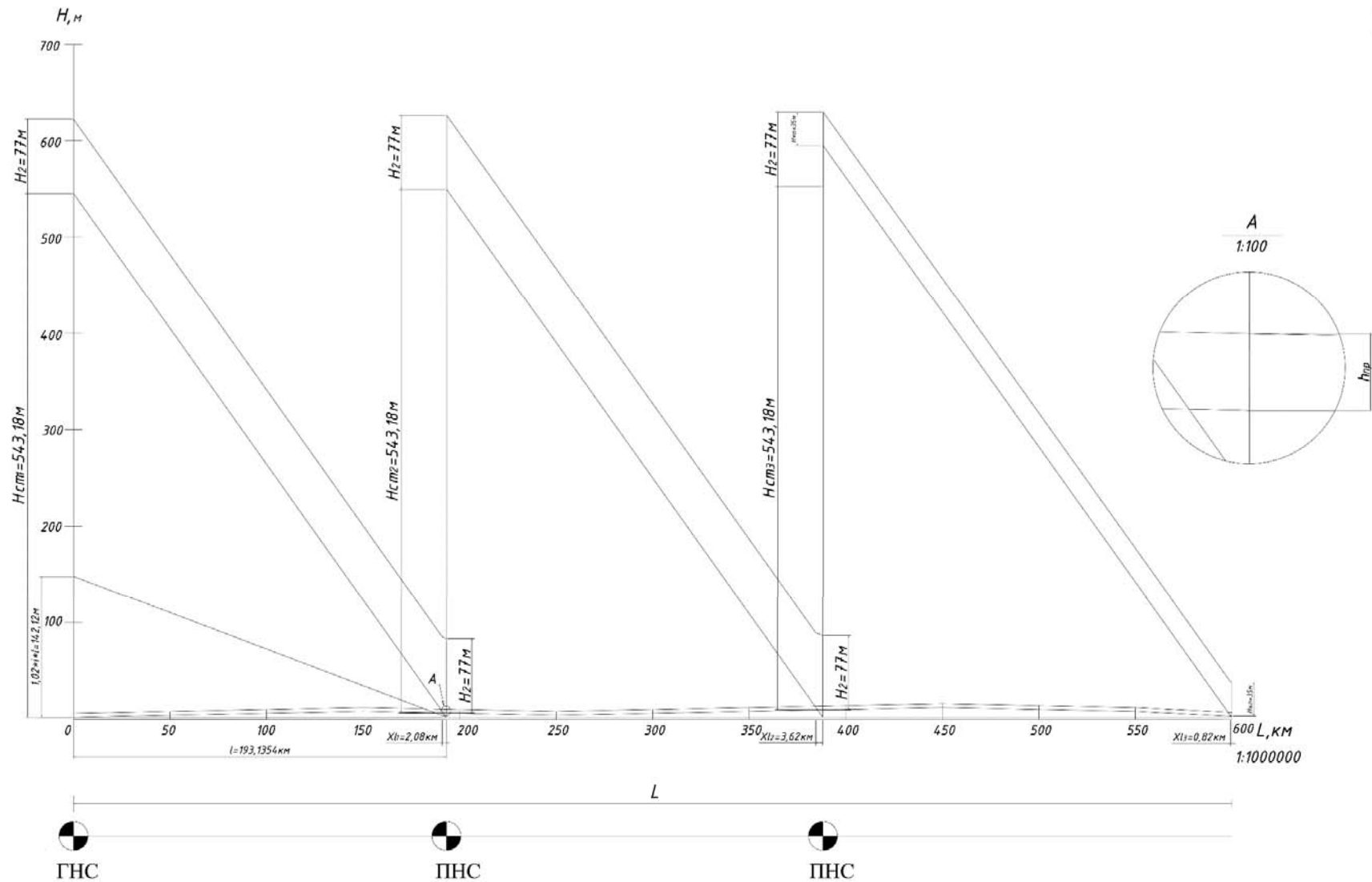


Рисунок 1 – Пример оформления графической части работы на тему «Проектирование участка магистрального нефтепровода»

3.1 Определение основных физических свойств перекачиваемого газа

При выполнении данного раздела рекомендуется использовать расчётную методику, предложенную в [5]. В данном разделе необходимо определить:

- молекулярную массу смеси газов $M_{см}$, кг/кмоль;
- плотность газовой смеси при стандартных условиях $\rho_{ст}$, кг/ст. м³;
- плотности смеси при нормальных условиях ρ_n , кг/н. м³;
- относительную плотность газа по воздуху, Δ ;
- псевдо-критическую температуру газа $T_{нк}$, К;
- псевдо - критическое давление газа $P_{нк}$, МПа.

Молекулярная масса смеси газов $M_{см}$, кг/кмоль

$$M_{см} = \sum X_i \cdot M_i, \quad (1)$$

где X_i – молярная концентрация i -го компонента в смеси, доли единицы;
 M_i – молекулярная масса i -го компонента в смеси, кг/кмоль.

Плотность газовой смеси при стандартных условиях $\rho_{ст}$, кг/ст. м³

$$\rho_{ст} = \frac{M_{см}}{24,046}. \quad (2)$$

Плотность смеси при нормальных условиях ρ_n , кг/н. м³

$$\rho_{ст} = \frac{M_{см}}{24,046}. \quad (3)$$

Относительная плотность газа по воздуху, Δ

$$\Delta = \frac{\rho_{ст}}{1,206}. \quad (4)$$

Псевдокритическая температура газа $T_{нк}$, К

$$T_{нк} = \sum X_i \cdot T_{кр,i}, \quad (5)$$

где $T_{кр,i}$ – критическая температура i -го компонента газа, К.

Определим псевдокритическое давление газа $P_{нк}$, МПа,

$$P_{нк} = \sum X_i \cdot P_{кр,i}, \quad (6)$$

где $P_{кр,i}$ – критическое давление i -го компонента газа, МПа.

Определение низшей теплоты сгорания газовой смеси Q_n^p , МДж/ст. м³

$$Q_n^p = \sum_{i=1}^n X_i \cdot q_{n,i}, \quad (7)$$

где $q_{n,i}$ – низшая теплота сгорания i -го компонента газа, МДж/ст. м³.

3.2 Выбор труб и расчёт толщины

Условный диаметр для линейной части трубопровода подбирают исходя из его заданной производительности. Далее, в зависимости от условного

диаметра и давления в газопроводе по ТУ 14-3-1138-82 подбирают марку стали для изготовления труб и определяют её свойства:

- временное сопротивление разрыву $\sigma_{вр}$, МПа;
- предел текучести σ_t , МПа;
- коэффициент надёжности по материалу K_1 .

Толщина стенки трубопровода δ , мм

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)}, \quad (8)$$

где n – коэффициент надёжности по нагрузке и внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, $n = 1,10$;

P – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

D_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

R_1 – расчётное сопротивление растяжению, МПа

$$R_1 = \frac{R_1'' \cdot m}{K_1 \cdot K_n}, \quad (9)$$

где R_1'' – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;

K_1 – коэффициент надёжности по материалу трубы, $K_1 = 1,4$;

K_n – коэффициент надёжности по назначению трубопровода, $K_n = 1,05$.

Полученную расчётную толщину стенки трубопровода округляем до ближайшего большего значения, предусмотренного ТУ 14-3-1464-82. Далее определяют внутренний диаметр трубопровода, d , мм

$$d = D_n - 2 \cdot \delta. \quad (10)$$

3.3 Расчёт пылеуловителей компрессорной станции

Марка пылеуловителя для очистки газа на компрессорной станции подбирается в зависимости от рабочего давления и производительности участка газопровода с учётом того, что содержание механических примесей в газе не должно превышать 5 мг/м^3 .

Пропускная способность одного пылеуловителя Q_{Π} , млн. ст. $\text{м}^3/\text{сут}$.

$$Q_{\Pi} = \frac{q}{n}, \quad (11)$$

где q – количество газа перед пылеуловителем, млн. ст. $\text{м}^3/\text{сут}$;

n – количество пылеуловителей.

Количество газа перед пылеуловителем q , млн. ст. $\text{м}^3/\text{сут}$.

$$q = \frac{Q \cdot 10^3}{365 \cdot K_{po} \cdot K_{эм} \cdot K_{нд}}, \quad (12)$$

где K_{po} – коэффициент расчётной обеспеченности газоснабжения потребителей;
 $K_{po} = 0,95$;
 $K_{эм}$ – коэффициент экстремальных температур; $K_{эм} = 0,98$;
 $K_{нд}$ – коэффициент надёжности газопровода; $K_{нд} = 0,98$.

Далее необходимо проверить не выходит нагрузка на все пылеуловители за границу минимальной производительности, в том числе и при одном отключенном, и определить давление на входе в пылеуловитель.

Давление на входе в пылеуловители, $P_{вс}$, МПа

$$P_{вс} = P_1 - \delta P_{вх}, \quad (13)$$

где P_1 – давление в конце линейного участка, МПа;
 $\delta P_{вх}$ – потери давления на входе, МПа.

3.4 Расчёт компрессорной станции

Для установки в цехе компрессорной станции газоперекачивающие агрегаты подбирают в зависимости от рабочего давления. В расчёте используются следующие характеристики выбранного нагнетателя:

- тип центробежного нагнетателя (полнонапорный или неполнонапорный);
- к.п.д. привода в стационарных условиях, η_e^H , %;
- номинальная частота вращения силовой турбины, n_n , об./мин.;
- коммерческая производительность нагнетателя при 20°C и давлении 0,1013 МПа, Q_n , млн. ст. м³/сут.;
- степень сжатия нагнетателя, ε ;
- политропический к.п.д. нагнетателя, $\eta_{пол}$, %.

Количество рабочих ГПА в ступени цеха, n

$$n = \frac{Q_{кц}}{Q_n}, \quad (14)$$

где $Q_{кц}$ – производительность компрессорного цеха, млн. ст. м³/сут.;

Q_n – коммерческая производительность нагнетателя, млн. ст. м³/сут.

Полученное количество рабочих ГПА в ступени цеха округляют в большую сторону и назначают количество резервных агрегатов.

Далее определяют рабочую производительность нагнетателя Q_k , млн. ст. м³/сут.

$$Q_k = \frac{Q_{кц}}{n}, \quad (15)$$

где n – число рабочих газоперекачивающих агрегатов.

Температуру газа на входе в компрессорный цех $T_{вс}$, К, приравнивают к температуре в конце участка газопровода T_1 , К. Далее определяют коэффициент сжимаемости газа при параметрах на входе в нагнетатель, $z_{вс}$

$$z_{вс} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{np}}{\tau}, \quad (16)$$

где P_{np} – приведённое давление, МПа;

τ – температурный коэффициент.

Приведённое давление P_{np} , МПа

$$P_{np} = \frac{P_{вс}}{P_{кр}}. \quad (17)$$

Температурный коэффициент τ

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{np} + 0,78 \cdot T_{np}^2 + 0,0107 \cdot T_{np}^3, \quad (18)$$

где T_{np} – приведённая температура, К

$$T_{np} = \frac{T_{вс}}{T_{кр}}. \quad (19)$$

Газовая постоянная компримируемого газа R , Дж/кг·К

$$R = \frac{R_g}{\Delta}, \quad (20)$$

где R_g – газовая постоянная компримируемого газа, Дж/кг·К;

Δ – относительная плотность по воздуху.

Плотность газа в условиях входа в нагнетатель $\gamma_{вс}$, кг/м³

$$\gamma_{вс} = \frac{P_{вс} \cdot 10^6}{z_{вс} \cdot T_{вс} \cdot R}. \quad (21)$$

Объёмная производительность нагнетателя при параметрах входа $Q_{об}$, м³/мин.

$$Q_{об} = \frac{0,24 \cdot Q_{кр} \cdot z_{вс} \cdot T_{вс}}{P_{вс}}. \quad (22)$$

Задаётся частотой вращения ротора нагнетателя = 5 185 об./мин.

Приведённая объёмная производительность Q_{np} , м³/мин.

$$Q_{np} = Q_{об} \cdot \frac{n_n}{n}, \quad (23)$$

где n_n – номинальная частота вращения силовой турбины, об./мин.;

n – принятая частотой вращения ротора нагнетателя, об./мин.

Приведённая частота вращения ротора, $\left[\frac{n}{n_n} \right]_{np}$

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{np} = \frac{n}{n_n} \cdot \sqrt{\frac{z_{np} \cdot R_{np} \cdot [T_n]_{np}}{z_{ec} \cdot R \cdot T_{ec}}}, \quad (24)$$

где z_{np} – приведённый коэффициент сжимаемости;
 R_{np} – приведённая газовая постоянная, кг·м/кг·К;
 $[T_n]_{np}$ – приведённая температура нагнетания, К;
 R – газовая постоянная, кг·м/кг·К.

Далее по приведённой характеристике нагнетателя определяют степень сжатия газа ε и политропический к.п.д $\eta_{пол}$.

Внутренняя мощность, потребляемая нагнетателем N_i , кВт

$$N_i = \gamma_{ec} \cdot \left[\frac{N_i}{\gamma_n} \right] \cdot \left(\frac{n}{n_n} \right)^3, \quad (25)$$

где $\left[\frac{N_i}{\gamma_n} \right]_{np}$ – относительная внутренняя мощность нагнетателя, кВт/(кг/м³).

Мощность на муфте привода N , кВт

$$N = \frac{N_i}{0,95 \cdot \eta_{мех}}, \quad (26)$$

где $\eta_{мех}$ – механический КПД привода.

Далее проверяют условие удалённости режима работы нагнетателя от границы помпажа

$$(Q_{np} / Q_{np}^{\min}) > 1,1, \quad (27)$$

где $(\frac{Q_{np}}{Q_{np}^{\min}})$ – градиент удалённости режима

$$(Q_{np} / Q_{np}^{\min}) = Q_{np} / Q_{np}^{\min}, \quad (28)$$

где Q_{np}^{\min} – минимальное значение приведённой объёмной производительности, взятое из приведённой характеристики, м³/мин.

При отсутствии помпажа проверяется условие располагаемой мощности

$$N < N_e^H, \quad (29)$$

где N_e^H – номинальная мощность, кВт.

Располагаемая мощность ГПА N_e^P , кВт

$$N_e^P = N_e^H \cdot K_n \cdot K_{об} \cdot K_y \cdot \left(1 - K_t \cdot \frac{T_3 - T_3^H}{T_3} \right) \cdot \frac{P_{ам}}{0,1013}, \quad (30)$$

где K_n – коэффициент, учитывающий допуск и техническое состояние газотурбинной установки, $K_n = 0,92$;

$K_{об}$ – коэффициент, учитывающий влияние противообледенение системы, $K_{об} = 1$;

K_y – коэффициент, учитывающий влияние системы утилизации, $K_y = 0,99$;

K_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры наружного воздуха, $K_t = 2,8$;

T_3^H – номинальная температура воздуха на входе в газотурбинную установку, К;

$P_{ам}$ – расчётное давление наружного воздуха, МПа;

T_3 – расчётная температура, К,

$$T_3 = T_a + \delta T_a, \quad (31)$$

где T_a – среднегодовая температура окружающего воздуха, К;

δT_a – поправка на изменчивость климатических параметров и местный подогрев наружного воздуха на входе ГПА; $\delta T_a = 5$ К.

Далее проверяют условие нормальной работы ГПА

$$N < N_e^p < 1,15 \cdot N_e^H. \quad (32)$$

Давление нагнетания $P_{вых}$, МПа,

$$P_{вых} = P_{вс} \cdot \varepsilon. \quad (33)$$

Температура газа на выходе из нагнетателя $T_{вых}$, К,

$$T_{вых} = T_{вс} + \Delta T_{вых}, \quad (34)$$

где $\Delta T_{вых}$ – повышение температуры газа при компримировании, К,

$$\Delta T_{вых} = T_{вс}^{\frac{0,235}{\varepsilon^{\eta_{пол}}}} \cdot (\varepsilon^{\eta_{пол}} - 1). \quad (35)$$

Расход топливного газа $q_{mг}$, тыс.ст.м³/ч

$$q_{mг} = q_{mг}^H \cdot \left(0,75 \cdot \frac{N}{N_e^H} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{T_3}{T_3^H}} \cdot \frac{P_{ам}}{0,1013} \right), \quad (36)$$

где $q_{mг}^H$ – номинальный расход топливного газа, тыс.ст.м³/ч

$$q_{mг}^H = \frac{860 \cdot N_e^H}{\eta_e^H \cdot Q_H^p \cdot 10^3}, \quad (37)$$

где η_e^H – номинальный эффективный к.п.д. ГТУ;

Q_H^p – низшая теплота сгорания топливного газа, ккал/ст.м³,

$Q_H^p = 7\,987,4$ ккал/ст.м³.

Аналогично рассчитываются каждый газоперекачивающий агрегат в группе, установленный на компрессорной станции.

3.5 Расчёт АВО газа на компрессорной станции

Требуемое количество АВО газа n

$$n = \frac{1,1 \cdot Q_{np}}{K_{nn} \cdot \theta_{cp} \cdot F_{аво}}, \quad (38)$$

где Q_{np} – количество тепла, передаваемое в аппарат воздушного охлаждения от газа к воздуху из уравнения теплового баланса, кВт;

K_{nn} – коэффициент теплопередачи, отнесённый к полной поверхности оребрённой трубы с учётом загрязнений, Вт/м²·К, (обычно принимают $K_{nn} = 20$ Вт/м²·К);

θ_{cp} – средний температурный напор, К;

$F_{аво}$ – полная поверхность оребрённой трубы АВО, м².

Количество тепла, передаваемое в аппарат воздушного охлаждения от газа к воздуху из уравнения теплового баланса, Q_{np} , кВт,

$$Q_{np} = G \cdot C_p \cdot (T_1 - T_2), \quad (39)$$

где G – расход газа через АВО, кг/ч,

C_p – средняя изобарная теплоёмкость газа, ккал/кг·К;

T_1 – температура газа на входе АВО, К;

T_2 – температура газа на выходе АВО, К.

Расход газа через АВО G , кг/ч,

$$G = \rho_{ст} \cdot Q'_{кц}, \quad (40)$$

где $\rho_{ст}$ – плотность газа при стандартных условиях, кг/ст. м³,

$Q'_{кц}$ – производительность компрессорного цеха, млн.ст.м³/ч.

Средняя изобарная теплоёмкость газа C_p , ккал/кг·К

$$C_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T_{cp} + 1,96 \cdot 10^6 \cdot \frac{(P_{вых} - 0,1)}{T_{cp}^3}, \quad (41)$$

где T_{cp} – средняя температура газа на КС, К,

$$T_{cp} = \frac{T_1 + T_2}{2}, \quad (42)$$

где T_1 – температура газа на входе АВО, К;

T_2 – температура газа на выходе АВО, К,

$$T_2 = T_3 + (10 \div 15), \quad (43)$$

где T_3 – фактическая температура воздуха, К,

$$T_3 = T_a + \delta T_a, \quad (44)$$

где T_a – среднегодовая температура окружающего воздуха, К;

δT_a – температурная поправка, $\delta T_a = 5$ К.

Средний температурный напор θ_{cp} , К,

$$\theta_{cp} = \theta \cdot \varepsilon_{\Delta t}, \quad (45)$$

где θ – средний логарифмический температурный напор К;

$\varepsilon_{\Delta t}$ – поправочный коэффициент определяемый в зависимости от вспомогательных величин P и R .

$$\theta = \frac{\theta_1 - \theta_2}{\ln \frac{\theta_1}{\theta_2}}, \quad (46)$$

где θ_1 – температурный напор на входе аппарата, К;
 θ_2 – температурный напор на выходе аппарата, К.
 Температурный напор на входе аппарата θ_1 , К

$$\theta = \frac{\theta_1 - \theta_2}{\ln \frac{\theta_1}{\theta_2}}, \quad (47)$$

$$\theta_1 = T_1 - t_2, \quad (48)$$

где t_2 – температура воздуха на входе АВО, К,

$$t_2 = t_1 + \Delta t_0 \cdot k_{\Delta t}, \quad (49)$$

где t_1 – температура воздуха на выходе АВО, К;
 Δt_0 – повышение температуры воздуха при нормальных условиях, К;
 $k_{\Delta t}$ – поправочный коэффициент, зависящий от высоты местности над уровнем моря и температуры окружающего воздуха.

Повышение температуры воздуха при нормальных условиях Δt_0 , К,

$$\Delta t_0 = \frac{Q}{1,211 \cdot m \cdot n \cdot K_{жс} \cdot v}, \quad (50)$$

где Q – количество передаваемого в аппарате тепла, кВт;
 m – ориентировочное число АВО газа, шт.;
 n – количество вентиляторов в аппарате, в зависимости от типа аппарата и длины труб, шт.;

$K_{жс}$ – коэффициент, учитывающий количество жалюзи в аппарате (при отсутствии жалюзи принимаем $K_{жс} = 1$);

v – объёмный расход воздуха через один вентилятор, м³/с.

Температурный напор на выходе аппарата θ_2 , К,

$$\theta_2 = T_2 - t_1. \quad (51)$$

Поправочный коэффициент для определения $\varepsilon_{\Delta t} R$

$$R = \frac{T_1 - T_2}{t_2 - t_1}. \quad (52)$$

Поправочный коэффициент для определения $\varepsilon_{\Delta t} P$

$$P = \frac{t_2 - t_1}{T_1 - t_1}. \quad (53)$$

После получения расчётного значения количества АВО его округляют в большую сторону.

3.6 Расчёт линейного участка между компрессорными станциями

Конечное давление в газопроводе P_k , МПа

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - \frac{\Delta \cdot \lambda \cdot Z_{cp} \cdot T_{cp}}{105,087^2 \cdot d^5} \cdot Q^2 \cdot L}, \quad (54)$$

где P_n – начальное давление в газопроводе, МПа;
 Δ – относительная плотность газа по воздуху;
 λ – коэффициент гидравлического сопротивления газопровода;
 Z_{cp} – средний коэффициент сжимаемости газа;
 T_{cp} – средняя по длине участка газопровода температура газа, К;
 d – внутренний диаметр газопровода, м;
 Q – производительность газопровода, млн.ст.м³/сут.;
 L – длина участка газопровода, км.

Начальное давление в газопроводе P_n , МПа

$$P_n = P_{вых}^{II} - \delta P_{вых}, \quad (55)$$

где $P_{вых}^{II}$ – давление газа после ГПА, МПа;
 $\delta P_{вых}$ – потери давления в АВО газа и выходном шлейфе, МПа.
 Средняя по длине участка газопровода температура газа T_{cp} , К,

$$T_{cp} = \frac{T_n + T_0}{2}, \quad (56)$$

где T_n – начальная температура в газопроводе, К;
 T_0 – среднегодовая температура грунта, К.

Приведённая температура T_{np}

$$T_{np} = \frac{T_{cp}}{T_{кр}}. \quad (57)$$

Приведённое давление P_{np}

$$P_{np} = \frac{P_{cp}}{P_{кр}}, \quad (58)$$

где P_{cp} – среднее значение давления, МПа

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_n + \frac{P_{кI}^2}{P_n + P_{кI}} \right), \quad (59)$$

где $P_{кI}$ – конечное давление в первом приближении, МПа.

Средний коэффициент сжимаемости газа Z_{cp}

$$Z_{cp} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{np}}{\tau}. \quad (60)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления газопровода λ

$$\lambda = \frac{1,05 \cdot \lambda_{mp}}{E^2}, \quad (61)$$

где $\lambda_{тр}$ – коэффициент сопротивления трению;

E – коэффициент гидравлической эффективности газопровода, $E = 0,95$.

Коэффициент сопротивления трению λ_{mp}

$$\lambda_{mp} = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot k}{d} \right)^{0,2}, \quad (62)$$

где k – эквивалентная шероховатость, мм, $k = 0,03$ мм.

Если давление на входе в КС получается недостаточным для транспортировки газа, то для увеличения конечного давления на участке при заданной годовой производительности газопровода необходимо сооружение лупинга. Лупинг принимают того же диаметра, что и основной магистральный газопровод и определяют его длину.

Длина лупинга, $X_{л}$, м

$$X_{л} = \frac{4}{3} \cdot L \cdot \left(1 - \frac{P_H^2 - P_{K2}^2}{P_H^2 - P_{K1}^2} \right), \quad (63)$$

где P_{K2} – давление в конце линейной части газопровода с лупингом, МПа.

Далее определяют эквивалентную длину $L_{э}$, м, и уточнённое конечное давление в газопровode в первом приближении при наличии на участке лупинга P_{K1} , МПа.

Эквивалентная длина $L_{э}$, м,

$$L_{э} = \left[\frac{X_{л}}{(d_1^{2,6} + d_{л}^{2,6})^2} + \frac{(L - X_{л})}{d_1^{5,2}} \right] \cdot d_1^{5,2}. \quad (64)$$

Среднее давление на данном участке, P_{cp} , МПа,

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right). \quad (65)$$

Средняя температура транспортируемого газа T_{cp} , К,

$$T_{cp} = T_o + \frac{T_H - T_o}{a \cdot L} \cdot (1 - e^{-a \cdot L}) - D_i \cdot \frac{P_H^2 - P_K^2}{2 \cdot a \cdot L \cdot P_{cp}} \cdot \left[1 - \frac{1}{a \cdot L} \cdot (1 - e^{-a \cdot L}) \right], \quad (66)$$

где a – расчётный коэффициент

$$a = 0,225 \cdot \frac{K_{cp} \cdot d_H}{Q \cdot \Delta \cdot C_p}, \quad (67)$$

где K_{cp} – коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду, $m^2 \cdot K/Вт$

$$K_{c.p.} = \left(R_{uz} + \frac{1}{\alpha_{cp}} \right)^{-1}, \quad (68)$$

где R_{uz} – термическое сопротивление изоляции трубопровода, $\text{м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$,
 $R_{uz} = 0 \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$;

α_{cp} – коэффициент теплоотдачи от ГП в грунт, $\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$,

$$\alpha_{cp} = \frac{\lambda_{cp}}{d_n} \left[0,65 + \left(\frac{d_n}{h_{oэ}} \right)^2 \right], \quad (69)$$

где λ_{cp} – коэффициент теплоотдачи грунта, $\text{Вт}/\text{м} \cdot \text{К}$;

d_n – наружный диаметр газопровода, м;

$h_{oэ}$ – эквивалентная глубина заложения трубопровода, м.

Коэффициент теплоотдачи грунта λ_{cp} , $\text{Вт}/\text{м} \cdot \text{К}$, определяют из выражения

$$10^3 \cdot \lg \lambda_{cp} = -920,27 + 13,9 \cdot \omega + 18,6 \cdot \rho_{cp} + 3,26 \cdot T_{cp} - 0,36 \cdot \omega^2, \quad (70)$$

где ω – влажность грунта, %;

ρ_{cp} – плотность грунта, $\text{кг}/\text{м}^3$;

T_{cp} – среднегодовая температура грунта, К.

Эквивалентная глубина заложения $h_{oэ}$, м,

$$h_{oэ} = h_o + \lambda_{cp} \cdot \left(\frac{1}{\alpha_в} + \frac{\delta_{сн}}{\lambda_{сн}} \right), \quad (71)$$

где h_o – глубина заложения трубопровода от поверхности грунта, м;

$\alpha_в$ – коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в атмосферу, $\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$;

$\delta_{сн}$ – толщина снежного покрова, м, обычно принимают $\delta_{сн} = 0,3$ м;

$\lambda_{сн}$ – коэффициент теплопроводности снега, $\text{Вт}/\text{м} \cdot \text{К}$;

$\lambda_{сн} = 0,64 \text{ Вт}/\text{м} \cdot \text{К}$.

Глубина заложения трубопровода от поверхности грунта h_o , м,

$$h_o = 1 + d_n/2. \quad (72)$$

Коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в атмосферу $\alpha_в$, $\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$,

$$\alpha_в = 6,2 + 4,2 \cdot v, \quad (73)$$

где v – скорость ветра, м/с.

Коэффициент Джоуля–Томсона D_i , К/МПа,

$$D_i = \frac{1}{C_p} \cdot \left(0,98 \cdot \frac{10^6}{T_{cp}^2} - 1,5 \right), \quad (74)$$

где C_p – удельная теплоёмкость, кДж/кг·К,

$$C_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T_{cp} + 1,96 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{P_{cp} - 0,1}{T_{cp}^3}, \quad (75)$$

Приведённая температура T_{np}

$$T_{np} = \frac{T_{cp}}{T_{кр}}. \quad (76)$$

Приведённое давление P_{np}

$$P_{np} = \frac{P_{cp}}{P_{кр}}. \quad (77)$$

Коэффициент сжимаемости газа при параметрах на входе в нагнетатель z_{cp}

$$z_{cp} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{np}}{\tau}. \quad (78)$$

Число Рейнольдса Re

$$Re = 17,75 \cdot \frac{Q \cdot \Delta}{d \cdot \mu}, \quad (79)$$

где μ – коэффициент динамической вязкости газа, Па·с

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} (1 + \rho_{cm} \cdot (1,1 - 0,25 \cdot \rho_{cm})) \cdot (0,037 + T_{np} \cdot (1 - 0,104 \cdot T_{np})) \cdot \left(1 + \frac{P_{np}^2}{30 \cdot (T_{np} - 1)} \right). \quad (80)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления трению для данного участка, λ_{mp}

$$\lambda = \frac{1,05 \cdot \lambda_{mp}}{E^2}. \quad (81)$$

Далее определяют давление в конце участка во втором приближении, $P_{кII}$, МПа

$$P_{кII} = \sqrt{P_H^2 - \frac{\Delta \cdot \lambda \cdot Z_{cp} \cdot T_{cp}}{105,087^2 \cdot d^5} \cdot Q^2 \cdot L_{\Sigma}}. \quad (82)$$

При правильно выполненном расчёте должно выполняться неравенство

$$\frac{P_{кI} - P_{кII}}{P_{кII}} \cdot 100\% < 1\%. \quad (83)$$

Если условие выполнено, окончательно принимаются значения давлений в газопроводе и определяется конечная температура газа на участке.

Конечная температура $T_{к}$, К,

$$T_{к} = T_o + (T_H - T_o) \cdot (1 - e^{-a \cdot L}) - D_i \cdot \frac{P_H^2 - P_{к}^2}{2 \cdot a \cdot L \cdot P_{cp}} \cdot (1 - e^{-a \cdot L}). \quad (84)$$

где T_o – температура окружающей среды, К;
 T_n – начальная температура газа, К;
 L – длина расчётного участка газопровода.

4. РАСЧЁТ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Расчёт участка магистрального нефтепровода сводится к последовательному решению следующих задач:

- обработка исходных данных;
- технико-экономическое обоснование способа транспортировки нефти;
- расчёт нефтепровода на прочность (расчёт толщины стенки трубопровода, проверка на наличие осевых сжимающих напряжений);
- технологический расчёт (определение режима потока, определение гидравлического уклона, проверка существования перевальной точки и самотечных участков, определение количества насосных станций, расчёт сложного нефтепровода, в том числе расстановка лупингов и вставок по трассе нефтепровода графическим способом);
- определение капитальных, эксплуатационных и приведённых затрат (определение капитальных затрат, определение эксплуатационных затрат, определение приведённых затрат);
- выбор основного оборудования НПС (выбор магистральных насосов, выбор подпорных насосов, выбор электродвигателей для насосов);
- построение совмещённой характеристики трубопровода и насосных станций (в том числе построение суммарной напорной характеристики всех рабочих насосов).

Построение гидравлического уклона, расстановка насосных станции, определение самотечного участка и расстановку лупингов и вставок по трассе нефтепровода требуется осуществить графическим способом на формате А1 с учётом рекомендаций источника [6], и оформлены в соответствии с требованиями, предъявляемыми к ЕСКД и рекомендациями [2, 3].

Определение капитальных, эксплуатационных и приведённых затрат и построение совмещённой характеристики трубопровода и насосных станций необходимо проводить с учётом рекомендаций [6].

4.1 Обработка исходных данных

Расчёт магистрального нефтепровода при его проектировании ведётся для самых невыгодных условий, каковыми являются зимние условия с наиболее

низкими температурами. Свойства нефти определяются при минимальной температуре грунта.

Глубина заложения оси нефтепровода H_3 , мм,

$$H_3 = D_n / 2 + 800, \quad (85)$$

где D_n – наружный диаметр трубопровода, мм, принимаемый в зависимости от производительности в соответствии с Приложением 2.

Секундный расход при расчётной температуре Q_c , м³/с,

$$Q_c = \frac{G}{350 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot \rho_t \cdot 10^{-3}}, \quad (86)$$

где G – объём годовой перекачки, т/год;

ρ_t – плотность нефти при расчётной температуре, кг/м³,

$$\rho_t = \rho_{20} - \xi \cdot (t_{zp}^{\min} - 20), \quad (87)$$

где ρ_{20} – плотность нефти при 20°C, кг/м³;

ξ – температурная поправка, кг/м³·°C, принимаемая в зависимости от плотности при нормальных условиях по рекомендациям Приложения 2.

4.2 Технико-экономическое обоснование способа транспортировки нефти

В технико-экономическом обосновании строительства нефтепровода сопоставить возможные в рассматриваемом случае способы транспорта нефти между заданными пунктами по приведённым затратам при следующих условиях:

- длина трубопровода – L , км;
- расход – G , млн т/год;
- плотность при 20°C – ρ_{20} , кг/м³;
- кинематическая вязкость при 20°C – ν_{20} , м²/с;
- кинематическая вязкость при 10°C – ν_{10} , м²/с;
- температура окружающей среды – $t_{окр. ср}$, °C;
- максимальная температура грунта – $t_{zp. max}$, °C;
- минимальная температура грунта – $t_{zp. min}$, °C;
- разность отметок конца и начала трубопровода – ΔZ , м.

Капитальные затраты в трубопроводный транспорт K_{mp} , тыс. руб.

$$K_{mp} = C_{л} \cdot L_{mp} + C_{сз} + \left(\frac{L_{mp}}{l} - 1 \right) \cdot C_{нсп} + \left(n_{см} - \frac{L_{mp}}{l} \right) \cdot C_{нс}, \quad (88)$$

где $C_{л}$ – удельные капитальные вложения на 1 км трубопровода, тыс. руб./км;

L_{mp} – расстояние транспортировки по трубопроводу, км;

l – длина эксплуатационного участка, км;

C_{zc} – капитальные вложения, в одну головную нефтеперекачивающую станцию (ГНС) без резервуарного парка; тыс. руб.;

C_{nc} – капитальные вложения в одну промежуточную нефтеперекачивающую станцию (ПНС) без резервуарного парка, тыс. руб.;

C_{ncp} – капитальные вложения в одну ПНС с резервуарным парком, тыс. руб.

$$C_{ncp} = C_{nc} + 1,5 \cdot \frac{G}{350 \cdot \rho_t} \cdot C_p, \quad (89)$$

где C_p – стоимость единицы объёма резервуарного парка, руб./м³;

ρ_t – плотность нефти при расчётной температуре, кг/м³,

$$\rho_t = \rho_{20} - \xi \cdot (t - 20), \quad (90)$$

где ρ_{20} – плотность при 20°C, кг/м³;

t – минимальная температура грунта, °C;

ξ – температурная поправка, кг/м³·°C.

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{20} \quad (91)$$

В случае, если $l = L_{mp}$, то капитальные затраты в трубопроводный транспорт K_{mp} , тыс. руб., находят по формуле:

$$K_{mp} = C_{л} \cdot L_{mp} + C_{zc} + \left(n_{cm} - \frac{L_{mp}}{l} \right) \cdot C_{nc}. \quad (92)$$

Определяем число насосных станций.

Объёмный секундный расход Q_C , м³/с,

$$Q_C = \frac{G}{350 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot \rho_t \cdot 10^{-3}}, \quad (93)$$

где G – расход, млн т/год.

Полагая, что режим потока турбулентный в зоне гидравлически гладких труб, найдём гидравлический уклон i , м/м,

$$i = \frac{Q_C^{2-m} \cdot v_t^m}{D_{6H}^{5-m}} \beta, \quad (94)$$

где m , β – это коэффициенты, зависящие от режима потока; примем коэффициенты $m = 0,25$ и $\beta = 0,0247 \text{ с}^2/\text{м}$.

Перерасчёт вязкости нефти на расчётные условия (вязкость при расчётной температуре) ведём по следующей формуле ν_t , м²/с,

$$v_t = v_{t1} \cdot e^{-u(t-t_1)}; \quad (95)$$

$$u = -\frac{\ln \frac{v_{t2}}{v_{t1}}}{t_2 - t_1}, \quad (96)$$

где v_{t1}, v_{t2} – кинематические вязкости нефти при температуре t_1 и t_2 , м²/с;

u – коэффициент поправки, 1/°С.

Определяем полную потерю напора

$$H = 1,01 \cdot i \cdot L_p + \Delta z, \quad (97)$$

где Δz – разность отметок высот, м;

1,01 – коэффициент, учитывающий местное сопротивление на трубопроводе;

L_p – расчётная длина, м;

Определяем напор, развиваемый одной насосной станцией H_{CT} , м,

$$H_{CT} = \frac{P}{\rho_t \cdot g}, \quad (98)$$

где P – рабочее давление в трубопроводе, Па.

Находим число насосных станций n_{CT}

$$n_{CT} = \frac{H}{H_{CT}}. \quad (99)$$

Капитальные затраты в железнодорожный транспорт $K_{жд}$, тыс. руб.

$$K_{жд} = \frac{G}{365 \cdot 10^{-3} \cdot q \cdot \rho_t} \cdot \left(\frac{2 \cdot L_{жд}}{l_{жд}} + \tau_{ПВ} \right) \cdot \chi_{жд} \cdot \left(\frac{C_z}{Ц_m} + C_{ц} \right), \quad (100)$$

где G – грузопоток, млн т/год;

q – вместимость одной цистерны, т;

ρ_t – плотность при расчётной температуре, кг/м³;

$L_{жд}$ – расстояние транспортировки по железной дороге, км;

$l_{жд}$ – среднесуточный пробег цистерны, км/сут.;

$\tau_{ПВ}$ – время погрузки и выгрузки ж/д состава, сут.;

$\chi_{жд}$ – коэффициент неравномерности работы ЖД транспорта; $\chi_{жд} = 1,1$;

C_z – стоимость одного локомотива, тыс. руб.;

$C_{ц}$ – стоимость одной цистерны 50 т, тыс. руб.;

$Ц_m$ – число цистерн.

Капитальные затраты в водный транспорт K_B , тыс. руб.

$$K_B = \frac{G \cdot \chi_B}{\tau_H} \cdot \left[L_B \cdot \left(\frac{1}{l_1} + \frac{1}{l_2} \right) + \tau'_{ПВ} \right] \cdot (C_{БР} + C_B \cdot P_B) + C_P \cdot \frac{2 \cdot G}{10^{-3} \cdot \rho_t} \cdot \frac{365 - \tau_H}{365 \cdot \varphi}, \quad (101)$$

где χ_B – коэффициент неравномерности работы водного транспорта; $\chi_B = 1,1$;
 τ_H – продолжительность навигационного периода, сут.;
 L_B – расстояние транспортировки по воде, км;
 l_1 – суточный ход каравана барж по течению, км/сут.;
 l_2 – суточный ход каравана барж против течения, км/сут.;
 $\tau'_{ПВ}$ – время погрузки и выгрузки баржи, сут.;
 $C_{БР}$ – стоимость единицы грузоподъёмности баржи, руб./т;
 C_B – стоимость единицы мощности буксира, тыс. руб.;
 P_B – мощность для буксировки единицы груза, кВт/т;
 C_P – стоимость единицы объёма резервуарного парка, руб./м³;
 φ – коэффициент заполнения ёмкости, $\varphi = 0,95$.
Приведённые затраты для выбранного вида транспорта S_i , тыс. руб.,

$$S_i = E_H \cdot K_i + \mathcal{E}_i, \quad (102)$$

где E_H – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, $E_H = 0,12 \text{ год}^{-1}$;
 K_i – капитальные затраты для выбранного вида транспорта тыс. руб.;
 \mathcal{E}_i – эксплуатационные затраты для выбранного вида транспорта, тыс. руб.
Эксплуатационные затраты \mathcal{E} , тыс. руб., определим по формуле:

$$\mathcal{E} = S \cdot G \cdot L, \quad (103)$$

где S – средняя себестоимость транспортировки.

4.3 Расчёт нефтепровода на прочность

Провести механический и расчёт магистрального нефтепровода при следующих условиях:

- длина трубопровода – L , км;
- расход – G , млн. т/год;
- плотность при 20°C – ρ_{20} , кг/м³;
- кинематическая вязкость при 20°C – ν_{20} , м²/с;
- кинематическая вязкость при 10°C – ν_{10} , м²/с;
- температура окружающей среды – $t_{окр. ср}$, °C;
- максимальная температура грунта – $t_{гр. max}$, °C;

– минимальная температура грунта – $t_{zp. \min}$, °С;

– разность отметок конца и начала трубопровода – ΔZ , м.

Выберем марку стали материала трубопровода для определения прочностных характеристик: предела прочности и предела текучести в соответствии с Приложением 2.

Определим расчётную толщину стенки трубопровода δ , мм,

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)}, \quad (104)$$

где P – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

n – коэффициент перегрузки;

D_n – наружный диаметр, мм;

R_1 – расчётное сопротивление, МПа.

Расчётное сопротивление можно найти по следующей формуле R_1 , МПа,

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n}, \quad (105)$$

где R_1^H – минимальное значение временного сопротивления металла труб, МПа;

m – коэффициент условия работы трубопровода;

k_1 – коэффициент надёжности по материалу;

k_n – коэффициент надёжности по назначению.

Полученное значение δ округляют до большего стандартного значения.

Далее проверяют, нет ли продольных осевых сжимающих напряжений $\sigma_{np.N}$, МПа,

$$\sigma_{np.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + 0,25 \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{внут}}{2\delta}, \quad (106)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла труб, град⁻¹;

E – модуль упругости металла, МПа;

Δt – расчётный температурный перепад, °С

$$\Delta t = t_{zp.max} - t_{окр.ср}. \quad (107)$$

Далее проверяется прочность подземного трубопровода по условию

$$\sigma_{np.N} \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (108)$$

где ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб;

R_1 – расчётное сопротивление, МПа.

4.4 Технологический расчёт

Провести технологический расчёт магистрального нефтепровода при следующих условиях:

- длина трубопровода – L , км;
- расход – G , млн т/год;
- плотность при 20°C – ρ_{20} , кг/м³;
- кинематическая вязкость при 20°C – ν_{20} , м²/с;
- кинематическая вязкость при 10°C – ν_{10} , м²/с;
- температура окружающей среды – $t_{\text{окр. ср}}$, °C;
- максимальная температура грунта – $t_{\text{гр. max}}$, °C;
- минимальная температура грунта – $t_{\text{гр. min}}$, °C;
- разность отметок конца и начала трубопровода – ΔZ , м.

Для определения режима потока находим число Рейнольдса (Re) по следующей формуле:

$$Re = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D_{\text{внут}} \cdot \nu_t}, \quad (109)$$

где Q_c – объёмный секундный расход, м³/с;

ν_t – кинематическая вязкость при расчётной температуре, м²/с.

Режим течения является турбулентным в зоне гидравлически гладких труб, так как выполняется следующее условие

$$2\,300 < Re < 10 \cdot \frac{D_{\text{вн}}}{k}, \quad (110)$$

где k – эквивалентная шероховатость трубы, мм.

Определяем гидравлический уклон i , м/м,

$$i = \frac{8 \cdot \lambda \cdot Q_c^2}{\pi^2 \cdot g \cdot D_{\text{внут}}^5}, \quad (111)$$

где g – ускорение свободного падения, м²/с;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления (определяется в зависимости от режима потока)

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}. \quad (112)$$

4.5 Расчёт сложного нефтепровода

Обосновать строительство лупинга на магистральном нефтепроводе при следующих условиях:

- длина трубопровода – L , км;
- расход – G , млн т/год;
- плотность при 20°C – ρ_{20} , кг/м³;
- кинематическая вязкость при 20°C – ν_{20} , м²/с;
- кинематическая вязкость при 10°C – ν_{10} , м²/с;
- температура окружающей среды – $t_{\text{окр. ср}}$, $^{\circ}\text{C}$;
- максимальная температура грунта – $t_{\text{гр. max}}$, $^{\circ}\text{C}$;
- минимальная температура грунта – $t_{\text{гр. min}}$, $^{\circ}\text{C}$;
- разность отметок конца и начала трубопровода – ΔZ , м.

Объёмный фактический расход Q_{ϕ} , м³/с

$$Q_{\phi} = Q_c \cdot \left(\frac{n_{cm}}{n_{cm}^*} \right)^{0,56}, \quad (113)$$

- где Q_c – объёмный секундный расход, м³/с;
 n_{cm} – целое число насосных станций, шт;
 n_{cm}^* – фактическое число станций, шт.

Для того, чтобы не сооружать третью насосную станцию, необходимо построить лупинг, длину которого X_l , м, можно определить из следующего выражения

$$X_l = H_{cm} \cdot \frac{n_{cm}^* - n_{cm}}{i - i_l}, \quad (114)$$

- где n'_{cm} – количество насосных станций с учётом лупинга, шт.;
- i_l – гидравлический уклон с учётом лупинга, м/м, определяющийся по формуле:

$$i_l = 0,296 \cdot i. \quad (115)$$

Капитальные затраты на строительство трубопровода с лупингом

$$K_{mp} = C_l \cdot L_{mp} + C_{лун} \cdot X_l + C_{nc} + \left(\frac{L_{mp}}{l} - 1 \right) \cdot C_{ncp} + \left(n_c - \frac{L_{mp}}{l} \right) \cdot C_{nc}, \quad (116)$$

- где C_l – удельные капитальные вложения на 1 км трубопровода, тыс. руб./км;
 $C_{лун}$ – удельные капитальные вложения на 1 км лупинга, тыс. руб./км;
 L_{mp} – расстояние транспортировки по трубопроводу, км;
 l – длина эксплуатационного участка трубопровода, км;
 X_l – длина лупинга, км;
 $C_{гс}$, C_{nc} – капитальные вложения соответственно в одну головную станцию (ГС) и промежуточную насосную станцию (ПНС) без резервуарного парка, тыс. руб.;

C_{ncp} – капитальные вложения ПНС с резервуарным парком, тыс. руб.

$$C_{ncp} = C_{nc} + 1,5 \frac{G}{350 \cdot \rho} C_p, \quad (117)$$

где C_p – стоимость единицы объём резервуарного парка, тыс. руб./м³.

Эксплуатационные затраты на нефтепровод при его эксплуатации $\mathcal{E}_л$, тыс. руб.

$$\mathcal{E}_л = (\alpha_4 + \alpha_2) \cdot K_л + [(\alpha_3 + \alpha_1) \cdot K_{cm} + Z_э + Z_m + Z_з + П] \cdot n_{ст}, \quad (118)$$

где $K_л$ – капитальные вложения в линейную часть, тыс. руб.

$$K_л = C_л \cdot (l + X_л) \cdot K_{мер} \cdot K_m, \quad (119)$$

где $C_л$ – стоимость одного километра трубопровода, тыс. руб.

Определим приведённые затраты для участка нефтепровода с лупингом и двумя насосными станциями $S_л$, тыс. руб.,

$$S_л = E_n \cdot K_{лс} + \mathcal{E}_л. \quad (120)$$

4.6 Определение количества насосных станций

Определить количество насосных станций магистрального нефтепровода при следующих условиях:

- протяжённость трассы – L , км;
- начальная высота отметки – z_1 , м;
- конечная высота отметки – z_2 , м;
- пропускная способность трубопровода – G , млн т / год;
- плотность нефти при температуре 20°C – ρ_{20} , кг/м³;
- коэффициент кинематической вязкости при температуре 10°C – ν_1 , сСт;
- коэффициент кинематической вязкости при температуре 20°C – ν_2 , сСт;
- минимальная температура на глубине заложения оси нефтепровода – t , °C.

В соответствии с производительностью трубопровода принимаем наружный диаметр трубопровода D_H , мм, и рабочее давление в трубопроводе p , МПа.

Так как технологический расчёт нефтепровода ведётся для самых невыгодных условий, каковыми являются зимние условия с наиболее низкими температурами, свойства нефти определяют для температуры на глубине заложения оси нефтепровода. Расстояние от поверхности грунта до верхней образующей трубопровода принимают равным 0,8 м.

Глубина заложения оси трубопровода $H_з$, м,

$$H_3 = \frac{D_H}{2} + 0,8. \quad (122)$$

Плотность нефти при расчётной температуре на глубине заложения трубопровода ρ_t , кг/м³,

$$\rho_t = \rho_{20} - \xi(t - 20), \quad (123)$$

где ρ_{20} – плотность нефти при температуре 20°С м, кг/м³;

ξ – температурная поправка, кг/м³ °С

$$\xi = 1,825 - 0,001316 \rho_{20}. \quad (124)$$

Вязкость при расчётной температуре ν_t , м²/с,

$$\nu_t = \nu_1 e^{-u(t-t_1)}, \quad (125)$$

где ν_1 – коэффициент кинематической вязкости при температуре 10°С, м²/с;

u – коэффициент, значение которого определяется по известным значениям вязкостей при двух температурах

$$u = -\frac{\ln \frac{\nu_2}{\nu_1}}{t_2 - t_1}, \quad (126)$$

где ν_2 – коэффициент кинематической вязкости при температуре 20°С, м²/с.

Объёмный секундный расход нефти Q_c , м³/с

$$Q_c = \frac{G}{350 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_t}, \quad (127)$$

где G – производительность трубопровода, т. год.

Далее для выбора методики расчёта гидравлических сопротивлений необходимо определить режим потока.

Число Рейнольдса Re

$$Re = \frac{4Q_c}{\pi \cdot D_{вн} \cdot \nu_t}, \quad (128)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, м

$$D_{вн} = D_H - 2\delta, \quad (129)$$

где δ – толщина стенки трубопровода, м

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1 + np)}, \quad (130)$$

где D_H – наружный диаметр трубопровода, м;

p – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

n – коэффициент перегрузки, принимаемый приближённо в зависимости от диаметра нефтепровода диаметром менее 700 мм $n = 1,1$;

R_1 – расчётное сопротивление, МПа,

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{\kappa_1 \kappa_H}, \quad (131)$$

где R_1^H – минимальное значение временного сопротивления металла труб, МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

κ_1 – коэффициент безопасности по материалу;

κ_H – коэффициент надёжности.

Полученное расчётное значение толщины стенки трубы округляем до ближайшего значения, предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями. Первое переходное значения число Рейнольдса $Re_{1пер}$

$$Re_{1пер} = \frac{10D_{вн}}{\kappa}, \quad (132)$$

где κ – эквивалентная шероховатость труб, мм.

Далее проверяется режим течения жидкости и определяется гидравлические сопротивления.

Гидравлический уклон i , м/м,

$$i = \frac{8\lambda Q_c^2}{\pi^2 g D_{вн}^5}, \quad (133)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления для турбулентного потока в зоне гидравлически гладких труб

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}. \quad (134)$$

Полные потери напора в трубопроводе H , м,

$$H = 1,01iL + \Delta Z, \quad (135)$$

где 1,01 – коэффициент, учитывающий местные сопротивления в трубопроводе;

ΔZ – разность отметок конца и начала трубопровода, м;

L – длина трубопровода, м.

Число насосных станций n_{cm}

$$n_{cm} = \frac{H}{H_{cm} - \Delta h}, \quad (136)$$

где H_{cm} – напор на выходе насосной станции, м,

$$H_{cm} = \frac{p}{\rho_t g}, \quad (137)$$

где p – допускаемое давление в трубопроводе, МПа;

Δh – дополнительный напор, слагаемый из потерь в коммуникациях станции и величины передаваемого давления, требуемого для обеспечения работы основных насосов без кавитации, м.

Число станций округляют до ближайшего целого числа. Далее необходимо расположить графическим способом НПС по трассе простого и сложного трубопровода и проверить наличие самотёчных участков на проектируемом нефтепроводе, а также существование перевальной точки.

4. 7 Выбор основного оборудования НПС

Выбрать основное оборудование насосных станций магистрального нефтепровода при следующих условиях:

- протяжённость трассы – L , км;
- начальная высота отметки – z_1 , м;
- конечная высота отметки – z_2 , м;
- пропускная способность трубопровода – G , млн т / год;
- плотность нефти при температуре 20°C – ρ_{20} , кг/м³;
- коэффициент кинематической вязкости при температуре 10°C – ν_1 , сСт;
- коэффициент кинематической вязкости при температуре 20 °C – ν_2 , сСт;
- минимальная температура на глубине заложения оси нефтепровода – t , °C.

По заданной пропускной способности определяют марку насосов и далее рассчитывают необходимое их количество (с учётом резерва).

Количество магистральных насосов на одной станции N ,

$$N = H_{cm} / H_n.$$

В соответствии с требуемым кавитационным запасом принимают количество рабочих и резервных подпорных насосов для головной насосной станции и промежуточных насосных станций, а так же их электродвигатели.

Мощность электродвигателя N_n , кВт,

$$N_n = \frac{Q H_H \rho_t g}{1\,000 \eta_H}, \quad (138)$$

где H_H – напор, развиваемый насосом, м; Q – подача насоса, м³/с; η_H – КПД насоса.

Список используемой литературы

1. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – М. : Минрегионразвитие, 2012. – 87 с.
2. Сальников, А. В. Дипломная работа. Правила оформления : метод. указания / А. В. Сальников, Р. В. Агинеи, М. М. Свирида. – Ухта : УГТУ, 2008. – 45 с.
3. Сальников, А. В. Условные графические и буквенно-цифровые обозначения на технологических схемах : метод. указания / А. В. Сальников. – Ухта : УГТУ, 2006. – 36 с.
4. Кодочигов, В. В. Технологическая схема магистрального газопровода : метод. указания / В. В. Кодочигов, Н. А. Чикова. – Ухта : УГТУ, 2006. – 22 с.
5. Жуйко, П. В. Состав и основные физические свойства природных газов : метод. указания / П. В. Жуйко, В. В. Кодочигов, О. А. Новикова. – Ухта : УГТУ, 2000. – 19с.
6. Сальников, А. В. Проектирование объектов транспорта углеводородов : метод. указания / А. В. Сальников, Э. З. Ягубов, Е. В. Исупова – Ухта : УГТУ, 2014. – 43 с.
7. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – М.: Минрегионразвитие, 2012. – с. 87.
8. Карякин, Е. А. Промышленное газовое оборудование: справочник / Е. А. Карякин. – 6-е изд., перераб. и доп. – М. : Газовик, 2013. – 624 с. : ил.
9. Жуйко, П. В. Магистральные нефтепроводы: метод. указания / П. В. Жуйко, Э.З. Ягубов, О.А. Новикова. – Ухта : УИИ, 1999. – 16 с.
10. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов : учебно-практич. пособие / под ред. Ю. Д. Земенкова. – М. : Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.
11. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела : Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ : учеб. пособие / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – 2-е изд. – Уфа : Изд-во УфимГНТУ, 2000. – 265 с.
12. Лурье, М. В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа : учеб. пособие для студентов высш. учеб. заведений / М. В. Лурье. – М. : Недра, 2003. – 349 с.

13. Трубопроводный транспорт нефти. В 2 т. Т. 1 : учеб. для вузов / Г. Г. Васильев [и др.]; под ред. С. М. Вайнштока. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 407 с.: ил.

14. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов : учеб. пособие для вузов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новосёлов [и др.] – Уфа : «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

15. Агапкин, В. М. Справочное руководство по расчётам трубопроводов / В. М. Агапкин, С. Н. Борисов, Б. Л. Кривошеин – М. : Недра, 1987. – 189 с.

16. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р. А. Алиев. – М. : Недра, 1988. – 368 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Примерное содержание проекта на тему: «Проектирование участка магистрального газопровода»

Введение

1. Задание. Исходные данные
2. Теоретическая часть
3. Расчётная часть
 - 3.1 Основные физические свойства перекачиваемого газа
 - 3.2 Выбор труб и расчёт толщины стенки
 - 3.3 Расчёт пылеуловителей (ПУ) ГКС
 - 3.4 Расчёт ГПА ГКС
 - 3.5 Расчёт АВО газа ГКС
 - 3.6 Расчёт линейного участка
 - 3.7 Расчёт пылеуловителей КС
 - 3.8 Расчёт ГПА КС
 - 3.9 Расчёт АВО газа КС

Заключение

Библиографический список

Примерное содержание проекта на тему: «Проектирование участка магистрального нефтепровода»

Введение

1. Задание. Исходные данные
2. Теоретическая часть
 - 2.1 Классификация нефтепроводов
 - 2.2 Основные объекты и сооружения магистральных нефтепроводов
 - 2.3 Технологическая схема перекачивающей станции
 - 2.4 Основное оборудование перекачивающих станций
 - 2.5 Вспомогательное оборудование НПС
3. Обработка исходных данных
4. Техничко-экономическое обоснование способа транспортировки нефти
5. Расчёт нефтепровода на прочность
 - 5.1 Расчёт толщины стенки трубопровода
 - 5.2 Проверка на наличие осевых сжимающих напряжений
6. Технологический расчёт

- 6.1 Определение режима потока
- 6.2 Определение гидравлического уклона
- 6.3 Проверка существования перевальной точки и самотечных участков
- 6.4 Определение количества насосных станций
- 7. Определение капитальных, эксплуатационных и приведенных затрат
 - 7.1 Определение капитальных затрат
 - 7.2 Определение эксплуатационных затрат
 - 7.3 Определение приведённых затрат
- 8. Выбор основного оборудования
 - 8.1 Выбор магистральных насосов
 - 8.2 Выбор подпорных насосов
 - 8.3 Выбор электродвигателей для насосов
 - 8.3.1 Выбор электродвигателей для магистральных насосов
 - 8.3.2 Выбор электродвигателей для подпорных насосов
 - 8.4 Построение совмещённой характеристики трубопровода и насосных станций
 - 8.4.1 Построение суммарной напорной характеристики всех рабочих насосов
 - 8.4.2 Построение совмещённой характеристики трубопровода и всех рабочих насосов
- Выводы
- Библиографический список

Необходимая справочная информация

Таблица 1 – Характеристики некоторых газов

Газ	Плотность газа при 0°С и 0,1 МПа, кг/м ³	Химическая формула	Низшая теплота сгорания Q_n^p , МДж/м ³ /ккал/ м ³	Теоретическое количество воздуха для сгорания V^0 , м ³ /м ³	Теоретическое количество продуктов горения V_2^0 , м ³ /м ³
Метан	0,716	СН ₄	35,83/8 558	9,52	10,52
Этан	1,342	С ₂ Н ₆	63,77/15 230	16,66	18,16
Пропан	1,967	С ₃ Н ₈	91,27/21 800	23,8	25,8
Бутан	2,598	С ₄ Н ₁₀	118,68/28 345	30,94	33,44
Пентан	3,218	С ₅ Н ₁₂	145,12/34 900	30,08	41,08
Этилен	1,251	С ₂ Н ₄	59,08/14 110	14,28	15,28
Ацетилен	1,173	С ₂ Н ₂	56,04/13 385	11,9	12,4
Водород	0,09	Н ₂	10,78/2 576	2,38	2,88
Окись углерода	1,250	СО	12,63/3 016	2,38	2,88
Сероводород	1,520	Н ₂ С	23,38/5 585	7,14	7,64
Пропилен	1,877	С ₃ Н ₆	86,00/20 541	–	–
Бутилен	2,503	С ₂ Н ₈	113,51/27 111	–	–

Таблица 2 – Зависимость теплоёмкости газа от температуры и давления, ккал/(м³·°С)

P, МПа	Температура, °С									
	-10	0	10	20	30	40	50	60	70	80
1	0,361	0,361	0,361	0,363	0,365	0,367	0,370	0,374	0,377	0,381
2	0,381	0,377	0,375	0,375	0,375	0,377	0,379	0,381	0,384	0,388
3	0,403	0,396	0,393	0,389	0,388	0,386	0,388	0,388	0,391	0,393
4	0,426	0,417	0,409	0,403	0,400	0,396	0,396	0,396	0,398	0,400
5	0,451	0,439	0,428	0,419	0,412	0,409	0,405	0,405	0,405	0,407
6	0,477	0,461	0,447	0,435	0,426	0,421	0,416	0,414	0,414	0,414
7	0,505	0,484	0,468	0,451	0,44	0,433	0,426	0,423	0,421	0,421
8	0,53	0,507	0,488	0,467	0,454	0,444	0,437	0,432	0,428	0,426

Таблица 3 – Критические параметры индивидуальных газов

Компонент	Хим. формула	Молекулярный вес	Давление, $P_{кр}$		Температура, T	Плотность		Динамич. вязкость, $\mu_{i\text{кр}}$	Низшая теплота сгорания, Q_{ni}		
			кг/кмоль	кгс/см ²		МПа	К		$\rho_{кр}$, кг/м ³	$\rho_{ст}$, кг/м ³	Па · с
Азот	N ₂	28,013	34,61	3,394	126,20	311	1,166	18,05 · 10 ⁻⁶	0	0	0
Метан	CH ₄	16,043	47,32	4,640	190,66	162	0,667	15,89 · 10 ⁻⁶	50,012	802,34	33,41
Этан	C ₂ H ₆	30,068	49,80	4,884	305,46	203	1,263	20,99 · 10 ⁻⁶	47,485	1427,90	59,85
Пропан	C ₃ H ₈	44,097	43,39	4,255	369,90	220	1,899	22,76 · 10 ⁻⁶	46,352	2044,00	86,53
<i>n</i> - Бутан	C ₄ H ₁₀	58,124	38,74	3,799	425,20	228	2,524	23,94 · 10 ⁻⁶	45,740	2658,50	114,27
<i>i</i> - Бутан	C ₄ H ₁₀	58,124	37,19	3,647	408,10	221	2,503	23,94 · 10 ⁻⁶	45,620	2651,60	113,81
<i>n</i> - Пентан	C ₅ H ₁₂	72,146	34,40	3,373	469,50	232	3,221	23,84 · 10 ⁻⁶	45,240	3264,10	144,02
<i>i</i> - Пентан	C ₅ H ₁₂	72,146	34,59	3,392	460,40	236	3,197	24,03 · 10 ⁻⁶	45,240	3264,10	144,02
Гексан	C ₆ H ₁₄	86,170	30,89	3,029	507,30	234	3,585	24,23 · 10 ⁻⁶	45,010	3878,50	161,36
Двуокись углерода	CO ₂	44,011	75,32	7,386	304,26	468	1,842	34,24 · 10 ⁻⁶	0	0	0
Сероводород	H ₂ S	34,082	91,85	9,007	373,60	359	1,434	–	15,220	518,59	21,75

Таблица 4 – Давление насыщенных паров p_n , плотность жидкости $\rho_{ж}$, плотность насыщенного пара ρ_n , скрытая теплота испарения r некоторых углеводородов

Температура, °С	Пропан				Изо-Бутан				Н-Бутан			
	p_n , МПа	$\rho_{ж}$, кг/л	ρ_n , кг/м ³	r , кДж/кг	p_n , МПа	$\rho_{ж}$, кг/л	ρ_n , кг/м ³	r , кДж/кг	p_n , МПа	$\rho_{ж}$, кг/л	ρ_n , кг/м ³	r , кДж/кг
-60	0,04	0,606	1,11	442	–	–	–	–	–	–	–	–
-55	0,05	0,598	1,36	435	–	–	–	–	–	–	–	–
-50	0,06	0,593	1,81	427	–	–	–	–	–	–	–	–
-45	0,09	0,587	2,07	425	–	–	–	–	–	–	–	–
-40	0,11	0,581	2,61	420	–	–	–	–	–	–	–	–
-35	0,14	0,575	3,25	417	–	–	–	–	–	–	–	–
-30	0,17	0,565	3,87	410	0,054	0,619	1,49	386	–	–	–	–
-25	0,2	0,559	4,62	404	0,06	0,61	1,65	380	–	–	–	–
-20	0,24	0,533	5,48	400	0,073	0,606	1,96	375	–	–	–	–
-15	0,29	0,548	6,4	396	0,09	0,6	2,5	371	0,051	0,615	1,6	397
-10	0,34	0,542	7,57	388	0,11	0,594	3,04	366	0,08	0,611	1,95	393
-5	0,41	0,535	9,05	383	0,133	0,588	3,59	360	0,096	0,605	2,1	389
0	0,47	0,528	10,4	380	0,16	0,582	4,31	356	0,115	0,6	2,82	384
5	0,55	0,521	11,9	371	0,192	0,576	5,07	349	0,138	0,596	3,35	380
10	0,63	0,514	13,6	364	0,225	0,57	5,92	345	0,164	0,591	3,94	376
15	0,73	0,507	15,5	356	0,253	0,565	6,95	339	0,197	0,583	4,65	371
20	0,83	0,499	17,7	345	0,306	0,56	7,94	335	0,23	0,578	5,39	367
25	0,95	0,49	20,2	339	0,355	0,553	9,21	327	0,269	0,573	6,18	362
30	1,07	0,483	22,8	329	0,41	0,546	11,5	323	0,314	0,568	7,19	358
35	1,21	0,474	25,3	320	0,471	0,54	13	316	0,36	0,569	8,17	355
40	1,37	0,464	28,6	312	0,639	0,534	14,7	310	0,408	0,556	9,33	347
45	1,53	0,451	34,5	301	0,606	0,527	16,8	302	0,477	0,549	10,6	341
50	1,7	0,446	36,8	285	0,695	0,52	18,94	294	0,536	0,542	12,1	333
55	1,89	0,437	40,2	270	0,781	0,513	20,56	285	0,609	0,536	12,4	328
60	2,1	0,434	44,6	262	0,869	0,505	24,2	275	0,69	0,532	15,4	322

Таблица 5 – Рекомендации по выбору количества рабочих и резервных нагнетателей

ГПА с приводом от газовой турбины				ГПА с приводом от электродвигателя				Поршневые газомоторные ГПА	
Тип нагнетателей									
неполнонапорные		полнонапорные		неполнонапорные		полнонапорные			
Рабоч.	Резерв.	Рабоч.	Резерв.	Рабоч.	Резерв.	Рабоч.	Резерв.	Рабоч.	Резерв.
2	1	2	2*	2	1	2	1	2 - 4	1
4	2	3	2*	4	2*	3	1	5 - 9	2*
6	2	4	2*	6	2	4	2*	10 - 13	3*
		5	2			5	2		
		6	2			6	2		

Для вариантов оснащения КС, отмеченных звёздочкой, допускается сокращать число резервных ГПА на единицу, прежде всего в компрессорных цехах второй и последующих очередей многоточечных газопроводов, если вариант сокращённого резервирования обоснован технико-экономически.

Таблица 6 – Основные технические показатели газотурбинных ГПА

Наименование ГПА (тип привода)	Тип центробежного нагнетателя	КПД привода в стационарных условиях, %	Номинальная частота вращения силовой турбины, об/мин	Производительность нагнетателя при $T = 20^{\circ}\text{C}$ и $P = 0,1034$ МПа, млн. ст. м ³ /сут.	Степень сжатия нагнетателя	Политропический КПД нагнетателя, %
ГПА с нагнетателями на выходное давление 56 кгс/см ² (5,5 МПа, абсолютное)						
ГТН-6	Н-300-1,23	24	6 150	19,0	1,23	83
(НК-12ст) ГПА-Ц-6,3В/56	НЦ-6,3/56М-1,45	24	8 200	10,7	1,45	82
ГТК-10-4	520-12-1	29	4 800	29,3	1,23	83
ГПА с нагнетателями на выходное давление 76 кгс/см ² (7,45 МПа, абсолютное)						
ГПА-Ц-6,3В/76	НЦ-6,3/76М-1,45	24	8 200	11,4	1,45	83
ГПА-Ц-6,3А (Д-336)	применительно НЦ-6,3/76М-1,45	29	8 200	11,0	1,45	83
ГПА-Ц-6,3Г (НК-14ст)	применительно НЦ-6,3/76М-1,45	29	8 200	11,0	1,45	83
ГПУ-6 (ДТ-71П)	применительно НЦ-6,3/76М-1,45	30,5	8 200	11,0	1,45	83
ГТК-10-4	370-18-1	29	4 800	37,0 и 30,0	1,23	83
ГТН-16М-1	Н-16-76-1,25	31	6 380	51,0	1,25	83
ГТН-16М-1	Н-16-76-1,44	31	6 340	31,0	1,44	83
ГПА-Ц-16-АА (АД-31ст Авиа)	применительно Н-16-76-1,45	34,7	5 300	33,0	1,5	84
ГПА-Ц-16С (ДГ-	применительно Н-16-76-1,45	34,0	5 300	33,0	1,5	83
ГПА-Ц-16/76	Н-16-76-1,45	27,5	4 900	32,59	1,44	83
ГТН-25	650-22-2	28,1	3 700	47,0	1,44	83

Таблица 7 – Основные показатели для расчёта ГПА (по ОНТП 51-1-85)

Обозначение показателя	Размерность	ГТ-700-5	ГТ-750-6 (ГТК-5)	ГТ-6-750 (ГТН-6)	ГПА-Ц-6,3	ГТК-10	ГПУ-10	ГТН-10И	Коберра 182	ГТК-16	ГТН-16	ГПА-Ц-16	ГТН-25	ГТН-25И
N_e^H	кВт	4,250 (4,400)	6000	6300	6300	10000	10000	10200	12900	16000	16000	16000	24000	24400
T_3^H	К (°С)	288 (15)	288 (15)	288 (15)	288 (15)	288 (15)	298 (25)	288 (15)	288(15)	288(15)	288(15)	288(15)	298(25)	288(15)
q_{m2}^H	$\frac{\text{тыс. м}^3}{\text{ч}}$	1,88	2,45	2,82	3,28	3,70	4,05	4,22	5,03	6,86	5,93	6,24	9,37	9,38
K_t	–	4,4	3,7	2,8	1,3	3,7	3,7	2,0	2,2	3,2	3,2	2,8	3,2	2,2
K_N	–	0,85	0,85	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
η_M	–	0,95 (0,977)	0,983	0,975 (0,984)	0,984	0,990	0,990	0,990	0,985	0,990	0,990	0,993	0,992	0,995

44

Таблица 8 – Значение абсолютного давления атмосферного воздуха в зависимости от высоты над уровнем моря

Высота над уровнем моря, м	0	250	500	750	1000	1500	2000
Абсолютное давление атмосферного воздуха, Ра, МПа	0,0998	0,0969	0,0940	0,0913	0,0886	0,0833	0,0783

Таблица 9 – Механические потери мощности на муфте и в подшипниках $N_{мех}$, кВт

Обозначение показателя	Размерность	Тип нагнетателя							
		370 – 18 – 1	520 – 12 – 1	Н – 300 – 1,23	235 – 21 – 1	650 – 22 – 2	ГПА – Ц – 6,3 (НЦ – 6,3/56,76)	ГПА – Ц – 16	Н – 16 – 76
$N_{мех}$	кВт	100	150	100	250	350	80	140	160

Таблица 10 – Ориентировочные диаметры трубопровода и давлений на станциях в зависимости от пропускной способности трубопровода

Диаметр, мм	Давление, МПа	Пропускная способность, млн т/ год
529	5,3-6,4	6-8
630	5,1-6,1	10-12
720	4,9-5,9	14-18
820	4,7-5,7	22-26
920	4,5-5,6	32-36
1 020	4,5-5,5	42-50
1 220	4,3-5,3	70-78

Таблица 11 – Коэффициент ξ объёмного расширения

№№	Плотность ρ , кг/м ³	Коэффициент ξ , (1/°С)
1.	700-719	0,001225
2.	720-739	0,001183
3.	740-759	0,001118
4.	760-779	0,001054
5.	780-799	0,000995
6.	800-819	0,000937
7.	820-839	0,000882
8.	840-859	0,000831
9.	860-879	0,000782
10.	880-899	0,000734
11.	900-919	0,000688
12.	920-939	0,000645

Таблица 12 – Прочностные характеристики труб

Наружный диаметр труб, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Марка стали	Шов	Предел прочности не менее, МПа	Предел текучести не менее, МПа
1	2	3	4	5	6
1 420	25	Импортная	Прямой	590	410
1 420	20,5	Импортная	То же	550	410
1 420	19,5	Импортная	То же	590	410
1 420	17,5	Импортная	То же	550	410
1 420	17,5	17Г2СФ	То же	540	370
1 420	16,5	Импортная	То же	590	410
1 420	16	17Г2СФ	То же	540	370
1 420	13,5	17Г2СФ	То же	540	370
1 220	15,2	19Г1С	То же	510	350
1 220	15	14Г2САФ	То же	560	390

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
1 220	14,5	17Г1С	То же	510	350
1 220	13,0	14Г2САФ	То же	560	390
1 220	12,5	17Г1С	То же	510	350
1 220	12,5	Импортная	То же	590	410
1 220	12	17Г1С	Спиральный	510	350
1 220	12	17Г2СФ	То же	540	370
1 220	11,5	14Г2САФ	Прямой	560	390
1 220	11	14Г2САФ	То же	560	390
1 220	10,5	Импортная	То же	590	410
1 020	16,5	17Г1С	Прямой	510	350
1 020	16	Импортная	То же	530	390
1 020	14	17Г1С	То же	510	350
1 020	12,5	14Г2САФ	То же	560	390
1 020	12,5	14ХГС	То же	490	340
1 020	12	16Г2САФ	То же	590	410
1 020	12	14Г1С	То же	510	350
1 020	11,5	14Г2САФ	То же	560	390
1 020	11	14Г2САФ	То же	560	390
1 020	11	17Г1С	То же	510	350
1 020	11	14ХГС	Прямой	490	340
1 020	10,6	15ГСТЮ	Спиральный	520	350
1 020	10	14Г2САФ	То же	520	350
1 020	10	17Г1С	То же	510	350
1 020	9,5	14Г2САФ	То же	560	390
1 020	9	16Г2САФ	То же	590	410
1 020	9	Импортная	Прямой	590	410
820	12	17Г1С	То же	510	350
820	11,5	17Г1ГС	Спиральный	510	350
820	11,5	17Г2СФ	То же	540	370
820	11	17ГС	Прямой	510	350
820	11	17Г2СФ	Спиральный	540	370
820	10,5	17ГС	Прямой	510	350
820	10	17ГС	То же	510	350
820	10	17Г2СФ	Спиральный	540	370
820	9,5	17Г2СФ	То же	540	370
820	9	17ГС	Прямой	510	350
820	8,5	17Г1ГС	Спиральный	510	350
820	8	17Г2СФ	То же	540	370
720	12	17ГС	Прямой	510	350
720	11,5	17Г2СФ	Спиральный	540	370

Окончание таблицы 12

1	2	3	4	5	6
720	11	17ГС	Прямой	510	350
720	10,5	17Г1С	Спиральный	510	350
720	10	17Г1С	То же	510	350
720	9,5	17Г2СФ	Спиральный	540	370
720	9	17Г1С	То же	510	350
720	8,5	17Г1С	То же	510	350
720	8,5	17Г2СФ	То же	540	370
720	8	17ГС	Прямой	510	350
720	7,5	17ГС	То же	510	350
720	7	17Г2СФ	Спиральный	540	370
630	8	12Г2С	$k_1 = 1,4$	490	340
630	9	12Г2С		490	340
630	10	12Г2С		490	340
630	11	12Г2С		490	340
630	12	12Г2С		490	340
530	9	14ХГС	Прямой	490	340
530	8,5	17Г2СФ	Спиральный	540	370
530	8	14ХГС	Прямой	490	340
530	8	17Г1С	Спиральный	510	350
530	7,5	17Г2СФ	То же	540	370
530	7,5	17Г1С	То же	510	350
530	7	17Г2СФ	То же	540	370
530	7	17Г1С	То же	510	350
530	6,5	17Г2СФ	То же	540	370
530	6,5	17Г1С	То же	510	350
530	6	17Г2СФ	То же	540	370
530	6	17Г1С	То же	510	350
426	10	20	Бесшовная	410	240
426	9	20	То же	410	240
426	9	20	Прямой	410	240
426	8	20	То же	410	240
426	7	20	То же	410	240
377	9	20	Бесшовная	410	240
377	6	20	Спиральный	410	240
325	8	10	Бесшовная	410	240
325	7	10	То же	330	220
325	6	10	Спиральный	330	220
325	5	10	То же	330	220

Таблица 13 – Значение коэффициентов условий работы трубопровода m

Категории магистральных трубопроводов	I	II	III	IV
Значение коэффициента m	0,75	0,75	0,9	0,9

Таблица 14 – Классификация магистральных трубопроводов по категориям

Назначение магистрального трубопровода	Категория трубопровода
Для транспортирования природного газа: – диаметром менее 1 200 мм – диаметром 1 200 мм и более	IV III
Для транспортирования нефти и нефтепродуктов: – диаметром менее 700 мм – диаметром 700 мм и более	III III

Таблица 15 – Значение коэффициента безопасности по материалу K_1

Характеристика труб	K_1
Термически упрочнённые трубы (закалённые и отпущенные в трубе или листе); из низколегированной стали, прокатной по регулируемому режиму	1,34
Горячеплавленные (по режиму нормализации), термически упрочнённые (закалённые и отпущенные в трубе или листе), из нормализованной стали, из стали, прокатанной по регулируемому режиму	1,4
Спиральношовные из горячекатаной низколегированной стали, сваренные в три слоя, и прямошовные экспандированные трубы из нормализованной листовой стали, сваренные двусторонним швом дуговым методом	1,47
Прямошовные экспандированные и спиральношовные из горячекатаной низколегированной и углеродистой стали. Бесшовные трубы	1,55

Таблица 16 – Некоторые характеристики труб из различных материалов

Марка стали	Тип трубы и материал
14ХГС, Ст.20	Горячеплавленные из горячекатаных листов
17ГС	Экспандированные из горячекатаных листов
17Г1С	Экспандированные из нормализованных листов
14Г2САФ	Горячеплавленные из горячекатаных листов или экспандированные из нормализованных листов

Таблица 17 – Значение коэффициента надёжности K_n

Условный диаметр трубопроводов, мм	Значение коэффициента надёжности K_n			Для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	Для газопроводов в зависимости от внутреннего давления P , МПа			
	$P \leq 5,5$	$5,5 < P \leq 7,5$	$7,5 < P \leq 10$	
500 и менее	1,100	1,100	1,100	1,100
600-1 000	1,100	1,100	1,155	1,100
1 200	1,155	1,155	1,210	1,155
1 400	1,155	1,210	1,265	

Таблица 18 – Эквивалентная шероховатость K стальных труб

Материалы и вид трубы	Состояние трубы	K , мм
Бесшовные стальные трубы	Новые и чистые	$\frac{0,01-0,02}{0,014}$
	После нескольких лет эксплуатации	$\frac{0,15-0,3}{0,2}$
Сварные стальные трубы	Новые и чистые	$\frac{0,03-0,12}{0,05}$
	С незначительной коррозией после очистки	$\frac{0,1-0,2}{0,15}$
	Умеренно заржавленные	$\frac{0,3-0,7}{0,5}$
	Старые заржавленные	$\frac{0,8-1,5}{1}$
	Сильно заржавленные или с большими отложениями	$\frac{2,0-4,0}{3,0}$

В числителе приведены пределы изменения K , а в знаменателе – его среднее значение.

Таблица 19 – Дополнительный напор в зависимости от расчётной подачи насосов станции

Подача, м ³ /ч	125	360	500	1 250	2 500	3 600	5 000	7 000	10 000	12 000
Δh , м	25	30	35	40	45	50	55	60	80	100

Таблица 20 – Технические данные насосных агрегатов

Насосы				Электродвигатели			
Марка	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Допускаемый кавитационный запас	КПД	Марка	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин
Основные агрегаты							
НМ 125-550	125	550	4	68	Украина-11-3/2	320	2 840
НМ 360-460	360	460	8	75	АЗП-500 АТД-500	500	2 970
НМ 500-300	500	300	12	78	АЗП-630 АР-500	630 500	2 980 2 980
НМ 1250-260	1 250	260	20	84	СТД-1250-2	1 250	3 000
НМ 2500-230	2500	230	32	86	СТД-2000-2 СТД-2500-2	2 500 2 500	3 000 3 000

НМ 3600-230	3 600	230	40	87	СТД-2500-2 СТД-3200-2	2 500 3 200	3 000 3 000
НМ 5000-210	5 000	210	42	88	СТД-3200-2	3 200	3 000
НМ 7000-210	7 000	210	52	89	СТД-5000-2	5 000	3 000
НМ 10000-210	10 000	210	65	89	СТД-6300-2	6 300	3 000
НМ 10000-210	12 500	194	89	87	СТД-8000-2	8 000	3 000
Подпорные агрегаты							
8НДв НМ 360	600	28-42	3,9-6,5	79	МА-36-51/6	100	960
14НДс Н 800	1 260	33-42	5	84	МА-36-61/6	160	960
НМП-2500-74	2 500	74	7	85	ДС-118/44-6	800	1 000
НМП-3600-78	3 600	78	5,7	87	ДС-118/44-6	800	1 000
НМП-5000-115	5 000	115	6	83	СДН-15-39-6	1 600	1 000