

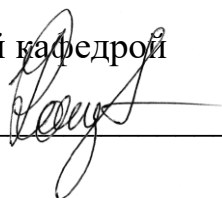
МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тульский государственный университет»

Институт горного дела и строительства
Кафедра «Геотехнологии и строительство подземных сооружений»

Утверждено на заседании кафедры
«Геотехнологии и строительство подзем-
ных сооружений»
«24» января 2023 г., протокол № 6

Заведующий кафедрой


_____ Н.М. Качурин

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по выполнению курсовой работы
по дисциплине (модулю)

**«Основы автоматизации технологических процессов
нефтегазового производства»**

**основной профессиональной образовательной программы
высшего образования – программы бакалавриата**

по направлению подготовки
21.03.01 Нефтегазовое дело

с направленностью (профилем)
**Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти,
газа и продуктов переработки**

Форма обучения: очная

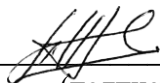
Идентификационный номер образовательной программы: 210301-01-23

Тула 2023 год

Разработчик(и) методических указаний**Разработчики:**

Жабин А.Б., проф., д.т.н., проф.

(ФИО, должность, ученая степень, ученое звание)


(ПОДПИСЬ)

Сарычев В.И., проф., д.т.н., доц.

(ФИО, должность, ученая степень, ученое звание)


(ПОДПИСЬ)

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ	4
1. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ	7
2. СОДЕРЖАНИЕ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ И РАСЧЕТНО- ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ	8
3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАСЧЕТНОЙ ЧАСТИ КУРСО- ВОЙ РАБОТЫ. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ТИПОВЫХ ЗАДАЧ	9
3.1. Определение эквивалентного диаметра сложных участков маги- стрального газопровода	9
3.2. Определение показателей технического состояния линейной части МГ и интенсивности использования оборудования КС	10
3.3. Определение показателя экстенсивности использования ГПА по времени	16
3.4. Оценка вероятности гидратообразования на участке МГ	17
3.5. Построение кривой влагосодержания насыщенного за	19
Заключение	20
4. ЗАДАНИЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ	20
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	21

ВВЕДЕНИЕ

Эффективность работы магистрального газопровода (МГ) во многом определяются техническим состоянием объектов и оборудования, обеспечивающих его функционирование, и рациональностью их использования.

Фактические условия функционирования газопровода практически всегда отличаются от проектных. Плановая производительность МГ, определяемая возможностью добычи газа, потребностью в газе и условиями работы газотранспортной системы, является переменной, как в течение года, так и по годам. В процессе эксплуатации МГ меняется состояние линейной части и оборудования компрессорной станции (КС), что предопределяет изменение пропускной способности МГ и, следовательно, параметров его работы даже при постоянной производительности. В этих условиях, эксплуатационному персоналу приходится решать следующие задачи: выбор оптимальной технологической схемы работы МГ при заданной производительности его работы, выбор технологической схемы газопровода для реализации максимальной пропускной способности газопровода при фактическом состоянии объектов и оборудования, разработки мероприятий по улучшению технико-экономических показателей работы МГ.

Решение указанных задач полностью зависит от качества выполнения предварительного анализа функционирования всего МГ и отдельных его элементов в предшествующий период. Результаты анализа должны позволять сделать выводы о фактическом состоянии линейной части МГ и его оборудования, рациональности их использования, экономически используемой технологической схемы и об основных причинах её определяющих.

Анализ работы МГ имеет целью установить степень использования установленной мощности и экономически выполняемой работы на транспорт газа. При этом появляется возможность выделить лимитирующие элементы МГ либо отличающиеся повышенной энергоёмкостью. Полученные данные являются базой для разработки организационно-технических мероприятий по улучшению использования оборудования и эффективности его работы.

Для проведения анализа необходимо предварительно собрать следующие сведения:

технологическая схема газопровода: длина и диаметр трубопровода, раскладка труб по толщинам, характеристика лупингов и резервных ниток (на каком участке, длина, диаметр, толщина стенок труб), перемычки и их состояние, количество КС и их расстановка, оборудование КС и схема работы;

проектные данные работы газопровода: проектная производительность и пропускная способность по периодам, рабочее давление и давление на входе КС, температуры газа на входе и выходе КС, температура грунта на глубине заложения трубопровода (по периодам), общий коэффициент тепло-

передачи, теплофизические свойства газа, потребление газа и электроэнергии на собственные нужды;

фактические данные работы газопровода: фактическая производительность газопровода (годовая и по периодам), давления на входе и выходе КС, температуры грунта на глубине заложения трубопровода (по периодам), температура воздуха, физические свойства газа, потребление газа и электроэнергии;

данные о работе основного оборудования КС: наработка, простои и их причина, схема работы оборудования (количество и их соединение), режим работы по месяцам (производительность, давления входа КС и нагнетателей, температуры входа и выхода КС, нагнетателей и АВО, частота вращения вала силовой турбины, перепад давления на АВО и пылеуловителях).

Предпочтительно данные по работе линейной части и оборудования получать в ходе регулярных контрольных замеров с использованием приборов повышенной точности. Если производились очистка газопровода и ремонт оборудования необходимо иметь данные о режимах работы до и после проведения мероприятий. Для получения результатов необходимой достоверности замеры следует производить сериями с последующей их статистической обработкой.

При отсутствии контрольных замеров исходную информацию получают из журналов регистрации работы газопровода и оборудования. Выборку также следует производить сериями исходя из желаемой достоверности результатов.

Для оценки достоверности каждого параметра собирается информация о точности используемых для замеров приборов и местах их установки.

Для оценки технического состояния линейной части и оборудования МГ, степени и экономичности их использования применяют систему коэффициентов, представляющих собой отношение фактических значений к нормативным, плановым или технически возможным.

При определении параметров работы сложного участка МГ, схема которого отличается от простого одноточечного газопровода постоянного диаметра, процесс расчёта ускоряется посредством приведения сложной системы к фиктивному простому газопроводу, методом эквивалирования. Простой газопровод будет эквивалентен сложной газопроводной системе, если у него и у системы будут одинаковы все параметры перекачки (расходы, давления в начале и в конце, температуры, теплофизические характеристики перекачиваемого газа), т.е. при различии в геометрических размерах потери давления на трение в эквивалентном газопроводе и его пропускная способность будут такими же, что и в сложной системе.

Несмотря на тщательную подготовку газа к дальнейшему транспорту в МГ попадает значительное количество воды и конденсата. Кроме того, в поток газа попадают продукты коррозии металла труб и масло из уплотнений нагнетателей. Посторонние примеси, постепенно накапливаясь во внутренней полости МГ, увеличивают его гидравлическое сопротивление. *Состоя-*

ние внутренней полости МГ характеризуется величиной коэффициента гидравлической эффективности (E), отражающего и техническое состояние линейной части. Постепенное засорение МГ приводит к уменьшению E и снижению его пропускной способности. Если МГ работает с недогрузкой, то уменьшение E приводит к увеличению степени сжатия КС и, соответственно, возрастанию затрат мощности на транспорт постоянного количества газа. В этом случае, все мероприятия по поддержанию E на более высоком уровне приводят к снижению затрат на компримирование газа, т.е. к снижению расхода топливного газа или электроэнергии.

Интенсивность использования оборудования КС может быть оценена по отношению эффективной и располагаемой мощностям ГТУ, а интенсивность использования ГПА по отношению его наработки к календарному времени рассматриваемого периода.

В холодное время года гидравлическое сопротивление МГ может возрастать вследствие образования гидратов в трубопроводе. *Многие компоненты природного газа в соединении с водой образуют кристаллогидраты (гидраты)* – твердые кристаллические соединения, существующие при высоких давлениях и положительных температурах. Они представляют собой физические соединения газа и воды (гидраты), напоминающие внешним видом снег или лед. Процесс гидратообразования обычно происходит на границе газ-вода, в определённых термодинамических условиях при полном насыщении природного газа влагой. Таким образом, гидратообразование определяется давлением, температурой, составом газа и воды и её наличием в свободном виде.

Условия образования гидратов газа могут быть представлены равновесными кривыми гидратообразования. Для прогнозирования места образования и интенсивности накопления гидратов необходимо знать изменение влажности газа в различных термодинамических условиях. Изменение влажности природного газа при его движении по МГ зависит от характера изменения давления и температуры и начальной влажности газа. Температура, при которой газ становится насыщенным при данных давлении и влажности, называется точкой росы газа. Начальное влагосодержание поступающего газа зависит от степени его осушки, т.е. от точки росы газа. На практике влажность газов чаще всего определяют по номограмме или расчетным путём.

Предупреждение образования гидратов или их разрушение может быть осуществлено подогревом газа, снижением давления, вводом метилового, этилового, пропилового спиртов, гликолей, хлористого кальция и других ингибиторов. При больших объёмах транспортируемого газа его осушка является наиболее эффективным и экономичным способом предупреждения образования кристаллогидратов в МГ. Подготовка газа должна выполняться в соответствии с ГОСТ 51.40-93

Работа выполняется в рамках изучения дисциплины **«Основы автоматизации технологических процессов нефтегазового производства»**. Дисциплина изучается в 5 семестре. Курсовая работа выполняется также в 5 се-

местре на базе знаний, полученных студентами при изучении общепрофессиональных и специальных дисциплин на предыдущих семестрах.

Тема курсовой работы: Типовые оперативно-диспетчерские расчеты режимов работы магистрального газопровода и компрессорной станции.

В результате работа включает цикл задач, оперативное решение которых позволяет эффективно управлять режимами работы линейной части магистрального газопровода и компрессорными станциями.

Целью работы является формирование у обучающихся навыков решения типичных оперативно-диспетчерских задач работы магистрального газопровода и компрессорной станции.

Задачи работы заключаются в определении эквивалентного диаметра сложных участков магистрального газопровода, в расчете показателей технического состояния линейной части МГ и интенсивности использования оборудования КС, показателя экстенсивности использования ГПА по времени, в оценке вероятности гидратообразования на участке МГ и в построении кривой влагосодержания насыщенного газа.

1. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Задание на курсовую работу выдается руководителем - консультантом работы на специальном бланке и подписывается руководителем и студентом. В случае необходимости задание может быть откорректировано руководителем.

Курсовая работа состоит из расчетно-пояснительной записки объемом 25-35 страниц машинописного текста. Графическая часть может быть выполнена отдельно на листах формата А1 или по частям на листах формата А4 и встроена в записку в соответствии с текстовым изложением.

Отдельно выполненные эскизы, схемы, таблицы обязательно нумеруются и включаются в общий объем записки, на них делаются ссылки в тексте.

Пояснительная записка выполняется на листах формата А4, на которых должны быть оставлены поля шириной: 30 мм слева, 15 мм справа, по 20 мм сверху и снизу.

После титульного листа помещается бланк с заданием на разработку курсового проекта. Далее идет оглавление с указанием всех разделов и номеров соответствующих страниц.

В конце записки помещается пронумерованный список всей использованной литературы с указанием фамилии автора, издания и года выпуска. Титульный лист оформляется на основании стандартных требований ТулГУ.

Все расчеты выполняются в записке и сопровождаются пояснительным текстом, где необходимо – и анализом.

При выдаче задания на курсовую работу руководителем устанавливается календарный план его выполнения. План должен быть составлен так, чтобы руководитель мог ежемесячно аттестовать студента.

Студент обязан посещать все занятия-консультации согласно расписанию. В случае отсутствия неясных вопросов студент обязан представить на просмотр преподавателю-консультанту выполненный за прошедший период объем работ (со времени предыдущей консультации).

Руководитель оказывает помощь студенту при самостоятельном выполнении им работы путем консультаций и советом, контролирует качество и установленные сроки выполнения разделов курсовой работы, а также аттестует студента.

Курсовая работа должна быть полностью закончена за две недели до экзаменационной сессии и сдана руководителю на проверку.

Курсовые работы защищаются в комиссии из трех человек, назначенной заведующим кафедрой. В состав комиссии обязательно включается лектор курса, на базе которого выполнена курсовая работа. К защите допускается курсовая работа, которая подписана руководителем.

При неудовлетворительной защите студентом курсовой работы комиссия принимает решение: возвратить курсовую работу на доработку, после чего она повторно защищается. В особых случаях комиссия может принять решение о необходимости повторного выполнения курсовой работы по новому заданию.

2. СОДЕРЖАНИЕ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ И РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

Графическая часть работы содержать технологическую схему газопровода, на которой должны быть отмечены длина и диаметр трубопровода, раскладка труб по толщинам, характеристика лупингов и резервных ниток (на каком участке, длина, диаметр, толщина стенок труб), перемычки и их состояние, количество КС и их расстановка, оборудование КС и схема работы. К данной части работы относятся также и полученные в процессе расчетов графические зависимости.

Записка должна включать:

Титульный лист

Исходные данные

Содержание

Введение

I-V. Разделы, соответствующие разделу 3 Методических указаний.

Заключение

Список использованных источников.

При необходимости приводятся приложения.

Отдельным разделом является описание технологической схемы газопровода.

3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАСЧЕТНОЙ ЧАСТИ КУРСОВОЙ РАБОТЫ. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ТИПОВЫХ ЗАДАЧ

Исходные данные.

Исходные данные формируются для каждой задачи отдельно при консультациях с руководителем работы и основываясь на типовых решениях оперативных задач, представленных в Методических указаниях.

3.1. Определение эквивалентного диаметра сложных участков магистрального газопровода

Исходные данные.

1. Раскладка труб на участке:

основная нитка $D_n = 1420 \times 16,8$ (мм) длиной 9,6 км;

$D_n = 1420 \times 17,5$ (мм) длиной 80,4 км;

переходы на основной нитке $D_n = 1420 \times 17,5$ (мм) длиной 5 км;

на резервной нитке $D_n = 1420 \times 16,8$ (мм) длиной 1,42 км и

$D_n = 1420 \times 17,5$ (мм) длиной 3,58 км.

2. Длина перегона 95 км.

3. Суммарная длина переходов 5 км.

Определение эквивалентного диаметра для последовательного соединения участков на резервной нитке.

Для последовательного соединения:

$$d_3 = \left[\frac{l_3}{\sum \frac{l_i}{d_i^{5,2}}} \right]^{\frac{1}{5,2}} \quad \text{или} \quad K_p = \left[\frac{l_3}{\sum \frac{l_i}{K_{pi}^{5,2}}} \right]^{0,5};$$

$$d_3 = d_0 * K_p^{1/2,6}; \quad K_{pi} = (d_i / d_0)^{2,6}.$$

Принимаем $l_3 = \sum l_i = 5$ км; $d_0 = 1$ м.

Внутренние диаметры для резервной нитки 1386,4 мм и 1385 мм.

$$d_{3, \text{рез.}} = \left[\frac{5}{\frac{1,42}{1,3864^{5,2}} + \frac{3,58}{1,385^{5,2}}} \right]^{\frac{1}{5,2}} = 1,3854 \text{ м};$$

$$K_{p1} = (1,3864 / 1,00)^{2,6} = 2,33875; \quad K_{p2} = (1,385 / 1,00)^{2,6} = 2,33222;$$

$$K_{рез} = \left[\frac{5}{\frac{1,42}{2,33875^{5,2}} + \frac{3,58}{2,33222^{5,2}}} \right]^{0,5} = 2,334;$$

$$d_{э рез} = 1,0 \cdot 2,334^{1/2,6} = 1,3854 \text{ м.}$$

Определение эквивалентного диаметра для параллельного соединения участков на основной и резервной нитках.

Для параллельного соединения:

$$d_э = [\sum d_i^{2,6}]^{1/2,6} \text{ или } d_э = d_0 \cdot K_p^{1/2,6}, \text{ где } K_p = \sum K_{pi};$$

$$d_{э луп.} = [1,385^{2,6} + 1,3854^{2,6}]^{1/2,6} = 1,8084 \text{ м;}$$

$$K_{р луп.} = 2,33222 + 2,334 = 4,6662 \text{ м;}$$

$$d_{э луп.} = 1,0 \cdot 4,6662^{1/2,6} = 1,8084 \text{ м.}$$

Определение эквивалентного диаметра для последовательного соединения всех участков системы.

$$d_{э с.} = \left[\frac{95}{\frac{9,6}{1,3864^{5,2}} + \frac{80,4}{1,385^{5,2}} + \frac{5}{1,8084^{5,2}}} \right]^{\frac{1}{5,2}} = 1,396 \text{ м;}$$

$$K_{рс} = \left[\frac{95}{\frac{9,6}{2,33875^2} + \frac{80,4}{2,33222^2} + \frac{5}{4,6662^2}} \right]^{0,5} = 2,38033;$$

$$d_{э с.} = 1,0 \cdot 2,38033^{1/2,6} = 1,396 \text{ м.}$$

3.2. Определение показателей технического состояния линейной части МГ и интенсивности использования оборудования КС

Определение коэффициента гидравлической эффективности работы участка МГ.

Исходные данные:

- относительная плотность газа по воздуху $\Delta = 0,561$;

диспетчерские данные (усреднённые значения за период стабильного режима работы) – производительность за два часа 5750 тыс. м³;

- давление и температура газа в начале и в конце участка, соответственно, – 7,17 МПа и 5,74 МПа; 36°C и 19°C;

- полный коэффициент теплопередачи от газа в грунт $\kappa = 2,07 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$;

- температура грунта 6°C.

Коэффициент гидравлической эффективности E определяется отношением:

$$E = Q_{\phi} / Q_T = [\lambda_T / \lambda_{\phi}]^{0,5}.$$

При определении теоретической пропускной способности (Q_T) или фактического значения коэффициента гидравлического сопротивления (λ_{ϕ}) используют диспетчерские данные по абсолютным значениям температуры и давления газа на участке МГ (индекс 1 – для начала участка, индекс 2 – для конца). Расчет ведется методом последовательных приближений. Задаваясь средней температурой и режимом давления определяют Q_T . Затем уточняют расчётным путём принятые величины и значение Q_T .

Выполняем расчёт.

1. Задаёмся значением T_{cp} :

$$T_{cp} = 1/3 \cdot T_1 + 2/3 \cdot T_2;$$

$$T_{cp} = 1/3(36 + 273) + 2/3(19 + 273) = 297,667 \text{ К}.$$

2. Определяем среднее давление:

$$P_{cp} = 2/3 [P_1 + (P_2^2 / (P_1 + P_2))];$$

$$P_{cp} = 2/3 [(7,17 + 0,1) + (5,74 + 0,1)^2 / (7,27 + 5,84)] = 6,588 \text{ МПа}.$$

3. Определяем критические, приведённые значения давления и температуры газа и коэффициент сжимаемости Z .

Плотность газа в стандартных условиях

$$\rho_{ст} = 1,205 \cdot \Delta = 1,205 \cdot 0,561 = 0,676 \text{ кг/м}^3;$$

$$P_{кр} = 0,1773(26,831 - \rho_{ст}); \quad P_{кр} = 4,637 \text{ МПа};$$

$$T_{кр} = 156,24(0,564 + \rho_{ст}); \quad T_{кр} = 193,738 \text{ К};$$

$$P_{пр} = P_{cp} / P_{кр}; \quad P_{пр} = 1,42; \quad T_{пр} = T_{cp} / T_{кр}; \quad T_{пр} = 1,537;$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{пр} + 0,78 \cdot T_{пр}^2 + 0,0107 \cdot T_{пр}^3; \quad \tau = 0,299;$$

$$Z = 1 - (0,0241 \cdot P_{пр}) / \tau; \quad Z = 0,886.$$

4. Задаёмся квадратичной зоной турбулентного режима и определяем расчётное значение коэффициента гидравлического сопротивления. Эквивалентная шероховатость $K_s = 0,03 \text{ мм}$.

$$\lambda = 1,05 \cdot 0,067(2K_s / d_s)^{0,2} = 1,05 \cdot 0,067 \cdot (2 \cdot 0,03 \cdot 10^{-3} / 1,396)^{0,2} = 9,417 \cdot 10^{-3}.$$

5. Определяем теоретическую пропускную способность участка:

$$Q_T = 105,087[(P_1^2 - P_2^2) d_s^5 / \lambda \cdot \Delta \cdot Z \cdot T_{cp} \cdot l]^{0,5};$$

$$Q_T = 105,087[(7,27^2 - 5,84^2) 1,396^5 / 9,417 \cdot 10^{-3} \cdot 0,886 \cdot 297,667 \cdot 0,561 \cdot 95]^{0,5} = 91,06 \text{ млн. м}^3/\text{сут}.$$

6. Для проверки принятого значения T_{cp} определяем теплоёмкость газа и коэффициент Джоуля-Томсона.

$$C_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T_{cp} + 1,96 \cdot 10^{-6} \cdot (P_{cp} - 0,1) / T_{cp}^3;$$

$$C_p = 2,725 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К};$$

$$D_i = (1 / C_p) \cdot ((0,98 \cdot 10^6 / T_{cp}^2) - 1,5); \quad D_i = 3,508 \text{ К/МПа}.$$

7. Определяем среднюю температуру газа:

$$T_{cp} = T_0 + ((T_1 - T_0) / al) \cdot (1 - e^{-al}) - (D_i \cdot (P_1^2 - P_2^2) / 2alP_{cp}) \cdot [1 - (1/al) \cdot (1 - e^{-al})];$$

$$al = K\pi D_n l / G \cdot C_p; \quad G = Q \cdot \rho_{ст}, \text{ кг/с};$$

$$G = 5750 \cdot 10^3 \cdot 0,676 / 2 \cdot 3600 = 539,86 \text{ кг/с};$$

$$al = 2,07 \cdot 3,14 \cdot 1,42 \cdot 95 \cdot 10^3 / 2,725 \cdot 10^3 \cdot 539,86 = 0,596;$$

$$T_{cp} = 279 + ((309 - 279) / 0,596) \cdot (1 - e^{-0,596}) - 3,508 \cdot ((7,27^2 - 5,84^2) / (2 \cdot 0,596 \cdot 6,588) \cdot [1 - (1/0,596) \cdot (1 - e^{-0,596})]) = 299,5 \text{ К.}$$

8. Расчётное и принятое (в п. 1) значения T_{cp} имеют большое расхождение (более 0,5 град). Выполняем уточнение характеристик газа (п. 6) и T_{cp} (п. 7):

$$C_p = 1,696 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 299,5 +$$

$$+ 1,96 \cdot 10^6 \cdot (6,588 - 0,1) / 299,5^3 = 2,72 \text{ кДж/кг·К};$$

$$D_i = (1 / 2,72) \cdot (0,98 \cdot 10^6 / 299,5^2 - 1,5) = 3,465 \text{ К/МПа.}$$

Уточняем среднюю температуру:

$$al = 2,07 \cdot 3,14 \cdot 1,42 \cdot 95 \cdot 10^3 / 2,72 \cdot 10^3 \cdot 539,86 = 0,597$$

$$T_{cp} = 279 + (309 - 279) / 0,597 \cdot (1 - e^{-0,597}) - 3,465 \cdot ((7,27^2 - 5,84^2) / (2 \cdot 0,597 \cdot 6,588) \cdot [1 - (1/0,597) \cdot (1 - e^{-0,597})]) = 299,55 \text{ К.}$$

Расхождение (299,5 – 299,55) мало. Можно принять $T_{cp} = 299,5 \text{ К}$ и проверить T_2 .

$$T_2 = T_0 + (T_1 - T_0) e^{-al} - D_i \cdot ((P_1^2 - P_2^2) \cdot (1 - e^{-al})) / 2alP_{cp}; T_2 = 291,8 \text{ К.}$$

По диспетчерским данным $T_2 = 292 \text{ К}$, т.е. расхождение допустимо.

9. Уточняем значение Z (п. 3):

$$T_{пр} = 299,5 / 193,738 = 1,546; \tau = 0,3065; z = 0,888.$$

10. Проверяем режим движения газа и уточняем λ .

Коэффициент динамической вязкости газа:

$$\mu = 5,1 \cdot 10^6 (1 + \rho_{ст} (1,1 - 0,25 \rho_{ст})) (0,037 + T_{пр} (1 - 0,104 \cdot T_{пр})) \cdot (1 + (P_{пр}^2 / 30(T_{пр} \cdot 1)))$$

$$\mu = 1,205 \cdot 10^{-5} \text{ Па·с.}$$

$$\text{Число Рейнольдса } Re = 17,75 Q \Delta / d_9 \mu$$

$$Re = 17,75 \cdot 91,06 \cdot 0,561 \cdot 10^5 / 1,396 \cdot 1,205 = 53,9 \cdot 10^6.$$

$$\text{Переходное число } Re_{II} = 11(d_9 / 2K_9)^{1,5}; Re_{II} = 39,04 \cdot 10^6.$$

Так как $Re > Re_{II}$ зона квадратичного закона сопротивления подтверждается.

Проверку режима можно выполнить по переходному значению $Q_{пер.}$

$$Q_{пер.} = 1,334 \cdot d_9^{2,5} \cdot 10^6 (\mu / \Delta) = 1,334 \cdot 1,396^{2,5} \cdot 10^6 (1,205 \cdot 10^{-5} / 0,561) = 66 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$$

Так как $Q > Q_{пер.}$ принятый режим подтверждается.

11. Уточняем значение λ в соответствии с ОНТП 51-1-85 (ч. 1. газопроводы):

$$\lambda = 1,05 \cdot 0,067 (158/Re + 2K_9/d_9)^{0,2}; \lambda = 9,542 \cdot 10^{-3}.$$

12. Уточняем Q_T (п. 5):

$$Q_T = 105,087 [(7,27^2 - 5,84^2) \cdot 1,396^5 / 9,542 \cdot 10^{-3} \cdot 0,888 \cdot 299,5 \cdot 0,561 \cdot 95]^{0,5} = 90,09 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$$

13. Определяем значение E :

$$E = Q_\phi / Q_T = 69 / 90,09 = 0,766; Q_\phi = 5750 \cdot 10^3 \cdot 12 = 69 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$$

Пример расчёта изменения E за три года после пуска МГ в эксплуатацию дан в виде гистограммы на рис. 1. В результате ввода в эксплуатацию новых мощностей происходит самоочищение участка и повышение гидравлической эффективности МГ. Одной из причин снижения E в весенне-летний период является сезонная неравномерность потребления газа. При снижении объёмов поставки газа и, соответственно, скорости его движения вносимые в трубы твёрдые и капельные взвеси накапливаются во внутренней полости МГ. При увеличении скорости перекачки газа, что соответствует осенне-зимнему периоду, когда потребность в газе возрастает, происходит вынос накоплений и самоочищение МГ. Снижение производительности МГ в весенне-летний период может быть вызвано понижением располагаемой мощности ГТУ при увеличении температуры наружного воздуха.

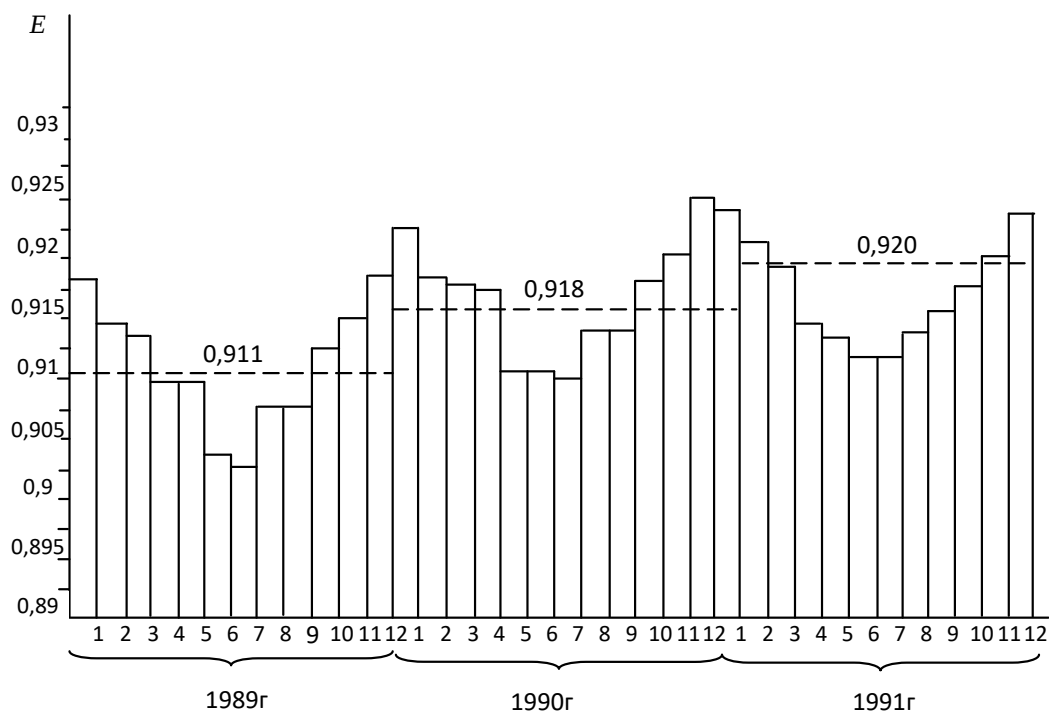


Рисунок 1 – Изменение коэффициента эффективности во времени

Определение интенсивности использования оборудования КС

Коэффициент интенсивности использования ГПА (K_u) определяется отношением эффективной мощности ГТУ (Ne) к располагаемой (Ne^p) при фактических параметрах атмосферного воздуха.

Исходные данные для определения эффективной и располагаемой мощности ГТУ:

характеристика газа: $\Delta = 0,562$; $\rho_n = 0,726 \text{ кг/м}^3$; $P_{кр} = 4,629 \text{ МПа}$; $T_{кр} = 200,1 \text{ К}$;

газовая постоянная $R = 510,8 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К}$; тип ГПА - Ц 16/76 с приводом от авиационного двигателя НК-16 СТ и нагнетателем НЦ 16/76-1,44;

номинальные значения мощности привода – 16 МВт (Ne^H), частоты вращения ротора (n_H) – 4900 об/мин, температуры воздуха на входе ГТУ (T_3^H) – 288 К при его барометрическом давлении (P_a) 0,099 МПа.

Оперативные данные по работе ГПА:

коммерческая подача (Q_K) 27,833 млн. м³/сут. через один агрегат, абсолютные давления на входе и выходе, соответственно, 5,2 МПа и 7,08 МПа;

температура газа на входе ($T_{вх}$) 288,1 К;

частота вращения ротора (n) 4420 об/мин;

температура наружного воздуха (T_3) 284 К.

Порядок расчета.

Эффективная мощность ГТУ может быть определена по приведённой характеристике нагнетателя (рис. 2) или расчетом (ОНТП стр. 171).

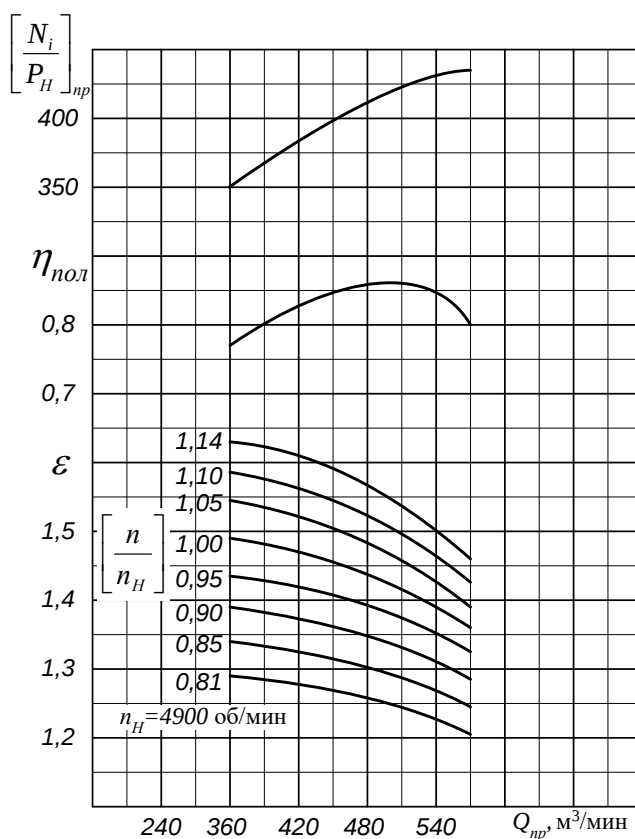


Рисунок 2 – Приведенная характеристика нагнетателя НЦ 16/76-1,44 (ГПАЦ-16) при $T_{np}=288$ К; $Z_{np}=0,901$; $R_{np}=505,8$ Дж/кг·К

1. Плотность газа при всасывании

$$\rho = P_{вх} / Z_{вх} \cdot R \cdot T_{вх} = 5,2 \cdot 10^6 / 0,885 \cdot 510,8 \cdot 288,1 = 39,93 \text{ кг/м}^3;$$

$Z_{вх}$ – коэффициент сжимаемости при параметрах входа, определён по формулам из п. 8.2.1. (п. 3).

2. Объёмная подача нагнетателя в условиях всасывания

$$Q_{об} = Q_K \cdot \rho_H / 1440 \cdot \rho = 27,833 \cdot 10^6 \cdot 0,726 / 1440 \cdot 39,93 = 351,46 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

3. Приведённая частота вращения

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{np} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np}}{Z_{ex} \cdot R_{ex} \cdot T_{ex}}} = \frac{4420}{4900} \sqrt{\frac{0,901 \cdot 505,8 \cdot 288}{0,885 \cdot 510,8 \cdot 288,1}} = 0,905,$$

где Z_{np} , R_{np} , T_{np} – параметры газа, для которых составлена характеристика нагнетателя.

4. Приведённая объёмная подача.

$$[Q_{об}]_{пр} = (n_n / n) \cdot Q_{об} = 4900 \cdot 351,46 / 4420 = 389,6 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

5. С графика (рис.7.2) при $[Q_{об}]_{пр}$ определяем

$$\eta_{пол.} = 0,826; [N_i / \rho_n]_{пр} = 378,7 \text{ кВт/кг} \cdot \text{м}^3.$$

6. Внутренняя мощность потребляемая нагнетателем

$$N_i = [N_i / \rho_n]_{пр} \cdot \rho (n / n_n)^3 = 378,7 \cdot 39,93 \cdot 0,734 = 11099 \text{ кВт}.$$

При отсутствии приведённых характеристик нагнетателя допускается приближённое расчётное определение внутренней мощности нагнетателя по ОНТП 51-1-85 (При отсутствии данных по КПД его значение допускается принимать равным 0,8)

$$N_i = 13,34 \cdot Z_{вх} \cdot T_{вх} \cdot Q_k \cdot (\varepsilon^{0,3} - 1) / \eta_{пол.};$$

$$N_i = 13,34 \cdot 0,885 \cdot 288,1 \cdot 27,833 \cdot (1,361^{0,3} - 1) / 0,826 = 11103 \text{ кВт},$$

где, ε – степень повышения давления в нагнетателе

$$\varepsilon = P_{вых} / P_{вх}; \varepsilon = 7,08 / 5,2 = 1,361.$$

7. Эффективная мощность ГТУ

$$Ne = N_i / 0,95 \cdot \eta_{мех} = 11099 / 0,95 \cdot 0,993 = 11765,5 \text{ кВт},$$

где 0,95 – коэффициент, учитывающий допуски и техническое состояние нагнетателя; $\eta_{мех.}$ – механический КПД нагнетателя. По (ОНТП, табл. 23); $\eta_{мех.} = 0,993$ (см. табл. 8.4).

8. Располагаемая мощность – это максимальная рабочая мощность на муфте нагнетателя, которую может развить привод в конкретных стационарных условиях. По (ОНТП, стр. 177):

$$Ne^p = Ne^h \cdot K_n \cdot K_{об.} \cdot K_y (1 - K_t \cdot (T_3 - T_3^H) / T_3) \cdot P_a / 0,1013,$$

где Ne^h – номинальная мощность ГТУ; K_n – коэффициент, учитывающий допуски и техническое состояние ГТУ. (Для ГПА - Ц - 16 (ОНТП, табл. 23) $K_n = 0,95$); $K_{об.}$ – коэффициент, учитывающий влияние противообледенительной системы. (При $T_3 > 278\text{K}$ $K_{об.} = 1$); K_y – коэффициент, учитывающий влияние системы утилизации тепла выхлопных газов. (При отсутствии технических данных системы утилизации $K_y = 0,985$); K_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры наружного воздуха (По (ОНТП, табл. 23) $K_t = 2,8$).

$$Ne^p = 16 \cdot 10^3 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 0,985 \cdot (1 - 2,8 \cdot (284 - 288) / 284) \cdot 0,099 / 0,1013 = 5,21 \cdot 10^3 \text{ кВт}.$$

По Ne^p для ГТУ имеется общее конструктивное ограничение максимальной располагаемой мощности 100 % от Ne^h для ГПУ-10 и 115 % – для агрегатов остальных типов.

9. Коэффициент интенсивности использования ГПА отражает его использование по мощности.

$$K_n = Ne / Ne^p = 11765,5 / 15210 = 0,7735.$$

В настоящее время ГТУ эксплуатируется на выработку максимально возможной мощности, т.е. агрегаты работают практически в режиме эксплуатационной мощности. Эксплуатационная мощность, как правило, ниже располагаемой, что определяется рядом эксплуатационных факторов: разброс машин по техническому состоянию (режим работы цеха в этом случае определяется работой групп с более «слабыми» машинами, т.к. они попадают в помпаж при увеличении загрузки более «сильных» групп или снижают по станции общую степень сжатия); повышенная температура подшипников; повышенная вибрация агрегатов; отсутствие регулирования по температуре рабочего тела на входе ГТУ; режимные факторы МГ. Основными причинами снижения эффективной мощности и ухудшения технического состояния нагнетателей являются: эрозия проточной части; увеличение зазоров в уплотнениях покрывающего диска; загрязнение проточной части.

3.3. Определение показателя экстенсивности использования ГПА по времени

$$K_э = \tau_p / T_k = n_{ср} / n_{уст},$$

где τ_p – наработка ГПА за отчётный период (или по цеху); T_k – календарное время периода (по ГПА или по цеху); $n_{ср.}$ – среднее число агрегатов, находящихся в работе за отчётный период; $n_{уст.}$ – количество установленных ГПА.

$$n_{ср} = \sum \tau_i / T_{к \text{ ГПА}},$$

где $\sum \tau_i$ – суммарная наработка агрегатов цеха за отчётный период.

Исходные и расчётные данные сведены в табл. 1.

Численный пример определения $K_э$ (по 1-му кварталу года).

$$K_э = 6480 / 10800 = 0,6;$$

$$n_{ср.} = 6480 / 2160 = 3, \text{ т.к. } n_{уст} = 5, \text{ то } K_э = 3/5 = 0,6.$$

Сопоставляя с режимом работы трассы изменения $K_э$ в течение года можно объяснить нестабильностью газопотребления. Экстенсивность использования возрастает при сокращении времени аварийных простоев, увеличении межремонтного пробега, при равномерной загрузке цеха в течение года и использовании резервных машин наравне с рабочими. В соответствии со схемой работы нагнетателей максимальное значение коэффициента экстенсивности определится отношением числа рабочих машин к установленным.

Таблица 1 – Результаты расчёта коэффициента экстенсивности

Показатели по цеху из пяти ГПА	Квартал года			
	1	2	3	4
Работа под нагрузкой, час	6480	6202	5551	6471
Календарное время работы одного ГПА, час	2160	2184	2208	2208
Календарное время работы всего цеха, час	10800	10920	11040	11040
Коэффициент экстенсивности $K_э$	0,6	0,568	0,503	0,586
Среднее число работающих ГПА	3,0	2,84	2,514	2,93

3.4. Оценка вероятности гидратообразования на участке МГ

Зону возможного гидратообразования в газопроводе находят следующим образом:

1. Определяют изменение температуры газа по длине участка

$$T_x = T_o + (T_1 - T_o) e^{-ax} - D_i \cdot (P_1^2 - P_2^2) \cdot (1 - e^{-ax}) / 2alP_{cp},$$

где x – расстояние от начала участка (остальные обозначения аналогичны п. 8.2.1).

2. Определяют изменение давления газа по длине участка

$$P_x = \sqrt{P_1^2 - (P_1^2 - P_2^2) \cdot x / l}.$$

3. Определяют изменение температуры гидратообразования по расчётным значениям P_x и Δ с графика (рис. 3).

Все полученные значения наносят на график. Участок, на котором температура газа ниже кривой гидратообразования, представляет собой зону возможного гидратообразования по термодинамическим условиям.

По исходным данным задачи из п. 3.2 определяем первое условие образования гидратов на участке МГ. Расчеты сведены в табл. 2.

Исходные данные:

$$T_o = (273+6), \text{ К}; T_1 = (273+36), \text{ К};$$

$$P_1 = 7,27 \text{ МПа}; P_2 = 5,84 \text{ МПа}; P_{cp} = 6,588 \text{ МПа};$$

$$D_n = 1,42 \text{ м}; d_s = 1,396 \text{ м}; l = 95 \text{ км}; \Delta = 0,561;$$

$$K = 2,07 \text{ Вт/м}^2 \text{ К}; G = 539,86 \text{ кг/с}; C_p = 2,72 \text{ к Дж/кг} \cdot \text{К};$$

$$D_i = 3,465 \text{ К/МПа}; a = 2,07 \cdot 3,14 \cdot 1,42 / 2,72 \cdot 10^3 \cdot 539,86 = 6,29 \cdot 10^{-6} \text{ 1/м}.$$

Таблица 2 – Результаты расчёта по зоне гидратообразования

X , км	0	20	40	60	80	95
P_x , МПа	7,27	7,0	6,7	6,4	6,09	5,84
T_x , К	309	304,5	300,5	297,0	293,9	292
$T_{г.о.}$, К	286	285	284	283,5	283	282,5

Т.к. $T_{г.о.} < T_x$ на всей длине участка термодинамические условия для образования гидратов отсутствуют.

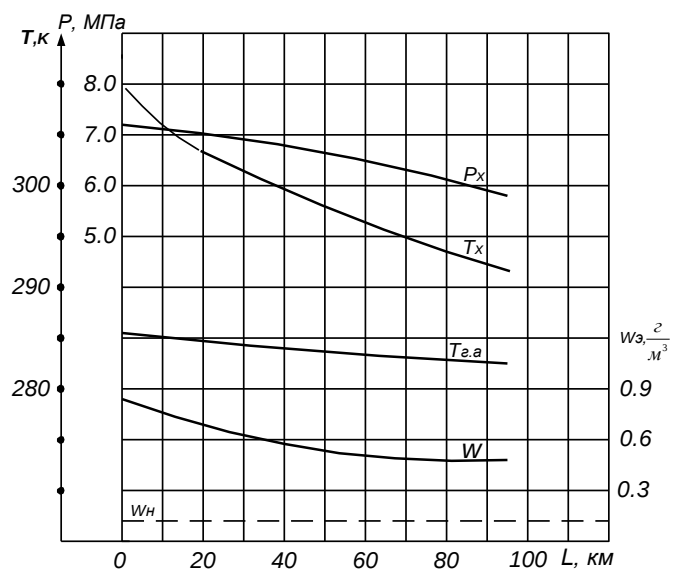


Рисунок 3 – Зона образования гидратов в МГ

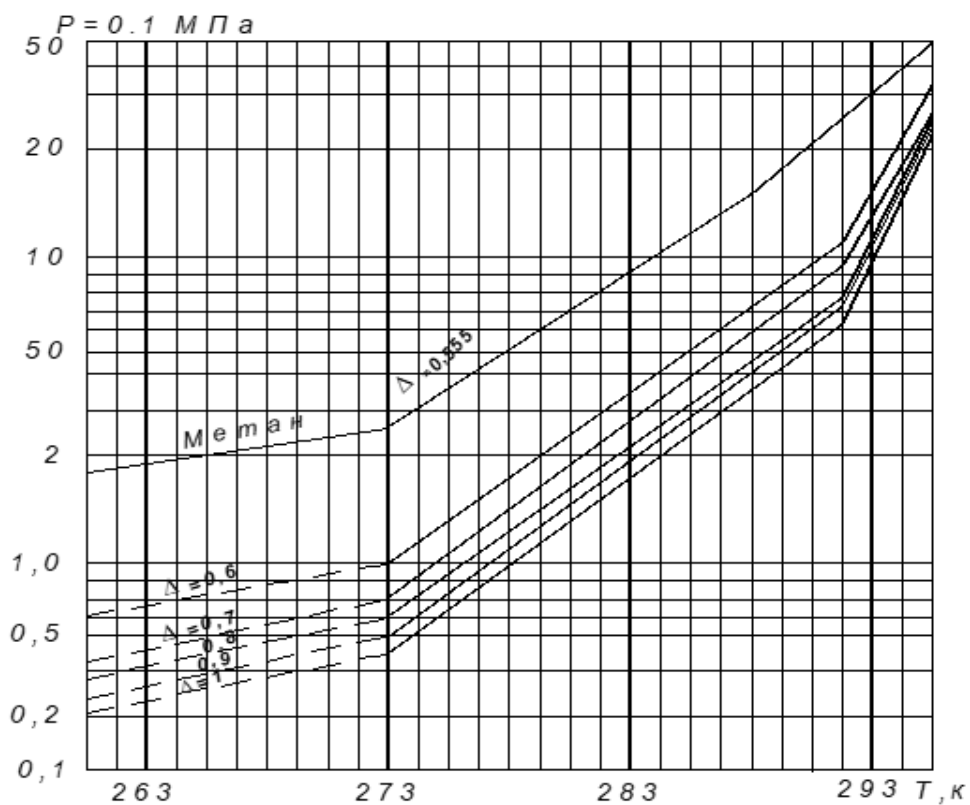


Рисунок 4 – График образования гидратов природных газов в зависимости от температуры и давления

3.5. Построение кривой влагосодержания насыщенного газа

Наличие воды в свободном виде на участке МГ проверяется при построении кривой влагосодержания насыщенного газа и поступающего. Влагосодержание природных газов (W), насыщенных парами воды, при нормальных условиях можно определить по номограмме, приведённой на рис. 8.5 или воспользоваться формулой

$$W = 0,457 \cdot \left(e^{0,0735 \cdot t - 0,00027 \cdot t^2} + 0,0418 \cdot e^{0,054 \cdot t - 0,0002 \cdot t^2} \right) / P, \text{ г/м}^3; P, \text{ МПа}; t, ^\circ\text{C};$$

По условиям предыдущей задачи (п. 3.4) определим влагосодержание по формуле. Данные представим в табл. 3 и нанесём на график (рис. 5).

Таблица 3 – Результаты расчета влажности газа

X , км	0	20	40	60	80	95
W , г/м ³	0,85	0,70	0,58	0,51	0,43	0,4

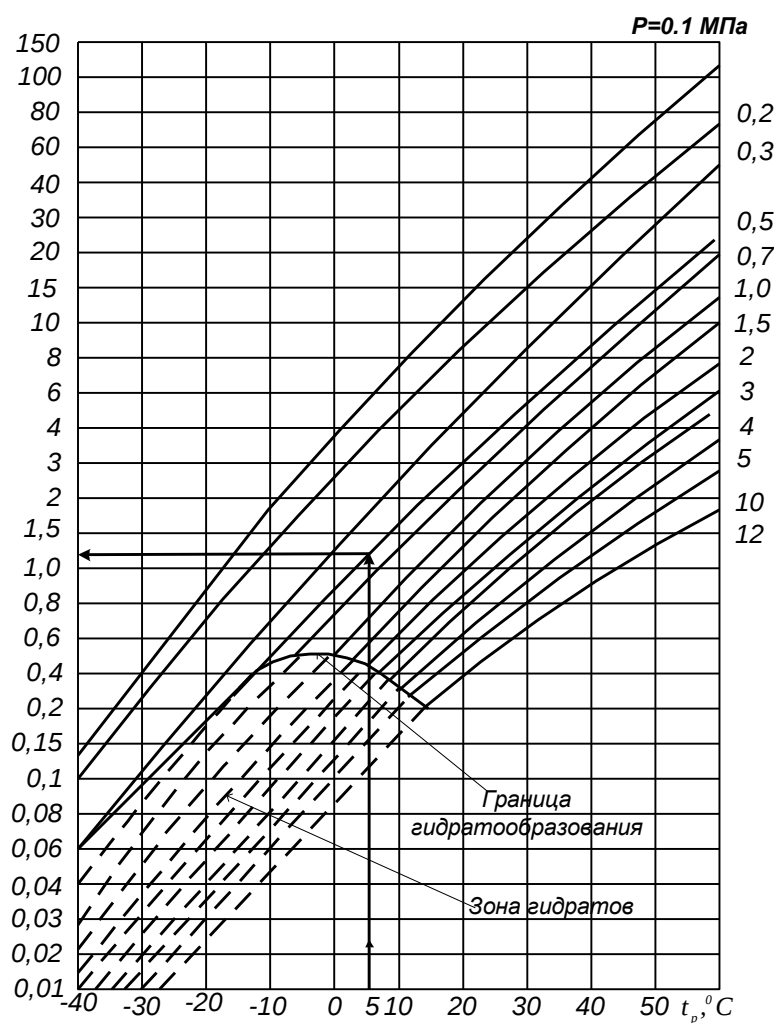


Рисунок 5 – Зависимость абсолютной влажности природного газа от температуры его точки росы и абсолютного рабочего давления

Начальное влагосодержание зависит от точки росы газа. Если газ осушили до точки росы 0°C при давлении 5,6 МПа, то влагосодержание поступающего в МГ газа, определённое по вышеизложенной формуле, составит $0,123 \text{ г/м}^3$ и т.к. $W_n < W$ на всей длине участка (см. рис. 5) конденсации воды на участке не произойдет.

Таблица 4 - Справочные данные (ОНТП 51-1-85, табл. 23)

Обозначение показателя	Размерность	Коберра 182	ГТК 16	ГТН 16	ГПА-Ц-16	ГТН 25	ГТН 25и
Ne^H	кВт	12900	16000	16000	16000	24000	24400
T_z^H	К ($^{\circ}\text{C}$)	288 (15)	288 (15)	288 (15)	288 (15)	298 (25)	288 (15)
q_{mz}^H	тыс. $\text{м}^3/\text{час}$	5,03	6,86	5,93	6,24	9,37	9,38
K_t	-	2,2	3,2	3,2	2,8	3,2	2,2
K_n	-	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
η_{μ}	-	0,985	0,990	0,990	0,993	0,992	0,995

Примечание: При отсутствии данных о характеристиках ГТУ допускается принимать усреднённые значения показателей: $q_{тг}^H = 0,41 \cdot Ne^H \cdot 10^{-3}$, $K_n = 0,95$, $\eta_{\mu} = 0,985$.

Данные таблицы должны корректироваться разработчиками настоящего раздела норм, в соответствии с изменениями технической документации на ГТУ.

Заключение

Приводятся выводы по результатам проведенных расчетов при выполнении задания на курсовую работу. Выводы подтверждаются качественными и количественными показателями, при необходимости – табличной или графической интерпретацией.

4. ЗАДАНИЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Определить эквивалентный диаметр сложных участков магистрального газопровода, показатели технического состояния линейной части МГ и интенсивности использования оборудования КС, показатель экстенсивности использования ГПА по времени. Оценить вероятность гидратообразования на участке МГ. Построить кривую влагосодержания насыщенного газа.

Исходные данные сформировать самостоятельно, принимая за основу годовую производительность магистрального газопровода. Данные согласовывать с преподавателем. При формировании исходной информации использовать справочный материал и техническую литературу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бахмат Г.В., Васильев Г.Г., Гольянов А.И. и др. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах / Под общ. ред. Земенкова Ю.Д. – М.: Недра, 2004. 544 с.
2. Бахмат Г.В. и др. Транспорт и хранение нефти и газа: экологические проблемы и решения.: Учебное пособие. – ТюмГНГУ, 2006.189 с.
3. Беляева В.Я. Нефтегазовое строительство: учебное пособие для студентов вузов / В.Я. Беляева, И.И. Мазура, В.Д. Шапиро - М.: Издательство ОМЕГА-Л, 2005. - 774 с. Веригин И.С. Компрессорные и насосные установки: учебник / И.С. Веригин. - М.: Издательский центр «Академия», 2007. - 288 с.
4. Гумеров А.Г. Реконструкция линейной части магистральных нефтепроводов / А.Г. Гумерова, Х.А. Азметов, Р.С. Гумеров. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 308 с.
5. Дятлов В.А. Оборудование, эксплуатация и ремонт магистральных газопроводов / В.А. Дятлов, В.М. Михайлов, Е.И. Яковцев. - М.: Недра. 2010. - 221 с.
6. Крылов Г.В., Степанов О А Эксплуатация и ремонт газопроводов и газохранилищ. - М.: Академия, 2000. - 231 с.
7. Методические указания по выполнению курсового проекта «Расчет насосной установки для транспортирования нефти по магистральному нефтепроводу»/ С.С. Медведева, Н.В. Колотушкина. – Томск, 2018. – 21 с.
8. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Г.В. Кононова. – Ростов-н/Д.: Феникс, 2006. 128 с.
9. ОНТП 51-185. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. – Мингазпром СССР, 29.08.85
10. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. – Мингазпром СССР, 29.08.85
11. РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»/ Минэнерго РФ, ОАО «Гипротрубопровод», ОАО «АК «Транснефть». 2002 г., 141 с.
12. СНиП 2.05.06.85*. Магистральные трубопроводы. – М.: Госстрой СССР 1985.
13. Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа: справочное пособие / под руковод. и общ. ред. Ю. М. Костелевского. – М.: Недра, 1976.
14. Спасский, К. Н. Насосные и компрессорные станции: учеб. пособие / К. Н. Спасский. – М.: Изд-во ВЗПИ, 1990.
15. Справочник работника магистрального газопровода / под ред. С. Ф. Бармина. – Л.: Недра, 1974.

16. Трубопроводный транспорт и хранение углеводородных ресурсов. Примеры решения типовых задач: учебное пособие: в 2 томах / под редакцией Ю. Д. Земенкова. Омск: ОмГТУ, 2017. Том 1. 2017. 428 с. ISBN 978-5-8149-2551-0. Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. URL: <https://e.lanbook.com/book/149153> (дата обращения: 22.04.2021).

17. Трубопроводный транспорт и хранение углеводородных ресурсов. Примеры решения типовых задач: учебное пособие: в 2 томах / под редакцией Ю. Д. Земенкова. Омск: ОмГТУ, 2017. Том 2. 2017. 352 с. ISBN 978-5-8149-2552-7. Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. URL: <https://e.lanbook.com/book/149165> (дата обращения: 22.04.2021).

18. Эксплуатация магистральных нефтепроводов: Учебное пособие. 2-ое изд./Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – ТюмГНГУ, 2004. 623 с.

19. Эксплуатация магистральных газопроводов: Учебное пособие. /Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – ТюмГНГУ, 2006. – 525 с.