**Расчет газопровода природного газа высокого давления**

В последние несколько лет в отечественной нефтегазовой отрасли реализуется ряд проектов с применением технологии высоконапорного транспорта как природного газа, так попутного нефтяного газа (ПНГ). К ним относятся, например, проект подводного газопровода «Северный поток» ПАО «Газпром» (транспортируемая среда природный газ, рабочее давление 25 МПа, протяжённость — 1224 км), газопроводная сеть системы ППД на месторождении им. Р. Требса (оператор ООО «Башнефть-Полюс», транспортируемая среда подготовленный ПНГ, рабочее давление 26,4 МПа). При этом, количество проектов по высоконапорному транспорту газа в обозримом будущем будет увеличиваться. Готовится к реализации проект «Северный поток-2», также в планах ПАО «Газпром» реализация подобного газопровода по дну Черного моря. Что касается ПНГ, то активизация проектов по его транспортировки, в т.ч. под высоким давлением связана с реализацией нефтедобывающими компаниями программ рационального использования ПНГ. При этом ПНГ в существующих реалиях может транспортироваться на многие километры с целью сбыта на газоперерабатывающие заводы, терминалы сжижения.

Важной составляющей при реализации проектов газопроводного транспорта является определение пропускной способности трубопроводных участков (подбор диаметров), расчет гидравлических и тепловых режимов работы. Однако, выполненный автором обзор существующей нормативной документации, говорит о том, что на сегодняшний день не существует утвержденных и рекомендуемых методик расчета газопроводов высокого давления. Так, существующие нормы проектирования магистральных газопроводов (СТО ПАО «Газпром) и изложенная в них методика теплогидравлического расчета газопровода, распространяется только на газопроводы по которым транспортируется природный и попутный нефтяной газ с избыточным давлением до 15 МПа (153 кГс/см2) включительно [2]. Наряду с нормами технологического проектирования магистральных газопроводов СТО «Газпром», действуют общесоюзные нормы технологического проектирования введенные в 1985 г. ОНТП 51-1-85 ч.1 [3]. Методика теплогидравлического расчета газопровода, изложенная в ОНТП 51-1-85 ч.1 распространяется на газопроводы по которым транспортируется природный и попутный нефтяной газ с избыточным давлением до 9,81 МПа (100 кгс/см2) включительно.

Если обратится к «Нормам технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» [4] гидравлический расчет газопроводов нефтяных месторождений следует производить в соответствии с "Указаниями по гидравлическому расчету подземных магистральных газопроводов при стационарном режиме" Мингазпрома (нормы технологического проектирования магистрального газопровода до 1979г.) [5]. Методика гидравлического расчета, изложенная в данных указаниях ограничивается рабочим давлением в 5,8 МПа (60 кГс/см2). Стоит отметить, что последняя редакция «Указаний по гидравлическому расчету подземных магистральных газопроводов при стационарном режиме» Мингазпрома представлена в нормах [3].

Нормы проектирование промысловых стальных трубопроводов ВСН 51-3-85 [6] распространяются на проектирование вновь строящихся и реконструируемых промысловых стальных трубопроводов диаметром до 1400 мм (включительно) и с избыточным давлением среды не выше 32,0 МПа нефтяных, газовых, газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа. Однако в части гидравлического расчета трубопроводов, транспортирующих сухой подготовленный газ, в данных нормах дается указание на использование методике, изложенной в ОНТП 51-1-85 ч.1 [3], т.е. методики с ограничением по давлению в 9,81 МПа.

Таким образом, актуальной задачей является разработка методики теплогидравлического расчета газопроводов высокого давления.

Рассмотрим проблематику теплогидравлического расчета газопроводов высокого давления. Определение перепада давления и изменения температуры по длине газопровода высокого давления при стационарном режиме течения потока газа само по себе не вызывает сложностей. Исследование процессов, сопровождающих движение газа по газопроводу, а также вывод основных уравнений гидродинамики и распределения температуры по длине газопровода, для стационарных потоков газа, достаточно подробно изложено в работах Чарный И.А., Смирнова А.С., Ходановича И.Е., Мирзаджанадзе А.Х., Гусейнзаде М.А, Коротаева Ю.П., Астрахана И.М., Бобровского, Алвеса И.Н. [7, 8, 9, 10, 11, 12].

Основное уравнение гидродинамики (для массового расхода газа) для установившегося режима течения в газопроводе, проложенном в равнинной местности, записывается следующим образом:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (1) |

где G – массовый расход газа, кг/с;

- давление в начале газопровода, Па;

- давление в конце газопровода, Па;

z – коэффициент сжимаемости газа;

R – газовая постоянная, Дж/(кг·К);

T – средняя температура газа в газопроводе, К

L – протяженность газопровода, м;

d – внутренний диаметр газопровода, м;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Без учета рельефа трассы, согласно действующим нормам проектирования [1], [3], возможно выполнять гидравлический расчет участка газопровода, на протяжении которого отсутствуют точки с разницей вертикальных отметок, более чем 100 м. Слагаемое в уравнении (1) отражает возрастание кинетической энергии газа по длине газопровода и его следует учитывать лишь для газопроводов небольшой протяженности с значительным перепадом давлений по длине. При транспорте газа под высоким давлением такая ситуация встречается редко, т.е. и слагаемым можно пренебречь. С учетом вышеизложенного из уравнения (1) получаем основную расчетную формулу объемного расхода газа в стандартных условиях, которая, собственно, применяется в действующих нормах технологического проектирования

|  |  |
| --- | --- |
|  | (2) |

Где Q – объемный расход газа в стандартных условиях (Т=293 К, Р=0,1 МПа), млн.м3/сут;

– относительная плотность газа по воздуху;

К – коэффициент, учитывающий размерность единиц, K=105,087;

и – соответственно начальное и конечное давление на участке газопровода, МПа;

*d* – внутренний диаметр трубы, м;

– средняя по длине участка газопровода температура транспортируемого газа, К;

– длина участка газопровода, км;

– средний коэффициент сжимаемости газа.

Изменение температуры газа по длине газопровода определяется по известной формуле В.Г. Шухова. Уравнение для распределения температуры газа по горизонтальному газопроводу за счет теплообмена с окружающей средой при постоянной температуре окружающей среды и с учетом понижения температуры газа за счет эффекта Джоуля Томсона представляется в виде [1, 3]

|  |  |
| --- | --- |
|  | (3) |

где *Т*о – расчетная температура окружающей среды, К;

*Т*н – температура газа в начале участка газопровода, К;

*Рср* - среднее давление газа на участке, МПа;

*d*н – наружный диаметр газопровода, м;

*К*ср - средний на участке общий коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду, Вт/(м2·К);

*Ср* - средняя изобарная теплоемкость газа, кДж/(кг·К);

*D* - среднее на участке значение коэффициента Джоуля-Томсона, К/МПа.

Коэффициент *φ* определяется по формуле

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4) |

Для объемного расхода газа в стандартных условиях

|  |  |
| --- | --- |
|  | (5) |

где К2 – коэффициент, учитывающий размерность единиц, = 225,5∙10-3.

Коэффициент гидравлического сопротивления участка определяется по формуле

|  |  |
| --- | --- |
|  | (6) |

Где E – коэффициент гидравлической эффективности, характеризует изменение гидравлического сопротивления газопровода по сравнению с проектным значением [10];

– коэффициент сопротивления трению.

Режим течения в газопроводах высокого давления, как правило, турбулентный, соответствует зонам квадратичного или смешанного трения. Коэффициент сопротивления трению для данных зон вычисляется по формуле ВНИИГАЗА

|  |  |
| --- | --- |
|  | (7) |

где – эквивалентная шероховатость труб, в частности для новых труб без гладкостного покрытия мм;

– число Рейнольдса, определяемое по формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (8) |

где – динамическая вязкость газа, Па∙С.

В формулах (2) и (3) используются значения среднего давления и средней температуре на участке газопровода. Среднее давление на участке газопровода определяется по формуле

|  |  |
| --- | --- |
|  | (9) |

Средняя температура на участке газопровода определяется по формуле

|  |  |
| --- | --- |
|  | (10) |

Приведенные выше уравнения связывают физические параметры газа с параметрами газопровода и окружающей среды и полностью описывают теплогидравлический режим течения потока газа в газопроводе. При этом, основные трудности, возникающие при теплогидравлическком расчете газопровода высокого давления, связаны с определением теплофизических параметров газа. Для существующих методик теплогидравлического расчета газопроводов, изложенных в нормативной документации и литературе, определение теплофизических параметров газа предполагается на основе различных эмпирических формул либо номограмм, связывающих теплофизические параметры газа с давлением и температурой (либо приведенными давлением и температурой). Хотя для отдельных параметров границы применимости используемых формул либо номограмм достигают значений давлений 30-40 МПа (в большинстве случаев применительно только к метану, то есть только для природного газа), тем не менее, методики, которая бы в комплексе удовлетворяла бы потребности в расчете физических свойств не только природного газа, но и ПНГ для проведения теплогидравлического расчета газопровода при высоком давлении, на данный момент не существует.

Таким образом, целью данной работы является создание методики теплогидравлического расчета газопроводов с рабочим давлением до 32 МПа, транспортирующим газ с мольной долей метана от 60% и выше и содержащим примеси неуглеводородных газов (паров воды, сероводорода, азота и углекислого газа). Основной задачей при этом является разработка методик (подбор зависимостей) для расчета следующих теплофизических параметров газа: коэффициента сжимаемости, вязкости, коэффициента Джоуля-Томсона, изобарной теплоёмкости.

**Разработка методики.**

**1.** **Молярная масса** вычисляется на основе компонентного состава по правилу аддитивности Кэя [13]

|  |  |
| --- | --- |
|  | (11) |

где *Ni* – концентрация *i*-го компонента газа, доли ед.;

*Мi* - молярная масса *i*-го компонента газа, г/моль.

**2.** **Плотность газа** вычисляется на основе компонентного состава по правилу аддитивности Кэя [2]

|  |  |
| --- | --- |
|  | (12) |

где *Ni* – концентрация *i*-го компонента газа, доли ед.;

*ρi* - молярная масса *i*-го компонента газа, кг/м3.

**3.** **Относительная плотность газа** по воздуху определяют по формуле [2]

|  |  |
| --- | --- |
|  | (13) |

где 1,20445кг/м3 плотность воздуха в стандартных условиях.

**4.** Определение **псевдокритических** и **приведенных параметров газа.** Псевдокритические параметры являются средством для корреляции физических свойств газовой смеси на основе принципа соответственных состояний [14].

**4.1** Определение **приведенного давления** газа

|  |  |
| --- | --- |
|  | (14) |

где – псевдокритическое давление для газа, определяемое по правилу аддитивности

|  |  |
| --- | --- |
|  | (15) |

где – критическое давление i-го компонента газа, МПа.

**4.2** Определение **приведенной температуры** газа

|  |  |
| --- | --- |
|  | (16) |

где – псевдокритическая температура для газа, определяемая по правилу аддитивности

|  |  |
| --- | --- |
|  | (17) |

где – критическая температура i-го компонента газа, К.

**4.3** Природные и попутные нефтяные газы могут содержать в своем составе неуглеводородные компоненты, такие как сероводород (H2S), углекислый газ (CO2), азот (N2), пары воды (H2O). При наличии в составе газа данных компонентов с концентрацией более 5% необходимо делать поправку псевдокритических характеристик смеси.

Уичерт и Азиз разработали следующее уравнение для корректировки псевдокритических параметров газа на содержание сероводорода (H2S), углекислого газа (CO2) [15]

|  |  |
| --- | --- |
|  | (18) |

и

|  |  |
| --- | --- |
|  | (19) |

где - скорректированная псевдокритическая температура, К;

- скорректированное псевдокритическое давление, МПа;

- мольная доля сероводорода в смеси газов;

ε – поправочный коэффициент.

Поправочный коэффициент ε определяется по формуле

|  |  |
| --- | --- |
|  | (19) |

Зависимость была получена для газов, отвечающих следующим условиям: 0<<0,5456 и 0<<0,7385.

Скорректированные значения псевдокритической температуры и давления на присутствие в составе газа азота(N2) и паров воды(H2O) определяется по формулам [16]

|  |  |
| --- | --- |
|  | (20) |
|  | (21) |

где - псевдокритическая температура, скорректированная с учетом присутствия сероводорода (H2S) и углекислого газа (CO2), К;

- псевдокритическое давление, скорректированная с учетом присутствия сероводорода (H2S) и углекислого газа (CO2). Если в газовой смеси нет ни сероводорода (H2S), ни углекислого газа (CO2), то и .

Поправочные параметры и рассчитываются следующим образом

|  |  |
| --- | --- |
|  | (22) |
| =-136,7+222,2; | (23) |

**5 Определение коэффициента сжимаемости газа**

Определить коэффициент сжимаемости газа на основе приведенных параметров газа возможно несколькими путями. Для определения коэффициента сжимаемости газа, независимо от способа, необходимо использовать приведенные параметры газовой смеси, скорректированные с учетом содержания неуглеводородных компонентов.

**5.1 Графический способ.** Коэффициент сжимаемости определяется по номограмме Стэндинга и Каца [17], представленной на рисунке 1.

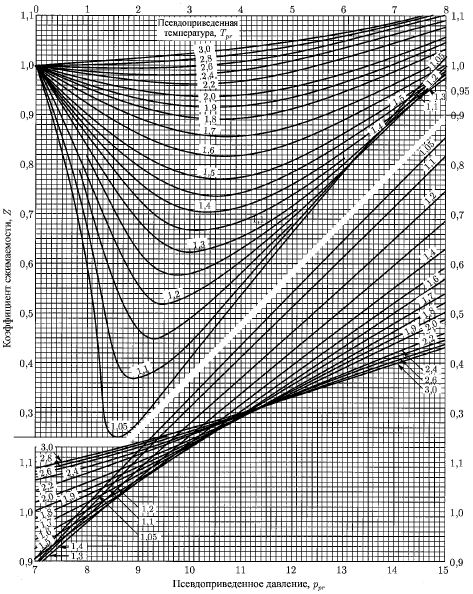


Рисунок 1 - Коэффициент сжимаемости газа

**5.2 Использование эмпирической корреляции Дранчака и Абу-Кассема [18].** Корреляция удобна для применения в компьютерных программах. Корреляция имеет следующую форму

|  |  |
| --- | --- |
|  | (24) |

где  *–* приведенная плотность газа, равная

|  |  |
| --- | --- |
|  | (25) |

Коэффициенты - определяются по формулам

|  |  |
| --- | --- |
|  | (26) |

|  |  |
| --- | --- |
|  | (27) |

|  |  |
| --- | --- |
|  | (28) |

|  |  |
| --- | --- |
|  | (29) |

Коэффициенты - имеют следующие значения:

Данная корреляция соответствует номограмме Стэндинга и Каца со средней абсолютной погрешностью 0,585%. Корреляция применима при 0,2≤ <30, 1<≤3 и 0,7<<1 [16]. Уравнение решается итерационно, с использованием, например, метода нахождения корня уравнения Ньютона или метода секущих.

**6 Определение вязкости газа.**

Вязкость газовой смеси при атмосферном давлении и расчетной температуре определяется по формуле Хеннинга и Ципперера [19]

|  |  |
| --- | --- |
|  | (30) |

где - вязкость i-го компонента смеси при атмосферном давлении и расчетной температуре, П∙с.

Вязкость отдельных компонентов газовой смеси при атмосферном давлении и расчетной температуре определяются по уравнению Чэпмена-Энскога [24]:

|  |  |
| --- | --- |
| ; | (31) |

где - радиус твердой сферы, Ǻ;

Ω – интеграл столкновений.

Интеграл столкновений определяется по формуле

|  |  |
| --- | --- |
| . | (33) |

Где - безразмерная температура;

– дипольный момент.

Коэффициенты А-F имеют следующие значения A=1,16145; B=0,14874; C=0,52487; D=0,77320; E= 2,16178; F=2,43787.

Безразмерная температура определяется по формуле

|  |  |
| --- | --- |
|  | (31) |

Значения параметров , и определяются по таблице 2.

Таблица 2 – Параметры потенциала Штоккмайера [24]

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Название компонента | Обозначение | Радиус твердой сферы, Ǻ | Отношение ε/к | Дипольный момент |
| Пары воды | H2O | 2.641 | 809.1 | 1 |
| Азот | N2 | 3.798 | 71.4 | 0 |
| Углекислый газ | CO2 | 3.941 | 195.2 | 0 |
| Сероводород | H2S | 3.623 | 301.1 | 0,21 |
| Метан | CH4 | 3.758 | 148.6 | 0 |
| Этан | C2H6 | 4.443 | 215.7 | 0 |
| Пропан | C3H8 | 5.118 | 237.1 | 0 |
| Изо-бутан | iC4H10 | 5.278 | 330.1 | 0 |
| Бутан | C4H10 | 4.687 | 531.4 | 0 |
| Изо-пентан | iC5H12 | 4.687 | 531.4 | 0 |
| Пентан | C5H12 | 5.784 | 341.1 | 0 |
| Гексан | C6H14 | 5.949 | 399.3 | 0 |
| Гептан | C7H16 | 6.221 | 408.3 | 0 |

Средняя погрешность результатов, получаемых по уравнению Чэпмена-Энскога, составляет 2-3% [24].

Вязкость смеси газов при высоком давлении определяется по уравнению Дима и Стила [14]

|  |  |
| --- | --- |
|  | (34) |

где - приведенная плотность смеси газов.

Приведенная плотность смеси газов определяется по формуле

|  |  |
| --- | --- |
|  | (35) |

где - плотность при расчетном давлении, моль/см3;

- псевдокритическая плотность смеси, моль/см3.

определяется по уравнению

|  |  |
| --- | --- |
|  | (36) |

где – псевдокритический коэффициент сжимаемости;

R – универсальная газовая постоянная, R=8,368 [21].

Псевдокритический коэффициент сжимаемости определяется по правилу аддитивности

|  |  |
| --- | --- |
|  | (37) |

где - коэффициент сжимаемости i-го компонента газовой смеси.

Уравнение (34) пригодно для расчета вязкости газовых смесей до давления 60МПа [20]. Для газов с низкой и средней молекулярной массой (ПНГ) погрешность расчета по уравнению (34) не более 5% [14]. При высоком содержании сероводорода в составе газа погрешность может достигать больших значений (до 10% и выше). Вследствии этого, область использования методики принимается ограниченной по содержанию сероводорода до 10%.

**7** **Определение изобарной теплоемкости газа**

В литературе приводится ряд графических зависимостей для определения теплоемкости природных газов [13, 14, 10, 20]. При этом отмечается, что теплоемкость даже для смеси природных газов с высоким содержанием метана в области высоких давлений определяется с большой погрешностью: 50-100% [14, 21]. Для неуглеводородных газов погрешность может достигать еще больших значений. Также приводятся ряд эмперических зависимостей [14, 10, 20] для определения темплоемкости смеси газов, однако они также имеют ограничения по преминимости в области высоких давлений и при наличии неуглеводородных примесей в составе газа. В связи с этим, при определении теплоемкости, автор обращается к методу определения теплоемкости смеси газов, основанном на строгих термодинамических соотношениях, которые являются абсолютно точными. В основе метода лежит использование уравнения состояния. В качестве уравнения состояния выбрана уравнение Пенга-Робинсона. Это кубическое уравнение состояние является наиболее распространенным в мировой практике для расчета параметров газовых и газожидкостных смесей. Оценка уравнения [21, 10, 14] говорит о его высокой точности в области давлений до 35-40МПа. В ряде источников [16, 20, 22] именно это уравнение рекомендуется использовать для расчета свойств газовых смесей со сложным составом и при высоких рабочих давлениях.

Общая формула для расчета изобарной теплоемкости

|  |  |
| --- | --- |
|  | (38) |

где – изобарная теплоемкость при рабочем давлении Р и температуре Т, кДж/(кг∙К);

- теплоемкость газовой смеси в идеально газовом состоянии и температуре Т,

кДж/(кг∙К);

– изотермическая поправка (при температуре Т) к теплоемкости как функция от давления, кДж/(кг∙К).

Теплоемкость отдельных компонентов в идеально газовом состоянии как функции температуры можно вычислить по следующей зависимости [20]

|  |  |
| --- | --- |
|  | (39) |

Значения коэффициентов , , , , ля расчетов теплоемкости компонентов в идеально-газовом состоянии.

Таблица 1 – Значения коэффициентов для расчетов теплоемкости компонентов в идеально-газовом состоянии в зависимости от температуры

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Компонент |  |  |  |  |  |
| H2O | 0,457392 | -0,05251 | 0,064594 | -0,20276 | 0,23631 |
| N2 | 0,253664 | -0,01455 | 0,012544 | -0,01711 | -0,00824 |
| CO2 | 0,114433 | 0,101132 | -0,02649 | 0,034706 | -0,01314 |
| H2S | 0,238675 | -0,02446 | 0,041067 | -0,13013 | 0,144852 |
| CH4 | 0,564834 | -0,28297 | 0,417399 | -1,52558 | 1,958857 |
| C2H6 | 0,273088 | -0,04296 | 0,312815 | -1,38989 | 2,007023 |
| C3H8 | 0,179733 | 0,066458 | 0,250998 | -1,24746 | 1,893509 |
| C4H10 | 0,00204 | 0,434879 | -0,08181 | 0,072349 | -0,01456 |
| C5H12 | -0,0028 | 0,440073 | 0,086288 | 0,081764 | -0,01972 |
| C6H14 | -0,0231 | 0,461333 | -0,0974 | 0,103368 | -0,03064 |
| C7H16 | -0,02314 | 0,460981 | -0,09807 | 0,104752 | -0,03134 |

Теплоемкость смеси газов в идеально-газовом состоянии

|  |  |
| --- | --- |
|  | (40) |

где - массовая доля i-го компонента в смеси

|  |  |
| --- | --- |
|  | (41) |

Расчет поправки через уравнение состояния.

Уравнение состояния Пенга-Робинсона имеет вид

|  |  |
| --- | --- |
|  | (42) |

Коэффициенты уравнения a и b для отдельных компонентов газовой смеси определяются по следующим формулам

|  |  |
| --- | --- |
|  | (43) |
|  | (44) |
| *;* | (45) |

|  |  |
| --- | --- |
| *;* | (46) |

|  |  |
| --- | --- |
| *;* | (47) |

Коэффициенты уравнения Пенга-Робинсана для смеси определяются по формулам для смеси газов

|  |  |
| --- | --- |
|  | (48) |
|  | (49) |

где - коэффициенты парного взаимодействия компонентов смеси. Значения коэффициентов приведены в таблице 2 [25].

Таблица 2 - Коэффициенты парного взаимодействия компонентов смеси

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **H2O** | **N2** | **CO2** | **H2S** | **CH4** | **C2H6** | **C3H8** | **iC4H10** | **C4H10** | **iC5H12** | **C5H12** | **C6H14** | **C7H16** |
| **H2O** | 0 | -0.48 | 0.0952 | 0.03 | 0.45 | 0.45 | 0.53 | 0.52 | 0.52 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 |
| **N2** | -0.48 | 0 | -0.017 | 0.1767 | 0.0311 | 0.0515 | 0.0852 | 0.1033 | 0.08 | 0.092 | 0.1 | 0.08 | 0.1441 |
| **CO2** | 0.0952 | -0.017 | 0 | 0.0974 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.1 |
| **H2S** | 0.03 | 0.1767 | 0.0974 | 0 | 0.08 | 0.0833 | 0.0878 | 0.0474 | 0.06 | 0.06 | 0.063 | 0.05 | 0.04 |
| **CH4** | 0.45 | 0.0311 | 0.12 | 0.08 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0067 |
| **C2H6** | 0.45 | 0.0515 | 0.12 | 0.0833 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0067 |
| **C3H8** | 0.53 | 0.0852 | 0.12 | 0.0878 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0056 |
| **iC4H10** | 0.52 | 0.1033 | 0.12 | 0.0474 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **C4H10** | 0.52 | 0.08 | 0.12 | 0.06 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0033 |
| **iC5H12** | 0.5 | 0.0922 | 0.12 | 0.06 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **C5H12** | 0.5 | 0.1 | 0.12 | 0.063 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0074 |
| **C6H14** | 0.5 | 0.08 | 0.12 | 0.05 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **C7H16** | 0.5 | 0.1441 | 0.1 | 0.04 | 0.04 | 0.0067 | 0.0056 | 0 | 0.0033 | 0 | 0.0074 | 0 | 0 |

Определяются производные коэффициентов уравнения состояния для компонентов

|  |  |
| --- | --- |
|  | (50) |

|  |  |
| --- | --- |
|  | (51) |

|  |  |
| --- | --- |
|  | (52) |

|  |  |
| --- | --- |
|  | (53) |

Производные коэффициентов уравнения состояния для смеси определяются по формулам

|  |  |
| --- | --- |
|  | (54) |

|  |  |
| --- | --- |
|  | (55) |

Определяются частные производные параметров состояния

|  |  |
| --- | --- |
|  | (56) |

|  |  |
| --- | --- |
|  | (57) |

Изотермическое изменение изохорной теплоемкости определяется по формуле

|  |  |
| --- | --- |
|  | (58) |

Для расчета отклонения изобарной теплоемкости при использовании уравнения состояния используется формула

|  |  |
| --- | --- |
| Где – универсальная мольная газовая постоянная,  . | (59) |

Поправка к теплоемкости, получаемая по формуле (59), имеет размерность МПа∙м3/(кмоль∙К). Для перевода в размерность кДж/(кг∙К) используется формула

|  |  |
| --- | --- |
|  | (60) |

**8** **Определение дифференциального коэффициента Джоуля-Томсона**

Для определения дифференциального коэффициента Джоуля-Томсона используется следующие выражение

|  |  |
| --- | --- |
|  | (61) |

На основе вышеприведенных методик рассчитываются теплофизические свойства газовой смеси, необходимые для выполнения теплогидравлического расчета газопровода высокого давления.

**Средний коэффициент теплопередачи от газопровода в окружающую среду** в зависимости от способа прокладки газопровода (подземная, наземная или надземная) определяется по методике, изложенной в [2] (пункты 18.6.12-18.6.22).

Результаты.

Изложенные методы определения теплофизических свойств газов позволяют выполнить теплогидравлический расчет газопровода. Алгоритм выполнения расчета представлен в приложении Б. Разработанная методика теплогидравлического расчета газопровода имеет следующую область применения:

- среднее избыточное давление в газопроводе до 32 МПа;

- приведенная температура газа от 0,1 до 3;

- содержание сероводорода в составе газа не должно превышать 10%;

- рассматриваемая смесь газовых компонентов должна находиться либо в области ниже кривой точек россы на фазовой диаграмме, либо в сверхкритической области.

Выводы.

1. Выполнен обзор существующих методик теплогидравлического (технологического) расчета газопроводов, транспортирующих природный или попутный нефтяной газ. Определенно, что на данный момент в нормативной документации, а также специализированной литературе отсутствуют методики расчета газопроводов с избыточным давления свыше 15МПа. При этом существующие методики ограничиваются только смесями природных газов с содержанием метана более 80%. Для ПНГ характерно содержание метана 30-60% и наличие примесей неуглеводородных компонентов.
2. Разработана методика выполнения теплогидравлического расчета газопроводов высокого давления до 32 МПа, транспортирующих как природные газы, так и попутные нефтяные газы с высоким содержанием неуглеводородных компонентов. Алгоритм расчета представлен в приложении Б.
3. Для выполнения автоматизированных расчетов на ЭВМ, на основе предложенного алгоритма расчета газопроводов высокого давления, разработан расчетный шаблон в ПО Excel «Расчет Газопровода Высокого Давления». Основная рабочая форма (лист) шаблона представлена в приложении В.
4. Разработанная методика расчета газопровода высокого давления была использованная при выполнении проекта «Обустройство кустовых площадок на нефтяном месторождении им. Р.Требса. Система ППД. Первый этап». Сведения о выполнении расчета, а также сравнение результатов расчетов, полученных на основе использования расчетного шаблона «Расчет Газопровода Высокого Давления» с коммерческим программными комплексами для выполнения теплогидравлических расчетов, представлены в приложении Г. Относительное различие результатов расчетов в расчетном шаблоне по сравнению с ПО Pipesim по давлению составляет не более 1,8 %, по температуре не более 5%. Относительное различие результатов расчетов в расчетном шаблоне по сравнению с ПО Hysys по давлению составляет не более 6 %, по температуре не более 12,6%. При этом относительное различие в результатах расчетов в самих коммерческих программах составляет до 7,55% по давлению и до 15,37% по температуре.

**Приложение А**

Физические свойства компонентов природного газа

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование газа | Молярная масса компонента Mi кг/моль | Плотность компонента ρi, кг/м3 | Критическая температура компонента Ткрi, К | Критическое давление компонента Pкрi, Мпа | Критический коэффициент сжимаемости компонента, zкрi |
| Водяной пар | 18.0153 | 0.787 | 647.14 | 22.064 | 0.23 |
| Азот | 28.0135 | 1.1649 | 126.2 | 3.39 | 0.291 |
| Диоксид углерода | 44.01 | 1.8393 | 304.2 | 7.386 | 0.274 |
| Сероводород | 34.082 | 1.4311 | 373.2 | 8.94 | 0.268 |
| Метан | 16.043 | 0.6682 | 190.555 | 4.5988 | 0.29 |
| Этан | 30.07 | 1.2601 | 305.83 | 4.88 | 0.285 |
| Пропан | 44.097 | 1.8641 | 369.82 | 4.25 | 0.277 |
| и-бутан | 58.123 | 2.488 | 408.13 | 3.648 | 0.283 |
| Бутан | 58.123 | 2.4956 | 425,14 | 3,784 | 0.274 |
| и-Пентан | 72.15 | 3.147 | 469.69 | 3.381 | 0.268 |
| Пентан | 72.15 | 3.174 | 469,69 | 3.364 | 0.269 |
| Гексан | 86.177 | 3.898 | 506.4 | 3.03 | 0.264 |
| Гептан | 100.204 | 4.755 | 539.2 | 2.74 | 0.259 |

**Приложение Б**

Алгоритм теплогидравлического расчета газопровода







Псевдокритич уже определено







**Приложении В**

Основная рабочая форма (лист) шаблона «Расчет Газопровода Высокого Давления», выполненного в ПО Excel

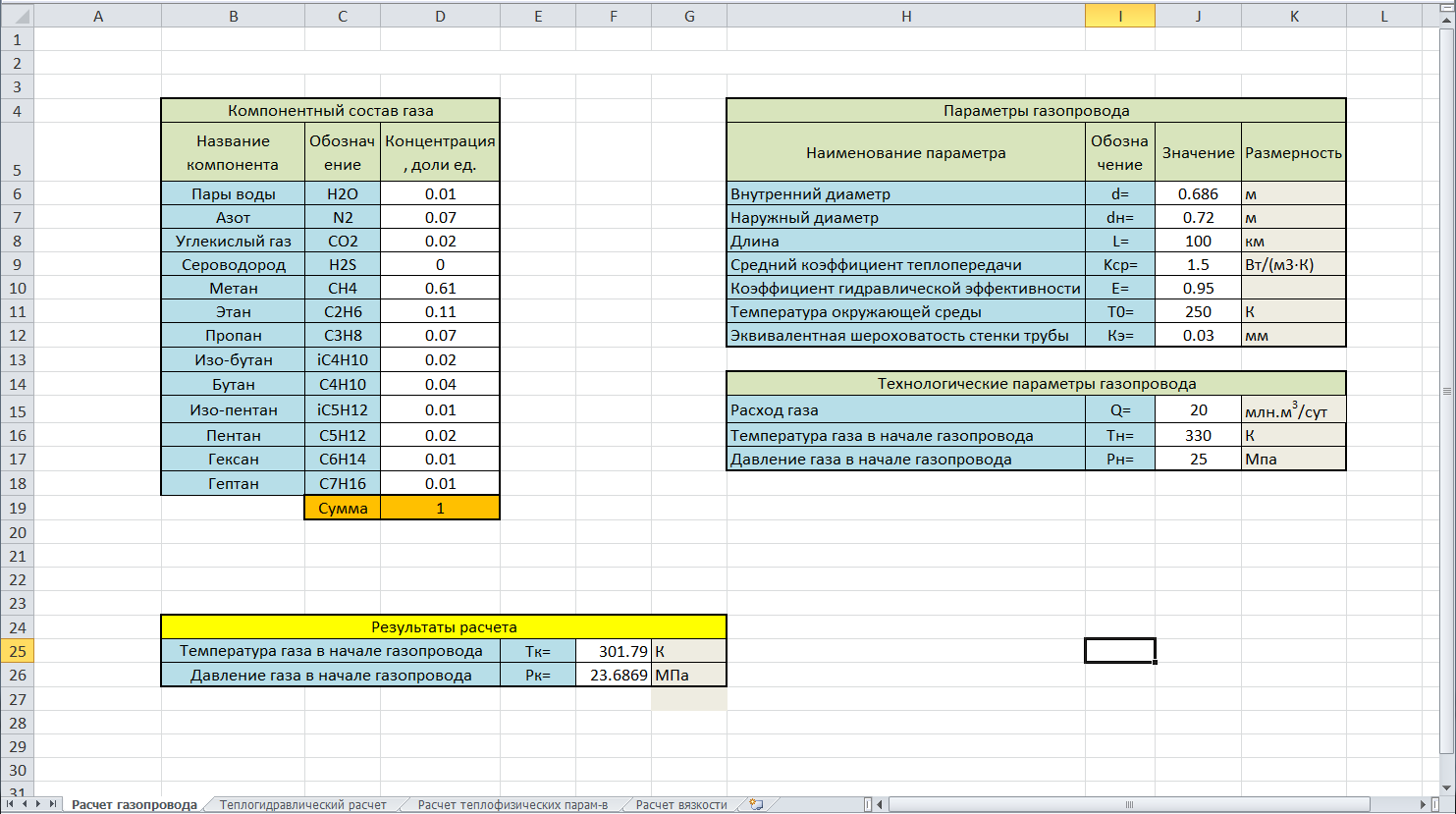


Рисунок В1 - Основная рабочая форма (лист) шаблона «Расчет Газопровода Высокого Давления»

**Приложение Г**

Применение расчетного шаблона «Расчет Газопровода Высокого Давления» для выполнения теплогидравлического расчета газопроводов высокого давления системы ППД.

Расчетный шаблон «Расчет Газопровода Высокого Давления» использовался при выполнении проекта «Обустройство кустовых площадок на нефтяном месторождении им. Р.Требса. Система ППД. Первый этап». Заказчик – ООО «Башнефть-Полюс», исполнитель ООО «БашНИПИнефть». Целью выполнения расчета было определение давлений и температур в узлах системы газопроводов высокого давления при проектировании двухтрубной системы ППД в условиях применения водогазового воздействия.

Исходные данные для расчета газопроводной сети представлены в таблицах Г1 и Г2.

Таблица Г1 - Компонентный состав газа

|  |  |
| --- | --- |
| Компонент | Мольная концентрация, % |
| CO2 | 0,36% |
| N2 | 7,77% |
| C1 | 60,81% |
| C2 | 14,94% |
| C3 | 11,05% |
| IC4 | 1,07% |
| NC4 | 2,87% |
| IC5 | 0,35% |
| NC5 | 0,57% |
| C6 | 0,15% |
| C7 | 0,04% |
| H2O | 0,05% |
| Молярная масса, г/моль | 25,0 |
| Удельная теплота сгорания, МДж/н.м3 | 51,5 |
| Плотность, кг/н.м3 | 1,03 |

Таблица Г2 - Исходные данные к расчету газопровода высокого давления

|  |  |
| --- | --- |
| Параметр и его значение | Наименование параметра |
| Рраб = 24 МПа | рабочее давление |
| t = 49,2 °C | температура газа в начале газопровода |
| D = 219 мм; D =114 мм | наружный диаметр трубопровода |
| δст = 18 мм; δст = 11 мм | толщина стенки трубопровода |
| δппу = 100 мм | толщина тепловой изоляции из пенополиуретана (принятой), имеет полиэтиленовую обертку |
| ρппу = 80 кг/м3 | плотность пенополиуретановой изоляции |
| λппу = 0,047 Вт/(м·гр) | коэффициент теплопроводностиизоляции пенополиуретана |
| λст = 52 Вт/(м·гр) | теплопроводность металла (стали) |
| ρст = 7800 кг/м3 | плотность стали |

Расчет выполнялся для системы газопроводов на полное развитие. Результаты, полученные с использованием расчетного шаблона «Расчет Газопровода Высокого Давления» сравнивались с результатами расчета, полученными при использовании популярных программных комплексов для теплогидравлических расчетов трубопроводов – ПО «Pipesim» компании Schlumberger и ПО «HYSYS» компании AspenTech. Результаты расчетов в ПО «Pipesim», ПО «HYSYS» и расчетном шаблоне «Расчет Газопровода Высокого Давления» представлены в таблице Г3. Относительное различие результатов расчетов представлено в таблице Г4.

Таблица Г3 - Результаты гидравлического расчета газопровода высокого давления

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Начало участка | Конец участка | Диаметр, мм | Расход, нм3/ч | Длина, м | Pipesim | | | | Hysys | | | | «Расчет Газопровода Высокого Давления» | | | |
| Давление в начале МПа | Давление в конце, МПа | Температура начальная, 0С | Темпе-ратура конеч-ная, 0С | Давление в начале МПа | Давление в конце, МПа | Температура начальная,0С | Темпе-ратура конеч-ная, 0С | Давле-ние в начале МПа | Давление в конце, МПа | Температура начальная,0С | Темпе-ратура конеч-ная, 0С |
| ЦПС | т.10 | 219 | 114 600 | 1260 | 24 | 23.56 | 50 | 49.21 | 24 | 24.94 | 50 | 49.27 | 24 | 23.61 | 50 | 49.3 |
| ЦПС | т.14 | 114 | 26600 | 1820 | 24 | 22.87 | 50 | 47.38 | 23.94 | 23.68 | 50 | 46.92 | 24 | 22.91 | 50 | 47.56 |
| т.14 | К-13 | 114 | 11400 | 30 | 22.87 | 22.83 | 47.38 | 47.34 | 22.8 | 22.8 | 47.38 | 46.68 | 22.91 | 22.9 | 47.56 | 47.49 |
| т.14 | т.15 | 114 | 15200 | 2800 | 22.87 | 22.27 | 44.34 | 43.03 | 22.07 | 22.78 | 44.34 | 41.71 | 22.91 | 22.36 | 47.56 | 42.4 |
| т.15 | К-14 | 114 | 3800 | 1650 | 22.27 | 22.18 | 43.03 | 34.9 | 22.07 | 22.07 | 43.03 | 31.28 | 22.36 | 22.33 | 42.4 | 33.51 |
| т.15 | К-15 | 114 | 7600 | 250 | 22.27 | 22.25 | 43.03 | 42.37 | 22.07 | 21.98 | 43.03 | 40.66 | 22.36 | 22.35 | 42.4 | 41.56 |
| т.15 | К-16 | 114 | 3800 | 3500 | 22.27 | 22.18 | 43.03 | 26.86 | 23.68 | 22.04 | 43.03 | 24.56 | 22.36 | 22.31 | 42.4 | 25.76 |
| т.10 | К-12 | 114 | 7600 | 1150 | 23.56 | 23.52 | 49.21 | 46.08 | 23.68 | 21.99 | 49.21 | 44.97 | 23.61 | 23.55 | 49.3 | 45.1 |
| т.10 | т.8 | 219 | 107000 | 930 | 23.56 | 23.32 | 49.21 | 48.73 | 23.41 | 23.61 | 49.21 | 48.65 | 23.61 | 23.36 | 49.3 | 48.74 |
| т.8 | К-6 | 114 | 11300 | 2620 | 23.32 | 23.04 | 48.73 | 45.1 | 23.41 | 23.41 | 48.73 | 42.63 | 23.36 | 23.07 | 48.77 | 43.44 |
| т.8 | т.7 | 219 | 95700 | 1200 | 23.32 | 23.07 | 48.73 | 48.12 | 23.18 | 23.03 | 48.73 | 47.96 | 23.36 | 23.1 | 48.77 | 48.08 |
| т.7 | К-7 | 114 | 5700 | 1150 | 23.07 | 23.03 | 48.12 | 44.03 | 23.18 | 23.18 | 48.12 | 42.72 | 23.1 | 23.07 | 48.08 | 42.68 |
| т.7 | т.4 | 219 | 90000 | 850 | 23.07 | 22.86 | 48.12 | 47.6 | 22.81 | 23.13 | 48.12 | 46.6 | 23.1 | 22.93 | 48.08 | 47.58 |
| т.4 | т.5 | 114 | 22600 | 1500 | 22.86 | 22.23 | 47.6 | 45.6 | 22.81 | 22.81 | 47.6 | 43.46 | 22.93 | 22.27 | 47.58 | 45.4 |
| т.5 | К-3 | 114 | 11300 | 650 | 22.23 | 22.16 | 45.6 | 44.39 | 22 | 22.8 | 45.6 | 41.9 | 22.27 | 22.2 | 45.4 | 43.86 |
| т.5 | К-2 | 114 | 11300 | 1500 | 22.23 | 22.07 | 45.6 | 42.84 | 22 | 22 | 45.6 | 40.48 | 22.27 | 22.1 | 45.4 | 41.86 |
| т.4 | К-4 | 114 | 11300 | 450 | 22.86 | 22.8 | 47.6 | 46.73 | 22.8 | 21.89 | 47.6 | 44.48 | 22.93 | 22.88 | 47.58 | 46.45 |
| т.4 | т.3 | 219 | 56100 | 1960 | 22.86 | 22.71 | 47.6 | 46.52 | 22.8 | 21.79 | 47.6 | 45.23 | 22.93 | 22.78 | 47.58 | 46 |
| т.3 | К-5 | 114 | 5700 | 220 | 22.71 | 22.7 | 46.52 | 45.73 | 22.74 | 22.72 | 46.52 | 44.22 | 22.78 | 22.77 | 46 | 44.97 |
| т.3 | т.19 | 219 | 50400 | 3800 | 22.71 | 22.49 | 46.52 | 44.32 | 22.74 | 22.74 | 46.52 | 42.01 | 22.78 | 22.56 | 46 | 42.75 |
| т.19 | К-8 | 114 | 11000 | 1350 | 22.49 | 22.47 | 44.32 | 41.28 | 22.63 | 22.63 | 44.32 | 37.41 | 22.56 | 22.42 | 42.75 | 39.54 |
| т.19 | т.18 | 114 | 39400 | 200 | 22.49 | 22.24 | 44.32 | 43.98 | 22.63 | 22.55 | 44.32 | 41.63 | 22.75 | 22.3 | 42.75 | 42.5 |
| т.18 | К-9 | 114 | 11000 | 620 | 22.24 | 22.17 | 43.98 | 42.81 | 22.49 | 22.49 | 43.98 | 39.37 | 22.3 | 22.24 | 42.5 | 41.02 |
| т.18 | т.17 | 114 | 28400 | 2800 | 22.24 | 20.39 | 43.98 | 40.32 | 22.49 | 21.46 | 43.98 | 37.59 | 22.3 | 20.36 | 42.5 | 38.96 |
| т.17 | т.16 | 114 | 17400 | 500 | 20.39 | 20.32 | 40.32 | 39.97 | 21.64 | 21.24 | 37.79 | 36.16 | 20.36 | 20.03 | 38.96 | 38.15 |
| т.16 | К-10 | 114 | 11900 | 1250 | 20.32 | 20.16 | 39.97 | 37.88 | 21.57 | 21.27 | 36.16 | 33.45 | 20.23 | 20 | 38.15 | 36.52 |
| т.16 | К-11 | 114 | 5500 | 100 | 20.32 | 20.31 | 39.97 | 39.62 | 21.57 | 21.39 | 36.16 | 34.18 | 20.23 | 20.11 | 39.97 | 37.71 |
| т.17 | К-17 | 114 | 11000 | 8100 | 20.39 | 19.58 | 40.32 | 27 | 21.24 | 21.06 | 37.59 | 22.85 | 20.36 | 19.92 | 38.96 | 25.74 |

Таблица Г4 – Сравнение результатов расчетов

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Начало участка | Конец участка | Относительное различие результатов расчета, % | | | | | |
| Расчет Газопровода Высокого давления - Pipesim | | Расчет Газопровода Высокого давления - Hysys | | Pipesim - Hysys | |
| Давление в конце, МПа | Температура конечная, 0С | Давление в конце, МПа | Температура конечная, 0С | Давление в конце, МПа | Температура конечная, 0С |
| ЦПС | т.10 | 0.212224109 | 0.182889657 | 5.332798717 | 0.060889 | 5.8573854 | 0.1219264 |
| ЦПС | т.14 | 0.174901618 | 0.379907134 | 3.251689189 | 1.3640239 | 3.5417578 | 0.9708738 |
| т.14 | К-13 | 0.306614104 | 0.316856781 | 0.438596491 | 1.7352185 | 0.131406 | 1.3941698 |
| т.14 | т.15 | 0.404131118 | 1.464094818 | 1.843722564 | 1.6542795 | 2.2900763 | 3.0676272 |
| т.15 | К-14 | 0.676284941 | 3.982808023 | 1.178069778 | 7.129156 | 0.4959423 | 10.372493 |
| т.15 | К-15 | 0.449438202 | 1.911729998 | 1.683348499 | 2.2134776 | 1.2134831 | 4.0358744 |
| т.15 | К-16 | 0.586113616 | 4.09530901 | 1.225045372 | 4.8859935 | 0.6311993 | 8.5629188 |
| т.10 | К-12 | 0.12755102 | 2.126736111 | 7.094133697 | 0.2890816 | 6.505102 | 2.4088542 |
| т.10 | т.8 | 0.171526587 | 0.020521239 | 1.058873359 | 0.1849949 | 1.2435678 | 0.1641699 |
| т.8 | К-6 | 0.130208333 | 3.680709534 | 1.452370782 | 1.9000704 | 1.6059028 | 5.4767184 |
| т.8 | т.7 | 0.130039012 | 0.08312552 | 0.303951368 | 0.2502085 | 0.1733853 | 0.3325021 |
| т.7 | К-7 | 0.173686496 | 3.066091301 | 0.474547023 | 0.093633 | 0.6513244 | 2.9752442 |
| т.7 | т.4 | 0.306211724 | 0.042016807 | 0.864677907 | 2.1030043 | 1.1811024 | 2.1008403 |
| т.4 | т.5 | 0.179937022 | 0.438596491 | 2.367382727 | 4.4638748 | 2.6090868 | 4.6929825 |
| т.5 | К-3 | 0.180505415 | 1.193962604 | 2.631578947 | 4.6778043 | 2.8880866 | 5.6093715 |
| т.5 | К-2 | 0.135931128 | 2.287581699 | 0.454545455 | 3.4090909 | 0.3171726 | 5.5088702 |
| т.4 | К-4 | 0.350877193 | 0.599186818 | 4.522613065 | 4.4289568 | 3.9912281 | 4.8148941 |
| т.4 | т.3 | 0.308234258 | 1.117798796 | 4.543368518 | 1.7024099 | 4.0510788 | 2.7730009 |
| т.3 | К-5 | 0.308370044 | 1.661928712 | 0.220070423 | 1.6960651 | 0.0881057 | 3.3019899 |
| т.3 | т.19 | 0.311249444 | 3.542418773 | 0.791556728 | 1.7614854 | 1.1116052 | 5.2120939 |
| т.19 | К-8 | 0.222518914 | 4.215116279 | 0.927971719 | 5.6936648 | 0.7120605 | 9.375 |
| т.19 | т.18 | 0.269784173 | 3.365165985 | 1.10864745 | 2.0898391 | 1.3938849 | 5.3433379 |
| т.18 | К-9 | 0.315741994 | 4.181266059 | 1.111605158 | 4.1910084 | 1.443392 | 8.0355057 |
| т.18 | т.17 | 0.147130947 | 3.373015873 | 5.125815471 | 3.6445863 | 5.2476704 | 6.7708333 |
| т.17 | т.16 | 1.427165354 | 4.553415061 | 5.696798493 | 5.5033186 | 4.5275591 | 9.5321491 |
| т.16 | К-10 | 0.793650794 | 3.590285111 | 5.970850964 | 9.1778774 | 5.5059524 | 11.694826 |
| т.16 | К-11 | 0.984736583 | 4.820797577 | 5.984104722 | 10.327677 | 5.3175775 | 13.730439 |
| т.17 | К-17 | 1.736465781 | 4.666666667 | 5.413105413 | 12.647702 | 7.5587334 | 15.37037 |

Список использованных источников

1. «Северный поток» [Электронный ресурс] – Режим доступа <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/nord-stream/> от 02.02.2016 г.
2. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. М.: ВНИИгаз, 2006. 187 с.
3. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1 «Газопроводы» ОНТП 51-1-85. М., 1985. 220 с.
4. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений: ВНТП-3 85. М.: Недра, 1985. 146 с.
5. Указания по гидравлическому расчету подземных магистральных газопроводов при стационарном режиме. РТМ-1025 («РТМ-1025»), М., 1966.
6. ВСН 51-3-85 Мингазпрома, ВСН 51-2.38-85 Миннефтепрома. Проектирование промысловых стальных трубопроводов. М.: 1985. 75 с.
7. Чарный И.А. Основы газовой динамики. - М.: Гостоптехиздат, 1961. 200 с.
8. Астрахан И.М., Розенберг Г.Д. "Специальные вопросы газовой динамики при транспорте газа". М., МИНГ, 1984. 66 с.
9. Мирзаджанадзе А.Х., Гусейнзаде М.А. Решение задач газопромысловой механики. М.: Недра, 1971. 200 с.
10. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча транспорт и подземное хранение газа. М. Недра. 1984. 488 с.
11. Смирнов А.С., Генкина Л.А., Хашпулян М.М., Чернов Д.Л. Транспорт и хранение газа. М. Гостоптехиздат, 1962. 422 с.
12. Ходанович И.Е. Аналитические основы проектирования и эксплуатации магистральных газопроводов. М.: Гостоптехиздат, 1961. 128 с.
13. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции. Томск: Изд. ТПУ, 2004. 268 с.
14. Рид Р., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. Перевод с англ. под ред. проф. В.Б. Когапа. Ленинград: Изд. «Химия», 1971. 704 с.
15. Wichert, E., Aziz, K. Calculation of Z’s for Sour Gases, Hydrocarbon Processing (May 1972) 119 p.
16. Ли Дж., Ваттенбаргер Р.А. Инжиниринг газовых резервуаров. М.-Ижевск, 2014г. 944 c.
17. Katz D.L. et al. Handbook of natural gas engineering, McGraw-Hill Book Co. Inc., New York City, 1959.
18. Dranchuk P.M.; Abu-Kassem J.H. Calculation of Z-Factors for Natural Gases Using Equations-of-State, J. Cdn. Pet. Tech (July-September 1975) 14(3). 1975. doi:[10.​2118/​75-03-03](http://dx.doi.org/10.2118/75-03-03)
19. Бретшнайдер С. Свойства газов и жидкостей. Инженерные методы расчета. М.-Л.: Химия. 1966. 535 с.
20. Алиев, З. С. Руководство по проектированию разработки газовых и газоконденсатных месторождений. З. С. Алиев, В.В. Бондаренко. Республика Коми, Печора: Изд. Печерское время. 2002. 895 с.
21. Методические указания к практическим занятиям и курсовому проектированию по курсам «Скважинная добыча и подземное хранение газа», «Теоретические основы фазовых превращений газоконденсатных смесей», «Технология эксплуатации газоконденсатных месторождений» дневной и заочной форм обучения. «Расчет термодинамических свойств природных газов по уравнениям состояния». Уфа: УГНТУ. 1996. 18 с.
22. Брилл Дж. П. Мукарджи Х. Многофазный поток в скважинах. Перевод с англ. Москва-Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2006. 384 с.
23. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. – М.: Недра, 1984. 264 c.
24. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. 3-е издание. Перераб и доп. – Л.: Химия, 1982. 592 с.
25. Knapp H.R., Doring R., Oellrich L., Plocker U. and Prausnitz J.M. Vapor-liquid equilibria for mixtures of low boiling substances. Dechema Chem. Data Ser., Vol VI, 1982, 970 p.
26. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99\*
27. Dean D.E. Stiel L.I. The viscosity of nonpolar gas mixtures at moderate and high pressures// AIChE Journal. -1965. -Vol.11, N 3.-P.526-532.