

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ ПО
ДИСЦИПЛИНЕ**

ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗО-НЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗО-НЕФТЕХРАНИЛИЩ

Направление подготовки/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело
Направленность (профиль)/специализация	Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта

Ставрополь
2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение

- 1 Расчет необходимого давления на входе в насос при перекачке нефтей и нефтепродуктов
 - 2 Расчет магистрального нефтепровода.
 - 3 Расчет потерь нефтепродуктов при хранении
 - 4 Определение переходного сопротивления изоляции
 - 5 Расчет свойств транспортируемого газа
 - 6 Определение условий предотвращения образования гидратных пробок в газопроводе. Расчет абсорбционной осушки газа
 - 7 Технологический расчет магистрального газопровода.
 - 8 Аккумулирующая способность участка газопровода
- Список рекомендуемой литературы

ВВЕДЕНИЕ

Топливо-энергетический комплекс – основа развития всех отраслей экономики России. Важнейшим его элементом является система магистральных трубопроводов для транспорта нефти, газа и продуктов их переработки. Географическое расположение месторождений нефти и газа в России и их потребителей ставит трубопроводный транспорт на первое место среди всех остальных видов. Только трубопроводный транспорт способен гарантировать бесперебойную и равномерную поставку значительных грузопотоков нефти, нефтепродуктов и газа, обеспечивая при этом наименьшие экономические затраты.

Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа остается на сегодняшний день важнейшей составляющей частью системы снабжения промышленности, энергетики, транспорта и населения топливом и сырьем. Он является одним из дешевых видов транспорта, обеспечивая энергетическую безопасность страны.

На территории РФ создана разветвленная сеть магистральных газопроводов, нефтепроводов и продуктопроводов. Протяженность магистральных трубопроводов в России превысила 225 тыс. км, в том числе газопроводных магистралей – более 155 тыс. км, нефтепроводных – 50 тыс. км, нефтепродуктопроводных – 20 тыс. км. С помощью магистрального трубопроводного транспорта перемещается 100 % добываемого природного газа, 99 % добываемой нефти, более 50 % производимой продукции нефтепереработки.

В результате освоения дисциплины «Эксплуатация магистральных газонефтепроводов и газонефтехранилищ» формируются следующие компетенции:

ПК-4 Способность осуществлять организацию работ по оперативному сопровождению технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности. В результате освоения дисциплины обучающийся должен:

- знать теоретические основы эксплуатации магистральных газонефтепроводов и газонефтехранилищ, устройство магистральных газопроводов;
- уметь применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику, выбирать оборудование насосных и компрессорных станций, выбирать методы защиты газонефтепроводов от коррозии;
- владеть навыками расчета газонефтепроводов, способностью решать технические задачи при транспорте и хранении углеводородного сырья.

Практическое занятие 1

Расчет необходимого давления на входе в насос при перекачке нефтей и нефтепродуктов

Цель: определение оптимального давления на входе в насос при перекачке нефтей и нефтепродуктов

Актуальность темы: для нормальной работы центробежных насосов при перекачке нефтей и нефтепродуктов необходимо, чтобы минимальное давление на входе в него, превышало давление насыщенных паров перекачиваемой среды. Правильный расчет давления на входе в насос позволит избежать явления кавитации при работе насоса.

Теоретическая часть

Для перекачки нефтей и нефтепродуктов, в основном, используются центробежные насосы. Их характеристики приводятся в специальных каталогах. Они представляет собой зависимость напора (H), потребляемой мощности (N), к.п.д (η) и допустимого кавитационного запаса ($\Delta h_{\text{доп}}$) от подачи (Q) насоса.

*Кавитация – это нарушение сплошности жидкости, которое происходит в тех участках потока, где давление, понижаясь, достигает некоторого критического значения. Этот процесс сопровождается образованием большого числа пузырьков, наполненных преимущественно парами жидкости, а также газами, выделившимися из раствора. Находясь в области пониженного давления, пузырьки увеличиваются и превращаются в большие пузыри-каверны. Затем эти пузыри уносятся потоком в область с давлением выше критического, где разрушаются практически бесследно вследствие конденсации заполняющего их пара. Таким образом, в потоке создается довольно четко ограниченная кавитационная зона, заполненная движущимися пузырьками. Возникновение и последующее развитие кавитации в лопастных насосах является следствием уменьшения абсолютного давления в потоке жидкости.

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

$$H = H_0 + a \cdot Q^{-b} \cdot Q^2 \quad (1)$$

$$\Delta h_{\text{доп}} = \begin{cases} \Delta h_{\text{доп.ном.}} & \text{при } 0.5 \cdot Q_{\text{ном}} \leq Q \leq Q_{\text{ном}} \\ a_0 \cdot Q_*^{b_0} & \text{при } Q > Q_{\text{ном}} \end{cases} \quad (2)$$

$$\eta_{\text{н}} = c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2, \quad (3)$$

где H , $\Delta h_{\text{доп}}$, $\eta_{\text{н}}$ - напор, допустимый кавитационный запас и к.п.д. насоса при подаче Q ; H_0 , a_0 , a , b_0 , b , c_0 , c_1 , c_2 - эмпирические коэффициенты; Q_* - безразмерная подача насоса, численно равная Q .

Параметры в формулах (1)-(3) имеют следующие размерности: $[H]=\text{м}$; $[\eta]=\text{доли единицы}$; $[\Delta h_{\text{доп}}]=\text{м}$; $[Q]=\text{м}^3/\text{ч}$.

В тех случаях, когда насос электродвигателем не комплектуется, последний подбирается по необходимой мощности электродвигателя:

$$N_{\text{необх.}} = k_{\text{м}} \cdot N, \quad (4)$$

где $k_{\text{м}}$ - коэффициент запаса, величина которого зависит от потребляемой насосом мощности N , равной:

$$N = \frac{N \cdot \rho \cdot g \cdot H}{3600 \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эл}}} \cdot 10^{-3} \quad (5)$$

где $\eta_{\text{мех}}$ - к.п.д. механической передачи, $\eta_{\text{мех}} \approx 0,99$; $\eta_{\text{эл}}$ - к.п.д. электродвигателя.

Размерности подачи и напора в формуле (5), те же, что и в формулах (1)-(3). Мощность вычисляется в киловаттах.

Величина коэффициента $k_{\text{м}}$ принимает следующие значения: при N меньше 20 кВт $k_{\text{м}} = 1,25$; при N от 20 до 50 кВт $k_{\text{м}} = 1,2$; при N от 50 до 300 кВт $k_{\text{м}} = 1,15$ и при $N > 300$ кВт $k_{\text{м}} = 1,1$.

Для нормальной работы насоса необходимо, чтобы минимальное давление на входе в него $P_{\text{вх}}$, превышало давление насыщенных паров перекачиваемой среды $P_{\text{с}}$ на величину, соответствующую разности допустимого кавитационного запаса $\Delta h_{\text{доп}}$ и скоростного напора на входе в насос:

$$\frac{P_{\text{вх}}}{\rho \cdot g} \geq \frac{P_{\text{с}}}{\rho \cdot g} + \Delta h_{\text{доп.ном.}} - \frac{v_{\text{вх}}^2}{2 \cdot g} \quad (6)$$

где $v_{\text{вх}}^2$ - скорость жидкости во всасывающей патрубке насоса, определяется по формуле:

$$v_{\text{вх}} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_{\text{вх}}^2} \quad (7)$$

Давление насыщенных паров перекачиваемых жидкостей (в Па) может быть найдено по одной из следующих зависимостей:

-для нефтей:

$$P_s = P_a \cdot \exp \left[10,53 \cdot \left(1 - \frac{T_{\text{нк}}}{T} \right) \right]; \quad (8)$$

-для автомобильных бензинов:

$$P_s \approx 57000 \cdot \exp[-0,0327 \cdot (T_{\text{нк}} - T)]; \quad (9)$$

-для авиационных бензинов:

$$P_s \approx 65000 \cdot \exp[-0,0303 \cdot (T_{\text{нк}} - T)]; \quad (10)$$

-для деэтанализованного газового конденсата:

$$P_s = 10^{8,59-981/T}; \quad (11)$$

-для стабильного газового конденсата:

$$P_s = 10^{2,55-978/T}, \quad (12)$$

где $T_{\text{нк}}$ - температура начала кипения нефти или бензина, К.

Сведения о температуре начала кипения некоторых нефтей и зависимости давления их насыщенных паров от температуры приведены в таблице Приложения 1.

При перекачке газонасыщенных жидкостей под P_s следует понимать их давление насыщения при температуре перекачки.

Допустимый кавитационный запас насоса при перекачке нефти и нефтепродуктов определяется по формуле:

$$\Delta h_{\text{доп.н.}} = \Delta h_{\text{доп.в.}} - k_h \cdot (\Delta h_t - \Delta h_v), \quad (13)$$

где k_h - коэффициент запаса, $k_h = 1,1 \dots 1,15$; $\Delta h_t, \Delta h_v$ - поправки соответственно на температуру и вязкость перекачиваемой жидкости, вычисляем по формулам:

$$\Delta h_t = 0,471 \cdot h_s^{0,45}; \Delta h_v = \xi_{\text{вх}} \cdot \frac{\omega_{\text{вх}}^2}{2 \cdot g}, \quad (14)$$

h_s —напор, соответствующий давлению насыщенных паров жидкости; $\xi_{\text{вх}}$ - коэффициент сопротивления на входе в насос, вычисляемый по формуле (при $565 < Re_{\text{н}} \leq 9330$):

$$\xi_{\text{вх}} = 16 - 13,1 \cdot (\lg Re_{\text{н}} - 2,75)^{0,354}, \quad (15)$$

а при $Re_{\text{н}} > 9330$ принимаем равным $\xi_{\text{вх}} = 1$

Задача 1. Рассчитать необходимое давление на входе в насос НПВ 1250-60 при перекачке автомобильного бензина, имеющего температуру начала кипения $T_{\text{нк}}=313$ К. Перекачка ведется при температуре 283 К с расходом $1240 \text{ м}^3/\text{ч}$. Плотность бензина равна 740 кг/м^3 , кинематическая вязкость $0,8 \text{ мм}^2/\text{с}$.

Решение: 1. Давление насыщенных паров бензина при температуре перекачки по формуле (2.9):

$$P_s = 57000 \cdot \exp[-0,0327 \cdot (313 - 283)] = 21371 \text{ Па}$$

2. Соответствующий напор в метрах бензинового столба:

$$h_s = \frac{P_s}{\rho \cdot g} = \frac{21371}{740 \cdot 9,81} = 2,94 \text{ м}$$

3. Поправки кавитационного запаса насоса на температуру по формуле (2.14):

$$\Delta h_t = 0,471 \cdot 2,94^{0,45} = 0,765 \text{ м}$$

4. По таблице Приложения 3 находим, что диаметр входного патрубка насоса:

$$D_{\text{вх}} = 0,8 \text{ м}$$

5. Скорость бензина и число Рейнольдса во входном патрубке насоса:

$$\omega_{\text{вх}} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2 \cdot 3600} = \frac{4 \cdot 1240}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,8^2} = 0,686 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

$$Re_{\text{вх}} = \frac{\omega \cdot d}{\nu} = \frac{0,686 \cdot 0,8}{0,8 \cdot 10^{-6}} = 686000$$

Так как $Re_{\text{вх}} > 9330$, то $\Delta h_v = 0$

6. По таблице Приложения 2 находим кавитационный запас насоса на воде $\Delta h_{\text{доп.в.}} = 2,2 \text{ м}$ и по формуле (2.13) вычисляем кавитационный запас насоса на бензине:

$$\Delta h_{\text{доп.н.}} = 2,2 - 1,1 \cdot (0,765 - 0) = 1,36 \text{ м}$$

7. Выполняем расчет по неравенству (2.6):

$$\frac{P_{\text{вх}}}{\rho \cdot g} \geq \frac{21371}{740 \cdot 9,81} + 1,36 - \frac{0,686^2}{2 \cdot 9,81} = 4,28 \text{ м}$$

Таким образом, давление на входе в насос должно быть не менее:

$$P_{\text{вх}} = \rho \cdot g \cdot 4.28 = 31070 \text{ Па}$$

Варианты для расчета давление на входе в насос

Варианты Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тип насоса	НПВ-1250-60	НПВ-2500-80	НПВ-1250-60	НПВ-3600-90	НПВ-3600-90	НПВ-5000-120	НПВ-3600-90	НПВ-5000-120	НПВ--1250-60	НПВ-3600-90
$T_{\text{нк}}, \text{ К}$	303	296	303	308	296	308	316	308	298	303
$T, \text{ К}$	285	293	285	293	293	303	313	303	313	278
Расход, $Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	1220	2300	1180	3400	3450	4500	3450	4600	1240	3500
Плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$	760	760	750	775	860	840	867	760	840	750
Кинем. вязкость, $\text{мм}^2/\text{с}$	0,7	0,62	0,7	0,56	0,8	0,57	0,63	0,7	0,57	0,68

Вопросы к практическому занятию

1. Перечислить характеристики центробежных насосов?
2. Что такое кавитация?
3. Определение давления насыщенных паров перекачиваемых жидкостей
4. Допустимый кавитационный запас насоса при перекачке нефти и нефтепродуктов?

Практическое занятие 2

Расчет магистрального нефтепровода

Цель: приобрести навыки технологического расчета магистральных нефтепроводов.

Актуальность темы: студентам необходимо иметь знания о теоретических основах эксплуатации магистральных нефтепроводов, владеть навыками расчета нефтепроводов для определения числа нефтеперекачивающих станций.

Теоретическая часть

Целью расчета является определение диаметра трубопровода, выбор насосного оборудования, расчет толщины стенки трубопровода, определение числа нефтеперекачивающих станций.

Основными данными для технологического расчета нефтепровода являются:

- годовая производительность нефтепровода G_T (млн. т/год)
- свойства транспортируемой нефти (плотность, вязкость, давление насыщенных паров и др.);
- данные о температуре грунта на глубине заложения нефтепровода;
- характеристика труб и насосного оборудования;

Значение расчетной плотности нефти при T_p определяется по формуле Д.И. Менделеева

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi(293 - T_p), \quad (1)$$

$$\xi = 1,825 - 0,001315\rho_{293}, \quad (2)$$

где ξ – температурная поправка, кг/м³К

Расчетная кинематическая вязкость определяется по формуле Вальтера

$$\lg \lg(\nu_m + 0,8) = A_v + B_v \lg T_p, \quad (3)$$

где ν_m – кинематическая вязкость нефти, мм²/с; A_v и B_v – постоянные коэффициенты, определяемые по двум значениям вязкости ν_1 и ν_2 при двух температурах T_1 и T_2 :

Вычисляем значения эмпирических коэффициентов A и B по формулам:

$$B_v = \frac{\lg \left[\frac{\lg(\nu_1 + 0,8)}{\lg(\nu_2 + 0,8)} \right]}{\lg T_1 - \lg T_2}, \quad (4)$$

$$A_v = \lg \lg(\nu_1 + 0,8) - b \lg T_1, \quad (5)$$

Из формулы (8.3)

$$\nu_p + 0,8 = 10^{10^{a+b \lg T_p}}, \quad (6)$$

Расчетное число рабочих дней магистрального нефтепровода N_p определяется с учетом затрат времени на техническое обслуживание, ремонт и ликвидацию повреждений. Оно зависит от условий прокладки трубопровода, его протяженности и диаметра (таблица 1).

Таблица 1 - Расчетное число рабочих дней магистральных нефтепроводов

Протяженность нефтепровода, км	Диаметр нефтепровода, мм	
	до 820 включ.	свыше 820
до 250	357	355
от 250 до 500	356 / 355	353 / 351
от 500 до 700	354 / 352	351 / 349
свыше 700	352 / 350	349 / 345

В числителе указаны значения N_p для нормальных условий прокладки, в знаменателе – при прохождении нефтепроводов в сложных условиях (заболоченные и горные участки, доля которых в общей протяженности трассы составляет не менее 30%).

По таблице 1 определяем число рабочих дней $N_p = 350$

Расчетная часовая пропускная способность нефтепровода определяется по формуле

$$Q = \frac{G_{\Gamma_{\text{нп}}} k_{\text{нп}}}{24 N_p \rho_{\Gamma}} 10^9, \quad (7)$$

где G_r – годовая (массовая) производительность нефтепровода, млн. т/год; $k_{нп}$ – коэффициент неравномерности перекачки, величина которого принимается равной:

для трубопроводов, прокладываемых параллельно с другими нефтепроводами и образующими систему $k_{нп} = 1,05$;

однониточных нефтепроводов, подающих нефть к нефтеперерабатывающему заводу, а также однониточных нефтепроводов, соединяющих систему $k_{нп} = 1,07$;

однониточных нефтепроводов, подающих нефть от пунктов добычи к системе трубопроводов $k_{нп} = 1,10$.

В соответствии с найденной расчетной часовой производительности нефтепровода подбираются магистральные и подпорные насосы нефтеперекачивающей станции исходя из условия

$$0,8Q_{ном} < Q_ч < 1,2 Q_{ном},$$

Согласно таблицам Приложений 11 и 12, выбираем насосы: магистральный и подпорный.

Напор насосов определяется по формуле

$$H_{мн(пн)} = a - bQ_ч^2 \quad (8)$$

или

$$H = a_0 + a_1Q + a_2Q^2 \quad (9)$$

где a, b, a_0, a_1, a_2 – постоянные коэффициенты. Значения коэффициентов уравнений (8) и (9) приведены в Приложениях 11, 12.

Далее рассчитывается рабочее давление на выходе головной насосной станции по формуле:

$$P = \rho_T g (m_{мн} H_{мн} + H_{пн}) 10^{-6} \leq P_{доп}, \quad (10)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²; $H_{мч}$ и $H_{пн}$ – соответственно, напоры, развиваемые магистральным и подпорным насосами при расчетной производительности нефтепровода, м; $m_{мч}$ – число работающих магистральных

насосов на нефтеперекачивающей станции; $P_{дон}$ – допустимое давление НПС из условия прочности корпуса насоса или допустимое давление запорной арматуры, МПа.

Внутренний диаметр нефтепровода вычисляется по формуле

$$D_0 = \sqrt{\frac{4Q_q}{3600\pi w_0}} \quad (11)$$

w_0 – рекомендуемая ориентировочная скорость перекачки, определяемая из графика рисунка 1, от плановой производительности нефтепровода

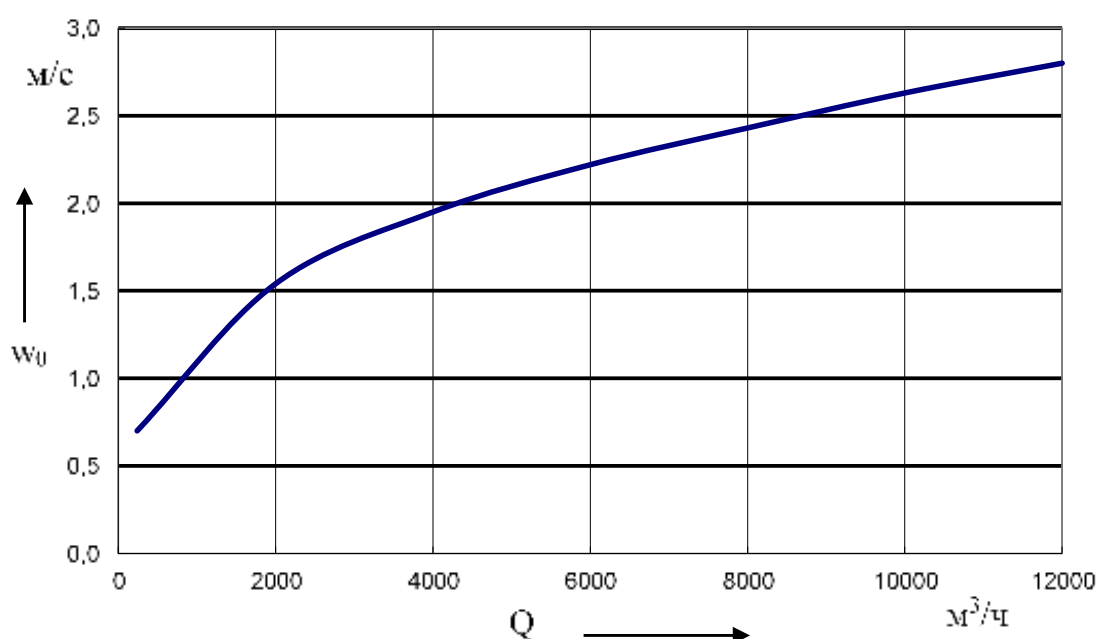


Рисунок 1 - Зависимость рекомендуемой скорости перекачки

По вычисленному значению внутреннего диаметра, принимается ближайший стандартный наружный диаметр нефтепровода (Приложение 13). Значение наружного диаметра также можно определить по таблице 2, в зависимости от производительности нефтепровода.

Таблица 2 – Параметры магистральных нефтепроводов

Производительность, G , млн. т/год	Наружный диаметр D_n , мм	Рабочее давление, P_p , МПа
---	--------------------------------	----------------------------------

0,7 – 1,2	219	8,8 – 9,8
1,1 – 1,8	273	7,4 – 8,3
1,6 – 2,4	325	6,6 – 7,4
2,2 – 3,4	377	5,4 – 6,4
3,2 – 4,4	426	5,4 – 6,4
4,0 – 9,0	530	5,3 – 6,1
7,0 – 13,0	630	5,1 – 5,5
11,0 – 19,0	720	5,6 – 6,4
15,0 – 27,0	820	5,5 – 5,9
23,0 – 50,0	1020	5,3 – 5,9
41,0 – 78,0	1220	5,1 – 5,5

Для принятого стандартного диаметра вычисляется толщина стенки трубопровода

$$\delta = \frac{n_p P D_n}{2(R_1 + n_p P)}, \quad (12)$$

где P - рабочее давление в трубопроводе, МПа; n_p - коэффициент надежности по нагрузке; R_1 - расчетное сопротивление материала стенки трубы, МПа, равное

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{K_1 K_H}. \quad (13)$$

R_1^H - нормативное сопротивление растяжению (сжатию), равное временному сопротивлению стали на разрыв, МПа (Приложение 13); m - коэффициент условий работы трубопровода, для I, II категории трубопроводов $m=0,75$; для III, IV категории трубопроводов $m=0,9$; для V категории трубопроводов $m=0,6$; k_1 - коэффициент надежности по материалу; k_H - коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра.

Коэффициенты n_p , m , k_1 , k_H определяются по СНиП 2.05.06-85* [11].

Полученное значение толщины стенки округляем в большую сторону до стандартного значения из рассматриваемого сортамента труб (Приложение 9).

Внутренний диаметр трубопровода определяется по формуле

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta \quad (14)$$

Гидравлический расчет нефтепровода выполняется для найденного значения внутреннего диаметра $D_{\text{вн}}$. Результатом гидравлического расчета является определение потерь напора в нефтепроводе.

Определяем секундный расход нефти и ее среднюю скорость по формулам:

$$Q_c = \frac{Q_{\text{ч}}}{3600}, \quad (15)$$

$$w = \frac{4Q_c}{\pi D_{\text{вн}}^2} \quad (16)$$

где $Q_c = Q/3600$ – расчетная производительность перекачки, м³/с

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр, м

Потери напора на трение в трубопроводе определяют по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_{\tau} = \lambda \cdot \frac{L_p}{D} \cdot \frac{w^2}{2g} \quad (17)$$

либо по обобщенной формуле Лейбензона

$$h_{\tau} = \bar{\beta} \frac{\nu^{\bar{m}} Q_c^{2-\bar{m}}}{D_{\text{вн}}^{5-\bar{m}}} L_p \quad (18)$$

где L – расчетная длина трубопровода (равна полной длине трубопровода при отсутствии перевальных точек), м;

ν – расчетная кинематическая вязкость нефти, м²/с;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

$\bar{\beta}$, $\bar{m}$ – коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона;

D_i – диаметр участка трубопровода, м

Значения λ , $\bar{\beta}$, $\bar{m}$ зависят от режима течения жидкости и шероховатости внутренней поверхности трубы. Режим течения жидкости характеризуется безразмерным параметром Рейнольдса

$$Re = \frac{w D_{\text{вн}}}{\nu_T} = \frac{4Q_c}{\pi D_{\text{вн}} \nu_T} \quad (19)$$

При значениях $Re < 2320$ – режим течения ламинарный, при $Re > 2320$, режим течения жидкости турбулентный.

Область турбулентного течения подразделяется на три зоны:

- гидравлически гладкие трубы $2320 < Re < Re_1$;
- зона смешанного трения $Re_1 < Re < Re_2$;
- квадратичное (шероховатое) трение $Re > Re_2$

Значения переходных чисел Рейнольдса Re_1 и Re_2 определяют по формулам:

$$Re_1 = \frac{10}{\bar{k}}; Re_2 = \frac{500}{\bar{k}} \quad (20)$$

где $\bar{k} = \frac{k_3}{D}$ - относительная шероховатость трубы,

k_3 – эквивалентная шероховатость стенки трубы, зависящая от материала и способа изготовления трубы, а также её состояния.

Для нефтепроводов нескольких лет эксплуатации можно принять $k_3 = 0,2$ мм.

Расчет коэффициентов λ , $\bar{\beta}$, $\bar{m}$ выполняется по формулам, приведенным в таблице 3.

Таблица 3 – Значения коэффициентов λ , β и m для различных режимов течения жидкости

Режим течения		λ	m	$\beta, \text{с}^2/\text{м}$
ламинарный		$64/Re$	1	4,15
турбулентный	гидравлически гладкие трубы	$0,3164/Re^{0,25}$	0,25	0,0246
	смешанное трение	$0,11 \cdot (68/Re + \bar{k})^{0,25}$	0,123	$0,0802 \cdot 10^{(0,127 \lg \bar{k} - 0,627)}$
	квадратичное трение	$0,11 \cdot \bar{k}^{0,25}$	0	$0,0826 \cdot \lambda$

Гидравлический уклон в нефтепроводе определяется по формуле

$$i = \frac{\lambda w^2}{D_g 2g} = \beta \frac{Q_c^{2-m}}{D_g^{5-m}} \quad (21)$$

Полные потери в трубопроводе:

$$H = 1,02 \cdot h_{\tau} + \Delta z + N_{\text{э}} h_{\text{ост}} \quad , \quad (22)$$

где $N_{\text{э}}$ – число эксплуатационных участков.

$h_{\text{ост}}$ – остаточный напор в конце эксплуатационного участка, $h_{\text{ост}}=30 - 40$ м.

Число эксплуатационных участков определяется по формуле,

$$N_{\text{э}} = \frac{L}{400 \dots 600} \quad (23)$$

Расчетный напор одной станции определяется по формуле

$$H_{\text{ст}} = m_{\text{мн}} H_{\text{мн}} \quad (24)$$

Расчетное число насосных станций определяется по формуле

$$n = \frac{1,02iL + \Delta Z + N_{\text{э}}(H_{\text{кп}} - H_{\text{пн}})}{H_{\text{ст}}} = \frac{H - N_{\text{э}}H_{\text{пн}}}{H_{\text{ст}}} \quad (25)$$

Как правило, значение n оказывается дробным и его следует округлить до ближайшего целого числа.

Задача 1. Выполнить расчет магистрального нефтепровода, предназначенного для работы в системе трубопроводов ($k_{\text{нп}}=1,05$), с годовой производительностью $G=15$ млн. т/год; протяженность трубопровода (перенальные точки отсутствуют) равна $L=900$ км; разность геодезических отметок составляет $\Delta z = z_{\text{к}} - z_{\text{н}} = 208-136=72$ м. По нефтепроводу транспортируется нефть со свойствами: $\rho_{293}=860$ кг/м³; $v_{273}=33,4$ мм²/м; $v_{293}=7,5$ мм²/м; расчетная температура перекачки $T=275$ К. Допустимое рабочее давление принять равным 6,4 МПа.

Подобрать стандартный диаметр трубопровода и насосное оборудование. Рассчитать толщину стенки трубы. Определить потери напора при заданном объеме перекачки. Определить число перекачивающих станций.

Решение.

1. Расчетные значения плотности и вязкости перекачиваемой нефти

1.1 Значение расчетной плотности нефти при T_p по формуле Д.И. Менделеева

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \times 860 = 0,694 \text{ кг/м}^3 \text{К},$$

$$\rho_T = 860 + 0,694 \cdot (293 - 275) = 872,5 \text{ кг/м}^3$$

1.2 Значения кинематической вязкости по формуле Вальтера

Вычисляем значения эмпирических коэффициентов А и В

$$B_v = \frac{\lg \left[\frac{\lg(\nu_1 + 0,8)}{\lg(\nu_2 + 0,8)} \right]}{\lg T_1 - \lg T_2} = \frac{\lg \left[\frac{\lg(33,4 + 0,8)}{\lg(7,5 + 0,8)} \right]}{\lg 273 - \lg 293} = -7,25,$$

$$A_v = \lg \lg(\nu_1 + 0,8) - b \lg T_1 = \lg \lg(33,4 + 0,8) - (-7,25) \lg 273 = 17,84,$$

Из формулы (8.3)

$$\nu_p = 10^{13,676 + (-5,504) \lg 275} - 0,8 = 27,71 \text{ мм}^2/\text{с};$$

2. Выбор насосного оборудования нефтеперекачивающей станции и расчет рабочего давления

2.1 Расчетное число рабочих дней магистрального нефтепровода N_p определяется с учетом затрат времени на техническое обслуживание, ремонт и ликвидацию повреждений. Оно зависит от условий прокладки трубопровода, его протяженности и диаметра (табл.1).

Таблица 1 - Расчетное число рабочих дней магистральных нефтепроводов

Протяженность нефтепровода, км	Диаметр нефтепровода, мм	
	до 820 включ.	свыше 820
до 250	357	355
от 250 до 500	356 / 355	353 / 351

от 500 до 700	354 / 352	351 / 349
свыше 700	352 / 350	349 / 345

В числителе указаны значения N_p для нормальных условий прокладки, в знаменателе – при прохождении нефтепроводов в сложных условиях (заболоченные и горные участки, доля которых в общей протяженности трассы составляет не менее 30%).

По таблице 8.1 определяем число рабочих дней $N_p = 350$

2.2 Определим расчетную часовую пропускную способность нефтепровода по формуле

$$Q = \frac{G_{\Gamma} \kappa_{\text{ин}}}{24 N_p \rho_{\Gamma}} 10^9 = \frac{15 \times 1,05}{24 \times 350 \times 872,5} 10^9 = 2149 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

В соответствии с найденной расчетной часовой производительности нефтепровода подбирается магистральные и подпорные насосы нефтеперекачивающей станции исходя из условия

$$0,8 Q_{\text{ном}} < Q_{\text{ч}} < 1,2 Q_{\text{ном}},$$

$$2000 \text{ м}^3/\text{ч} < 2149 \text{ м}^3/\text{ч} < 3000 \text{ м}^3/\text{ч}$$

2.3 Согласно таблицам Приложений 11 и 12, выбираем насосы:

магистральный насос *НМ 2500-230* и подпорный насос *НПВ 2500-80*.

Напор насосов определим по формуле (8.8)

Напор магистрального насоса ($D_2 = 440$ мм) составит:

$$H_{\text{мн}} = 279,6 - 8,0256 \cdot 10^{-6} \cdot 2149^2 = 242,54 \text{ м},$$

Напор подпорного насоса ($D_2 = 540$ мм) составит

$$H_{\text{пп}} = 102,4 - 3,7584 \cdot 10^{-6} \cdot 2149^2 = 85,04 \text{ м}$$

2.4 Далее рассчитывается рабочее давление на выходе головной насосной станции, при условии, что число последовательно работающих магистральных насосов $m_{\text{MH}}=3$:

$$P = \rho_{\text{T}} g (m_{\text{MH}} H_{\text{MH}} + H_{\text{NH}}) 10^{-6} \quad (8)$$

$$P_p = 872,5 \times 9,81 \times (3 \times 242,54 + 85,04) 10^{-6} = 6,96 \text{ МПа}$$

Найденное рабочее давление должно быть меньше допустимого из условия прочности запорной арматуры

$$P < P_{\text{дон}}, \text{ где } P_{\text{дон}} = 6,4 \text{ МПа.}$$

Т.к. рабочее давление превышает допустимое значение 6,4 МПа, примем для всех магистральных насосов значение диаметра рабочего колеса $D_2 = 405 \text{ мм}$, для которого $H_{\text{MH}} = 219,15 \text{ м}$.

Тогда рабочее давление составит $P_p = 6,36 \text{ МПа}$.

Условие $6,36 \text{ МПа} < 6,4 \text{ МПа}$ выполняется.

3. Определение диаметра и толщины стенки трубопровода

3.1 Рекомендуемая ориентировочная скорость перекачки, определяемая из графика рисунка 8.1, от плановой производительности нефтепровода

$$w_0 = 1,7 \text{ м/с}$$

Внутренний диаметр нефтепровода:

$$D_0 = \sqrt{\frac{4 \times 2573,1}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,7}} = 0,714 \text{ м} = 714 \text{ мм}$$

По вычисленному значению внутреннего диаметра, принимается ближайший стандартный наружный диаметр нефтепровода - 720 мм . Значение наружного диаметра определяем по таблице 8.2, в зависимости от производительности нефтепровода $D_n = 720 \text{ мм}$.

Примем для сооружения нефтепровода прямошовные трубы Выксунского металлургического завода (Приложение 13), изготавливаемые по ТУ 14-3-1573-

99 из стали марки 13ГС (временное сопротивление стали на разрыв $\sigma_{вр}=510$ МПа, $\sigma_{т}=360$ МПа коэффициент надежности по материалу $k_1=1,34$).

Перекачку предполагается вести по системе «из насоса в насос», тогда коэффициент надежности по нагрузке $n_p=1,15$; коэффициент надежности по назначению $k_n=1$; коэффициент условий работы $m=0,9$.

Определяем расчетное сопротивление металла трубы

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{K_1 K_H} = \frac{510 \times 0,9}{1,34 \times 1} = 342,54 \text{ МПа}$$

3.2 Определяется расчетное значение толщины стенки трубопровода по формуле

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2(R_1 + n_p P)} = \frac{1,15 \times 6,36 \times 720}{2(342,54 + 1,15 \times 6,36)} = 7,53 \text{ мм}$$

Полученное значение округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем толщину стенки равной - 8 мм.

3.3 Внутренний диаметр трубопровода определяется по формуле

$$D = D_H - 2\delta = 704 \text{ мм} = 0,704 \text{ м}$$

4 Гидравлический расчёт трубопровода

4.1 Гидравлический расчет нефтепровода, определение числа перекачивающих станций

Определяем секундный расход нефти и ее среднюю скорость по формулам

$$Q_c = \frac{Q_v}{3600} = \frac{2149}{3600} = 0,597 \text{ м}^3 / \text{с},$$

$$w = \frac{4Q_c}{\pi D_e^2} = \frac{4 \times 0,597}{3,14 \times 0,704^2} = 1,53 \text{ м/с}$$

Определяем режим течения

$$Re = \frac{w D_e}{\nu_T} = \frac{4Q_c}{\pi D_e \nu_T} = \frac{1,53 \times 0,704}{27,71 \times 10^{-6}} = 38981$$

При $Re < 2320$ – режим течения ламинарный.

При $Re > 2320$, режим течения жидкости турбулентный.
Область турбулентного течения подразделяется на три зоны:

- гидравлически гладкие трубы $2320 < Re < Re_1$;
- зона смешанного трения $Re_1 < Re < Re_2$;
- квадратичное (шероховатое) трение $Re > Re_2$

4.2 Определим зону трения

Для этого определяем относительную шероховатость труб при $k_s = 0,2 \cdot 10^{-4} \text{ мм}$

$$\bar{k} = \frac{k_s}{D_g} = \frac{0,2 \cdot 10^{-4}}{0,704} = 2,84 \cdot 10^{-4}$$

Первое переходное число Рейнольдса

$$Re_I = \frac{10}{\bar{k}} = \frac{10}{2,84 \cdot 10^{-4}} = 35200$$

Второе переходное число Рейнольдса

$$Re_{II} = \frac{500}{\bar{k}} = \frac{500}{2,84 \cdot 10^{-4}} = 1,76 \times 10^6$$

4.3 Так как $Re_1 < Re < Re_2$, то течение нефти происходит в зоне смешанного трения гладких труб, поэтому коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле из таблицы 3.

Таблица 3 – Значения коэффициентов λ , β и m для различных режимов течения жидкости

Режим течения		λ	m	$\beta, \text{с}^2/\text{м}$
ламинарный		$64/Re$	1	4,15
турбу- лентный	гидравлическ и гладкие трубы	$0,3164/Re^{0,25}$	0,25	0,0246
	смешанное трение	$0,11 \cdot (68/Re + \bar{k})^{0,25}$	0,123	$0,0802 \cdot 10^{(0,127 \cdot \lg \bar{k} - 0,627)}$
	квадратичное трение	$0,11 \cdot \bar{k}^{0,25}$	0	$0,0826 \cdot \lambda$

$$\lambda = 0,11 \cdot (68/Re + \bar{k})^{0,25} = 0,023$$

4.4 Потери напора на трение в трубопроводе определяют по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_{\tau} = \lambda \cdot \frac{L_p}{D} \cdot \frac{w^2}{2g} = 0,023 \frac{900 \cdot 10^3 \cdot 1,53^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,704} = 3581 \text{ м} ,$$

Определяем гидравлический уклон в нефтепроводе:

$$i = \frac{\lambda w^2}{D_g 2g} = \beta \frac{Q_c^{2-m}}{D_g^{5-m}} = \frac{0,023 \times 1,53^2}{0,704 \times 2 \times 9,81} = 0,00398$$

4.5 Определяем полные потери в трубопроводе, приняв остаточный напор в конце эксплуатационного участка $h_{\text{ост}}=40$ м.

Число эксплуатационных участков:

$$N_{\text{э}} = \frac{L}{400 \dots 600} = \frac{900}{400 \dots 600} \approx 2$$

$$H = 1,02 \cdot 3581 + 72 + 2 \cdot 40 = 3805 \text{ м} .$$

4.6 Определяем расчетный напор одной станции:

$$H_{\text{ст}} = m_{\text{мн}} H_{\text{мн}} = 3 \times 219,15 = 657 \text{ м}.$$

4.7 Расчетное число насосных станций определяем по формуле

$$n = \frac{1,02iL + \Delta Z + N_{\text{э}}(H_{\text{кп}} - H_{\text{нп}})}{H_{\text{ст}}} = \frac{H - N_{\text{э}}H_{\text{нп}}}{H_{\text{ст}}} = \frac{3805 - 2 \cdot 85,04}{657} = 5,53 .$$

Принимаем число насосных станций $n=6$.

Таблица 4 - Варианты для технологического расчета

Параметры	Варианты							
	1	2	3	4	5	6	7	8
G, млн.т/год	19	9	27	8,5	29	16	10	20
L, км	1000	800	1300	850	1500	700	900	1150

ρ_{293} , кг/м ³	847	840	864	868	853	862	853	746
ν_{273} , мм ² /с	30,5	31,6	32,7	32,4	36,7	30,7	36,1	32,1
ν_{293} , мм ² /с	6,8	7,3	6,2	5,7	8,9	8,2	7,3	6,7
T, К	275	275	275	275	275	275	275	275
Рдоп, МПа	5,9	5,5	5,9	6,1	5,7	6,4	5,4	5,9
Δz	67	73	62	74	61	67	79	55

Параметры	Варианты						
	9	10	11	12	13	14	15
G, млн.т/год	24	10,6	16	7	30	28	14
L, км	1300	850	1000	720	1600	1200	900
ρ_{293} , кг/м ³	832	892	868	840	872	871	851
ν_{273} , мм ² /с	30,8	35,4	31,2	32,8	32,4	35,7	33,7
ν_{293} , мм ² /с	7,6	7,8	6,4	7,2	7,3	8,3	6,6
T, К	275	275	275	275	275	275	275
Рдоп, МПа	5,9	5,5	6,3	6,1	5,5	5,9	6
Δz	69	67	73	54	82	66	46

Вопросы к практическому занятию

1. Определение расчетной плотности нефти
2. Определение кинематической вязкости по формуле Вальтера
3. Определение расчетной часовой пропускной способности нефтепровода
4. Критерии выбора насосов: магистрального, подпорного?
5. Определение внутреннего диаметра трубопровода?
6. Критерии выбора труб для нефтепровода?

7. Какие коэффициенты зависят от режима течения жидкости?
8. Определение числа насосных станций и расстояния между ними?

Практическое занятие 3

Определение переходного сопротивления изоляции

Цель: приобрести навыки определение переходного сопротивления изоляции

Актуальность темы: студентам необходимо иметь знания о измерении защитных потенциалов и определение переходного сопротивления.

Теоретическая часть

Измерение защитных потенциалов и определение переходного сопротивления выполняется в соответствии с положениями ГОСТ Р 51164-98 регулярно ходе сезонных обследований защищенности от коррозии или при необходимости.

Не менее, чем за сутки до проведения измерений естественного потенциала, выключают установки катодной защиты на участках, защищаемых данной катодной станцией, и примыкающих участках. Естественно разность потенциалов «труба-земля» $U_{т.з.ек}$ измеряют по всей длине контролируемого участка на КИП и контактах СКЗ.

Для измерения наложенного потенциала «труба-земля» $U_{т.з.нк}$ включают станцию катодной защиты не позднее, чем за 3 часа до начала измерений. Записывают силу тока катодной установки и измеряют наложенный потенциал в каждой точке.

ПО собранным исходным данным выполняются расчеты переходного сопротивления изоляции в такой последовательности (геометрические параметры схемы СКЗ и номера КИП и СКЗ приведены на рисунке 1):

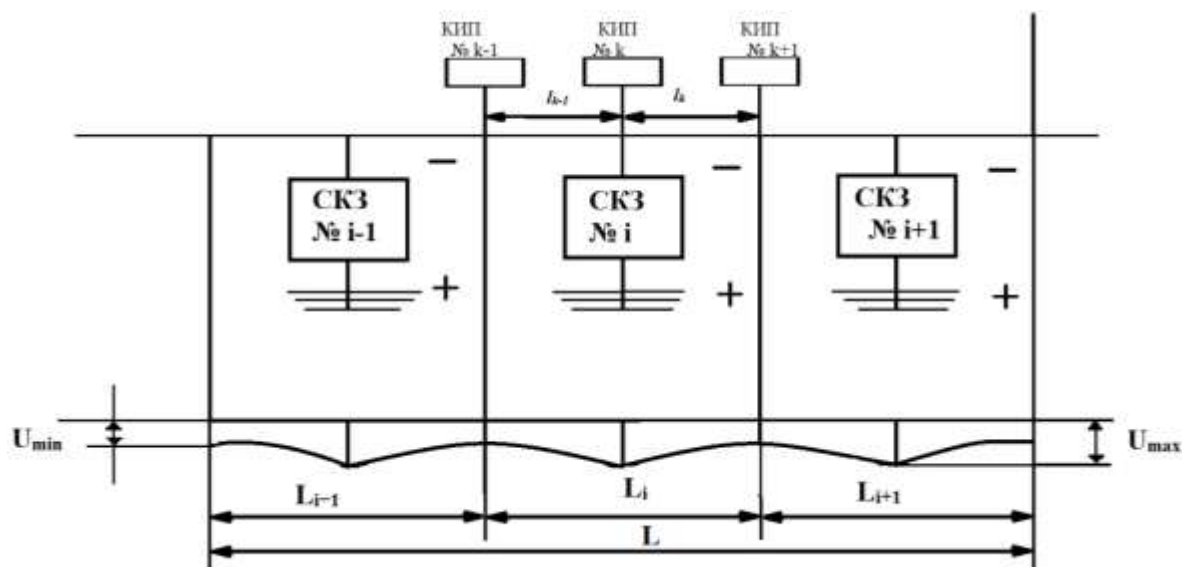


Рисунок 1 – Расчетная схема определения среднего (интегрального) переходного сопротивления «труба-земля» магистрального трубопровода при эксплуатации

1. Вычисляются смещения разности потенциалов на каждом КИП №k, В, по формуле:

$$U_{m.z.k.} = U_{m.z.nk.} - U_{m.z.ek.} \quad (1)$$

2. Рассчитываются среднеквадратические значения смещений разности потенциалов в зоне действия каждой СКЗ №i на всем участке длиной L_i , В:

$$U_{T.z.i} = \frac{L_i^2}{\left(\sum_{k=1}^n \frac{l_{ki}}{\sqrt{U_{m.z.k_i}}} \right)^2}, \quad (2)$$

Где L_i – длина зоны защиты СКЗ № i, n – номер и число СКЗ; k_i – номер КИП в зоне действия СКЗ № i; l_{ki} – расстояние между КИП в зоне действия СКЗ № i, м; $U_{m.z.k_i}$ – смещение разности потенциалов на КИП №k в зоне действия СКЗ №i, В.

3. Вычисляется средняя плотность защитного тока на каждой СКЗ № i, А/м²:

$$j_i = \frac{I_i}{\pi D_n L_i}, \quad (3)$$

где I_i – ток защиты СКЗ №i, А; D_n – наружный диаметр трубы, м.

4. Определяется среднеквадратичное переходное сопротивление в зоне действия СКЗ №i, Ом·м²:

$$R_{ni} = \frac{U_{m.z.i}}{j_i} - R_p, \quad (4)$$

где R_p – сопротивление растеканию тока от газопровода, Ом·м².

5. Сопротивление растеканию тока определяется по формуле:

$$R_p = \frac{\rho_{гр} D_H}{2} \ln \frac{0,4 R_K}{D_H^2 h R_m}, \quad (5)$$

где $\rho_{гр}$ – удельное электросопротивление грунта, Ом·м, определяется по данным изысканий, в случае отсутствия данных – по приложению К для данного грунта с известной влажностью и температурой; R_K – конечное переходное сопротивление «труба-земля», определяется по номограмме приложения К; R_m – продольное сопротивление трубопровода, Ом/м, вычисляется по формуле:

$$R_m = \frac{\rho_m \cdot 10^{-6}}{\pi (D_H - \delta) \delta}, \quad (6)$$

где ρ_m – удельное электросопротивление трубной стали, Ом·мм²/м;

δ – толщина стенки трубы, м;

6. Вычисляется переходное сопротивление контролируемого участка трубопровода длиной L, Ом·м²:

$$R_n = \frac{L^2}{\left(\sum_{i=1}^N \frac{L_i}{\sqrt{R_{n,i}}} \right)^2}, \quad (7)$$

где N – число СКЗ.

Переходное сопротивление всего участка трубопровода R_n и зон защиты каждой СКЗ № i сравнивается с минимально допустимыми значениями переходного сопротивления $|R_n|$ для данного типа изоляции по ГОСТ Р 51164-98.

В случае несоответствия требованиям ГОСТ принимается решение о детальном коррозионном обследовании.

Задача 1: Рассчитать переходное сопротивление изоляционного покрытия при контроле в процессе эксплуатации магистрального нефтепровода диаметром 530 мм. Толщина стенки трубы 7 мм. Марка стали – 17Г2СФ. Число станций катодной защиты (СКЗ) $n=5$, расстояние между СКЗ – 15 км. Расстояние между контрольно-измерительными пунктами (КИП) по трассе – 3 км. Потенциал «труба-земля» при отключенных СКЗ: $U_{m.з.e} = -0,61$ В. Удельное сопротивление грунта принять 50 Ом·м, трубопровод проложен на глубине 0,8 м.

Для упрощения ручного расчета расстояния между СКЗ и между КИП, значения наложенных потенциалов на каждый СКЗ в данном примере приняты одинаковыми.

Данные измерения потенциала «труба-земля» на КИП №k

КИП № k	1	2	3	4	5
$U_{т.з.ек}$	-0,9	-1,2	-1,8	-2,0	-0,8

Данные записи тока защиты на СКЗ № i:

СКЗ № i	1	2	3	4	5
I_i, A	2,5	10,0	12,0	8,0	6,5

Решение

1. Смещение наложенной разности потенциалов в каждом КИП № k по формуле (1)

$$U_{т.з.к1} = 0,9 - 0,61 = 0,29 \text{ В [на КИП №1, 6, 11, 16];}$$

$$U_{т.з.к2} = 1,2 - 0,61 = 0,59 \text{ В [на КИП № 2, 7, 12, 17];}$$

$$U_{т.з.к3} = 1,8 - 0,61 = 1,19 \text{ В [на КИП №1, 6, 11, 16];}$$

$$U_{т.з.к4} = 2,0 - 0,61 = 1,39 \text{ В [на КИП №1, 6, 11, 16];}$$

$$U_{т.з.к5} = 0,8 - 0,61 = 0,19 \text{ В [на КИП №1, 6, 11, 16].}$$

2. Средневзвешенное смещение разности потенциалов в зоне действия каждой СКЗ №i по формуле (2)

$$U_{т.з.i} = \frac{15000^2}{\left(\frac{3000}{\sqrt{0,29}} + \frac{3000}{\sqrt{0,59}} + \frac{3000}{\sqrt{1,19}} + \frac{3000}{\sqrt{1,39}} + \frac{3000}{\sqrt{0,19}}\right)^2} = 0,48 \text{ В.}$$

3. Средняя плотность тока СКЗ №i по формуле (3)

$$j_1 = \frac{2,5}{\pi \cdot 0,53 \cdot 15000} = 0,0001 \frac{A}{m^2};$$

$$j_2 = \frac{10}{\pi \cdot 0,53 \cdot 15000} = 0,00041 \frac{A}{m^2};$$

$$j_3 = \frac{12}{\pi \cdot 0,53 \cdot 15000} = 0,00048 \frac{A}{m^2};$$

$$j_4 = \frac{8}{\pi \cdot 0,53 \cdot 15000} = 0,00032 \frac{A}{m^2};$$

$$j_5 = \frac{6,5}{\pi \cdot 0,53 \cdot 15000} = 0,00026 \frac{A}{m^2}.$$

4. Продольное сопротивление трубопровода по формуле (6)

$$R_m = \frac{0,245 \cdot 10^{-6}}{\pi \cdot (0,53 - 0,007) \cdot 0,007} = 2,13 \cdot 10^{-5} \text{ Ом} \cdot m^2.$$

5. Из номограммы ВНИИСТА (Приложение К) определяется конечное значение переходного сопротивления «труба-земля» $R_k = 2400 \text{ Ом} \cdot m^2$ (при значении $\rho_{гр} \cdot D = 26,5 \text{ Ом} \cdot m^2$).

6. Сопротивление растеканию тока от газопровода по формуле (5)

$$R_p = \frac{50 \cdot 0,53}{2} \cdot \ln \left(\frac{0,4 \cdot 2400}{0,53^2 \cdot 0,8 \cdot 2,13 \cdot 10^{-5}} \right) = 253,3 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2.$$

7. Переходное сопротивление в зоне действия СКЗ №i по формуле (4)

$$R_{n.1} = \frac{0,47}{0,0001} - 253,3 = 4538 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2;$$

$$R_{n.2} = \frac{0,47}{0,00041} - 253,3 = 945 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2;$$

$$R_{n.3} = \frac{0,47}{0,00048} - 253,3 = 745 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2;$$

$$R_{n.4} = \frac{0,47}{0,00032} - 253,3 = 1244 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2;$$

$$R_{n.5} = \frac{0,47}{0,00026} - 253,3 = 1590 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2.$$

8. Вычисляется переходное сопротивление контролируемого участка трубопровода длиной L по формуле (7):

$$R_n = \frac{75000^2}{\left(\frac{15000}{\sqrt{4538}} + \frac{15000}{\sqrt{945}} + \frac{15000}{\sqrt{745}} + \frac{15000}{\sqrt{1244}} + \frac{15000}{\sqrt{1590}} \right)^2} = 1323,23 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2.$$

Величина R_n сравнивается с допустимой $|R_n|$ по ГОСТ Р 51164-98 $R_n < |R_n| = 12500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (покрытие битумное, срок эксплуатации более 20 лет). Величина R_n не соответствует требованиям ГОСТ. Необходимы детальные исследования.

вариант 1

D	720 мм
d	9 мм
марка стали	17ГС
$n_{\text{сткз}}$	5
$L_{\text{скз}}$	25 км
l_{ki}	5 км
$U_{m.з.у.}$	-0,23 В
$\rho_{гр}$	45 Ом·м
h	0,8 м

Данные измерения потенциала "труба-земля" на КИП №k

КИП №k	1	2	3	4	5
$U_{m.з.нк.}$	-0,9	-1,2	-1,8	-2	-0,8

Данные записи защиты тока на СКЗ №i

СКЗ №i	1	2	3	4	5
$I_i, \text{А}$	2,5	10	12	8	6,5

вариант 2

D	720 мм
d	8 мм

марка стали 18 ХГ2САФ

$n_{\text{сткз}}$ 5
 $L_{\text{скз}}$ 12,5 км
 $l_{\text{ки}}$ 2,5 км
 $U_{\text{м.з.у.}}$ -0,26 В
 $\rho_{\text{гр}}$ 17 Ом·м
 h 0,8 м

Данные измерения потенциала "труба-земля" на КИП №k

КИП №k	1	2	3	4	5
$U_{\text{м.з.нк.}}$	-0,9	-1,2	-1,8	-2	-0,8

Данные записи защиты тока на СКЗ №i

СКЗ №i	1	2	3	4	5
I_i, A	2,5	10	12	8	6,5

вариант 3

D 1020 мм
 d 10 мм
 марка стали 18 Г2
 $n_{\text{сткз}}$ 5
 $L_{\text{скз}}$ 10 км
 $l_{\text{ки}}$ 2 км
 -
 $U_{\text{м.з.у.}}$ 0,38 В
 $\rho_{\text{гр}}$ 28 Ом·м
 h 0,8 м

Данные измерения потенциала "труба-земля" на КИП №k

КИП №k	1	2	3	4	5
$U_{\text{м.з.нк.}}$	-0,9	-1,2	-1,8	-2	-0,8

Данные записи защиты тока на СКЗ №i

СКЗ №i	1	2	3	4	5
I_i, A	2,5	10	12	8	6,5

ВАРИАНТ 4

D 1420 мм
 d 12 мм
 марка стали 18 Г2
 $n_{\text{сткз}}$ 5
 $L_{\text{скз}}$ 30 км
 $l_{\text{ки}}$ 6 км

$U_{м.з.у.}$ -0,16 В
 $\rho_{гр}$ 15 Ом·м
 h 0,8 м

Данные измерения потенциала "труба-земля" на КИП №k

КИП №k	1	2	3	4	5
$U_{м.з.нк.}$	-0,5	-0,8	-1,2	-1,5	-1,8

Данные записи защиты тока на СКЗ №i

СКЗ №i	1	2	3	4	5
I_i, A	3	7	9	12	6

вариант 5

D 325 мм
 d 5 мм
 марка стали СТЗ
 $n_{скз}$ 5
 $L_{скз}$ 5 км
 l_{ki} 1 км
 $U_{м.з.у.}$ -0,22 В
 $\rho_{гр}$ 35 Ом·м
 h 0,8 м

Данные измерения потенциала "труба-земля" на КИП №k

КИП №k	1	2	3	4	5
$U_{м.з.нк.}$	-0,8	-1	-1,6	-1,8	-0,6

Данные записи защиты тока на СКЗ №i

СКЗ №i	1	2	3	4	5
I_i, A	2,7	9	13	6	4,5

Вопросы к практическому занятию

1. Средняя плотность защитного тока на каждой СКЗ?
2. Переходное сопротивление всего участка трубопровода?
3. Сопротивление растеканию тока

Практическое занятие 4

Расчет потерь нефтепродуктов при хранении

Цель: получить навыки расчета потерь нефти и нефтепродуктов при хранении.

Актуальность темы: транспортировка и хранение нефти и нефтепродуктов сопровождается их потерями. Величина потерь иногда достигает больших размеров (2 – 5 %), что наносит значительный ущерб народному хозяйству.

Потери нефти и нефтепродуктов обуславливаются как специфическими их свойствами, так и условиями перекачки хранения, приёма, отпуска, техническим состоянием средств транспорта и хранения, а также внимательностью и добросовестностью обслуживающего персонала. Потери нефти и нефтепродуктов в окружающую среду приняли глобальный характер и без постоянного соблюдения действенных мер по борьбе с ними они будут возрастать пропорционально росту добычи нефти и потреблению нефтепродуктов.

Теоретическая часть

Особенно велики потери испарения легкоиспаряющихся нефтепродуктов (бензина), при этом наряду с потерей количества теряется и качество нефтепродуктов, так как в первую очередь испаряются наиболее ценные легкие фракции. В результате, ухудшается физико-химическая характеристика топлива, например, увеличивается плотность жидкости, понижается октановое число и снижается величина упругости паров.

Естественная убыль нефтепродуктов при длительном (свыше одного года) хранении складывается из двух составляющих: убыли в первый год хранения и убыли при хранении свыше одного года.

Для применения норм естественной убыли нефти и нефтепродуктов территория РФ разделена на климатические зоны и пояса. Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов установлены для двух периодов года:

- осенне-зимнего (с 1 октября по 31 марта);
- весенне-летнего (с 1 апреля по 30 сентября).

Естественная убыль нефтепродуктов в первый год длительного хранения определяется умножением соответствующей нормы на количество принятого нефтепродукта в тоннах. Если прием нефтепродуктов производится в осенне-зимний период, а отпуск в весенне-летний и наоборот, берется среднеарифметическая величина соответствующих норм.

При хранении нефтепродуктов свыше одного года на каждый последующий месяц начисляется естественная убыль по соответствующей норме.

Расчет естественной убыли нефтепродуктов осуществляется по формуле:

$$Y = [P_{2\partial} + P_{3\partial} \cdot (M_{\partial} - 12)] \cdot G_{\chi}, \quad (1)$$

где $P_{2\partial}$ – норматив естественной убыли нефтепродуктов на приеме, отпуске и хранении в первый год длительного хранения, кг/т;

$P_{3\partial}$ – норматив естественной убыли нефтепродуктов при хранении свыше одного года (длительное хранение), кг/(т·мес) ;

M_{∂} – число месяцев длительного хранения нефтепродуктов, (мес);

G_{χ} – количество хранимого нефтепродукта в течение года, т/год.

Нередки случаи, когда потери нефти или бензинов от испарения превышают рассчитанные по «Нормам естественной убыли». Прежде всего, это связано с отличием реальных условий эксплуатации резервуаров от принятых при составлении «Норм естественной убыли». Современные расчетные методы позволяют исследовать влияние различных факторов на величину различных потерь.

Например, расход нефти (нефтепродукта), вытекающей через отверстия в стенке нефтепроводов и резервуаров, описывается формулой

$$Q_y = \mu_p f_p (2g\Delta H)^{0,5}, \quad (2)$$

где μ_p – коэффициент расхода;

f_p – площадь отверстия;

ΔH – напор, под действием которого происходит истечение.

В общем случае величина коэффициента расхода зависит от формы отверстия, толщины стенки сооружения, числа Рейнольдса для условий истечения, а также среды, в которую вытекает жидкость. Стенка считается тонкой, если её толщина в 5 и более раз меньше диаметра отверстия.

При истечении маловязких жидкостей через отверстие в тонкой стенке величина коэффициента расхода может быть найдена по одной из формул:

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu_p = \frac{Re}{48}, \text{ при } Re \leq 25; \\ \mu_p = \frac{Re}{1,5 + 1,4 Re}, \text{ при } 25 < Re \leq 300; \\ \mu_p = 0,592 + \frac{0,27}{Re^{1/6}}, \text{ при } 300 < Re \leq 1000; \\ \mu_p = 0,592 + \frac{5,5}{Re^{0,5}}, \text{ при } Re > 1000. \end{array} \right. \quad (3)$$

Re - число Рейнольдса для условий истечения,

$$Re = L'(2g\Delta H)^{0,5} / \nu, \quad (4)$$

L' – характерный линейный размер отверстия,

$$L' = 4f_p / \chi_p, \quad (5)$$

χ_p – периметр отверстия, ν – кинематическая вязкость жидкости.

Для оценочных расчетов можно принять $\mu_p = 0,65$.

Площадь отверстия также рассчитывается в зависимости от его формы:

– для круглого коррозионного отверстия диаметром d_{cp}

$$f_p = 0,25\pi d_{cp}^2, \chi_p = \pi d_{cp}, \quad (6)$$

– для эллиптического коррозионного отверстия с размерами осей d_{min} и d_{max}

$$f_p = 0,25\pi d_{min} d_{max}, \chi_p = 0,5 \pi (d_{min} + d_{max}) \quad (7)$$

Задача 1. Определить естественную убыль при хранении в резервуаре РВС-5000 3700 т автобензина с 1 октября 2009 г. по 31 марта 2011 г. Резервуар

размещен во 2-й климатической зоне. Среднегодовая плотность бензина 750 кг/м³.

Решение. Находим степень заполнения резервуара:

$$\eta = G_x / (V_p \rho) = 3700 / 5000 \cdot 0,750 = 0,98. \quad (8)$$

2. По табл. находим соответствующие нормативы естественной убыли: в осенне-зимний период $P_{2Д}^{o-c}=2,6$ кг/т, $P_{3Д}^{o-c}=0,05$ кг/(т·мес.); в весенне-летний период $P_{2Д}^{с-л}=3$ кг/т, $P_{3Д}^{с-л}=0,28$ кг/(т·мес.).

3. Вычисляем естественную убыль бензина по формуле (12.1)

$$У = [0,5(2,6 + 3,0) + 0,5 (0,05 + 0,28) \cdot (18 - 12)] \cdot 3700 = 14023 \text{ кг.}$$

Таблица 1 – Варианты расчета естественной убыли

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тип резервуара	РВС-1000	РВС-2000	РВС-3000	РВС-5000	РВС-7000	РВС-1000	РВС-2000	РВС-3000	РВС-5000	РВС-7000
Кол-во хранимого продукта, т	710	1560	2150	3900	6200	800	1300	2300	3600	5200
Продукт, группа	авто-бензин (1)	авиа-бензин (2)	тех-нич. керо-син (3)	тех-нич. керо-син (3)	авто-бензин (1)	тех-нич. керо-син (3)	авто-бензин (1)	авиа-бензин (2)	авто-бензин (1)	авиа-бензин (2)
Плотность, кг/м ³	825	780	850	830	740	850	730	790	730	780
Климатическая зона	3	2	2	3	2	3	3	2	3	2
Срок хранения	01.05.10-01.09.11	01.09.09-31.01.11	01.06.10-31.09.11	01.10.09-30.04.11	01.02.10-28.02.11	01.11.09-01.07.11	01.04.10-01.09.11	01.01.10-28.02.11	01.08.09-31.01.11	01.06.10-31.09.11

Задача 2. Определить какой объем бензина вытечет через коррозионный свищ диаметром 1 мм в стенке резервуара, находящемся на расстоянии 1,5 м от дна. Уровень разлива в резервуаре в период истечения составлял 7 м. Продолжительность истечения 8 ч. Вязкость бензина при условиях истечения принять равной $0,85 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Решение

1. Напор, при котором происходит истечение

$$\Delta H = 7 - 1,5 = 5,5 \text{ м.}$$

2. Площадь сечения, периметр и характерный линейный размер отверстия по формулам (6, 5):

$$f_p = 7,85 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2.$$

$$\chi_p = 3,14 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

$$L' = 1 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

3. Число Рейнольдса для условий истечения по формуле (14.4)

$$\text{Re} = 12221.$$

4. Коэффициент расхода по формуле (14.3)

$$\mu_p = 0,642.$$

5. Расход бензина, вытекающего через отверстие в стенке резервуара, по формуле (2)

$$Q_y = 0,0189 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

6. Объем бензина, вытекающего за рассматриваемый период

$$V_y = 0,151 \text{ м}^3.$$

Таблица 12.2 – Варианты расчета объема утечек

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диаметр свища, мм	1,5	2	1	1,5	1	1x3	1,5x 2	1,5x 2,5	0,5x1	1,5x 2,5
Расстояние от дна, м	2	1	1,5	2	2	2,5	1	2	2,5	2

Уровень разлива в резервуаре, м	8	5	9	5	9	8	5	8	10	9
Продолжительность истечения, ч	6	9	5	4	7	6	8	9	5	4
Вязкость бензина, $\text{м}^2/\text{с}, 10^{-6}$	0,87	0,84	0,86	0,83	0,82	0,83	0,84	0,85	0,86	0,84

Вопросы к практическому занятию

1. Естественная убыль нефтепродуктов в первый год длительного хранения
2. Величина коэффициента расхода?
3. Определение площади отверстия?
4. Определение объема бензина, вытекающего за рассматриваемый период?

Практическое занятие 5

Расчет свойств транспортируемого газа

Цель: получить навык расчета свойств природного газа

Актуальность темы: свойства природного газа необходимо знать для определения способа подготовки газа к транспорту, и непосредственно для транспорта газа.

Теоретическая часть

Природный газ на 98% состоит из метана CH_4 , свойства которого почти полностью определяют свойства и характеристики природного газа. Также в его составе присутствуют гомологи метана – пропан C_3H_8 , этан C_2H_6 и бутан C_4H_{10} . Иногда природный газ может содержать сероводород, гелий и углекислый газ.

Метан (CH_4) – газ без цвета и запаха, легче воздуха. Метан горюч, но достаточно легко хранится. Чаще всего используется как горючее в промышленности и быту.

Этан (C_2H_6) – газ, не обладающий цветом и запахом, слегка тяжелее воздуха. Горюч не менее, чем метан, но как топливо не применяется. Используется в основном для получения этилена, который является самым востребованным органическим веществом во всём мире. Это сырьё для производства полиэтилена.

Пропан (C_3H_8) – тоже газ, не имеющий запаха и цвета, ядовит. Обладает полезным свойством: при небольшом давлении пропан сжижается, что значительно облегчает процесс отделения от примесей и его транспортировку. Сжиженным пропаном заправляются зажигалки.

Бутан (C_4H_{10}) – очень схож по своим свойствам с пропаном, но обладает более высокой плотностью. Тяжелее воздуха в два раза. Пропан и бутан сегодня широко используются в качестве альтернативного топлива для автомобилей.

Углекислый газ (CO_2) – малотоксичный бесцветный газ, не имеющий запаха, но обладающий кислым привкусом. В отличие от других компонентов состава природного газа (кроме гелия), углекислый газ не горюч.

Гелий (He) – инертный бесцветный газ, второй по лёгкости (после водорода), не имеет запаха. При нормальных условиях не вступает в реакцию ни с одним из веществ. Не горюч и не токсичен, но может вызывать наркоз при повышенном давлении. Лёгкость и не токсичность (в отличие от водорода) гелия нашли своё применение. Гелием заполняют дирижабли, аэростаты и воздушные шары.

Сероводород (H_2S) – иногда может входить в состав природного газа. Это тяжелый бесцветный газ с резким запахом тухлых яиц. Крайне ядовит, даже небольшая концентрации может вызывать паралич обонятельного нерва. Несмотря на свою токсичность, сероводород используется в малых дозах для сероводородных ванн, так как обладает хорошими антисептическими свойствами.

Природные газы подразделяют на следующие группы.

1. Газ, добываемый из чисто газовых месторождений и представляющий собой сухой газ, свободный от тяжелых УВ.

2. Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные или попутные газы). Это физические смеси сухого газа, пропан-бутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

3. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, -- смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из большого числа тяжелых УВ ($C_5 + \text{высш.}$, $C_6 + \text{высш.}$ и т.д.), из которых можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции.

Во многих случаях состав природных углеводородных газов определяется не полностью, а лишь до бутана (C_4H_{10}) или гексана (C_6H_{14}) включительно, а все остальные компоненты объединяются в остаток (или псевдокомпонент) $C_5 + \text{высш.}$, $C_7 + \text{высш.}$

Газ, в составе которого тяжелые УВ (C_3 , C_4) составляют не более 75 г/м^3 , называют сухим. При содержании тяжелых УВ более 150 г/м^3 газ называют жирным.

Основными свойствами газа являются: плотность, молярная масса, газовая постоянная, псевдокритические температура и давление, относительная плотность газа по воздуху, коэффициент сверхсжимаемости газа.

Некоторые свойства компонентов природных газов приведены в таблице 1.1.

Плотность газа при стандартных условиях (293 К и $0,1 \text{ МПа}$) определяется по формуле аддитивности (сложения):

$$\rho_{\text{ст}} = a_1\rho_1 + a_2\rho_2 + \dots + a_n\rho_n, \quad (5.1)$$

где $a_1 \dots a_n$ – доля каждого компонента в смеси для данного состава;

$\rho_1 \dots \rho_n$ – плотности компонентов при стандартных условиях.

Молярная масса

$$M = a_1M_1 + a_2M_2 + \dots + a_nM_n, \quad (5.2)$$

где $M_1 \dots M_n$ – молярная масса компонента, кг/кмоль .

Таблица 5.1 – Физические свойства компонентов природных газов

Газ	Плотность, кг/м^3		Динамическая вязкость, $\text{мПа} \cdot \text{с}$		Молярная масса, кг/кмоль	Газовая постоянная, $\text{Дж/(Кг} \cdot \text{К)}$
	при 273 К и $0,1 \text{ МПа}$	при 293 К и $0,1 \text{ МПа}$	при 273 К и $0,1 \text{ МПа}$	при 293 К и $0,1 \text{ МПа}$		
Метан CH_4	0,717	0,669	1,020	1,102	16,04	518,57
Этан C_2H_6	1,356	1,264	0,880	0,940	30,07	276,64
Пропан C_3H_8	2,010	1,872	0,770	0,820	44,09	188,68

Бутан C_4H_{10}	2,307	2,519	0,690	0,760	58,12	143,08
Пентан C_5H_{12}	3,457	3,228	0,636	0,632	72,15	115,23
Азот N_2	1,251	1,165	1,710	1,840	28,02	296,75
Двуокись углерода CO_2	1,977	1,842	1,400	1,650	44,01	188,97
Сероводород H_2S	1,539	1,434	1,230	-	34,02	115,23
Воздух	1,293	1,206	1,745	1,822	28,96	292,70

Относительная плотность газа по воздуху:

$$\Delta = \frac{\rho}{\rho_B} . \quad (5.3)$$

При этом различают нормальные ($T=273,15$ К и $P=0,1013$ МПа) и стандартные ($T=293,15$ К и $P=0,1013$ МПа) условия.

При нормальных условиях плотность газа можно определить по его молярной массе

$$\rho = \frac{M}{22,41} , \quad (5.4)$$

где 22,41 – объем одного киломоля газа при нормальных условиях, $m^3/kmol$

Газовая постоянная природного газа ($Дж/(кг \cdot К)$) зависит от состава газовой смеси

$$R = \frac{\bar{R}}{M} , \quad (5.5)$$

где $\bar{R}$ – универсальная газовая постоянная $R=8314,3$ Н·м/(кмоль·К).

Псевдокритические температура $T_{ПК}$ (К) и давление $P_{ПК}$ (МПа) для природных газов с содержанием метана 85 % и более могут быть найдены по известной плотности газа при стандартных условиях:

$$T_{ПК} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{ст}) \quad (5.6)$$

$$P_{ПК} = 0,1737 \cdot (26,831 - \rho_{ст}) \quad (5.7)$$

Коэффициент сжимаемости учитывает отклонение свойств природного газа от законов идеального газа. Коэффициент сжимаемости z определяется по специальным номограммам в зависимости от приведенных температуры и давления либо по формуле, рекомендованной отраслевыми нормами проектирования [13]

$$z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{\text{вд}}}{1 - 1,68 \cdot T_{\text{вд}} + 0,78 \cdot T_{\text{вд}}^2 + 0,0107 \cdot T_{\text{вд}}^3} ; \quad (5.8)$$

$$P_{\text{пп}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{пк}}} ; \quad T_{\text{пп}} = \frac{T_{\text{ср}}}{T_{\text{пк}}} . \quad (5.9)$$

$$P = P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(P_{\text{н}} + \frac{P_{\text{к}}^2}{P_{\text{н}} + P_{\text{к}}} \right) \quad (5.10)$$

Динамическая вязкость газа:

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} \left[1 + \rho_{\text{ст}}(1,1 - \rho_{\text{ст}}) \left(0,037 + T_{\text{пр}}(1 - 0,104 T_{\text{пр}}) \right) * \left(1 + \frac{P_{\text{пр}}^2}{30 * (T_{\text{пр}} - 1)} \right) \right], \text{Па} \cdot \text{с} \quad (5.11)$$

Варианты расчета свойств газа

Показатель	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH ₄ , %	92,4	89,5	91,06	95,07	85,6	93,62	90,47	88,21	91,63	96,43
C ₂ H ₆ , %	2,7	6,16	3,61	3,21	6,3	3,04	3,48	6,05	3,01	1,41
C ₃ H ₈ , %	2,05	2,37	2,58	1,4	4,34	1,48	3,01	3,11	2,03	0,91
C ₄ H ₁₀ , %	1,04	1,06	1,19	0,07	2,12	1,04	2,15	1,71	1,34	0,52
C ₅ H ₁₂ , %	0,63	0,57	0,55	0,056	0,85	0,51	0,23	0,47	0,87	0,44
CO ₂ , %	0,41	0,2	0,37	0,05	0,53	0,26	0,15	0,26	0,68	0,1
H ₂ S, %	0,07	0	0,2	0,08	0,21	0	0,11	0	0,26	0
N ₂ , %	0,7	0,14	0,44	0,064	0,05	0,05	0,4	0,19	0,18	0,19
P _н , МПа	5,5	7,4	5,48	7,35	5,55	7,5	5,38	7,4	5,38	7,5
P _к , МПа	3,6	5,3	3,8	5,14	3,34	5,23	3,07	5,2	3,71	5,7
T _{ср} , К	285	284	287	286	290	281	280	290	286	287

Вопросы к практическому занятию

1. Основные свойства газа.
2. Относительная плотность газа по воздуху
3. Что учитывает коэффициент сжимаемости
4. Определение вязкости газа?
5. Определение псевдокритических параметров?

Практическое занятие 6

Определение условий предотвращения образования гидратных пробок в газопроводе

Цель: получить навык определения безгидратного режима работы газопровода

Актуальность темы: гидратные пробки способствуют снижению пропускной способности газопровода.

Теоретическая часть

При транспорте газа в газопроводе может выделяться водный или углеводородный конденсат. При определенных термобарических условиях газ в контакте с водным конденсатом может образовывать в газопроводе гидратные пробки, которые снижают его пропускную способность.

С целью предотвращения образования гидратных пробок в газ вводят специальные химические агенты, которые могут поглощать пары воды, осушая газ. К таким агентам относятся 30 % раствор хлористого кальция CaCl_2 , метиловый спирт (CH_3OH), разбавленный водой этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ).

Удельный расход химического агента для предотвращения образования гидратных пробок вычисляют по формуле:

$$q_a = \frac{(W_1 - W_2)C_2}{C_1 - C_2}, \quad (6.1)$$

где q_a – удельный расход агента, кг/1000 м³ газа;

W_1, W_2 – соответственно влагосодержание газа до и после ввода агента, кг/1000 м³;

C_1, C_2 – соответственно массовое содержание свежего и отработанного агента, %.

Влагосодержание газа определяется для данных термобарических условий по рис. 6.1.

Температура начала гидратообразования t_e определяется по рис. 6.2 для заданных относительной плотности газа и начального давления газопроводе.

Затем вычисляется понижение равновесной температуры

$$\Delta t = t_e - t_k, \quad (6.2)$$

где t_k – температура начала гидратообразования, °C;

t_k — температура в конце газопровода, °C.

При известном понижении равновесной температуры Δt по рис.6.3.

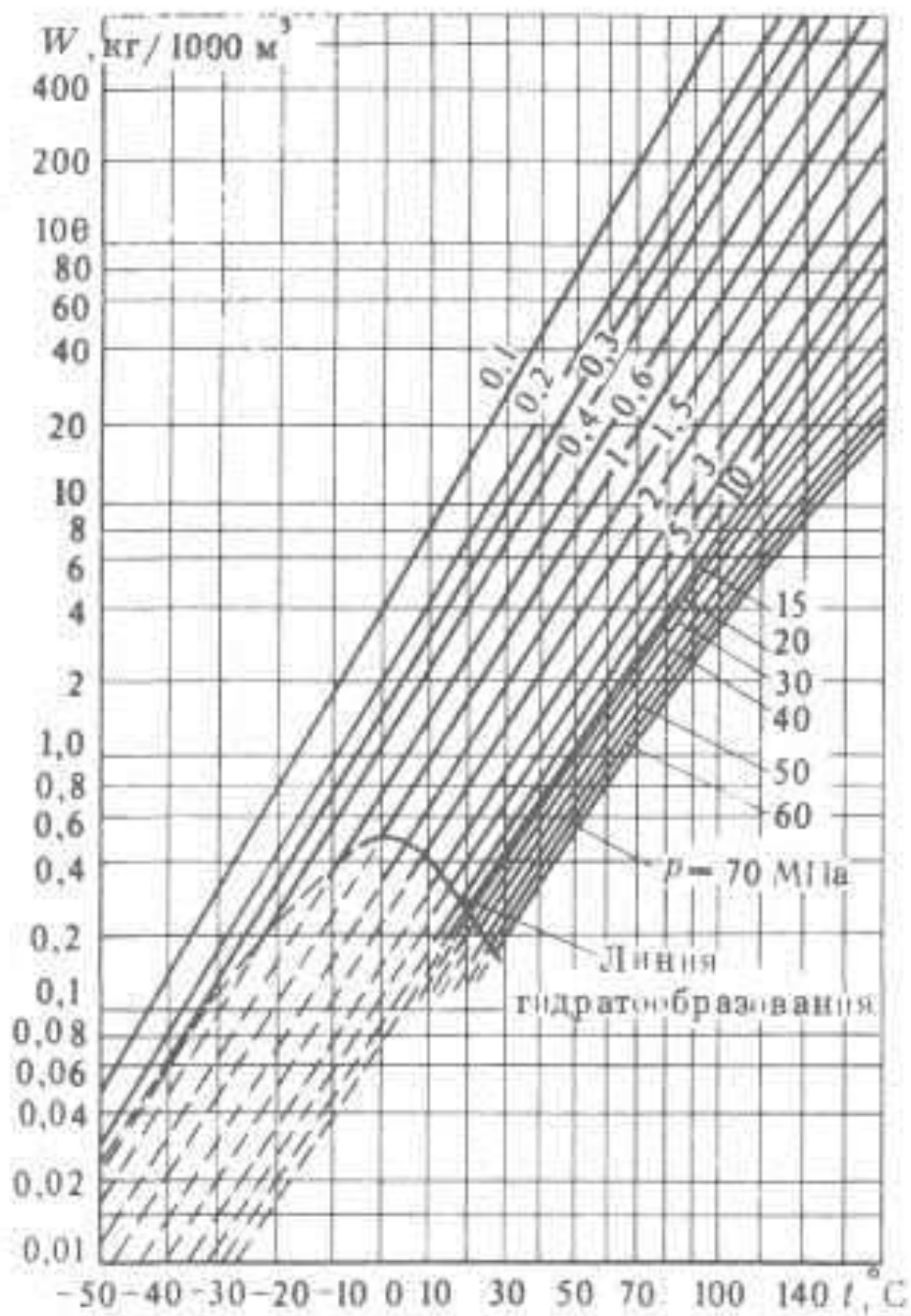


Рисунок 6.1 – Влагосодержание природных газов в зависимости от давления и температуры

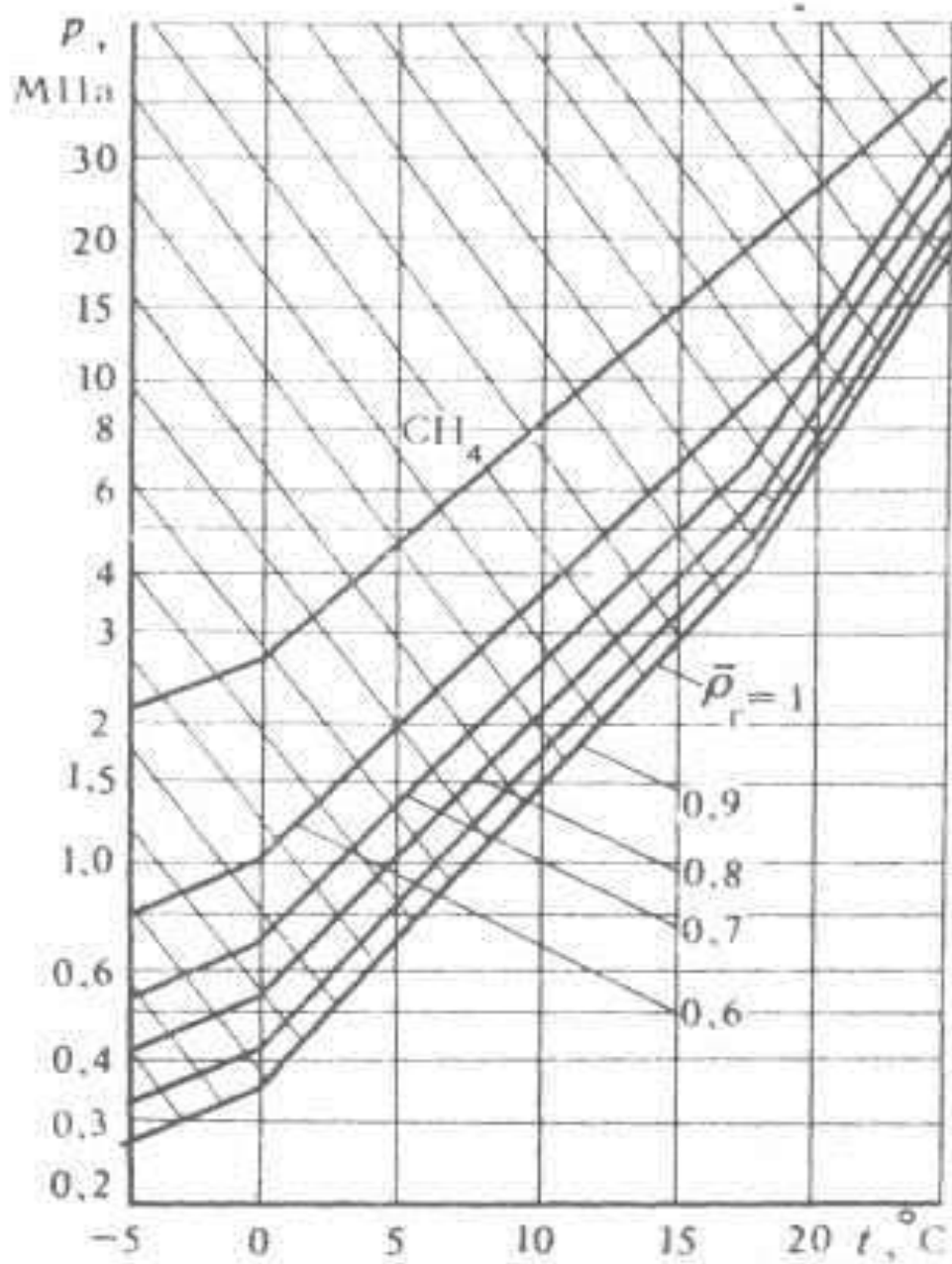


Рисунок 6.2 – Кривые равновесных условий гидратообразования в зависимости от относительной плотности газа

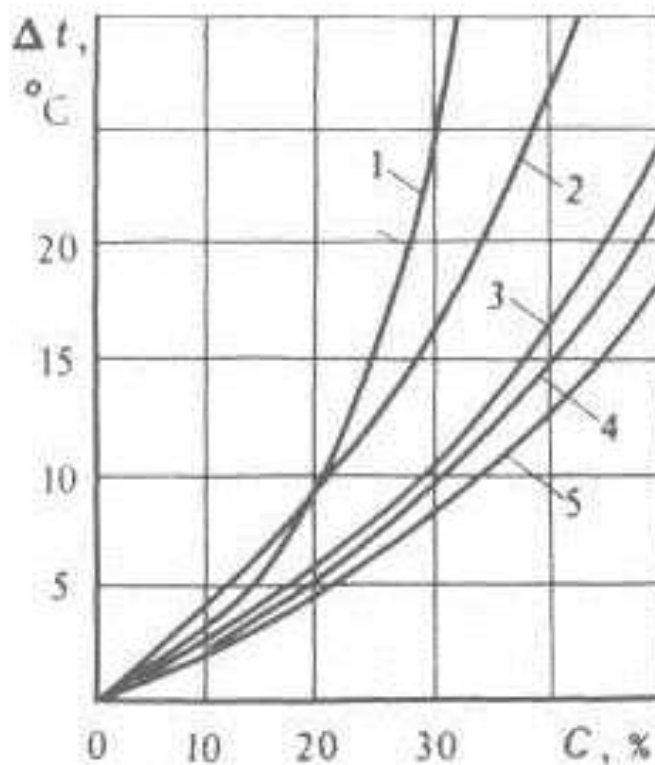


Рисунок 6.3 – Зависимости снижения температуры образования гидратов от массового содержания различных химических агентов:

1 – CaCl_2 ; 2 – $\text{CH}_3 \text{OH}$; 3 – триэтиленгликоль; 4 – диэтиленгликоль; 5 — этиленгликоль

Температура начала гидратообразования t_z определяется по рис. 2 для заданных относительной плотности газа и начального давления газопроводе.

Затем вычисляется понижение равновесной температуры

$$\Delta t = t_z - t_k, \quad (2)$$

где t_z – температура начала гидратообразования, °C;

t_k – температура в конце газопровода, °C.

При известном понижении равновесной температуры Δt по рис.2.3 определяют массовое содержание отработанного агента C_2 . Рассчитывая по (3.1) q_a определяют суточный расход агента

$$q_{\text{сут}} = q_a V_z, \quad (3)$$

где V_z - суточное количество транспортируемого по газопроводу газа, тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$

Задача 1. Рассчитать суточную потребность диэтиленгликоля, вводимого в газопровод с целью предотвращения образования гидратных пробок, для следующих условий:

суточное количество транспортируемого газа $V_r = 1100$ тыс. м³/сут. Начальное давление в газопроводе $p_H = 6$ МПа, начальная температура $t_H = 50$ °С. Конечное давление $p_K = 1$ МПа, конечная температура $t_K = 15$ °С. Относительная плотность газа $\rho_{го} = 0,7$. Массовое содержание свежего диэтиленгликоля принять равным $C_1 = 82$ %.

Решение. По рис. 6.1 определяем начальное и конечное влагосодержание: при $t_H = 50$ °С и $p_H = 6$ МПа начальное влагосодержание $W_1 = 1,75$ кг/1000 м³; при $t_K = 15$ °С и $p_K = 1$ МПа конечное влагосодержание $W_2 = 1,2$ кг/1000 м³.

По рис. 3.2 для $p_H = 6$ МПа и $\rho_r = 0,7$ определяем $t_r = 17,3$ °С.

По формуле (3.2) $\Delta t = 17,3 - 15 = 2,3$ °С

По рис. 2.3 при $\Delta t = 2,3$ °С определяем массовое содержание отработанного диэтиленгликоля $C_2 = 11$ %.

Рассчитываем по формуле (1) удельный расход диэтиленгликоля:

$$q_a = \frac{(1,75 - 1,2)11}{82 - 11} = 0,0877 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Суточный расход диэтиленгликоля $q_{сут} = 0,0877 \cdot 1100 = 96,47$ кг/сут

Варианты расчета суточной потребности ДЭГ

Варианты Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кол-во транспор- тируемого газа, тыс. м ³ /сут	120 0	130 0	100 0	110 0	140 0	150 0	900	110 0	120 0	130 0
Начальная тем- пература t_H , °С	60	60	55	50	45	50	55	60	60	60
Конечная тем- пература t_K , °С	10	12	10	11	13	12	11	10	15	15

Начальное давление принять 5 МПа, конечное – 1 МПа.

Вопросы к практическому занятию

1. Определение влагосодержания газа.
2. Условия образования гидратов.
3. Какие ингибиторы используют для предотвращения образования гидратов?

Расчет абсорбционной осушки газа

Цель: получить навык расчета параметров для осушки газа для избежания образования гидратов

Актуальность темы: необходимо грамотно подобрать расход абсорбента для осушки газа..

Теоретическая часть

Для предотвращения выпадения паров воды из газа при его транспорте и образования в газопроводе жидкостных и гидратных пробок газ перед транспортом осушают. Наиболее часто для этих целей используют специальные жидкости, называемые абсорбентами. Абсорбенты хорошо растворимы в воде; легко регенерируются и восстанавливают свои качества; имеют низкую упругость насыщенных паров при контакте с газом, поэтому их потери незначительны; не образуют пен и эмульсий с конденсатом и легко отделяются. Способность абсорбентов к многократному использованию является главной причиной их промышленного применения.

В качестве абсорбентов используют:

диэтиленгликоль (плотность при 20 °С $\rho = 1184 \text{ кг/м}^3$, температура кипения при $p_0 = 0,1 \text{ МПа}$ равна 245 °С. Упругость насыщенных паров при 20 °С составляет 1,333 Па, потери при регенерации 5–18 г на 1000 м³ газа);

триэтиленгликоль (плотность $\rho_T = 1254 \text{ кг/м}^3$, температура кипения при $p_0 = 0,1 \text{ МПа}$ 287,4 °С, потери при регенерации составляют всего 2 г на 1000 м³).

Расчет абсорбционной осушки газа сводится к определению количества свежего абсорбента на верхней тарелке абсорбер

$$G = \frac{W}{10^{-2}(100 - C_2) \frac{C_1}{C_2} - 10^{-2}(100 - C_1)}, \quad (1)$$

где G — количество свежего абсорбента, т/сут; C_1, C_2 — соответственно массовое содержание гликоля в свежем и насыщенном водой растворе, %; W —количество отнимаемой от газа воды, т/сут.

Количество (в т/сут) отбираемой из газа воды

$$W = 10^{-6} V_r (W_1 - W_2), \quad (2)$$

где W_1, W_2 — соответственно начальное и конечное влагосодержание газа, определяемое по рис. 2.1, кг/1000 м³; V_r —объем осушаемого газа, м³/сут.

Потери абсорбента, кг/сут

$$\Delta G_n = 10^{-6} \Delta q' V_r, \quad (3)$$

где $\Delta q'$ – потери абсорбента, г/1000 м³.

Задача 1. Рассчитать основные параметры абсорбционной осушки газа при следующих условиях:

количество осушаемого газа $V_r = 3\,500\,000$ м³/сут, температура газа на входе в абсорбер $t_n = 37$ °С, давление в абсорбере $p = 2$ МПа; температура осушенного газа -10 °С (точка росы).

В качестве абсорбента используется триэтиленгликоль с концентрацией свежего раствора $C_1 = 98$ %. Концентрация насыщенного водой раствора $C_2 = 92$ %.

Решение. Прежде чем приступить к расчету основных параметров, определим по рис. 2.1 $W_1 = 1,85$ (при $p = 2$ МПа, $t_n = 37$ °С), $W_2 = 0,12$ кг/1000 м³ (при $p = 2$ МПа, $t = -10$ °С).

Вычисляем по формуле (2) количество отбираемой от газа воды:

$$W = \frac{3,5 \cdot 10^6 (1,85 - 0,12)}{10^6} = 6,055 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

Количество свежего абсорбента

$$G = \frac{6,055}{10^{-2} (100 - 92) \frac{98}{92} - 10^{-2} (100 - 98)} = 92,84 \cdot \text{т} / \text{сут}.$$

Суточные потери абсорбента $\Delta G = 2 \cdot 3,5 \cdot 10^6 \cdot 10^{-6} = 7$ кг/сут.

Таким образом, потери абсорбента составляют всего 0,0075 %.

Варианты расчета основных параметров абсорбционной осушки газа

Варианты Параметры										0
Кол-во транспор- тируемого газа, тыс. м ³ /сут	120 0	130 0	100 0	110 0	140 0	150 0	900	110 0	120 0	130 0
Начальная тем- пература t_n , °С	60	60	55	50	45	50	55	60	60	60
Конечная тем- пература t_k , °С	0	2	0	1	3	2	1	0	5	5

Задача 2. Рассчитать количество осушаемого газа в абсорбере, если давление в нем равно 2,5 МПа, температура осушенного газа -15 °С, температура влажного газа на входе в сепаратор $t_n = 30$ °С, количество свежего абсорбента $G = 32$ т/сут. Концентрация свежего раствора ТЭГ $C_1 = 98$ %, отработанного $C_2 = 92$ %.

Ответ: $2,24 \cdot 10^6$ м³/сут.

Варианты расчета количества осушаемого газа

Варианты Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кол-во свежего абсорбента, т/сут	35	40	42	47	50	54	58	60	63	67
Температура газа на входе в абсорбер,	40	50	35	20	45	25	20	15	10	40
Давление в абсорбере, МПа	1,5	2	1,5	3	2	1	1,5	1	1,5	2
Начальная температура, $t_n, ^\circ\text{C}$	40	50	35	20	45	25	20	15	10	40
t осушенного газа, $^\circ\text{C}$	-10	-15	-10	-15	-20	-15	-10	-15	-20	-10

Вопросы к практическому занятию

1. Понятие «точка росы».
2. Что такое «абсорбция»?
3. Свойства абсорбентов.

Практическое занятие 7

Технологический расчет магистрального газопровода

Цель: получить навык технологический расчета магистрального газопровода

Актуальность темы состоит в получении умений по технологическому расчету газопровода, основная цель которого – определение количества компрессорных станций по длине трубопровода.

Теоретическая часть

1. Выбор рабочего давления и определение диаметра газопровода

1.1 По принятому рабочему (избыточному) давлению в газопроводе p_p определяем значения абсолютного давления на входе и выходе центробежного нагнетателя $p_{вс}$ и $p_{наг}$. Согласно принятому уровню давления и годовой

производительности по таблице 1 принимаем условный диаметр газопровода D_y .

Таблица 1 – Ориентировочные значения диаметра трубопровода

D_y , мм	Годовая производительность Q_g , млрд. м ³ /год	
	$P_{\text{наг}} = 5,5$ МПа $P_{\text{вс}} = 3,8$ МПа	$P_{\text{наг}} = 7,5$ МПа $P_{\text{вс}} = 5,1$ МПа
500	1,6 – 2,0	2,2 – 2,7
600	2,6 – 3,2	3,4 – 4,1
700	3,8 – 4,5	4,9 – 6,0
800	5,2 – 6,4	6,9 – 8,4
1000	9,2 – 11,2	12,1 – 14,8
1200	14,6 – 17,8	19,3 – 23,5
1400	21,5 – 26,4	28,4 – 34,7

1.2 Для строительства газопровода принимаем трубы D_n определенного металлургического завода, изготовленные по ТУ из стали (марка). Для принятого диаметра определяем значения расчетного сопротивления металла трубы и толщины стенки газопровода (Приложение):

Расчетное сопротивление стали R_1 определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n} \quad (1)$$

где R_1^H – временное сопротивление разрыву,

m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый равным $m=0,9$

k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый равным $k_n=1,05$;

k_1 – коэффициент надежности по материалу, принимаемый равным $k_1=1,4$;

Расчетная толщина стенки трубопровода δ определяется по формуле:

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

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в газопроводе, принимаемый равным $n=1,1$;

Принимаем стандартную толщину стенки трубы δ . Внутренний диаметр газопровода определяем по формуле:

$$D_{\text{в}} = D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta,$$

где $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубы.

2 Расчет свойств перекачиваемого газа

Свойства компонентов природных газов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Физические свойства компонентов природных газов

Газ	Плотность, кг/м ³		Динамическая вязкость, мПа·с		Молярная масса, кг/кмоль	Газовая постоянная, Дж/(Кг·К)
	при 273 К и 0,1 МПа	при 293 К и 0,1 МПа	при 273 К и 0,1 МПа	при 293 К и 0,1 МПа		
Метан CH ₄	0,717	0,669	1,020	1,102	16,04	518,57
Этан C ₂ H ₆	1,356	1,264	0,880	0,940	30,07	276,64
Пропан C ₃ H ₈	2,010	1,872	0,770	0,820	44,09	188,68
Бутан C ₄ H ₁₀	2,307	2,519	0,690	0,760	58,12	143,08
Пентан C ₅ H ₁₂	3,457	3,228	0,636	0,632	72,15	115,23
Азот N ₂	1,251	1,165	1,710	1,840	28,02	296,75
Двуокись углерода CO ₂	1,977	1,842	1,400	1,650	44,01	188,97
Сероводород H ₂ S	1,539	1,434	1,230	-	34,02	115,23
Воздух	1,293	1,206	1,745	1,822	28,96	292,70

2.1 Плотность газа при стандартных условиях (293 К и 0,1 МПа) определяется по формуле аддитивности (сложения):

$$\rho_{\text{см}} = a_1 \rho_1 + a_2 \rho_2 + \dots + a_n \rho_n, \quad (3)$$

где $a_i \dots a_n$ – доля каждого компонента в смеси для данного состава;

$\rho_1 \dots \rho_n$ – плотности компонентов при стандартных условиях.

2.2 Молярная масса определяется по формуле:

$$M = a_1 M_1 + a_2 M_2 + \dots + a_n M_n, \quad (4)$$

где $M_i \dots M_n$ – молярная масса компонента, кг/кмоль.

2.3 Относительная плотность газа по воздуху:

$$\Delta = \frac{\rho}{\rho_B}. \quad (5)$$

При этом различают нормальные ($T=273,15$ К и $P=0,1013$ МПа) и стандартные ($T=293,15$ К и $P=0,1013$ МПа) условия.

2.4 Газовая постоянная природного газа (Дж/(кг·К)) зависит от состава газовой смеси

$$R = \frac{\bar{R}}{M}, \quad (6)$$

где $\bar{R}$ – универсальная газовая постоянная $R=8314,3$ Н·м/(кмоль·К).

2.5 Псевдокритические температура $T_{ПК}$ (К) и давление $P_{ПК}$ (МПа) для природных газов могут быть найдены по известной плотности газа при стандартных условиях:

$$T_{ПК} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{см}), \quad (7)$$

$$P_{ПК} = 0,1737 \cdot (26,831 - \rho_{см}) \quad (8)$$

2.6 Суточная производительность газопровода определяется по формуле:

$$Q = \frac{Q_z \cdot 10^3}{365 \cdot k_n}, \quad (9)$$

Где $k_n=0,9$ – оценочный коэффициент пропускной способности газопровода.

3 Определение расстояния между компрессорными станциями и числа КС

$$l = \frac{105,087^2 \cdot D_{вн}^5 (p_n^2 - p_k^2)}{Q^2 \cdot \Delta \cdot \lambda \cdot Z_{cp} \cdot T_{cp}}, \quad (10)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, м; p_n и p_k соответственно давления в начале и в конце линейного участка газопровода, МПа; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; Z_{cp} – средний по длине коэффициент сжимаемости газа; Δ – относительная плотность газа.

3.1 Определим начальное и конечное давление на линейном участке между КС по следующим формулам:

$$3.1 \text{ Давление в начале участка газопровода определяется по формуле} \\ P_n = P_{наг} - (\delta P_{вых} + \delta P_{охл}) = P_{наг} - \Delta P_{наг} \quad (11)$$

где $\delta P_{вых}$ – потери давления в трубопроводе между компрессорным цехом и узлом подключения к линейной части магистрального газопровода (без учета потерь давления в системе охлаждения транспортируемого газа); $\delta P_{охл}$ – потери давления в системе охлаждения газа, включая обвязку. Для охлаждения газа в АВО следует принимать $\delta P_{охл} = 0,06$ МПа. При отсутствии охлаждения газа $\delta P_{охл} = 0$.

$$p_k = p_{BC} + \Delta p_{BC}, \quad (12)$$

где Δp_{BC} - потери давления газа на входе КС с учетом потерь давления в подводящих шлейфах и на узле очистки газа (принимается по таблице 3).

Таблица 3 – Потери давления газа на КС

Давление в газопроводе (избыточное), МПа	Потери давления газа на КС, МПа		
	На всасывании $\Delta p_{вс}$		На нагнетании $\delta p_{вых}$
	При одноступенчатой очистке газа	При двухступенчатой очистке газа	
5,4	0,08	0,13	0,07
7,35	0,12	0,19	0,11
9,81	0,13	0,21	0,13

3.2 Полагая температуру газа на входе в линейный участок равной $T_n=296K$, определим ориентировочно среднюю температуру газа на линейном участке:

$$T_{CP} = \frac{T_o + T_n}{2}. \quad (13)$$

3.3 В первом приближении, полагая режим течения газа квадратичным, определим коэффициент сопротивления трению:

$$\lambda_{TP} = 0,067 \left(\frac{2 \cdot k_{\varepsilon}}{D_{вн}} \right)^{0,2}, \quad (14)$$

где k_{ε} - эквивалентная шероховатость труб $= 3 \cdot 10^{-5}$.

3.4 Полагая, что газопровод будет оборудован устройствами для очистки внутренней полости (E_{Γ} - коэффициент гидравлической эффективности $= 0,95$), коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 1,05 \frac{\lambda_{mp}}{E_{\Gamma}^2}, \quad (15)$$

3.5 Среднее давление в линейном участке:

$$p_{CP} = \frac{2}{3} \left(p_n + \frac{p_k^2}{p_n + p_k} \right) \quad (16)$$

3.6 Приведенные значения давления и температуры:

$$P_{\text{ПР}} = \frac{P}{P_{\text{ПК}}} ; \quad (17)$$

$$T_{\text{ПР}} = \frac{T}{T_{\text{ПК}}} \quad (18)$$

3.7 Коэффициент сжимаемости газа:

$$Z_{\text{CP}} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{\text{ПР}}}{1 - 1,68 \cdot T_{\text{ПР}} + 0,78 \cdot T_{\text{ПР}}^2 + 0,0107 \cdot T_{\text{ПР}}^3} \quad (19)$$

1.8 Определяем расчетное расстояние между КС .

3.9 Расчетное число компрессорных станций составит:

$$n_o = \frac{L}{l}; \quad (20)$$

3.10 Округляем расчетное число КС до целого числа, после чего уточняем расстояние между КС:

$$l = \frac{L}{n}; \quad (21)$$

4 Уточненный тепловой и гидравлический расчет участка газопровода между двумя компрессорными станциями

4.1 Принимаем в качестве первого приближенного значения λ , T_{CP} и Z_{CP} из первого этапа вычислений:

4.2 Определяем в первом приближении значение p_k

$$p_k = \sqrt{p_H^2 - \frac{Q^2 \cdot \Delta \cdot \lambda \cdot Z_{\text{CP}} \cdot T_{\text{CP}} \cdot l}{105,087^2 \cdot D_{\text{BH}}^5}} \quad (22)$$

4.3 Определяем среднее значение давления по формуле (16).

$$P_{\text{CP}} = \frac{2}{3} \left(p_H + \frac{p_k^2}{p_H + p_k} \right) = \frac{2}{3} \left(7,73 + \frac{7,5^2}{7,73 + 7,5} \right) = 7,61 \text{ МПа}$$

4.4 Определяем среднее значение приведенного давления и температуры по формулам (17) и (18).

4.5 Удельная теплоемкость газа определяется по формуле

$$C_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T_{CP} + 1,96 \cdot 10^6 \cdot \frac{(p_{CP} - 0,1)}{T_{CP}^3}. \quad (23)$$

4.6 Коэффициент Джоуля-Томсона:

$$D_i = \frac{1}{C_p} \cdot \left(\frac{0,96 \cdot 10^6}{T_{CP}^2} - 1,5 \right) \quad (24)$$

4.7 Рассчитываем коэффициент a_t :

$$a_t = 0,225 \cdot \frac{K_{CP} \cdot D_{вн}}{Q \cdot \Delta \cdot C_p} \quad (25)$$

где K_{CP} – средний на линейном участке общий коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду, Вт/(м²*К).

4.8 Вычисляем значение средней температуры с учетом теплообмена с окружающей средой и коэффициента Джоуля-Томсона:

$$T_{CP} = T_0 + (T_n - T_0) \cdot \frac{1 - e^{a_t l}}{a_t l} - D_i \cdot \frac{p_n^2 - p_k^2}{2a_t \cdot l \cdot p_{cp}} \left(1 - \frac{1 - e^{a_t l}}{a_t l} \right) \quad (26)$$

4.9 Вычисляем уточненные значения приведенной температуры $T_{пр}$ и коэффициента сжимаемости Z_{cp} по формулам (1.18) и (1.19)

4.10 Рассчитаем коэффициент динамической вязкости и число Рейнольдса:

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} [1 + \rho_{CT} \cdot (1,1 - 0,25 \cdot \rho_{CT})] \cdot [0,037 + T_{пр} \cdot (1 - 0,104 \cdot T_{пр})] \cdot \left[1 + \frac{\rho_{пр}^2}{30(T_{пр} - 1)} \right] \times \\ \times \left[1 + \frac{1,677^2}{30(1,311 - 1)} \right] \quad (27)$$

$$Re = 17,75 \frac{\Delta \cdot Q}{D_{вн} \cdot \mu} \quad (28)$$

4.11 Вычисляем коэффициенты λ и $\lambda_{тр}$ по формулам (14) и (15)

4.12 Конечное давление во втором приближении по формуле (22), учитывая первое приближение:

$$p_k' = \sqrt{p_n^2 - \frac{\lambda \Delta T_{cp} z_{cp} Q^2 l}{105,087^2 D_{вн}^5}} \quad (29)$$

4.13 Относительная погрешность равна

$$\left| \frac{p_k - p_k'}{p_k} \right| \cdot 100\%$$

Если полученный результат отличается от предыдущего приближения более чем на 1%, следует уточнить расчеты, выполняя третье приближение, начиная с пункта 4.3

Задача. Выполнить расчет магистрального газопровода протяженностью L для перекачки газа объемом Q_r . По газопроводу транспортируется газ следующего состава: CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12} , CO_2 , H_2S , N_2 .

Средняя температура грунта на глубине заложения оси газопровода составляет $T_0 = 278$ К, средняя температура воздуха T_{cp} . Температура на входе в линейный участок T_n . Принять рабочее (избыточное) давление в газопроводе P_r .

Газопровод прокладывается в смешанных грунтах.

Определить количество КС и расстояние между ними. Выполнить уточненный тепловой и гидравлический расчет

Варианты расчета

вариант 1

Q ,

млрд.

$m^3/год$ 16,5

L , км 1000

CH_4 , % 92,4

C_2H_6 ,
% 2,7

C_3H_8 ,
% 2,05

C_4H_{10} ,
% 1,04

C_5H_{12} ,
% 0,63

CO_2 , % 0,41

P_r , МПа 5,35

$P_{вс}$, МПа 3,8

$P_{наг}$, МПа 5,67

T_0 , К 278

T_n , К 292

вариант 2

Q , млрд.

$m^3/год$ 30,6 P_r , МПа 7,4

L , км 1300 $P_{вс}$, МПа 5,1

CH_4 , % 89,5 $P_{наг}$, МПа 7,5

C_2H_6 , % 6,16 T_0 , К 278

C_3H_8 , % 2,37 T_n , К 290

C_4H_{10} 1,06

C_5H_{12} 0,57

CO_2 0,2

H₂S, % 0,07H₂S 0N₂, % 0,7N₂ 0,14

вариант 3

вариант 4

Q,

Q,

млрд.
м³/год 6,1Рр,
МПа 5,35млрд.
м³/год 20,4Рр,
МПа 7,35

L, км 900

Рвс,
МПа 3,8

L, км 1150

Рвс,
МПа 5,1CH₄, % 85,6Рнаг,
МПа 5,6CH₄,
% 93,62Рнаг,
МПа 7,6C₂H₆,
% 6,3То,
К 278C₂H₆,
% 3,04

То, К 278

C₃H₈,
% 4,34Тн,
К 302C₃H₈,
% 1,48

Тн, К 294

C₄H₁₀,
% 2,12C₄H₁₀,
% 1,04C₅H₁₂,
% 0,85C₅H₁₂,
% 0,51CO₂, % 0,53CO₂,
% 0,26H₂S, % 0,21H₂S,
% 0N₂, % 0,05N₂, % 0,05

Вопросы к практическому занятию

1. Цель технологического расчета?
2. Выбор материала труб для газопровода?
3. Определение внутреннего диаметра газопровода?
4. Температурный расчет?
5. Цель уточнения конечного давления?

Практическое занятие 8

Аккумулирующая способность последнего участка газопровода

Цель: получить навык расчета аккумулирующей способности последнего участка газопровода

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-31 - способность творчески применять процессы проектирования к проблемам

Актуальность темы: В период наибольшего газопотребления недостающий газ компенсируется за счет саккумулированного газа.

Теоретическая часть

Одним из способов обеспечения газом потребителя в требуемом количестве является использование последнего участка газопровода в качестве аккумулирующей емкости. Характер работы последнего участка газопровода имеет свои особенности. Это связано с тем, что последняя компрессорная станция (КС) работает на постоянном по производительности режиме, а расход газа в конце последнего участка совпадает с графиком газопотребления города (при отсутствии подземных хранилищ газа и других аккумулирующих емкостей).

В периоды, когда потребление газа городом меньше производительности последней КС (почти совпадающей со среднесуточной производительностью), газ аккумулируется в самом газопроводе. При этом давление на выходе КС незначительно повышается до значения $P_{\max 1}$, а давление в конце газопровода может достигнуть своего наибольшего значения $P_{\max 2}$. В период наибольшего газопотребления недостающий газ компенсируется за счет саккумулированного газа и отбором дополнительного количества газа со снижением давления в конце газопровода до $P_{\min 2}$. При этом давление КС снизится до $P_{\min 1}$.

Используя метод последовательной смены стационарных состояний, можно получить аккумулирующую способность последнего участка газопровода длиной l_k :

$$V_{\text{акк}} = \frac{\pi D^2}{6} \cdot \frac{T_{\text{ст}}}{P_{\text{см}} T_{\text{ср}} z_{\text{ср}}} \cdot \frac{1}{c Q^2} \left[P_{\max 1}^3 + P_{\min 2}^3 - \sqrt{(P_{\max 1}^2 - c l Q^2)^3} - \sqrt{(P_{\min 2}^2 + c l_k Q^2)^3} \right]; \quad (1)$$

где c -коэффициент, определяемый по формуле

$$c = \frac{\lambda z \Delta T_0}{K^2 D^5} = \frac{z \Delta T_0}{(16,7 \cdot 10^{-6} \alpha \varphi E D^2)^2}; \quad (2)$$

Q - производительность газопровода при стационарном режиме.

Оптимальная длина последнего участка газопровода, при которой обеспечивается максимальная аккумулирующая способность участка, определяется по формуле:

$$l_{\text{копт}} = \frac{P_{\max 1}^2 - P_{\min 2}^2}{2c Q^2}; \quad (3)$$

При этом максимальная аккумулирующая способность такого участка будет равна:

$$V_{аккмaх} = \frac{\pi D^2}{6} \cdot \frac{T_{cp}}{P_{cm} T_{cp} z_{cp}} \cdot \frac{1}{c Q^2} \cdot \left[P_{max1}^3 + P_{min2}^3 - \sqrt{\frac{(P_{max2}^2 + P_{min2}^2)^3}{2}} \right] \quad (4)$$

Максимальное давление в начале последнего участка газопровода P_{max1} определяется прочностью газопровода или возможностью последней КС. Минимальное давление в конце последнего участка зависит от режима работы газораспределительной станции (ГРС), снабжающей город газом. В свою очередь, давление газа на входе в ГРС лимитируется давлением в городских газораспределительных сетях и, в основном, в промышленных системах газоснабжения. Необходимо также учитывать возможность бескомпрессорной подачи газа в подземное хранилище. В основных газопроводах крупных городов абсолютное давление составляет 1,3 МПа.

Пример. Определить аккумулирующую способность последнего участка газопровода длиной $l_k = 140$ км, диаметром $D = 1220$ мм. Определить оптимальную, с точки зрения обеспечения максимальной аккумулирующей способности, длину последнего участка газопровода. Перекачивается природный газ с относительной плотностью по воздуху $\Delta = 0,6$. Пропускная способность газопровода $Q = 5$ млн. $m^3/сут$. Толщина стенки труб газопровода 15 мм. Максимально допустимое давление в трубопроводе $P_{max1} = 7,6$ МПа, минимальное давление газа перед ГРС $P_{min2} = 1,3$ МПа.

Средние расчетные величины:

температура $T_{cp} = 288K$,

коэффициент сжимаемости $z_{cp} = 0,9$;

коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = 0,01$;

коэффициент теплопередачи $K = 0,0385 m^3(K)^{1/2}/H \cdot c$

Стандартное давление принять $P_{cm} = 101,3 \cdot 10^3$ Па.

Решение.

1. Определяем коэффициент c по формуле (2)

$$c = \frac{1}{0,0385^2} \cdot \frac{0,9 \cdot 288 \cdot 0,01 \cdot 0,6}{1,19^5} = 439,7 \frac{H^2 \cdot c^2}{m^2}$$

Расчетная пропускная способность:

$$Q = 55 \cdot 10^6 \frac{m^3}{сут} = \frac{55 \cdot 10^6}{24 \cdot 3600} = 636,6 m^3/c$$

Определяем аккумулирующую способность последнего участка по формуле (1):

$$V_{\text{акк}} = \frac{3,14 \cdot 1,19^2}{6} \cdot \frac{293}{101,3 \cdot 10^3 \cdot 288 \cdot 0,9} \cdot \frac{1}{439,7 \cdot 636,6^2} \left[(7,6 \cdot 10^6)^3 + (1,3 \cdot 10^6)^3 - \sqrt{[(7,6 \cdot 10^6)^2 - 439,2 \cdot 140 \cdot 10^3 \cdot 636,2^2]^3} - \sqrt{[(1,3 \cdot 10^6)^2 + 439,7 \cdot 140 \cdot 10^3 \cdot 636,6^2]^3} \right] = 5,97 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

Итак, получили $V_{\text{акк}} = 5,39 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ газа.

2. Определяем оптимальную длину последнего участка по формуле (3):

$$l_{\text{копт}} = \frac{(7,6 \cdot 10^6)^2 - (1,3 \cdot 10^6)^2}{2 \cdot 439,7 \cdot 636,6^2} = 153552 \text{ м.}$$

По формуле (4) определяем максимальную аккумулирующую способность этого участка:

$$V_{\text{аккmax}} = \frac{3,14 \cdot 1,19^2}{6} \cdot \frac{293}{101,3 \cdot 10^3 \cdot 288 \cdot 0,9} \cdot \frac{1}{439,7 \cdot 636,6^2} \cdot \left[(7,6 \cdot 10^6)^3 + (1,3 \cdot 10^6)^3 - \sqrt{\frac{[(7,6 \cdot 10^6)^2 - (1,3 \cdot 10^6)^2]^3}{2}} \right] = 5,43 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Это составит $\frac{5,43 \cdot 10^6 \cdot 100}{55 \cdot 10^6} = 9,88\%$ суточной пропускной способности газопровода.

Варианты для расчета

Показатели	Варианты						
	1	2	3	4	5	6	7
L, км	120	110	115	96	72	40	85
D, мм	1220	1420	1020	1420	1020	820	1420
Δ	0,621	0,622	0,619	0,624	0,625	0,627	0,624
Q, млн. м ³ /сут	52	68	47	58	61	43	64
t _R , мм	15,7	16,2	12	16,2	11	9	16,2
P _{max1} , МПа	6,2	7,3	6,2	6,3	6,2	6,3	7,3
P _{min2} , МПа	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
T _{ср} , К	284	294	296	282	288	284	296
z	0,854	0,861	0,857	0,912	0,841	0,874	0,931
λ	0,01	0,011	0,01	0,01	0,01	0,01	0,011

Вопросы к практическому занятию

Способы обеспечения газом потребителя?

Аккумулирующая способность последнего участка газопровода?

Оптимальная длина последнего участка газопровода?

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль; Под ред. А.А. Коршака. – Спб.: Недра, 2008.-488 с.
2. Николаев Н.В., Иванов В.А., Новоселов В.В. Стальные вертикальные резервуары для нефти и нефтепродуктов. Учебное пособие для вузов. (Серия «Высшее нефтегазовое образование») – М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз.– 2007. – 496 с.
3. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов, под общ. ред. Быкова Л.И. – Спб: Недра, 2006
4. РД-153-39.4-056-00. «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов».
5. РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз».
6. Коршак А. А. Ресурсосберегающие методы и технологии транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов. Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2006. 196 с.
7. Коршак А.А., А.М. Шаммазов Основы нефтегазового дела. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. 528 с.
8. Сухарев М. Г. Технологический расчет и обеспечение надежности газо- и нефтепроводов / М. Г. Сухарев, А. М. Карасевич. - М. : Нефть и газ : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2000. - 272 с. - Библиогр. с. 268. - ISBN 5-7246-0150-8
9. РТМ 38.001-94 «Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических трубопроводов».
10. ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»
11. СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы»
12. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов
- 13.Межгосударственный стандарт ГОСТ 8732-78 "Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент"

14. РД 38.13.004-86 Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/см²)

Приложение 1

Сведения о температуре начала кипения нефти и зависимость давления их насыщенных паров

Нефть	T, К	$T_{нк}$, К	$P_s \cdot 10^{-5}$, Па
Арланская	293	308	0,637
	303		0,901
	308		1,010
	313		1,188
Бавлинская	293	296	0,920
	303		1,010
	308		1,240
	313		1,680
Мангышлакская	313	330	0,5810
	323		0,821
	330		1,010
Мухановская	303	311	0,804
	311		1,010
	313		1,084
	318		1,220
Ромашкинская	303	316	0,680
	308		0,802
	313		0,931
	316		1,010
Туймазинская	293	298	0,880
	298		1,010
	303		1,160
	313		1,600
Усть-Балыкская	293	314	0,482
	308		0,804
	314		1,010
	318		1,110

Приложение 2

Техническая характеристика насосов типа НПВ

Типоразмер насоса	Насос						Электродвигатель		
	Номинальный режим								
	Подача, м³/ч	Напор, м	вращ., об/мин. доп. кавит.	запас, м	К.п.Д., %	Масса, кг	Тип	Мощность, кВт	Масса, кг
НПВ 150-60	150	60	2975	3	72		2B250M-2Y2		
НПВ 300-60	300	60	2975	3	75		2B250M-2Y2		
НПВ 600-60	600	60	1485	4	77		BAOB-560M-4Y1		
НПВ 1250-60	1250	60		2,2	76	11940	BAOB500M-4Y1	400	5000
НПВ 2500-80	2500	80	1500	3,2	82	11870	BAOB630L-4Y1	800	7500
НПВ 3600-90	3600	90		4,8	84	17000	BAOB710L-4Y1	1250	9800
НПВ5000-120	5000	120		5,0	85	16700	BAOB800L-4Y1	2000	13200

Приложение 3

Справочные данные по насосам типа НПВ

Типоразмер насоса	Коэффициент в формуле(1)			Коэффициен ты в формуле (2)		Коэффициенты в формуле(3)			Параметры насоса, мм			n_s
	H_0 , м	a , ч/м^2	$10^6 \cdot b \cdot \text{ч}^2/\text{м}^5$	a_0 , м	b_0	$10^2 \cdot c_0$	$10^4 \cdot c_1$, ч/м^3	$10^8 \cdot c_2$, $\text{ч}^2/\text{м}^6$	b_2	$D_{\text{ВХ}}$	D_2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НПВ150-60	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	-7,53		307	240	145
	63,1	-	197	4	-	-15,1	0,57	-9,6		307	216	190
НПВ600-60	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
НПВ1250-60*	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

Типоразмер насоса	Коэффициент в формуле(1)			Коэффициен ты в формуле (2)		Коэффициенты в формуле(3)			Параметры насоса, мм			n_s
	H_0 , м	a , ч/м^2	$10^6 \cdot b, \text{ч}^2/\text{м}^5$	a_0 , м	b_0	$10^2 \cdot c_0$	$10^4 \cdot c_1$, ч/м^3	$10^8 \cdot c_2$, $\text{ч}^2/\text{м}^6$	b_2	D_{BX}	D_2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НПВ1250-60	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
НПВ2500-80*	113,3	-	5,36	3,2	-	-0,75	6,93	-14,40		800	530*	121
	82,9	-	3,61	3,2	-	-0,75	6,93	-14,40		800	477*	150
	79,7	-	1,0	3,3	-	32,3	0,04	-0,081		800	540	121
	96,4	-	4,5	3,3	-	32,3	0,04	-0,081		800	515	133
	86,3	-	4,4	3,3	-	32,3	0,04	-0,081		800	487	150
НПВ3600-90*	136,3	-	3,70	4,8	-	1,02	4,79	-6,69		1000	640*	133
	101,8	-	3,00	4,8	-	1,02	4,79	-6,69		1000	550*	173
НПВ3600-90	127	-	2,9	4,9	-	-3,64	0,045	-0,064		1000	610	133
	112	-	2,6	4,9	-	-3,64	0,045	-0,064		1000	580	149

Типоразмер насоса	Коэффициент в формуле(1)			Коэффициен ты в формуле (2)		Коэффициенты в формуле(3)			Параметры насоса, мм			n_s
	H_0 , м	a , ч/м^2	$10^6 \cdot b, \text{ч}^2/\text{м}^5$	a_0 , м	b_0	$10^2 \cdot c_0$	$10^4 \cdot c_1$, ч/м^3	$10^8 \cdot c_2$, $\text{ч}^2/\text{м}^6$	b_2	D_{BX}	D_2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	93,7	-	1,4	4,9	-	-3,64	0,045	-0,064		1000	550	169
НПВ 5000-120*	151,9	-	1,33	5,0	-	3,71	3,54	-3,81		1000	640*	126
	121,1	-	1,24	5,0	-	3,71	3,54	-3,81			576*	156
НПВ5000-120	151,3	-	1,3	5	-	22,4	0,026	-0,027		1000	645	126
	132,7	-	0,099	5	-	22,4	0,026	-0,027		1000	613	139
	120,7	-	1,0	5	-	22,4	0,026	-0,027		1000	580	154

Группы и категории трубопроводов

Группа	Транспортируемые вещества	Категория трубопроводов									
		I		II		III		IV		V	
		$P_{\text{раб}}$, МПа	$t_{\text{раб}}$, °C	$P_{\text{раб}}$, МПа	$t_{\text{раб}}$, °C	$P_{\text{раб}}$, МПа	$t_{\text{раб}}$, °C	$P_{\text{раб}}$, МПа	$t_{\text{раб}}$, °C	$P_{\text{раб}}$, МПа	$t_{\text{раб}}$, °C
А	Вредные:	Независимо		-	-	-	-	-	-	-	-
	а) класс опасности 1 и 2			-	-	-	-	-	-	-	-
	б) класс опасности 3	Св. 1,6	Св. 300	До 1,6	До 300	-	-	-	-	-	-
Б	Взрыво- и пожароопасные	Св. 2,5		Св. 300		До 2,5		До 300		-	
	а) взрывоопасные вещества (ВВ); горючие газы (ГГ) в том числе сжиженные										
	б) легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ)										
	в) горючие жидкости (ГЖ); горючие вещества (ГВ)	Св. 6,3	Св. 350	Св. 1,6 до 2,5	Св. 120 до 300	До 1,6	До 120	-	-	-	-
		Св. 2,5	Св. 300	Св. 1,6 до 2,5	Св. 120 до 300	-	-	-	-	-	-
В	Трудногорючие (ТГ); негорючие (НГ)	-	-	Св. 6,3	Св. 350 до 450	Св. 2,5 до 6,3	Св. 250 до 350	Св. 1,6 до 2,5	Св. 120 до 250	До 1,6	До 120

**Средние температурные поправки плотности и
коэффициент объемного расширения**

Плотность ρ_{29} з. кг/м ³	Тем- пера- турн ая поп- равка ξ кг/(м ³ К)	Коэффи- циент объемно- го расшире- ния β_p , 1/К	Плот- ность ρ_{29} з. кг/м ³	Тем- пера- турн ая поп- равка ξ кг/(м ³ К)	Коэффи- циент объемно- го расшире- ния 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	0,857	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

Нефть и нефтепродукты	лотность кг/м ³	Кинематическая вязкость [в (м ² /с)10 ⁴] при температуре, К										Температура застывания, К	Содержание, %	
		283	288	293	303	313	323	333	343	353	373		Серы	Парафина
флотский Ф-5 флотский Ф-12	872 867									0,05 0,0443	0,035 0,0304	267 265	0,45 0,41	-
М-40	970	-	-	-	8,5	4	2	1,2	0,7	0,577	0,300	288	3,4	-
М-100	990	-		-		15	7	3,6	1.6	1,205	0,451	293- 298	3,6	
М-200	1000	-		-		30	12	5,8	3	1,629	0,618	301- 308	4,5	-
Бензин														
авиационный														
Б-70	785	0,0085	-	0,007	-	0,0056	-	0,0046	-					
Бензины автомобильные														
А-72 (л)	730	0,0067	-	0,0061	0,0055	0,0051	-							
А-76 (л)	780	0,0064	-	0,0058	0,0052	0,0047	-							
АИ-93	760	0,0070	-	0,0063	0,0057	0,0053	-	-						
Реактивное топливо:														
Т-1	800	0,0210	-	0,0183	-	0,0134	-	0,0105	-	0,0085				
ТС-1	775	-	-	0,0125	-	-	-							
Т-2	755	-	-	0,0105	-	-	-		-					
Т-5	845	0,0503	-	0,0388	-	0,0245	-	0,0126	-	0,0126	-			
Т-8	875	-	-	0,0145	-	-								
Котельное топливо	867	-	-	-	-	-	-			0,0443	0,0304			
Индустриальные масла:														
ИС-12	867	-	-	-	-	-	0,126	-	-	-	-	0,0364	-	-
ИС-20	900	-	-	0,7130	-	-	0,182	-	-	-	-	0,0484	-	-
ИС-45	875	-	-	2,2900	-	-	0,423	-	-	-	-	0,0812	-	-
ИС-20с	881	-	-	7,6000	-	-	1,524	-	-	-	-	0,2080	-	-
Трансформаторные	881	-	-	0,287	-	-	0,090	-	-	-	-	0,030	-	-
Для гидравлических систем														
(АГМ-10)	835,6	-	-	0,218	-	-	0,105	-	-	-	-	0,047	-	-
Веретенное АУ	848,6	-	-	0,4725	-	-	0,1276	0,0362	-	-	-	-	-	-
Турбинное 22 (л)	896,4	-	-	1,0000	-	-	0,218	0,0598	-	-	-	-	-	-
Турбинное 30	-	-	-	1,6100	-	-	0,300	0,0649	-	-	-	-	-	-
Масло моторное:														
МК-20	898	-	-	-	-	-	1,6100	-	-	-	-	0,2200	-	-

Нефть и нефтепродукты	плотность кг/м ³	Кинематическая вязкость [в (м ² /с)10 ⁴] при температуре, К										Температура застывания, К	Содержание, %	
		283	288	293	303	313	323	333	343	353	373		Серы	Вода
МС-20	899	-	-	13,000	-	-	1,5940	-	-	-	-	0,2160	-	-
АК-10	922,7	-	-	14,200	-	-	0,5500	-	-	-	-	0,1070	-	-
ДС-8	892	-	-	-	-	-	0,4200	-	-	-	-	0,0813	-	-
Индустриальное:														
АС-9	885	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1000		
АС-10	-	-	-	5,6000	-	-	-	-	-	-	-	-		
АКЗП-6	-	-	-	0,4110	-	-	0,2400	-	-	-	-	0,0600		
АКЗП-10	-	-	-	0,6800	-	-	0,4500	-	-	-	-	0,1000		
МС-14	-	-	-	7,5000	-	-	0,9310	-	-	-	-	0,1400		

Приложение 7

Показатели трубопроводов

Нефтепроводы			Нефтепродуктопроводы		
Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, млн.т/год	Наружный диаметр и толщина стенки,мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, млн.т/год
529 (4-10)	5,4-6,5	6-8	219 (4-7)	9-10	0,7-0,9
630 (5-12)	5,2-6,2	10-12	273 (4-8)	7,5-8,5	1,3-1,6
720 (6-14)	5-6	14-18	325 (4-8)	6,7-7,5	1,8-2,2
820 (7-16)	4,8-5,8	22-26	377 (4-9)	5,5-6,5	2,5-3,2
920 (8-16)	4,6-5,6	32-36	426 (4-9)	5,5-6,5	3,5-4,8
1020 (9-18)	4,6-5,6	42-50	529 (4-10)	5,5-6,5	6,5-8,5
1220(11-20)	4,4-5,4	70-78			

Примечания:

1. Оптимальные параметры определены для труб с пределом прочности 520 МПа.
2. Приведенные данные не исключают необходимости проверочного технико-экономического расчета трубопровода для заданной нагрузки с учетом конкретных условий его строительства и эксплуатации. Указанный расчет обязателен при выборе диаметре трубопровода, если заданная пропускная способность выходит за пределы рекомендуемых значений.
3. В скобках толщины стенок труб с шагом 1 мм (трубы с толщинами стенок, равными 13,15,17, и 19 мм, не изготавливают).

Механические свойства материалов труб. Продолжение

Технические условия	ГОСТ 8731-74	ГОСТ 8731-74	ГОСТ 8731-74	ГОСТ 8731-74	ГОСТ 8731-74	ГОСТ 8731-74
Завод-изготовитель	Трубная металлургическая компания	Трубная металлургическая компания	Трубная металлургическая компания	Трубная металлургическая компания	Трубная металлургическая компания	Трубная металлургическая компания
Конструкция трубы	бесшовные	бесшовные	бесшовные	бесшовные	бесшовные	бесшовные
Марка стали	Ст2сп	Ст4сп	Ст5сп	Ст6сп	Ст10	Ст20
Временное сопротивление разрыву R_b , МПа (кг/см ²)	343 (35)	412 (42)	490(50)	588(60)	353(36)	412(42)
Предел текучести $R_{0,2}$, МПа (кг/см ²)	216 (22)	245 (25)	274(28)	304(31)	216(22)	245(25)
Предельное отклонение по толщине стенки труб, %	±12,5	±12,5	±12,5	±12,5	±12,5	±12,5

Механические свойства материалов труб. Продолжение

Технические условия	ГОСТ 8731-74	ГОСТ 8731-74	ГОСТ 8731-74	ГОСТ 8731-74	ГОСТ 8731-74	ГОСТ 8731-74
Завод-изготовитель	Трубная металлургическая компания	Трубная металлургическая компания	Трубная металлургическая компания	Трубная металлургическая компания	Трубная металлургическая компания	Трубная металлургическая компания
Конструкция трубы	бесшовные	бесшовные	бесшовные	прямошовные	прямошовные	прямошовные
Марка стали	Ст35	Ст45	10Г2	20Х	40Х	15ХМ
Временное сопротивление разрыву R_b , МПа (кг/см ²)	510(52)	588(60)	421(43)	431(44)	657(67)	431(44)
Предел текучести $R_{0,2}$, МПа (кг/см ²)	294(30)	323(33)	265(27)	265(27)	265(27)	225(33)
Предельное отклонение по толщине стенки труб, %	±12,5	±12,5	±12,5	±12,5	±12,5	±12,5

Механические свойства материалов труб. Продолжение

Технические условия	ГОСТ 8731-74	ГОСТ 8731-74
Завод-изготовитель	Трубная металлургическая компания	Трубная металлургическая компания
Конструкция трубы	прямошовные	прямошовные
Марка стали	30ХМА	12ХН2
Временное сопротивление разрыву R_b , МПа (кг/см^2)	588(60)	539(55)
Предел текучести $R_{0,2}$, МПа (кг/см^2)	392(40)	392(40)
Предельное отклонение по толщине стенки труб, %	$\pm 12,5$	$\pm 12,5$

| Приложение 10

РТМ 38.001-94

**УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ НА ПРОЧНОСТЬ
И ВИБРАЦИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

Номинальная толщина стенки труб в зависимости от наружного диаметра D должна быть не ниже значений, указанных в таблице.

мм

D	≤ 18	≤ 45	≤ 89	≤ 133	159	219	273	≥ 325
Наименьшая номинальная толщина стенки	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5, но не менее $D/140$

РД 39-132-94

ПРАВИЛА

ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ, РЕВИЗИИ,

РЕМОНТУ И ОТБРАКОВКЕ

НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Полученная величина отбраковочного размера не может быть меньше указанной ниже:

наружный диаметр D_n , мм	≤ 108 (114)	≤ 219	≤ 325	≤ 377	> 426
наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, мм	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

РД 38.13.004-86

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ
ПОД ДАВЛЕНИЕМ
ДО 10,0 МПа (100 кгс/см²)**

Во всех случаях отбраковочный размер должен быть не менее указанного ниже:

Наружный диаметр, мм	≤ 25	≤ 57	≤ 108 (114)	≤ 219	≤ 325	≤ 377	≥ 426
Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, мм	1,0	1,5	2,0	2,5	3	3,5	4,0

Приложение 11

**Коэффициенты Q-H характеристики нефтяных магистральных
насосов серии НМ**

Марка насоса	Ротор	Диаметр рабочего колеса D ₂ , мм	Коэффициенты Q-H характеристики насоса	
			по формуле (8.8)	по формуле (8.9)
НМ 125-550	1,0 * Q _н	266	a=601,6 b=3,9666*10 ⁻³	a ₀ =5,8624*10 ² a ₁ =5,8113*10 ⁻¹ a ₂ =-7,2959*10 ⁻³
		240	a=513,1 b=5,3123*10 ⁻³	a ₀ =5,1117*10 ² a ₁ =3,4397*10 ⁻² a ₂ =-5,461*10 ⁻³
НМ 180-500	1,0 * Q _н	270	a=627,4 b=4,0254*10 ⁻³	a ₀ =6,1566*10 ² a ₁ =3,5078*10 ⁻¹ a ₂ =-5,5008*10 ⁻³
		243	a=533,3 b=4,9482*10 ⁻³	a ₀ =4,8976*10 ² a ₁ =5,2811*10 ⁻¹ a ₂ =-6,5145*10 ⁻³
НМ 250-475	1,0 * Q _н	305	a=566,8 b=1,5542*10 ⁻⁴	a ₀ =5,2174*10 ² a ₁ =3,6709*10 ⁻¹ a ₂ =-2,2786*10 ⁻³
		274,5	a=469,7 b=1,6961*10 ⁻⁴	a ₀ =3,2121*10 ² a ₁ =1,2533 a ₂ =-4,3011*10 ³
НМ 360-460	1,0 * Q _н	300	a=528,5	a ₀ =4,7351*10 ²

Марка насоса	Ротор	Диаметр рабочего колеса D_2 , мм	Коэффициенты Q-H характеристики насоса	
			по формуле (8.8)	по формуле (8.9)
			$b=4,9622 \cdot 10^{-4}$	$a_1=4,7955 \cdot 10^{-1}$ $a_2=-1,4050 \cdot 10^{-3}$
		280	$a=501,8$ $b=7,1069 \cdot 10^{-4}$	$a_0=4,2371 \cdot 10^2$ $a_1=5,3348 \cdot 10^{-1}$ $a_2=-1,5957 \cdot 10^3$
		240	$a=444,6$ $b=6,5900 \cdot 10^{-4}$	$a_0=3,8825 \cdot 10^2$ $a_1=4,0123 \cdot 10^{-1}$ $a_2=-1,3534 \cdot 10^3$
HM 500-300	$1,0 \cdot Q_H$	300	$a=351,3$ $b=2,2509 \cdot 10^{-4}$	$a_0=3,2460 \cdot 10^2$ $a_1=1,3386 \cdot 10^{-1}$ $a_2=-3,7857 \cdot 10^{-4}$
		285	$a=315,6$ $b=2,0130 \cdot 10^{-4}$	$a_0=2,7692 \cdot 10^2$ $a_1=1,8232 \cdot 10^{-1}$ $a_2=-4,1456 \cdot 10^4$
		270	$a=286,6$ $b=2,1992 \cdot 10^{-4}$	$a_0=2,2992 \cdot 10^2$ $a_1=2,7616 \cdot 10^{-1}$ $a_2=-5,4951 \cdot 10^{-4}$
HM 710-280	$1,0 \cdot Q_H$	312	$a=367,7$ $b=1,8537 \cdot 10^{-4}$	$a_0=2,9528 \cdot 10^2$ $a_1=2,7706 \cdot 10^{-1}$ $a_2=-4,3286 \cdot 10^{-4}$
		285	$a=315,8$ $b=2,0330 \cdot 10^{-4}$	$a_0=2,4666 \cdot 10^2$ $a_1=2,5861 \cdot 10^{-1}$ $a_2=-4,4070 \cdot 10^{-4}$
HM 1250-260	$0,7 \cdot Q_H$	418	$a=284,9$ $b=3,6354 \cdot 10^{-5}$	$a_0=2,8400 \cdot 10^2$ $a_1=3,9881 \cdot 10^{-1}$ $a_2=-3,8988 \cdot 10^{-4}$
	$1,0 \cdot Q_H$	460	$a=317,0$ $b=3,7109 \cdot 10^{-5}$	$a_0=3,1554 \cdot 10^2$ $a_1=6,1896 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-4,1166 \cdot 10^{-5}$
		418	$a=291,9$ $b=3,9043 \cdot 10^{-5}$	$a_0=2,9014 \cdot 10^2$ $a_1=8,0864 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-4,40741 \cdot 10^{-5}$
		395	$a=268,9$ $b=4,2540 \cdot 10^{-5}$	$a_0=2,6821 \cdot 10^2$ $a_1=3,1602 \cdot 10^{-3}$ $a_2=-4,4767 \cdot 10^{-4}$
	$1,25 \cdot Q_H$	450	$a=322,0$ $b=2,1749 \cdot 10^{-5}$	$a_0=3,1824 \cdot 10^2$ $a_1=9,2879 \cdot 10^{-3}$

Марка насоса	Ротор	Диаметр рабочего колеса D_2 , мм	Коэффициенты Q-H характеристики насоса	
			по формуле (8.8)	по формуле (8.9)
				$a_2 = -2,6136 \cdot 10^{-5}$
HM 2500-230	$0,5 * Q_H$	425	$a = 246,6$ $b = 1,6856 \cdot 10^{-5}$	$a_0 = 2,5182 \cdot 10^2$ $a_1 = 5,8357 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -1,5357 \cdot 10^{-5}$
	$0,7 * Q_H$	405	$a = 248,0$ $b = 7,3338 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,4992 \cdot 10^2$ $a_1 = -3,9583 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -6,0268 \cdot 10^{-6}$
	$1,0 * Q_H$	440	$a = 279,6$ $b = 8,0256 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,7869 \cdot 10^2$ $a_1 = 1,9286 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -8,6190 \cdot 10^{-6}$
		405	$a = 258,7$ $b = 8,5641 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,5698 \cdot 10^2$ $a_1 = 3,4286 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -9,6190 \cdot 10^{-6}$
		385	$a = 236,4$ $b = 8,5604 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,3521 \cdot 10^2$ $a_1 = 2,3571 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -9,2857 \cdot 10^{-5}$
	$1,25 * Q_H$	445	$a = 279,2$ $b = 5,2985 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,8895 \cdot 10^2$ $a_1 = -9,7389 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -3,2163 \cdot 10^{-5}$
HM 3600-230	$0,5 * Q_H$	450	$a = 273,4$ $b = 1,4804 \cdot 10^{-7}$	$a_0 = 2,6913 \cdot 10^2$ $a_1 = 9,9312 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -1,8320 \cdot 10^{-5}$
	$0,7 * Q_H$	430	$a = 282,4$ $b = 8,4221 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,9072 \cdot 10^2$ $a_1 = -1,5325 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -4,0873 \cdot 10^{-6}$
	$1,0 * Q_H$	460	$a = 305,4$ $b = 5,5960 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 3,0336 \cdot 10^2$ $a_1 = 2,9242 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -6,2727 \cdot 10^{-6}$
		425	$a = 274,1$ $b = 5,5879 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,7270 \cdot 10^2$ $a_1 = 2,0424 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -6,0606 \cdot 10^{-6}$
		415	$a = 247,2$ $b = 5,4834 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 2,4622 \cdot 10^2$ $a_1 = 1,8017 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -5,9004 \cdot 10^{-5}$
	$1,25 * Q_H$	470	$a = 324,0$ $b = 5,2277 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 3,2400 \cdot 10^2$ $a_1 = -1,6017 \cdot 10^{-5}$ $a_2 = -5,2251 \cdot 10^{-6}$

Марка насоса	Ротор	Диаметр рабочего колеса D_2 , мм	Коэффициенты Q-H характеристики насоса	
			по формуле (8.8)	по формуле (8.9)
HM 7000-210	$0,5 * Q_H$	450	$a=245,9$ $b=3,7674*10^{-6}$	$a_0=2,4861*10^2$ $a_1=-3,5545*10^{-2}$ $a_2=-3,0973*10^{-6}$
	$0,7 * Q_H$	475	$a=282,2$ $b=3,0980*10^{-6}$	$a_0=2,8694*10^2$ $a_1=-3,1431*10^{-5}$ $a_2=-2,6646*10^{-6}$
	$1,0 * Q_H$	475	$a=295,1$ $b=1,8752*10^{-6}$	$a_0=3,0975*10^2$ $a_1=-6,1805*10^{-5}$ $a_2=-1,2500*10^{-6}$
		450	$a=262,5$ $b=1,8173*10^{-6}$	$a_0=2,7060*10^2$ $a_1=-1,9908*10^{-3}$ $a_2=-1,6977*10^{-6}$
		430	$a=240,9$ $b=1,9873*10^{-6}$	$a_0=2,4005*10^2$ $a_1=-3,2576*10^{-3}$ $a_2=-1,9576*10^{-6}$
	$1,25 * Q_H$	490	$a=323,3$ $b=1,4795*10^{-6}$	$a_0=3,4510*10^2$ $a_1=-4,9966*10^{-3}$ $a_2=-1,1578*10^{-6}$
HM 10000-210	$0,5 * Q_H$	475/455	$a=265,0$ $b=2,0560*10^{-6}$	$a_0=2,7879*10^2$ $a_1=-8,3036*10^{-3}$ $a_2=-1,0774*10^{-6}$
	$0,7 * Q_H$	506/486	$a=304,8$ $b=2,1443*10^{-6}$	$a_0=3,0444*10^2$ $a_1=-7,4362*10^{-4}$ $a_2=-2,2469*10^{-6}$
	$1,0 * Q_H$	505/495	$a=293,7$ $b=8,7817*10^{-7}$	$a_0=2,5640*10^2$ $a_1=-1,0411*10^{-2}$ $a_2=-1,4960*10^{-6}$
		485/475	$a=280,1$ $b=8,7549*10^{-7}$	$a_0=2,4768*10^2$ $a_1=8,2500*10^{-3}$ $a_2=-1,3651*10^{-6}$
		470/460	$a=264,5$ $b=8,6302*10^{-7}$	$a_0=2,2631*10^2$ $a_1=9,7429*10^{-3}$ $a_2=-1,4412*10^{-6}$

Марка насоса	Ротор	Диаметр рабочего колеса D_2 ,мм	Коэффициенты Q-H характеристики насоса	
			по формуле (8.8)	по формуле (8.9)
	$1,25 * Q_H$	530	$a=364,5$ $b=9,4947*10^{-7}$	$a_0=3,5283*10^2$ $a_1=3,0036*10^{-3}$ $a_2=-1,1231*10^{-6}$
		520	$a=358,5$ $b=9,6470*10^{-7}$	$a_0=3,3160*10^2$ $a_1=4,4270*10^{-3}$ $a_2=-1,2223*10^{-6}$
		515	$a=345,1$ $b=9,9839*10^{-7}$	$a_0=3,2381*10^2$ $a_1=4,8780*10^{-3}$ $a_2=-1,2617*10^{-6}$

**Коэффициенты Q-H характеристики нефтяных подпорных
насосов серии НПВ**

Марка стали	Диаметр рабочего колеса D_2 , мм	Коэффициенты Q-H характеристики насоса	
		По формуле (8.8)	По формуле (8.9)
1	2	3	4
НПВ 150-60	230	$a = 77,8$ $b = 8,0789 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 7,4104 \cdot 10^1$ $a_1 = 5,3929 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -9,9524 \cdot 10^{-4}$
	200	$a = 64,5$ $b = 9,1349 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 6,5890 \cdot 10^1$ $a_1 = -2,4184 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -8,1566 \cdot 10^{-4}$
НПВ 300-60	240	$a = 78,5$ $b = 2,0637 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 7,5136 \cdot 10^1$ $a_1 = 3,2036 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -2,7500 \cdot 10^{-4}$
	216	$a = 63,8$ $b = 2,0869 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 5,5487 \cdot 10^1$ $a_1 = 8,4561 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -4,0187 \cdot 10^{-4}$
НПВ 600-60	445	$a = 74,7$ $b = 4,2600 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 6,4957 \cdot 10^1$ $a_1 = 4,1821 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -8,3929 \cdot 10^{-4}$
	400	$a = 62,2$ $b = 4,7568 \cdot 10^{-4}$	$a_0 = 4,7782 \cdot 10^1$ $a_1 = 6,5689 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -1,1726 \cdot 10^{-4}$
НПВ 1250-60	525	$a = 77,4$ $b = 1,1368 \cdot 10^{-5}$	$a_0 = 7,6980 \cdot 10^1$ $a_1 = 7,7591 \cdot 10^{-4}$ $a_2 = -1,1698 \cdot 10^{-5}$
	500	$a = 68,5$ $b = 1,0448 \cdot 10^{-5}$	$a_0 = 6,9572 \cdot 10^1$ $a_1 = -2,0618 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -9,4838 \cdot 10^{-6}$
	475	$a = 61,2$ $b = 9,3754 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 6,0533 \cdot 10^1$ $a_1 = 1,4802 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -1,0101 \cdot 10^{-5}$
НПВ 2500-80	540	$a = 102,4$ $b = 3,7584 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 9,6298 \cdot 10^1$ $a_1 = 6,7500 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -5,4048 \cdot 10^{-6}$
	515	$a = 94,6$ $b = 4,0791 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 8,8512 \cdot 10^1$ $a_1 = 5,6770 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -5,3330 \cdot 10^{-6}$
	487	$a = 85,0$ $b = 4,0795 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 7,7479 \cdot 10^1$ $a_1 = 7,4543 \cdot 10^{-3}$

Марка стали	Диаметр рабочего колеса D_2 , мм	Коэффициенты Q-H характеристики насоса	
		По формуле (8.8)	По формуле (8.9)
1	2	3	4
			$a_2 = -5,8261 \cdot 10^{-6}$
НПВ 3600-90	610	$a = 126,1$ $b = 2,8040 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 1,2030 \cdot 10^2$ $a_1 = 3,8357 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -3,3990 \cdot 10^{-6}$
	580	$a = 116,2$ $b = 3,0021 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 1,0147 \cdot 10^2$ $a_1 = 1,0045 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -4,6075 \cdot 10^{-6}$
	550	$a = 104,1$ $b = 2,9749 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 8,9876 \cdot 10^1$ $a_1 = 1,0301 \cdot 10^{-2}$ $a_2 = -4,4714 \cdot 10^{-6}$
НПВ 5000-120	645	$a = 151,8$ $b = 1,2760 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 1,41550 \cdot 10^2$ $a_1 = 5,2849 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = 1,8998 \cdot 10^{-6}$
	613	$a = 137,7$ $b = 1,2839 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 1,2879 \cdot 10^2$ $a_1 = 4,4005 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -1,7991 \cdot 10^{-6}$
	580	$a = 123,1$ $b = 1,2315 \cdot 10^{-6}$	$a_0 = 1,1671 \cdot 10^2$ $a_1 = 3,2529 \cdot 10^{-3}$ $a_2 = -1,6280 \cdot 10^{-6}$

Приложение 13

Перечень технических условий на стальные трубы большого диаметра отечественного производства и их характеристики

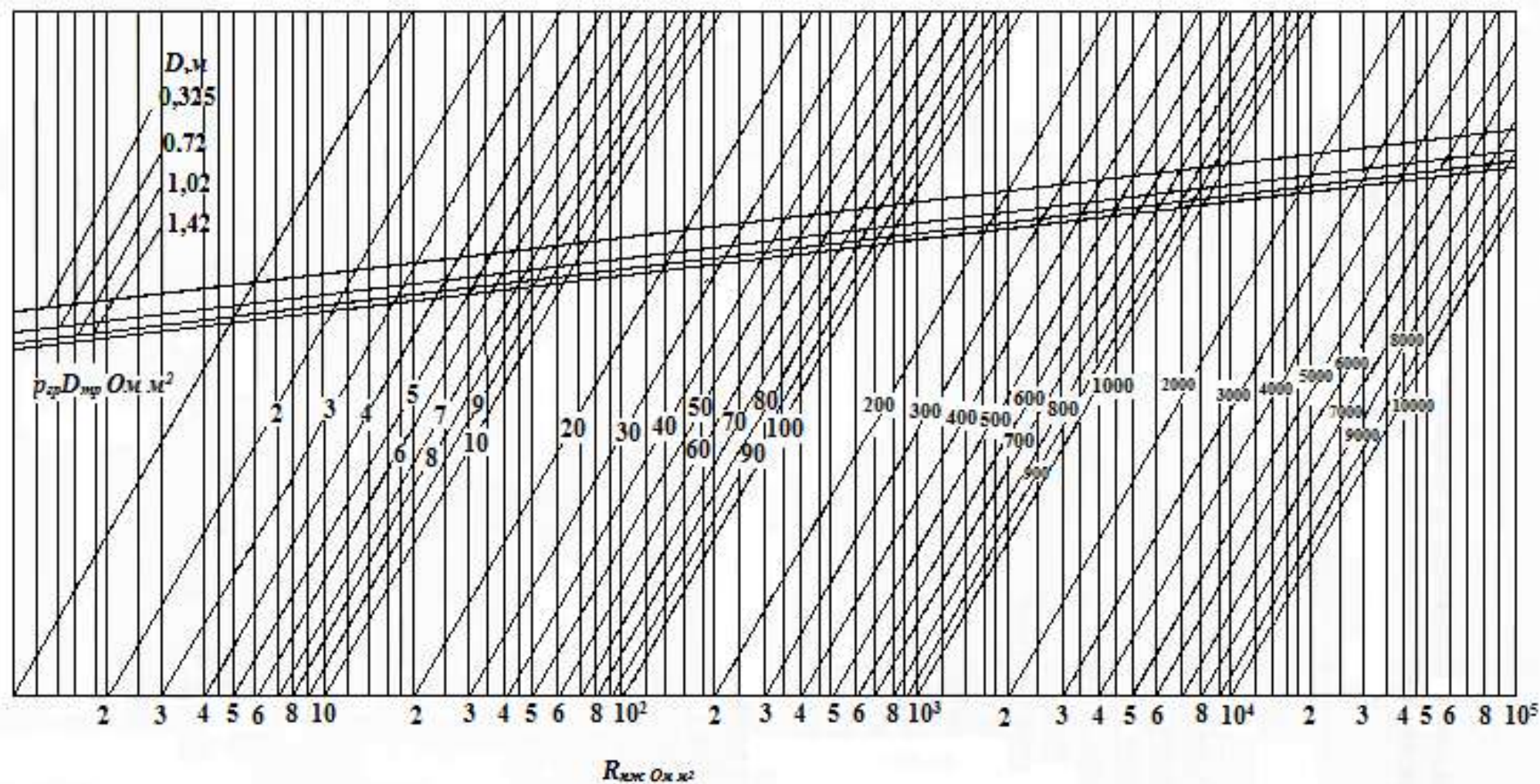
Поставщик труб, № технических условий	Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр труб, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Нормативные характеристики основного металла			Конструкция трубы, состояние поставки металла, изоляция	Конструкция трубы, состояние поставки металла, изоляция k_1
				Марка стали	Временное сопротивление разрыву σ_B , МПа	Предел текучести σ_T , МПа		
ХТЗ,ТУ-У-322-8-22-96	7,4	1420	16,2	13Г1СБ-У	570	470	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки с заводской изоляцией	1,34
ХТЗ,ТУ 14-3-1938-2000	7,4	1420	15,7	10Г2ФБ или лист импортной поставки Х70	588	460	Прямошовные трубы из листовой стали контролируемой прокатки с заводской изоляцией	1,34
ХТЗ,ТУ 14-3р-04-94	5,4-7,4	1220	10,0 11,0 12,0 13,0 14,0 15,0	12ГСБ	510	350	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки	1,4

Поставщик труб, № технических условий	Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр труб, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Нормативные характеристики основного металла			Конструкция трубы, состояние поставки металла, изоляция	Конструкция трубы, состояние поставки металла, изоляция k ₁
				Марка стали	Временное сопротивление разрыву $\sigma_{в}$, МПа	Предел текучести $\sigma_{т}$, МПа		
			10,0 11,0 12,0 13,0 14,0 15,0	12Г2СБ	550	380	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки	1,4
ВМЗ, ТУ 14-3-1573-99	5,4-9,8	1020	10,0-16,0 10,0-25,0	17Г1С-У 13Г1С-У	510 540	360 390	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки	1,4 1,34 1,34
ВМЗ, ТУ 14-3Р-01-93	7,4	1020	10,3 10,8 12,3 12,9 15,2 17,0 18,4 21,0 21,5	К60	589	461	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки	1,34
ХТЗ, ТУ У 14-8-16-99	7,4	1020	10,3 10,5 11,3 12,3 13,1 15,2	10Г2ФБ	590	461	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки	1,34
		920	9,5	10Г2ФБ	590	461	-<<-	1,34

Поставщик труб, № технических условий	Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр труб, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Нормативные характеристики основного металла			Конструкция трубы, состояние поставки металла, изоляция	Конструкция трубы, состояние поставки металла, изоляция k_1
				Марка стали	Временное сопротивление разрыву σ_B , МПа	Предел текучести σ_T , МПа		
			10,2 11,1 11,8 13,8					
ЧТЗ, ТУ 14-3р-04-94	5,4-7,4	820	9,0 10,0 11,0 12,0 13,0 14,0	12ГСБ	510	350	-<<-	1,4
			9,0 10,0 11,0 12,0 13,0 14,0	12Г2СБ	550	380	-<<-	1,4
ВМЗ, ТУ 14-3-1573-99	5,4-9,8	820	9,0-25,0 9,0-25,0	13ГС 10Г2СФ	510 590	360 460	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки	1,34
ВМЗ, ТУ 14-3-1573-99	5,4-9,8	720	8,0-25,0 8,0-30,0	13ГС 10Г2ФБ	510 590	360 460	-<<-	1,34
ЧТЗ, ТУ 14-3р-04-94	5,4-7,5	720	8,0 9,0 10,0 11,0 12,0	12ГСБ	510	350	-<<-	1,4

Поставщик труб, № технических условий	Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр труб, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Нормативные характеристики основного металла			Конструкция трубы, состояние поставки металла, изоляция к ₁
				Марка стали	Временное сопротивление разрыву $\sigma_{в}$, МПа	Предел текучести $\sigma_{т}$, МПа	
			13,0 14,0	12Г2СБ	550	380	-<<-
			8,0 9,0 10,0 11,0 12,0 13,0 14,0				
ВТЗ, ТУ 14-3-1976-99	5,4-7,4	720	12,0 12,2 12,5 12,9 13,0	К60	588	441	Спиральношовные трубы из низколегированной стали Трубы изготавливаются с объемной термообработкой
ВМЗ, ТУ 14 3-1573-99	5,4-9,8	630	8,0-24,0 8,0-24,0	13ГС 10Г2СБ	510 590	360 460	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки
ВТЗ, ТУ 14-3-1976-99	5,4-7,4	630	11,4 11,5 12,0	К56 К60	550 588	441 441	Спиральношовные трубы из низколегированной стали Трубы изготавливаются с объемной термообработкой
ВМЗ, ТУ 14-3-1573-99	5,4-9,8	530	7,0-24,0 7,0-24,0	13ГС 1-Г2СБ	510	360	Прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки

Номограмма для определения конечного переходного сопротивления «труба - земля»



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература:

. Основная литература:

13. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль; Под ред. А.А. Коршака. – Спб.: Недра, 2010.-488 с.
14. Николаев Н.В., Иванов В.А., Новоселов В.В. Стальные вертикальные резервуары для нефти и нефтепродуктов. Учебное пособие для вузов. (Серия «Высшее нефтегазовое образование») – М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз.– 2007. – 496 с.
15. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов, под общ. ред. Быкова Л.И. – Спб: Недра, 2006

Дополнительная литература:

1. Коршак А. А. Ресурсосберегающие методы и технологии транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов. Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2006. 196 с.
2. Коршак А.А., А.М. Шаммазов Основы нефтегазового дела. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. 528 с.
3. Сухарев, М. Г. Технологический расчет и обеспечение надежности газо- и нефтепроводов / М. Г. Сухарев, А. М. Карасевич. - М. : Нефть и газ : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2000. - 272 с. - Библиогр. с. 268. - ISBN 5-7246-0150-8
4. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. Учебно-практическое пособие под. Ред. Земенкова Ю.Д., М.: «Инфра-Инженерия», 2006 – 928 с.
5. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Москва, 1986.

Методическая литература:

6. Гунькина Т.А. Эксплуатация магистральных нефтепроводов и нефтехранилищ : учебное пособие – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2014. – 109 с.
7. Гунькина, Т. А., Полтавская, М. Д. Эксплуатация магистральных газопроводов и газохранилищ: учебное пособие – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2015. – 167 с.

8. Гунькина, Т. А., Полтавская М.Д. Эксплуатация магистральных нефтепроводов и нефтехранилищ: учебное пособие (практикум) – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2016. – 138 с.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по организации и проведению
самостоятельной работы

ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗО-НЕФТЕПРОВОДОВ И
ГАЗО-НЕФТЕХРАНИЛИЩ

для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
направленность (профиль) «Сооружение и ремонт объектов систем
трубопроводного транспорта»

Ставрополь 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин и профессиональных модулей образовательной программы (далее ОП).
2. Создание в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, её назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

- 1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО.**
- 2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.**
- 3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.**

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

– Требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки специалиста, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;

– основная образовательная программа подготовки специалиста состоит из дисциплин общенаучного и профессионального циклов, состоящих из базовой и вариативной частей и дисциплин по выбору;

– максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация образовательной программы подготовки специалиста должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0,5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

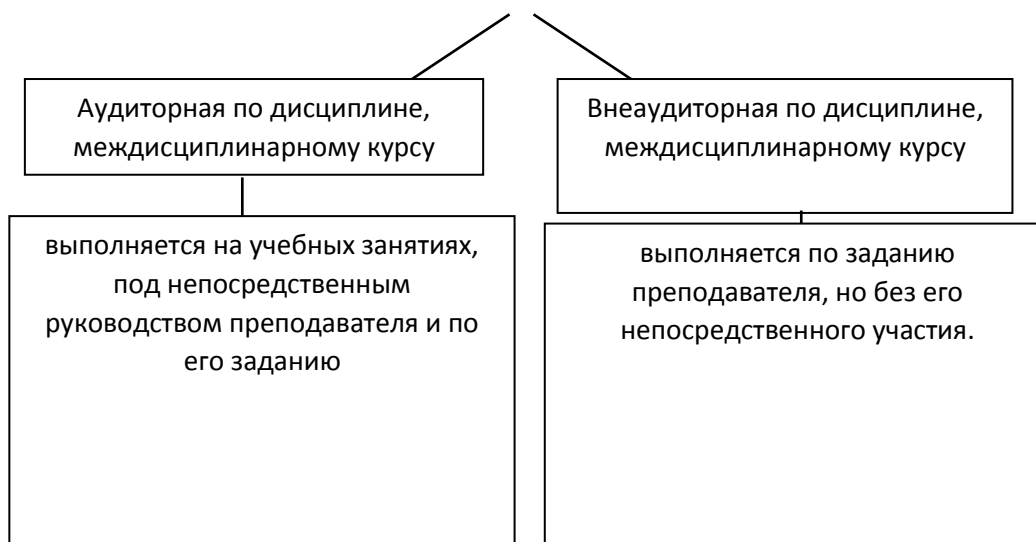
- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин;
- в рабочих программах учебных дисциплин циклов дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



Внеаудиторная самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет - конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- формирование набора из общекультурных и профессиональных компетенций будущего специалиста;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы,

находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;

- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить

решение и его последствия;

- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной

деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям
2. Подготовка к практическим занятиям