**Определения, обозначения и сокращения**

В настоящей пояснительной записке применяют следующие термины с соответствующими обозначениями

АВО – аппарат воздушного охлаждения газа,

АВОМ - аппарат воздушного охлаждения масла,

БТПИГ – блок подготовки топливного, пускового, импульсного газа,

ВНА – входной направляющий аппарат,

ГГ - газогенератор,

ГПА – газоперекачивающий агрегат,

ГСМ – горю-чесмазочные материалы,

ГТУ – газотурбинная установка,

ГЩУ – главный щит управления,

ВОУ – воздухоочистительное устройство,

Ду – диаметр условный,

КС – компрессорная станция,

КЦ – компрессорный цех,

МГ – магистральный газопровод,

МП – магнитный подвес,

НПО – научно-производственное объединение,

Н. Тура – Нижняя Тура,

ППР – планово-предупредительный ремонт,

САУ – система автоматического управления,

СВМПН – система воздухообеспечения магнитных подшипников,

СПЦВ – система подготовки циклового воздуха,

СУ – сухие уплотнения,

СТ – силовая турбина,

УП – узел подключения,

УТО – утилизационный теплообменник,

ЦН – центробежный нагнетатель.

**Введение**

Магистральные трубопроводы подразделяются на два класса:

I класс - рабочее от 2,5 до 10 МПа включительно;

II класс - рабочее от 1,2 до 2,5 МПа включительно.

В зависимости от назначения и диаметра газопроводы и их участки подразделяются на пять категорий: В, I, II, III, IV. Категория газопроводов определяется способом прокладки, диаметром и условиями монтажа.

Основные месторождения газа в России расположены на значительном расстоянии от крупных потребителей. Подача газа к ним осуществляется по

**1 Профиль трассы**

Компрессорная станция предназначена для обеспечения проектной или плановой производительности газопровода путем повышением давления транспортируемого газа.

**2 Технологическая схема и оборудование МГ**

Рассмотрим состав линейных сооружений магистрального газопровода.

2.1 Газопровод с отводами и лупингами и перемычками.

При параллельной прокладке двух и более магистральных газопроводов предусмотрены перемычки с запорной арматурой для газопроводов с одинаковым давлением, для газопроводов с различным давлением - перемычки с узлами редуцирования и предохранительными устройствами.Перемычки размещены на расстоянии не менее 40 км и не более 60 км друг от друга у линейных кранов (до и после кранов), а также до и после компрессорных станций, между охранными кранами.

2.2 Переходы через естественные и искусственные препятствия.

Существуют следующие виды переходов: балочные, подвесные, арочные, гибкие, вантовые, арочные, подземные (через искусственные препятствия). Диаметр рабочих ниток перехода, одинаковый с диаметром магистрального газопровода. На подводных переходах строятся резервные нитки.

- пункты замера газа;

2.4 Узлы редуцирования.

Узлы редуцирования газа постоянного действия предназначены для непрерывного снижения и регулирования давления газа. Узлы редуцирования газа подразделяются на узлы постоянного и периодического действия. Узлы редуцирования газа постоянного действия могут устанавливаться в местах подачи газа потребителям. Узлы редуцирования газа периодического действия предназначены для передачи газа между газопроводами с различным рабочим давлением по перемычкам у линейных кранов при аварийных ситуациях. Узлы редуцирования газа размещаются непосредственно на газопроводе или на перемычке между газопроводами.

2.5 Узлы очистки и сбора продуктов очистки полости газопровода.

Узлы очистки газопровода предназначены для удаления продуктов очистки полости участка газопровода без прекращения транспортировки газа. В состав узлов очистки газопровода входят камеры приема и запуска очистных устройств, трубопроводы, запорная арматура, продувочные свечи, узел сбора и отвода продуктов очистки, механизмы для извлечения, перемещения и запасовки очистных устройств, сигнализаторы прохождения очистных устройств. Для удаления продуктов очистки газопровода предусмотрен конденсатосборник.

Узлы очистки газопровода совмещаются с узлами подключения компрессорных станций.

2.6 Запорная арматура

Запорная арматура на линейной части МГ ( перемычках, отводах, переходах через естественные и искусственные препятствия) для оперативного управления оборудована телеуправлением.

На запорной арматуре, установленной на газопроводе: линейной, на перемычках, на подключениях магистральных газопроводов и отводов, на нитках многониточных переходов установлены автоматы аварийного закрытия кранов. Автоматы аварийного закрытия линейных кранов должны обеспечивать закрытие арматуры при темпе падения давления в газопроводе на 10 - 15 % в течение от 1 до 3 минут. Не допускается установка автоматов закрытия кранов на охранных кранах компрессорной станции, а также на другой запорной арматуре, расположенной на расстоянии 150 м по обе стороны от компрессорной станции.

2.7 Система электрохимической защиты.

На магистральных газопроводах предусмотрена комплексная защита от подземной коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты. Для защиты магистральных газопроводов от почвенной коррозии предусмотрены установки катодной защиты. Установки протекторной защиты установлены на отдельных участках газопровода.

Для защиты магистральных газопроводов от блуждающих токов применяются установки дренажной защиты. Допускается применение установок катодной защиты с автоматическим поддержанием защитного потенциала, а также установок протекторной защиты.

На подземном участке газопровода, примыкающем к надземному, а также на коррозийно-опасном участке предусмотрена загрузка преобразователя установки катодной защиты на 10-й год эксплуатации не более , чем 60 % его номинальной мощности, но не более, чем на 80 % его номинального тока.

Сосредоточенные анодные заземления размещены на расстоянии не менее 200 м от трассы защищаемой линейной части газопровода и не менее 70 м от подземных коммуникаций площадки компрессорной станции.

- узлы газопровода;

-;

- устройства контроля и автоматики;

- система телемеханизации;

-

- система оперативно-технологической связи;

- здания и сооружения для обслуживания линейной части (дороги, вертолетные площадки, дома линейных обходчиков).

**3 Гидравлический и тепловой расчет участка МГ**

Гидравлический и тепловой расчет режимов работы линейных участков производится в соответствии с нормами технологического проектирования магистральных газопроводов /1/.

 Исходные данные для гидравлического и теплового расчетов линейного участка газопровода Пермь – Горький -1 от 0 км до 83 км указаны:

- в таблице 3.1 характеристика линейной части;

- в таблице 3.2 характеристика природного газа месторождения «Нижнетуринское» по результатам испытаний /2/;

- в таблице 3.3 параметры работы и характеристики Пермской (в начале участка) и Оханской (в конце участка) компрессорных станций.

Таблица 3.1 – Характеристика линейной части

|  |  |
| --- | --- |
| **Наименование** | **Значение** |
| Длина участка, км | 83 |
| Наружный диаметр с толщиной стенки трубы, мм | 1220 х 12,0 |
| Тип грунта | смешанный |
| Глубина заложения, м | 0,8 |
| Температура грунта на глубине залегания оси газопровода, |  |

Таблица 3.2 – Характеристика природного газа

|  |
| --- |
| **Компонентный состав, %** |
| МетанСН4 | ЭтанС2Н6 | ПропанС3Н8 | БутанС4Н10 | ПентанС5Н12 | Диоксид углеродаСО2 | АзотN2 | КислородО2 | Cеровод-ородродН2S |
| 98,889 | 0,195 | 0,036 | 0,009 | 0,008 | 0,044 | 0,820 | 0,0000 | 0,0000 |

Таблица 3.3 – Параметры работы Пермской, Оханской КС

|  |  |
| --- | --- |
| **Наименование** | **Значение** |
| Абсолютное давление нагнетания Пермской КС, МПа | 3,43 |
| Абсолютное давление на входе в Оханскую КС, МПа | 2,70 |
| Температура газа после АВО Пермской КС, К | 293,15 |
| Температура газа на входе в Оханскую КС, К | 281,15 |
| Потери давления в системе АВО, МПа | 0,0588 |
| Потери давления в технологических трубопроводах и оборудовании КС на всасывании при одноступенчатой очистке газа, МПа | 0,08 |
| Потери давления в технологических трубопроводах и оборудовании КС на нагнетании , МПа | 0,07 |

**3.1. Расчет свойств газа**

Молярная массу газа М, кг/моль, определяется по формуле

М = а1·М1+ а2·М2+ а3М3+ а4·М4 + а5·М5  =

= 16, 04· 0,98889 + 30,07· 0,00195 + 44,09· 0,00036 + 58,12· 0,000089 + 72,15· 0,000077 + 28,01· 0,000438 + 28,02· 0,0082 =16,196 кг/моль (3.1)

# где а1, а2,…, аn – объемные концентрации компонентов газовой смеси;

#  М1,М2,…, Мn – молярные масса компонентов газовой смеси.

Газовая постоянная R, Дж/кг К, определяется по формуле

R = R/М = 8314,4 /16, 196 = 513,357 Дж/кг К (3.2)

где R- универсальная газовая постоянная,

 R = Дж/кмоль К;

М - молярная масса газа, кг/моль.

Плотность газа ρо, кг/м3, при нормальных условиях, соответствующих температуре Т = 273,15 К и давлению Р = 0,1013 МПа, определяется по формуле

ρо = М /22,41 = 16, 196/22,41= 0,723 кг/м3 (3.3)

где М - молярная масса газа, кг/моль;

22,41 – объем одного киломоля газа при нормальных условиях, м3/кмоль.

Относительная плотность газа определяется по формуле:

 = 0,560

Плотность газа ρСТ, кг/м3, при стандартных условиях, соответствующих температуре Т = 293,15 К и давлению Р = 0,1013 МПа, определяется по формуле

ρст =ρ0 ⋅ =0,723  = 0,673 кг/м3

где P, P1 – абсолютные давления газа, МПа;

Т1, Т – абсолютные температуры газа, К;

ρо, - плотность газа при нормальных условиях, кг/м3;

Z, Z1 – коэффициент сжимаемости при двух состояниях газа.

Псевдокритическая температура определяется по формуле

Тпк=155,24⋅(0,564+ρст)=155,24⋅(0,564+0,673) = 192,096 К

где P, P1 – абсолютные давления газа, МПа;

 Псевдокритическое давление определяется по формуле

Рпк=0,1734⋅(26,831-ρст)=0,1734⋅(26,831-0,673) = 4,536 МПа

где P, P1 – абсолютные давления газа, МПа;

**3.2. Тепловой и гидравлический расчет участка газопровода**

Определим начальное давление в газопроводе:

 

Расчитаем внутренний диаметр газопровода:

 d=dн -2δ= 1,220-2⋅0,012=1,196 м;

 Определим среднюю температуру газа на участке газопровода:

  , К



Среднее давление в газопроводе:



Приведенная давление и температура определяется по формуле:





Находим удельную теплоемкость газа:

 (14)

 где *Ср –* удельная теплоемкость газа, кДж/кг⋅К.

Определяем коэффициент Джоуля–Томсона:

 , (15)

 где *Di –* коэффициент Джоуля–Томсона, К/МПа.

Рассчитываем коэффициент “a” по формуле:

 (16)

 где *КСР –* средний на участке общий коэффициент теплопередачи

 от газа в окружающую среду, Вт/(м2⋅К);

 *D –* наружный диаметр газопровода, м;

 *Q –* расход транспортируемого газа, млн. м3/сут.

Определим среднюю температуру на участке:

  (17)

 где *ТСР –* средняя температура на участке газопровода, К;

 *L –* длинна участка газопровода, км.

Коэффициент сжимаемости газа определяется по формуле:





где Pпр – приведенное давление газа, МПа;

Коэффициент динамической вязкости определяется по формуле

 



Коэффициент сопротивления трению:



Т.к. газопровод имеет устройство для периодического пропуска очистного устройства – принимаем Е=0,95.

Определяем коэффициент гидравлического сопротивления:



Определим пропускную способность газопровода в первом приближении:





Среднее давление в газопроводе:



Приведенная давление и температура определяется по формуле:





Находим удельную теплоемкость газа:

  (14)

 где *Ср –* удельная теплоемкость газа, кДж/кг⋅К.

Определяем коэффициент Джоуля–Томсона:

 ,

Рассчитываем коэффициент “a” по формуле:

 (16)

 где *КСР –* средний на участке общий коэффициент теплопередачи

 от газа в окружающую среду, Вт/(м2⋅К);

 *D –* наружный диаметр газопровода, м;

 *Q –* расход транспортируемого газа, млн. м3/сут.

Определим среднюю температуру на участке:

  (17)

 где *ТСР –* средняя температура на участке газопровода, К;

 *L –* длинна участка газопровода, км.

Коэффициент сжимаемости газа определяется по формуле:





где Pпр – приведенное давление газа, МПа;

Коэффициент динамической вязкости определяется по формуле

 



Коэффициент сопротивления трению:



Т.к. газопровод имеет устройство для периодического пропуска очистного устройства – принимаем Е=0,95.

Определяем коэффициент гидравлического сопротивления:



Определим пропускную способность газопровода в первом приближении:









1. Определим коэффициент а:

 1/м



= 23,04 млн.м3/сут

 Для оценки первого приближения по формуле 3.5 определяем число Рейнольдса:



Определим коэффициент  во втором приближении:



По формуле 3.4 определим пропускную способность газопровода во втором приближении:



= 22,65 млн.м3/сут

Определим изменение пропускной способности:



Поскольку второе приближение отличается от первого более чем на 1%, необходимо продолжить расчет в третьем приближении.

Для оценки второго приближения по формуле 3.5 определяем число Рейнольдса:



Определим коэффициент  во третьем приближении:



По формуле 3.4 определим пропускную способность газопровода во втором приближении:



= 22,648 млн.м3/сут

Определим изменение пропускной способности:



Значение λ в третьем приближении практически не отличается от второго приближения. Поэтому за окончательный результат принимаем

Q= 22,648 млн.м3/сут

Определим коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду при транспорте газа по участку газопровода Пермь-Горький 2 для января.

Изобарная теплоемкость газа

Ср = 1,695 + 1,838·10-3 · Т + 1,96·106 · (Р-0,1)/ Т3 =

 = 1,695 + 0,544 + 0,388 = 2,627 кДж/(кг· К)

7. (2.2.8)

 9. (2.2.9)

10. (2.2.13)

11. Коэффициент Джоуля-Томсона

D1= (1/ Ср) · (0,98·106 / Т2 – 1,5) = 4,258 К/МПа (2.2.14)

**3 Расчет пропускной способности газопровода для горизонтальной прокладки трассы**

**3.2. Гидравлический расчет**

Выполним гидравлический расчет участка от 0 км до 83 км газопровода Пермь – Горький -2 без учета рельефа трассы, т.е. при условии горизонтальной прокладки трассы, и с учетом рельефа трассы для оценки влияния профиля трассы магистрального газопровода на пропускную способность газопровода.

При расчете участков газопровода с учетом рельефа трассы газопровод рассматривается как состоящий из наклонных прямолинейных участков с усредненным постоянным уклоном. Отметка начальной точки принимается равной нулю (h=0), а отметки характерных точек на газопроводе, расположенных выше начальной точки, имеют знак плюс, ниже начальной точки – знак минус.

Расчетная схема участка газопровода представлена на рис. 3.1.

Определим пропускную способность линейного участка газопровода Пермь – Горький -2 от 0 км до 83 км.

**5.**

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В курсовом проекте рассмотрены назначение и эксплуатация компрессорной станции «Пермская», осуществляемые на ней технологические процессы, состав компрессорных цехов.

Представлено описание технологической схемы КС «Пермская». Приведены назначение, конструкция, технические характеристики, принцип действия основного и вспомогательного оборудования компрессорной станции «Пермская» - пылеуловителей ГП-105, газоперекачивающих агрегатов компрессорных цехов № 1,2., АВО газа.

Рассмотрены устройство, работа, техническое обслуживание и эксплуатация пылеуловителей ГП-105, газоперекачивающего агрегата ГПА-12М «УРАЛ», системы маслоснабжения КС маслом МС-8П, блока подготовки пускового, топливного и импульсного газа.

Определен расход газа на собственные нужды компрессорной станции «Пермская» для заданного режима ее работы.

При эксплуатации компрессорной станции необходимо обеспечивать снижение энергозатрат при транспорте газа за счет оптимальных технологических режимов работы оборудования. Для безаварийной работы и длительного поддержания на высоком техническом уровне состояния основного и вспомогательного оборудования следует строго выполнять весь комплекс технических и организационных мероприятий – периодическое диагностирование, своевременное и в полном объеме выполнение технического обслуживания и ремонта , эксплуатация в соответствии с требованиями заводов-изготовителей.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы.- М.: МИНгазпром, 1985.- 220с..

2. Протокол испытаний природного газа № 21-02 от 18 января 2008г Пермское подразделение испытательной лаборатории природного газа ООО «Пермтрансгаз», аттестат аккредитации № РООС RU.0001.22НП73

2. А.Н. Козаченко. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов.- М.: Нефть и газ, 1999.- 459с.

3. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы.-М.: МИНгазпром, 1985.- 95с.

4. Методика определения расхода природного газа на собственные технологические нужды линейной части магистрального газопровода, газораспределительных и газоизмерительных станций.- М.: ВНИИГАЗ, 2003.- 24с.

5. Расход газа по показаниям счетчика СГ 16-100

6. Газоперекачивающий агрегат ГПА-12М «УРАЛ». Техническое описание ГПА 12М.0000-000ТО. Техническое описание– Пермь: ОАО НПО «Искра», 1999.- 65с.

7. Нагнетатель центробежный НЦ-12-56/1,44. Техническое описание. ЗАО НИИ «Турбокомпрессор». - Казань, 1995.-114 с.

8. Пылеуловитель циклонный ГП-105. Паспорт сосуда работающего под давлением. Черновицкий машиностроительный завод. - Черновцы, 1975.-56 с.

9. Установка воздушного охлаждения газа 2АВГ-75с.Паспорт. Бугульминский механический завод. - Бугульма, 2003.-82 с.