



ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ
С. ТОРАЙГЫРОВ АТЫНДАҒЫ ПАВЛОДАР МЕМЛЕКЕТТІК УНИВЕРСИТЕТІ
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПАВЛОДАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ С. ТОРАЙГЫРОВА

ЖАС ҒАБЫМДАР,
МАГИСТРАНТАР, СТУДЕНТТЕР
МЕН МЕКТЕП ОҚУШЫЛАРЫНЫҢ
«ХІІ СӘТБАЕВ ОҚУАЛАРЫ» АТТЫ
ХААЫҚАРАЛАЫҚ ҒЫЛЫМИ КОНФЕРЕНЦИЯСЫНЫҢ
МАТЕРИАЛАДАРЫ

МАТЕРИАЛЫ
МЕЖАУНАРОДАНОЙ НАУЧНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ, МАГИСТРАНТОВ,
СТУДЕНТОВ И ШКОЛЬНИКОВ
«ХІІ САТПАЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ»

Том 16

Павлодар
2018

«СТУДЕНТТЕР» сериясы

Затраты на оснащение устройством УЗП одного переезда составляют 6,0 - 6,5 млн. тенге.

К недостаткам конструкции УЗП относятся необходимость регулярной его очистки от снега, грязи и случайных предметов, а также организация системы водоотвода.

Установленные УЗП защищены от попадания внутрь снега и посторонних предметов, имеют повышенную грузоподъемность. В систему включены устройства видеонаблюдения и видеоконтроля зоны переезда, речевой информатор, предупреждающий водителей и пешеходов о приближении поезда. Все устройства имеют антиналедное исполнение.

Надежность работы УЗС обеспечивается своевременно проводимой регулировкой и техническим обслуживанием согласно руководству по эксплуатации устройства. Все виды технического обслуживания УЗС должны выполняться в соответствии с требованиями охраны труда. При производстве осмотров, чистке и ремонтных работах на УЗС проезд транспортных средств по нему должен быть закрыт. Все ремонтные работы должны производиться при отключенном электропитании.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Бурakov B. A., Сычев E. И. Повышение безопасности движения поездов на основе совершенствования и развития станционной техники. Учебное пособие. – М.: МИИТ, 2006 – 137 с.
- 2 Гапеев B. И., Пишик Ф. П., Егоренко B. И. Обеспечение безопасности движения и предупреждение травматизма на железнодорожном транспорте – Минск: «Полымя», 1994. – 310 с.
- 3 Герасимов Ю. М. Безопасность движения: состояние и актуальные задачи / Ю. М. Герасимов, П. С. Шанайца // Жд трансп. – 2000. – № 12. – С. 20-25.

ГАЗОПРОВОД-ОТВОД К ТЭЦ-1 Г. АЛМАТЫ

АХАМБАЕВА Н. К.

студент, ПГУ имени С. Торайгырова, г. Павлодар

РЫНДИН В. В.

профессор, ПГУ имени С. Торайгырова, г. Павлодар

Проблема загрязнения окружающей среды выбросами ТЭЦ особенно актуальна для крупных городов. Перевод мощностей ТЭЦ

на газ позволяет снизить выбросы в атмосферу на 95 процентов [1]. Перевод ТЭЦ г. Алматы на газ было затруднено недостаточной пропускной способностью газопровода (ГП) БГР-ТБА. С введением в эксплуатацию южной ветви газопровода Казахстан-Китай и соединения его перемычкой с ГП БГР-ТБА стало возможным осуществить переход с угля на газ. Это избавит город не только от угольной пыли, но и от золоотвалов. Составной частью такого проекта является строительство газопровода-отвода, соединяющего магистральный газопровод (МГ) с ТЭЦ. В данной статье даётся расчёт характеристик газопровода-отвода, а также параметров газа на выходе из газопровода. Расчёт выполнен в системе Mathcad, позволяющей записывать формулы в общепринятом виде.

Задание и выбор исходных данных. Выполнить технологический расчёт газопровода-отвода пропускной способностью $Q_r := 1.65$ млрд $\text{м}^3/\text{год}$ ($:=$ – символ присваивания) и протяжённостью $L := 25$ км.

Принимая значение оценочного коэффициента использования пропускной способности $K_n := 0.9$, находим суточную пропускную способность газопровода

$$Q := \frac{Q_r \cdot 10^3}{365 \cdot K_n} = 5.023 \text{ млн } \text{м}^3/\text{сут.}$$

По таблицам 1.8 и Г1 приложения [2] выбираем прямошовные трубы Волжского трубного завода (ВТЗ), ТУ 14-3-1573-99 с наружным диаметром $D_n := 530$ мм из стали марки 13ГС и толщиной стенки $\delta := 7$ мм. Временное сопротивление разрыву этой стали $\sigma_a := 510$ МПа. Коэффициент надёжности по материалу $k_r := 1.34$.

Начальные параметры газа (давление и температура) на входе в газопровод-отвод (в точке его подключения к магистральному газопроводу БГР-ТБА) известны:

$$P_n := 5.2 \text{ МПа; } T_n := 291 \text{ К.}$$

Средняя температура воздуха $T_a := 280$ К. Стандартные условия (СУ): $P_{ct} := 101325$ Па,

$$T_{ct} := 293.15 \text{ К. Молярная газовая постоянная } R_n := 8314.51 \text{ Дж/ (кмоль } \cdot \text{ К). Удельная газовая постоянная } R_g := 287 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{ К).}$$

Плотность воздуха при стандартных условиях (СУ)

$$\rho_{a,ct} = \frac{P_{ct}}{R_a \cdot T_{ct}} = 1.2043 \text{ кг/м}^3$$

Компоненты	Объёмная концентрация	Плотность, кг/м^3	Молярная масса, кг/кмоль
Метан CH_4	$\gamma_1 = 0.984$	$\rho_1 := 0.6669$	$M_1 := 16.0426$
Этан C_2H_6	$\gamma_2 = 0.0007$	$\rho_2 := 1.250$	$M_2 := 30.0694$
Пропан C_3H_8	$\gamma_3 = 0.0001$	$\rho_3 := 1.83312$	$M_3 := 44.0962$
Диоксид углерода CO_2	$\gamma_4 = 0.0041$	$\rho_4 := 1.842$	$M_4 := 44.0098$
Азот N_2	$\gamma_5 = 0.0111$	$\rho_5 := 1.1651$	$M_5 := 28.0134$

Определение параметров перекачиваемого газа. Плотность газа при стандартных условиях $\rho_g := \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_i \cdot M_i}{\sum_{i=1}^n \gamma_i \cdot M_i} = 0.75 \text{ кг/м}^3$

(здесь γ_i – индексированные переменные, матричные; индекс i ставится путём нажатия клавиши с открывающейся квадратной скобкой []).

Молярная масса смеси газов $M = \sum_{i=1}^n (\gamma_i \cdot M_i) = 16.3028 \text{ кг/кмоль}$.

Удельная газовая постоянная смеси $R_g = \frac{R_n}{M} = 510.006 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{ К)}$.

Относительная по воздуху плотность газа при стандартных условиях

$$\Delta := \frac{\rho_g}{\rho_{a,ct}} = 0.56279$$

Псевдокритические значения температуры и давления

$$T_{пк} := [155.24 \cdot (0.564 + \rho_{ct})] = 192.774 \text{ К.}$$

$$P_{пк} := 0.1773 \cdot (26.831 - \rho_{ct}) = 4.637 \text{ МПа.}$$

Проверка выбранной толщины стенки. С учётом задания на проект максимальное давление в газопроводе $p := p_n = 5.2$ МПа, коэффициент надёжности по материалу $k_r = 1.34$, наружный диаметр трубопровода $D = 530$ мм, коэффициент надёжности (перегрузки) по внутреннему давлению $n := 1.1$.

Принимая коэффициент условий работы газопровода $m := 0.75$, коэффициент надёжности по материалу $k_n := 1$ и нормативное соотношение растяжению – давлению $\sigma_{\text{норм}} = 0.5 \cdot \sigma_a$, получаем

$R_{\text{из}} := \sigma_a = 510 \text{ МПа}$, находим расчётное сопротивление по формуле (все расчёты выполнены в соответствии с нормами проектирования [3])

$$R_1 := \frac{R_{\text{из}} \cdot m}{k_1 \cdot k_n} = 285.448 \text{ МПа}$$

$$\text{Расчётная толщина стенки трубы } \delta_{\text{расч}} = \frac{n \cdot p \cdot D}{2(R_1 - n \cdot p)} = 5.21 \text{ мм.}$$

Поскольку расчётная толщина стенки меньше минимальной толщины стенки трубы, выбранной марки, $\delta_{\text{расч}} = 5.21 \text{ мм} < \delta = 7 \text{ мм}$, то оставляем принятую толщину стенки без изменения $\delta = 7 \text{ мм}$. Для этой толщины находим внутренний диаметр трубопровода $d' := D - 2 \cdot \delta = 516 \text{ мм}$.

Проверка на прочность подземного газопровода от продольных напряжений.

Проверку на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении производят по условию $|\sigma_{\text{прН}}| \leq \psi_2 \cdot R_1$.

где $\sigma_{\text{прН}}$ – продольное осевое напряжение от расчётной нагрузки; ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла трубы.

Физические характеристики стали берём из приложения 38 [4]: коэффициент линейного расширения металла трубы $\alpha = 1.2 \cdot 10^{-5} \text{ К}^{-1}$; коэффициент Пуассона $\mu = 0.3$.

Температуру стенки трубы при эксплуатации принимаем $t_s = 10^\circ \text{C}$, а при укладке трубопровода (температура фиксации расчётной схемы трубопровода) $t_{\phi} = -20^\circ \text{C}$. Тогда температурный перепад $\Delta T = t_s - t_{\phi} = 30 \text{ К}$ (разности температур в градусах Цельсия и Кельвина одинаковы $\Delta T = \Delta t$).

Продольное осевое напряжение от расчётной нагрузки определяется по формуле

$$\sigma_{\text{прН}} := -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D}{2 \cdot \delta} = -12.353 \text{ МПа}$$

Поскольку напряжение отрицательно (происходит сжатие трубы), то необходимо рассчитывать ψ_2 по формуле, в которую

входит кольцевое напряжение $\sigma_{\text{кш}}$. Кольцевое напряжение определяется по формуле ($n = 1.1$, $p = 5.2$, $d = 516$, $\delta = 7$)

$$\sigma_{\text{кш}} := \frac{n \cdot p \cdot d}{2 \cdot \delta} = 510.82 \text{ МПа}$$

При сжимающих напряжениях ($\sigma_{\text{прН}} < 0$) ψ_2 определяется по формуле ($R_1 = 285.448$)

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0.75 \cdot \left| \frac{\sigma_{\text{кш}}}{R_1} \right| - 0.5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кш}}}{R_1}} = 0.399$$

Так как $|\sigma_{\text{прН}}| = 12.353 \text{ МПа}$ меньше $\psi_2 \cdot R_1 = 114.01 \text{ МПа}$, то условие $|\sigma_{\text{прН}}| \leq \psi_2 \cdot R_1$ выполняется и, следовательно толщина стенки выбрана правильно.

Тепловой и гидравлический расчёт газопровода-отвода. Начальные параметры газа на входе в отвод: $p_a := 5.3 \text{ МПа}$, $T_a := 291 \text{ К}$.

Конечные параметры газа в конце газопровода-отвода: $p_k := 4.3 \text{ МПа}$, $T_k := 280 \text{ К}$ (далее эти значения будут уточнены расчётом). Определим ориентировочно среднюю температуру и давление газа в отводе:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_a + T_k}{2} = 285.5 \text{ К}, \quad p_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(p_a + \frac{p_k^2}{p_a + p_k} \right) = 4.764 \text{ МПа}$$

Приведённые значения давления и температуры газа:

$$p_{\text{пр}} := \frac{p_{\text{ср}}}{p_{\text{пк}}} = 1.027, \quad T_{\text{пр}} := \frac{T_{\text{ср}}}{T_{\text{пк}}} = 1.481$$

Коэффициент сжимаемости газа

Коэффициент динамической вязкости μ , где

$$C = 1 + \frac{p_{\text{пр}}}{30 \cdot (T_{\text{пр}} - 1)} = 1.073 \quad (p_{\text{пр}} = 1.027, T_{\text{пр}} = 1.481, \rho_{\text{га}} = 0.678)$$

$$\mu = 5 \cdot 10^{-6} \cdot [1 - \rho_{\text{га}} \cdot (1 - 0.25 \cdot \rho_{\text{га}})] \cdot [0.037 - T_{\text{пр}} \cdot (1 - 0.104 \cdot T_{\text{пр}})] \cdot C = 1.151 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}$$

Число Рейнольдса находится по формуле ($\Delta = 0.563$, $Q = 5.023$, $d = d \cdot 10^{-3} = 0.516$ м)

$$Re := 17.75 \cdot \frac{\Delta Q}{d^{3/4}} = 8.446 \times 10^6$$

Приняв эквивалентную шероховатость для новых труб без внутреннего антикоррозийного покрытия $k_s := 3 \cdot 10^{-3}$ м, найдём коэффициент гидравлического трения по универсальной формуле ВНИИГаза (для всех режимов течения)

$$\lambda_{тр} := 0.067 \cdot \left(\frac{1.58}{Re} + \frac{2 \cdot k_s}{d} \right)^{0.2} = 0.0275$$

С учётом местных сопротивлений и коэффициента гидравлической эффективности $E_f := 0.95$ расчётное значение λ будут следующие:

$$\lambda := 1.05 \cdot \frac{\lambda_{тр}}{E_f} = 0.032$$

Определяем в первом приближении давление в конце участка газопровода (здесь введено обозначение $K := 105.087$)

$$p_k := \sqrt{\frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot L \cdot Z_{сп} \cdot T_{сп} \cdot L}{K^2 \cdot d^5}} = 4.448 \text{ МПа}$$

Первое приближение $p_{к1} := 4.448$ МПа.

Примечание. При третьем уточнении (в случае необходимости) после этой формулы необходимо величину p_k присвоить значение второго приближения $p_{к2}$.

Расчёт второго приближения. Определим среднее давление

$$p_{cp} = \frac{2}{3} \left(p_n + \frac{p_k^2}{p_n + p_k} \right) = 4.834 \text{ МПа}$$

Приведённые значения давления и температуры

$$p_{np} := \frac{p_{cp}}{p_{пк}} = 1.042, \quad T_{np} := \frac{T_{cp}}{T_{пк}} = 1.481$$

Удельная теплоёмкость газа ($T_{cp} = 285.5$; $p_{cp} = 4.834$)

$$c_p = 1.695 + 1.838 \cdot 10^{-5} \cdot T_{cp} + 1.96 \cdot 10^{-6} \frac{p_{cp}^{0.1}}{T_{cp}} = 2.618 \text{ кДж/(кг·К)}$$

Коэффициент Джоуля-Томсона

$$D_1 := \frac{1}{c_p} \left(\frac{0.98 \cdot 10^6}{T_{cp}^2} - 1.5 \right) = 4.019 \text{ К/МПа}$$

Базовый коэффициент теплопередачи для газопровода диаметром 1 м для смешанного грунта 1.27–1.34 [2]. Принимаем $K_1 := 1.34 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$.

Среднее значение коэффициента теплопередачи

$$K_{cp} = K_1 \left(\frac{1}{d} \right)^{0.9} = 2.431 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$$

Коэффициент $\alpha_1 = 0.225 \cdot \frac{K_{cp} \cdot d}{Q \cdot \Delta c_p} = 0.038 \text{ км}^3$

Средняя температура газа, где ($T_n = 291$, $D_1 = 4.019$, $p_n = 5.2$, $p_k = 4.448$, $p_{cp} = 4.834$)

$$A := \frac{1 - e^{-\alpha_1 \cdot L}}{\alpha_1 \cdot L} = 0.645$$

$$T_{cp} = T_n + (T_n - T_k) \cdot A - D_1 \cdot \frac{p_n^2 - p_k^2}{2 \cdot \alpha_1 \cdot L \cdot p_{cp}} \cdot (1 - A) = 285.967 \text{ К}$$

Уточняем значения T_{np} и Z_{cp} ($T_{np} = 1.481$) $T_{np} := \frac{T_{cp}}{T_{пк}} = 1.483$

Коэффициент динамической вязкости, где

$$\eta := 1 + \frac{p_{np}^2}{30 \cdot (T_{np} - 1)} = 1.075 \quad (\eta_{np} = 1.042, T_{np} = 1.483, \eta_{к1} = 0.678)$$

$$\mu = 5.1 \cdot 10^{-6} [(1 + \eta_{cp}) \cdot (1 - 0.25 \cdot \eta_{cp})] [0.037 + T_{np} \cdot (1 - 0.104 \cdot T_{np})] \cdot \eta = 1.155 \cdot 10^{-4} \text{ Па·с}$$

Число Рейнольдса ($\Delta = 0.563$, $Q = 5.023$, $d = d \cdot 10^{-3} = 0.516$ м)

$$Re := 17.75 \cdot \frac{\Delta Q}{d^{3/4}} = 8.422 \cdot 10^6$$

Вычисляем коэффициенты $\lambda_{тр}$ и λ

$$\lambda_{тр} = 0.067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot k_2}{d} \right)^{0.2} = 0.0275.$$

$$\lambda = 1.05 \cdot \frac{\lambda_{тр}}{E_r} = 0.032$$

Находим конечное давление во втором приближении ($p_{с1} = 4.4480$ МПа)

$$p_{с2} = \sqrt[p_n]{\frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot Z_{ср} \cdot T_{ср} \cdot L}{K^2 \cdot d^5}} = 4.4475 \text{ МПа.}$$

Относительная погрешность первого и второго приближений не превышает 1 %

$$\varepsilon = \left| \frac{p_{с1} - p_{с2}}{p_{с1}} \right| = 0.0001 \%$$

Поэтому заканчиваем уточнение и принимаем $p_{с1} = p_{с2} = 4.4475$ МПа. Уточняем среднее давление ($p_{ср} = 4.8338$, $p_n = 5.2$)

$$p_{ср} = \frac{2}{3} \left(p_n + \frac{p_{с1}^2}{p_n + p_{с1}} \right) = 4.8340 \text{ МПа}$$

Конечная температура газа

$$T_k = T_n + (T_n - T_n) \cdot e^{-\alpha_1 L} = D_1 \cdot \frac{p_n^2 - p_{с1}^2}{2 \cdot \alpha_1 \cdot L \cdot p_{ср}} \cdot (1 - e^{-\alpha_1 L}) = 282.295 \text{ К.}$$

Выводы. Получена программа расчёта газопровода-отвода в системе Mathcad, с помощью которой определены геометрические характеристики газопровода и параметры газа на выходе из него.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Анисимов А. «Зеленый» эффект голубого топлива : http://vladnews.ru/2907/Экономика/Zeleniy_effekt_golubogo_topлива.
- 2 Быков Л. И. Типовые расчёты при сооружении и ремонте газонефтепроводов : Учеб. пособие / Быков. Л. И., Мустафин Ф. М., Нечваль А. М. и др. – Санкт-Петербург : Недра, 2006. – 824 с. : ил.
- 3 СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования. – М. : Стройиздат, 1985.