

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Ульяновский государственный университет»
Инженерно-физический факультет высоких технологий
Кафедра физических методов в прикладных исследованиях

Е. А. Цынаева, А. А. Цынаева

**Мониторинг линейной части
магистральных трубопроводов.
Практические расчеты**

Учебное пособие

Электронное текстовое издание

Ульяновск
2025

УДК 621.6(075.8)

ББК 39.71-022.82

Ц95

*Издается по решению Ученого совета
инженерно-физического факультета высоких технологий
Ульяновского государственного университета*

Рецензенты:

профессор, заведующий кафедрой нефтегазового дела и сервиса
Ульяновского государственного университета *А. И. Кузнецов*;
заведующий кафедрой «Теплогазоснабжение» Самарского государствен-
ного технического университета *Д. В. Зеленцов*

Цынаева Е. А.

Ц95 **Мониторинг линейной части магистральных трубопрово-
дов. Практические расчеты** : учебное пособие : электронное тек-
стовое издание / Е. А. Цынаева, А. А. Цынаева. – Ульяновск : УлГУ,
2025. – 135 с. – URL: [https://lib.ulsu.ru/MegaPro/Download/MObject/
18005](https://lib.ulsu.ru/MegaPro/Download/MObject/18005). – Текст : электронный.

Пособие содержит практические расчеты, справочные матери-
алы по дисциплине «Мониторинг линейной части магистральных
трубопроводов», способствующие усвоению пройденного.

Издание будет полезно для студентов всех специальностей,
профилей и направлений, изучающих мониторинг линейной части
магистральных трубопроводов.

УДК 621.6(075.8)

ББК 39.71-022.82

© Цынаева Е. А., Цынаева А. А., 2025

© Ульяновский государственный университет, 2025

Оглавление

Принятые в отрасли сокращения	4
Введение	6
Практическая работа 1. Эксплуатация магистрального трубопровода.....	7
Практическая работа 2. Определение потерь газа при ремонтах газопровода	13
Практическая работа 3. Определение объема земляных работ и подбор машин и механизмов при вскрытии трубопровода.....	20
Практическая работа 4. Определение объема земляных работ и подбор машин и механизмов при рекультивации земли в процессе капитального ремонта трубопровода	36
Практическая работа 5. Расчет зоны возможного гидратообразования в магистральных газопроводах	44
Практическая работа 6. Расчет количества реагента для ликвидации гидратов в магистральных газопроводах	56
Практическая работа 7. Расчет объема газа для продувки участка трубопровода.....	70
Практическая работа 8. Расчет скорости движения поршня очистки.....	80
Практическая работа 9. Расчет объемов конденсата.....	92
Практическая работа 10. Расчеты режима работы газопроводов	99
Практическая работа 11. Расчеты режима работы сложных газопроводов.....	109
Список литературы	114
Приложения	117
Приложение 1. Технические характеристики землеройной техники, используемой для устройства траншей в обычных условиях.....	117
Приложение 2. Технические характеристики некоторых экскаваторов, бульдозеров и землеройных машин	123
Приложение 3. Соотношение между различными физическими единицами и величинами	125
Приложение 4. Графические зависимости к расчету возможности образования гидратов	126
Приложение 5. Расчет времени наполнения трубопровода водой или воздухом	129
Приложение 6. Устройства для продувки газопроводов и для внутритрубного обследования	130
Приложение 7. Пылеуловитель мультициклонный	134

Принятые в отрасли сокращения

АГРС – автоматизированная газораспределительная станция
ВИП – внутритрубный инспекционный прибор
ВЛ – воздушная линия электропередачи
ВТД – внутритрубная диагностика
ГВВ – горизонт высоких вод;
ГРС – газораспределительная станция
ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль
ДКС – дожимная компрессорная станция
ДПР – дефект, подлежащий ремонту
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика
КПП – камера пуска (приема) СОД
КППСОД – камера пуска-приема средств очистки и диагностики
КС – компрессорная станция
ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская служба
ЛЭП – линия электропередачи
ЛЭС – линейно-эксплуатационные службы
МН – магистральный нефтепровод
МТ – магистральный трубопровод
МГ – магистральный газопровод
ННБ – наклонно-направленное бурение
НПС – нефтеперекачивающая станция
НС – насосная станция
НТД – нормативно-техническая документация
ОАО МН – открытое акционерное общество магистральных нефтепроводов
ОУ – очистное устройство
ПГРС – промысловая газораспределительная станция
ПКУ – пункт контроля и управления
ПМН – переход магистрального нефтепровода через водную преграду
ПОР – дефект первоочередного ремонта
ППМН – подводный переход магистрального нефтепровода
ПРГ – пункт редуцирования газа
ПС – перекачивающая станция нефтепродуктов

ПХГ – пункт хранения газа
РНУ – районное нефтепроводное управление
РЭП – ремонтно-эксплуатационный пункт
СОД – средство очистки (диагностики)
СОУ – система обнаружения утечек
СПХГ – станция подземного хранения газа
СУГ – сжиженный углеводородный газ
ТВСиК – тепло-водоснабжение
ТУ – телеуправление
УЗРГ – узел замера расхода газа
УКПГ – установка комплексной подготовки газа
УМН – управление магистральных нефтепроводов
УППГ – установка предварительной подготовки газа
ЦТД – центр технической диагностики
ЭСиРЗ – служба электроснабжения и релейной защиты
ЭХЗ – электрохимическая защита

Введение

Практикум предназначен для студентов всех специальностей, а также для всех профилей и направлений, изучающих мониторинг линейной части магистральных трубопроводов.

Основное назначение учебного пособия:

- 1) дать необходимые знания студентам,
- 2) помочь освоить необходимые знания по эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ для решения практических задач,
- 3) помочь овладеть практикой расчетов по эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ.

Пособие включает в себя главы и приложения, которые содержат необходимые справочные данные для освоения предмета эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ.

Практическая работа 1

Эксплуатация магистрального трубопровода

Цель: изучить методы и средства мониторинга МГ, применяемые в отрасли при эксплуатации ЛЧ.

Теоретическая часть

Подготовительные сезонные работы, необходимые при подготовке к эксплуатации трубопровода в осенне-зимний сезон и период паводка

Осенне-зимний сезон, когда потребителю требуется больший объем газа, для нужд отопления и производственных нужд, магистральный трубопровод претерпевает значительно большие нагрузки, чем в летнее время.

Чтобы обеспечить возрастающие потребности потребителей растут производительность и рабочее давление трубопровода.

При этом в зимний период температура падает ниже 0°C и повышается возможность гидратообразования из влаги, транспортируемого газа. А значит растет опасность возникновения аварийных ситуаций из-за гидратных пробок. Кроме того, многие районы в зимний сезон засыпает снегом и снижается доступность ЛЧ трубопроводов к осмотрам.

Для того, чтобы снизить возможность возникновения аварий в осенне-зимний сезон, заранее, еще **летом** проводят различные действия и мероприятия, направленные на повышение надежности технологических процессов МТ, работающего в напряженном режиме:

- 1) определяют секции трубопровода с повышенным гидратообразованием и проводят их чистку методом внутритрубой очистки специальными устройствами или методом продувки;
- 2) определяют и устраняют утечки транспортируемого продукта;
- 3) проводят осмотр и необходимый ремонт подводных и воздушных переходов, переходов через автомобильные и железные дороги;
- 4) производят подсыпку оголившихся секций трубопровода и др. земляные работы;

5) проводят ревизию и необходимый ремонт основного и вспомогательного оборудования ЛЧМТ;

6) проводят ревизию и пополнение аварийного запаса на участках ЛЧМТ;

7) производят ремонт вспомогательного оборудования, зданий и сооружений, инструментов и транспортных средств, а также вдольтрассовых основных и вспомогательных дорог и т.п.;

8) проводят ремонт, реконструкцию и модернизацию участков ЛЧМТ;

9) проводят тарировку и ремонт средств измерения, контроля и сигнализации технологических параметров ЛЧМТ.

Паводком называют стадию водного режима больших, средних, малых, и очень малых рек, возникающую в различные сезоны года, в период которой значительно и кратковременно растет расход и уровень воды в реках.

Причинами паводков могут быть обильные дожди или интенсивное таяние снегового покрова.

Половодьем называют продолжительную стадию водного режима больших, средних, малых, и очень малых рек, повторяющуюся в один и тот же период в данной местности, когда реки обладают максимальной водностью высоким уровнем воды. Причинами половодья могут быть таяние снегов и ледников.

Половодье, паводки, заторы на реках могут вызвать наводнения, в период которых опасность возникновения аварийных ситуаций на ЛЧ МТ многократно растет, а возможности по устранению аварий снижаются.

Для предотвращения аварийных и нештатных ситуаций в период паводков, составляют и ежегодно выполняют план-график мероприятий по подготовке к паводку.

Обычно мероприятия по подготовке к паводку проводят летом или до наступления таяния снега в осеннее-зимний сезон. В ходе подготовки к паводку производят следующие работы:

1) проверить технические характеристики переходов через естественные и искусственные преграды (водные, воздушные переходы, переходы через автомобильные и железные дороги);

2) отремонтировать береговые сооружения, опоры трубопроводов, прочистить водостоки и водоотводы, очистить от снега и грязи водоотводные каналы;

3) отремонтировать вспомогательное оборудование, здания и сооружения, инструменты и транспортные средства, а также вдольтрассовые основные и вспомогательные дороги;

4) проводят ревизию и пополнение аварийного запаса труб, инструментов, оборудования и материалов на участках ЛЧМТ

5) отремонтировать мосты, переезды, через реки, овраги и балки, и их опоры.

6) доставить к опасным по затоплению местам запасы сыпучих строительных (грунта, песка, щебня) и прочих материалов, для оперативного устранения паводка.

7) Обеспечить посты ЛЧМТ исправными и доступными средствами связи

В период вскрытия рек и дальнейшего ледохода необходимо проводить дежурства на реках, чтобы вовремя устранять заторы или срочно реагировать на возникновение аварийных ситуаций. Кроме того, важно следить за техническим состоянием береговых сооружений, ледорезов, вовремя прочищать обводные и водоотводные каналы.

Если произошел размыв или оголение трубопровода, необходимо принять срочные меры по пригрузке трубопровода при помощи подсобных или специальных средств (мешки с грунтом, различные анкерные устройства).

После спада паводковых вод обязательно производят осмотры и диагностирование ЛЧМТ, в особенности подводных и воздушных переходов через реки.

По результатам произведенных осмотров и диагностик составляют план-график и производят ремонты для повышения надежности работы трубопровода.

Аварийный запас труб и материалов

Газораспределительные организации на участках линейной части МТ подготавливают аварийный и неснижаемый запас труб, стальных газовых кранов, соединительных деталей, заготовок и материалов.

Количество необходимых аварийных запасов зависит от условий прохождения трассы и диаметров газопровода на данном участке. Этот показатель рассчитывается по нормативам ведомственных руководящих документов и берется в процентном выражении от протяженности газопроводов и ли его отводов для одной нитки:

- для нормальных условий прохождения трассы с диаметром от 500 мм и до 1400 мм этот показатель изменяется от 0,1% до 0,2% протяженности участка.
- для сложных условий прохождения трассы с диаметром от 500 мм и до 1400 мм этот показатель изменяется от 0,15% до 0,4% протяженности участка.

Аварийные запасы труб и материалов располагают на площадках аварийных запасов, КС, вдоль трассы на расстоянии примерно 25-30 км.

Аварийные запасы труб покрывают грунтовкой для защиты материала трубы от коррозии с внутренней стороны у труб небольших диаметров, и с обеих сторон у труб больших диаметров. Для предохранения труб от попадания дождевой влаги, их заглушают специальными заглушками.

Проверка изоляции газопровода и наружной поверхности трубы

Целостность поверхностного слоя изоляции является залогом сохранения технических характеристик трубопровода и его надежности при работе в различных условиях. Нарушение целостности изоляционного слоя может произойти из-за применения при строительстве или ремонте грунтовки, клея, материалов не надлежащего качества, нарушениях в технологии производства изоляционных работ, нарушениях режимов катодной защиты, нарушениях теплового режима эксплуатации трубопровода.

Для того чтобы проверить состояние изоляции трубопровода ее контролируют методом шурфовки газопровода.

Обычно графики проверок изоляции составляют осенью после контроля катодной защиты и измерения защитного потенциала и уточняют весной.

Метод шурфовки состоит из нескольких основных и вспомогательных этапов:

- **согласование.** Выбор, согласование, и подготовка мест шурфования с эксплуатирующей организацией. Подвоз необходимых установок, инструментов и материалов к местам шурфования.

- **Шурфовка** трубопровода
- **Очистка** газопровода от грунта и загрязнений
- Проведение **осмотров и диагностики** для выявления следов коррозии, раковин, трещин и т.д.

- **Ремонт и замена поврежденных секций** трубопровода
- **Засыпка** шурфа слоем грунта.

В ходе проверки изоляции методом шурфовки некоторые участки должны быть проконтролированы особенно тщательно:

- в местах, где в ходе осмотров выявлена негерметичность, дефекты и повреждения газопровода обязательно проводят шурфовку;
- если в результате паводков и половодий размылись или оголились секции трубопровода, то их обязательно проверяют шурфовкой.
- области выхода токов газопровода в грунт или **анодные** проверяют шурфовкой на каждом км трубопровода;
- области **блуждающих токов** проверяют шурфовкой на каждом км трубопровода;
- области до 20 км за КС проверяют шурфовкой на каждом км трубопровода;
- поскольку сурепка обыкновенная (*Barbarea vulgaris*) сильно окисляет почву, то участки ей засоренные проверяют шурфовкой каждые 100 км.

Технология производства шурфов должна отвечать требованиям Ростехнадзора от 09.10.2023 N 364 «Рекомендации по обследованию подземных стальных газопроводов».

Технологический процесс шурфования должен проводиться в соответствии с требованиями к условиям труда и требованиями безопасности при производстве работ.

Трубопровод при проверке методом шурфовки контролируют визуальным и инструментальным методами. Визуально определяют материал защитного покрытия, его тип, наличие пучений и вмятин, наличие и площадь дефектов и повреждений. Инструментально проверяют сплошность и толщину покрытия, его адгезию к материалу трубы, переходное электрическое сопротивление.

В результате составляется акт обследования защитного покрытия.

Контрольные вопросы

1. Когда возможно образование гидратных пробок в трубопроводе?
2. Какие мероприятия необходимо сделать в летний период для увеличения надежности работы МТ зимой?
3. Что такое паводок?
4. Перечислите что необходимо сделать во время подготовки к паводку?
5. Для чего служит аварийный запас труб? Где храниться аварийный запас труб и материалов? Как аварийный запас труб защищают от коррозии?
6. Причины разрушения изоляции газопровода?
7. Что отражается в акте осмотра изоляции?

Практическая работа 2

Определение потерь газа при ремонтах газопровода

Цель: научиться определять потери газа при ремонтах газопровода.

Теоретическая часть

При различных видах ремонтных работ на трубопроводе **источниками технологических потерь** становится применяемое для транспорта газа основное и вспомогательное технологическое оборудование, в котором происходят утечки.

Компрессорная станция (КС) – совокупность зданий, сооружений, компрессорных установок, систем управления и другого вспомогательного оборудования, служащая для компенсации линейных и местных потерь давления газа или для сжатия газа при его добыче, транспорте и хранении.

Газоперекачивающий агрегат (ГПА) – предназначен для компримирования природного газа на компрессорных станциях, газопроводов и подземных хранилищ газа. ГПА состоит из нагнетателя природного газа, привода нагнетателя, всасывающего и выхлопного устройств (в случае газотурбинного привода), систем автоматики, маслосистемы, топливоздушных и масляных коммуникаций и вспомогательного оборудования.

Турбодетандер – установка, предназначенная для превращения энергии давления магистрального газа в механическую энергию вращения лопаток турбодетандера, обеспечивающего вращение вала электрогенератора в магнитном поле с целью выработки электрической энергии.

Сепаратор – установка, предназначенная для разделения многофазного рабочего тела на отдельные составляющие по плотностям. Сепарация газа служит для предотвращения засорения элементов основного и вспомогательного оборудования жидкой и твердой фазой.

Конденсатоотводчики – устройства, создающие положительный градиент давления, которые позволяют при снижении скорости рабочего тела производить сепарацию конденсата. Такие устройства применяют в трубопроводах высокого и среднего давления.

Пылеуловители – служат для очистки газа от механических примесей.

Газораспределительная станция (ГРС) – комплекс, состоящий из основного и вспомогательного оборудования, контрольно-измерительных и сигнальных систем, служащий для изменения давления транспортируемого газа и его распределения.

Газоизмерительная станция (ГИС) – комплекс зданий, сооружений, основного и вспомогательного оборудования, контрольно-измерительных автоматических систем, измеряющих непрерывно расход газа, его состав, теплотворную способность. Измерения проводятся в измерительном трубопроводе, отвечающем всем нормативным документам и стандартам.

Магистральный газопровод (МГ) – трубопровод, служащий для транспорта добытого газа потребителю.

Свеча – приспособление, производящее организованный сброс газа в атмосферу, состоящее из вертикальной трубы с оголовком.

Запорная арматура – устройства, служащие для перекрытия газового потока.

Технологические потери природного газа на объектах магистрального газопровода можно подразделить на следующие виды потерь:

- потери газа при технологических операциях на оборудовании и его эксплуатации (выброс в атмосферу);
- потери газа вследствие допустимых утечек из оборудования;
- потери газа вследствие аварийных ситуаций, отказов основного и вспомогательного оборудования на МГ.

Потери природного газа при технологических операциях и эксплуатации оборудования бывают:

потери газа на компрессорной станции:

- потери газа при плановых или технологически вынужденных пусках, остановках и изменении режимов газоперекачивающих агрегатов (ГПА);
- потери газа при эксплуатации технологического оборудования, приборов и трубопроводов в компрессорном цехе;

потери газа ЛЧМГ:

- потери при продувке конденсатосборников через дренажные линии;
- потери импульсного газа при эксплуатации силовых пневмоприводов кранов;

- потери при продувке сепараторов и пылеуловителей на газораспределительных станциях (ГРС);
- потери при эксплуатации оборудования ГРС.

Таким образом, технологические потери природного газа из оборудования и устройств – это те потери, которые регламентированы паспортами на соответствующее оборудование.

Потери газа при производстве ремонтных и (или) восстановительных работ, при зачистке и опорожнении оборудования для проведения ремонтных работ, а также при проведении диагностики и испытаний на объектах МГ, таких как:

- очистка внутренней полости и внутритрубной технической диагностики действующих газопроводов;
- ликвидация аварий и гидратных пробок;
- ремонт и реконструкция труб на линейном участке МГ;
- врезка отводов и перемычек в магистральный газопровод со стравливанием природного газа;
- заправка одоризационных и метанольных установок;
- ревизия и замена сужающих устройств (диафрагм) на газоизмерительных станциях (ГИС) и пунктах замера расхода природного газа.

Потери газа при производстве ремонтных работ газопровода, когда в отключенной ремонтируемой секции сбрасывают давление газа и продувают ее, а газ из секции выбрасывается в атмосферу, $V_{\text{рем}}$, м³, рассчитывают по формуле [17]:

$$V_{\text{рем}} = 0,00714 \cdot V_{\text{п}} \cdot \frac{P_{\text{атм}} + P_{\text{г}}}{273 + t_{\text{г}}}, \quad (1)$$

где $V_{\text{п}}$ – объем газопровода между двумя отсекающими м³; $P_{\text{атм}}$ – барометрическое давление, Па; $P_{\text{г}}$ – избыточное давление продувки, Па; $t_{\text{г}}$ – температура газа, °С.

Удельные потери газа при ремонтах на один погонный метр трубопровода указан в табл. 2.1 [16].

Таблица 2.1

Удельные потери газа при ремонтах на один погонный метр трубопровода

Диаметр газопровода, d_y , мм	Удельное количество выбросов газа на один погонный метр газопровода, $G_{рем}$, м ³ / п. м.
<i>при давлении 5 000 Па</i>	
50	0,005264
65	0,008897
80	0,013477
100	0,021058
150	0,047381
200	0,0842321
250	0,1316121
300	0,1895216
400	0,3369275
<i>при давлении 300 000 Па</i>	
50	0,0198717
65	0,0335817
80	0,0508692
100	0,0794837
150	0,1788378
200	0,31793437
250	0,49677286
300	0,71535285
400	1,27173786
<i>при давлении 600 000 Па</i>	
50	0,034725
65	0,058685
80	0,088895
100	0,138899
150	0,312524
200	0,5555983
250	0,8681217
300	1,2500958
400	2,2223921
<i>при давлении 1 200 000 Па</i>	
50	0,0644325
65	0,10889125
80	0,16494812
100	0,25773125
150	0,57989583
200	1,03092555
250	1,61082083
300	2,31958187
400	4,12370125

Потери газа, происходящие при ремонте и обслуживании основного и вспомогательного оборудования ГРП обычно связаны с продувкой (0,2–0,5 час) и подналадкой технологических режимов ее работы $V_{грп\ об}$, м³ [16]:

$$V_{\text{грп об}} = 9,24 \cdot d^2 \cdot t \cdot \frac{P_{\text{атм}} + P_{\text{г}}}{T_{\text{г}}} \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{г}}}{\rho_{\text{ф}}}}, \quad (2)$$

где d – внутренний диаметр продувочной свечи, м; t – время, требуемое на отрегулирование оборудования, ч; $\rho_{\text{ф}}$ – плотность газа фактическая, кг/м³:

$$\rho_{\text{ф}} = \rho \cdot \frac{T_1 \cdot P_{\text{а}}}{T_{\text{г}} \cdot P_{\text{атм}} \cdot Z}, \quad (3)$$

где ρ – абсолютная плотность газа, кг/м³, берем в соответствии с паспортом газа; $P_{\text{атм}}$ – давление приведения (барометрическое давление), МПа; T_1 – температура приведения, К, здесь $T_1 = T_{\text{в}}$; Z – коэффициент сжимаемости газа.

$$Z = 1 - ((10,2 \cdot P_{\text{а}} - 6) \cdot (0,00345 \cdot \Delta - 0,000446) + 0,015) \cdot (1,3 - 0,0144 \cdot (T_{\text{г}} - 283,2)) \quad (4)$$

Примечание: $P_{\text{пр}} = P/P_{\text{кр}}$ – приведенное давление газа, $T_{\text{пр}} = T/T_{\text{кр}}$ – приведенная температура газа, где $P_{\text{кр}}$ – критическое давление газа, МПа, $T_{\text{кр}}$ – критическая температура газа, К. $P_{\text{кр}}$ и $T_{\text{кр}}$ характеризуют возможность перехода газа в жидкость, P , T – значения давления и температуры газа.

Критические значения давления и температуры зависят от плотности газа при стандартных условиях:

$$P_{\text{кр}} = 0,1775(26,831 - \rho_{\text{см}}), \text{ МПа} \quad (5)$$

$$T_{\text{кр}} = 156,24(0,564 + \rho_{\text{см}}) \text{ К}.$$

Плотность газа при стандартных условиях:

$$\rho_{\text{ст}} = \rho_{\text{вст}} \cdot \Delta = 1,205 \Delta, \quad (6)$$

где ρ , $\rho_{\text{в}}$ – плотность газа и воздуха соответственно; $\rho_{\text{ст}}$, $\rho_{\text{вст}}$ – плотность газа и воздуха при стандартных условиях, Δ – плотность относительная:

$$\Delta = \frac{\rho}{1,2044}, \quad (7)$$

где $P_{\text{абс}}$ – давление газа абсолютное, МПа; $T_{\text{г}}$ – температура газа, К.

Пример расчета потерь газа при ремонте и обслуживании ГРП

Входное избыточное давление $P_{\Gamma} = 0,3 \text{ МПа}$, в течении 20 минут происходил выброс газа через продувочную свечу $d=20 \text{ мм}$. Определить потери газа на ремонт и обслуживание ГРП.

Исходные данные

$P_{\Gamma}=0,3 \text{ МПа}$;

$P_{\text{атм}}=0,101 \text{ МПа}$;

$T_{\Gamma}=(+10^{\circ}\text{C})=283\text{K}$;

$T_{\text{в}}=(+20^{\circ}\text{C})= 293\text{K}$;

$t=20\text{мин.}=1/3\text{час}$;

$d=20 \text{ мм}=0,02\text{м}$;

$\rho=0,6881 \text{ кг/м}^3$.

Решение

Потери газа, происходящие при ремонте и обслуживании основного и вспомогательного оборудования ГРП, рассчитываются по формуле (2):

$$V_{\text{грп.об}} = 9,24 \cdot d^2 \cdot t \cdot \frac{P_{\text{атм}} + P_{\Gamma}}{T_{\Gamma}} \cdot \sqrt{\frac{P_{\Gamma}}{\rho_{\phi}}}.$$

Фактическая плотность газа, кг/м^3 , рассчитывается как (3):

$$\rho_{\phi} = \rho \cdot \frac{T_{\text{в}} \cdot P_{\text{абс}}}{T_{\Gamma} \cdot P_{\text{атм}} \cdot Z} = 0,6881 \cdot \frac{293 \cdot (0,3 + 0,101)}{283 \cdot 0,101 \cdot 0,9842} = 2,89,$$

где ρ – абсолютная плотность газа, кг/м^3 ; $P_{\text{атм}}$ – давление приведения, МПа; $T_{\text{в}}$ – температура воздуха, К; $P_{\text{абс}}$ – абсолютное давление газа, МПа; T_{Γ} – температура газа, К; Z – коэффициент сжимаемости газа.

$$Z = 1 - ((10,2 \cdot P_{\text{абс}} - 6) \cdot (0,00345 \cdot \Delta - 0,000446) + 0,015) \cdot (1,3 - 0,0144 \cdot (T_{\Gamma} - 283,2)) ;$$

$$\Delta = \frac{\rho}{1,2044} = \frac{0,6883}{1,2044} = 0,5715 ;$$

$$Z = 1 - ((10,2 \cdot 0,401 - 6) \cdot (0,00345 \cdot 0,5715 - 0,000446) + 0,015) \cdot (1,3 - 0,0144 \cdot (283 - 283,2)) = 0,9842;$$

$$V_{\text{грп.об}} = 9,24 \cdot 0,02^2 \cdot \frac{1}{3} \cdot \frac{101325 + 300000}{283} \cdot \sqrt{\frac{300000}{2,89}} = 570 \text{ м}^3.$$

Задачи

Исходные данные для проведения самостоятельных расчетов представлены в табл. 2.2. Вариант выбирается по номеру студента в списке группы.

Таблица 2.2

Исходные данные

№ вар.	$P_{г}$, кПа	$T_{г}$, °C	$T_{в}$, °C	t , мин	ρ , кг/м ³	d , мм
1	150	5	20	$t=10+n$	$\geq 0,69$	100
2	160	5	20	$t=10+n$	$\geq 0,70$	150
3	170	6	20	$t=10+n$	$\geq 0,71$	200
4	180	7	20	$t=10+n$	$\geq 0,72$	250
5	190	8	20	$t=10+n$	$\geq 0,73$	300
6	200	9	20	$t=10+n$	$\geq 0,74$	400
7	250	10	20	$t=10+n$	$\geq 0,68$	100
8	260	5	20	$t=10+n$	$\geq 0,69$	150
9	270	6	20	$t=10+n$	$\geq 0,70$	200
10	280	7	20	$t=10+n$	$\geq 0,71$	250

- Примечания:* 1) $p_{атм}=0,101\text{МПа}$;
 2) округлить t до 30 минут, если значение получилось больше 30 мин (0,5 ч);
 3) $p_{абс}$ – абсолютное давление газа, МПа ($p_{абс}=p_{атм}+p_{ман}$, где $p_{ман}$ – избыточное давление, равное давлению газа $P_{г}$);
 4) состояние, при котором давление в жидкости (газе) меньше атмосферного, называют *вакуум* (разрежение): $p_{абс}=p_{атм}-p_{вак}$;
 5) n – номер варианта по списку в группе.

Контрольные вопросы

1. Виды технологических потерь?
2. Потери газа при производстве ремонтных и (или) восстановительных работ?
3. Количество газа, выбрасываемого в атмосферу, $V_{рем}$, при проведении ремонтных работ газопроводов?
4. Что такое магистральный газопровод?
5. Что такое свеча?
6. Что такое запорная арматура?
7. Как понимаете источник технологических потерь?

Практическая работа 3

Определение объема земляных работ и подбор машин и механизмов при вскрытии трубопровода

Цель: научиться определять объем земляных работ и производить подбор машин и механизмов при вскрытии трубопровода

Теоретическая часть

Траншея – протяженное углубление для укладки трубопровода с размерами и контурами, которые зависят от диаметра трубопровода и технологии производства траншеи.

Отвал – это грунт, получаемый при производстве траншеи земляными машинами. Его располагают параллельно оси траншеи.

Насыпи – сооружения из грунта, необходимые при строительстве трубопровода или дорог, когда уровень местности ниже необходимой по проекту.

Выемки – грунтовые сооружения, производимые за счет срезания грунта, когда уровень местности выше необходимой по проекту.

Полувыемки-полунасыпи – грунтовые сооружения, предназначенные для прокладки трубопроводов и дорог на поперечных склонах.

Канавы – углубления, которые обычно используются для дренажа строительной площадки, называют *водоотводными* или *дренажными*.

Канавы, служащие для сбора и отвода воды с вышележащей территории, размещают на возвышенной стороне земляного сооружения. Такие канавы называют нагорными.

Берма – конструктивный элемент канавы, служащий для снижения напряжений на ее стенки.

Канавы, расположенные вдоль границ выемок или дороги и предназначенные для отвода воды, называют кюветами.

Противопожарными канавами называют канавы, разрабатываемые при сооружении и ремонте трубопроводов в болотистых местностях наземным способом вдоль границ полосы отвода. Они служат для хранения воды.

Кавальеры – насыпи лишнего грунта вдоль выемок, сформированные при их разработке.

Резервы – это выемки, их грунт используют на отсыпку близлежащих насыпей. Резерв отделяют защитной бермой от заложения откоса насыпи.

Карьер – расположенная на значительном расстоянии, специально разрабатываемая выемка для использования грунта при отсыпке насыпей.

Канал – габаритное углубление, заполненное водой. Такие каналы обычно создаются при строительстве трубопроводов на болотистых и заболоченных территориях. Они могут использоваться как траншея для укладки труб методом сплава или как главный канал в системе осушения.

При производстве открытого дренажа, дренажные воды не должны попадать в источники водоснабжения населения, лечебные воды, места отдыха и туризма.

Отсыпку на обводненных и заболоченных местностях, с поперечным стоком воды относительно насыпи, производят из крупнозернистых и гравелистых песков, гравия или строят специальные водопропускные сооружения.

Насыпь имеет земляное полотно, кюветы, кавальеры и резервы. Насыпь имеет основание, откосы, подошву и бровки откосов, гребень.

Траншея имеет профиль, отвал грунта, а после ее засыпки образуется валик над траншеей.

Профиль траншеи имеет дно, стенки, бровки.

Постель – слой песчано-грунтовой смеси 0,1-0,2м, располагаемой в нижней зоне траншеи для предотвращения механических воздействий и разрушения изоляционного покрытия при укладке трубопровода в траншею в скальных и мерзлых грунтах.

Присыпка – слой песчано-грунтовой смеси 0,2м, располагаемой над трубопроводом в траншее для предотвращения механических воздействий и разрушения изоляционного покрытия, перед засыпкой его скальным или мерзлым грунтом до проектной отметки поверхности земли.

Вскрышной слой грунта – верхний слой грунта, лежащий на скальных породах, и удаляемый в период строительства или ремонта трубопровода. Скальные породы обрабатывают буровзрывной технологией.

Шнуры – отверстия в грунте $\varnothing 75$ мм и глубиной до 5 м, применяемые для размещения зарядов при производстве траншей буровзрывной шпуровой технологией разработки.

Скважины – отверстия в грунте свыше $\varnothing 76$ мм и глубиной больше 5 м, для закладки зарядов при применении буровзрывной технологии для рыхления грунта и создания террас на горных склонах.

Последовательно-комплексная разработка – метод производства траншей в вечномерзлых высокопрочных почвах для трубопроводов $\varnothing 1420$ мм с пригрузкой балластом. При этом осуществляется последовательный проход роторными экскаваторами по створу траншеи для рытья траншеи профилем с размером до 3х3 м.

Технологический разрыв – технологический участок между захватками производства отдельных видов работ в период строительства или ремонта трубопровода.

Земляные работы при ремонте трубопроводов производят без остановки перекачки и без снижения рабочего давления.

Если производство земляных работ происходит вблизи действующих коммуникаций крайне важно соблюдать меры безопасности, чтобы избежать повреждения подземных сооружений и обеспечить безопасные условия работы для исполнителей. Поэтому точное определение местоположения соседних инженерных сетей (трубопроводы, кабели, коллекторы и др.), проходящих через данный участок, мест аварийных хомутов, задвижек на трубопроводе имеет большое значение.

Продольный профиль – это один из ключевых нормативных документов, по которому планируют и выполняют земляные работы. В продольном профиле указываются все инженерные сети на участке, глубина их залегания, запорная арматура, и вся необходимая информация по данному участку.

Кроме того, перед началом любых земляных работ рекомендуется провести шурфовку (разведочное бурение) или использовать специальные приборы для точного определения положения подземных объектов. Это позволяет минимизировать риск случайного повреждения коммуникаций и появления аварий.

Работа экскаваторов должна быть остановлена на расстоянии не менее 5 метров от коммуникаций. Когда кабель проходит по траншее, повышается

возможность его разрыва. По этой причине все проходящие в траншее кабели устанавливают на стенки траншеи в специальные диэлектрические корпуса.

Диэлектрические корпуса крепятся на специальные стойки, если секция пересекается с кабельным каналом. Использование стоек предотвращает аварийные ситуации, когда секция состоит из нескольких элементов.

Если вблизи ремонтируемого или прокладываемого участка проходит железная дорога, то все работы согласуют мастером участка дороги. При этом необходимо установить ограждения и знаки железных дорог согласно их нормам и правилам.

Планировка трассы

Предварительная подготовка трассы необходима для быстрой и безаварийной работы техники при проведении ремонтов или при возведении нового трубопровода.

Поскольку грузоподъемность трубоукладчиков ограничивает производительность работ, и для предотвращения поломок трубоукладчиков и сохранения управляемости грузом обеспечивают минимальный его вылет стрелы. Эффективное планирование трассы обеспечивают методом параллельного движения бульдозеров в обе стороны (рис. 3.1, 3.2).

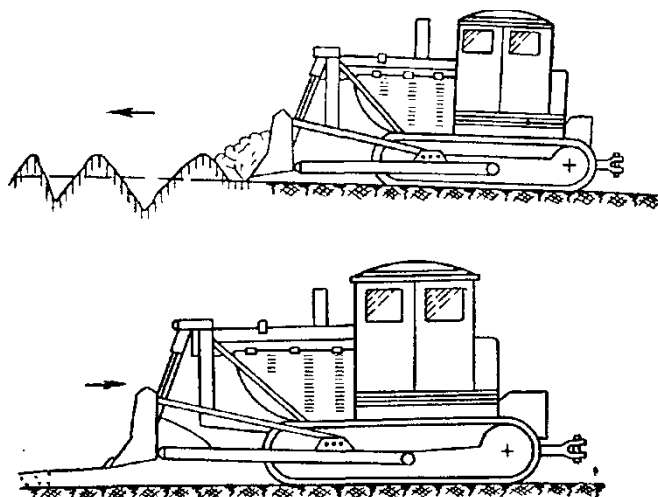


Рис. 3.1. Планирование трассы методом параллельного движения бульдозеров

При использовании метода параллельного движения бульдозеров отвал бульдозера находится на уровне гусениц или немного ниже.

При этом нож бульдозера срезает холмики и заполняет ямки. Небольшой объем грунта остается в отвале, но он меньше половины максимальной

загрузки. Большое количество грунта значительно усложняет контроль глубины резания.

Над выровненной поверхностью должно быть не более половины длины ножа. С одной стороны, это приводит к снижению производительности, значительно повышает качество проводимых работ, поскольку боковые валки грунта не образуются. Движение бульдозера задним ходом производят при выравнивании несвязного грунта. Вес отвала помогает распределять и слегка уплотнять грунт.

Форма и габариты траншей

При ремонте трубопровода размеры траншеи зависят от технологии производства ремонтных работ (см. табл. 3.1). Технические характеристики землеройной техники показаны в приложении 1 [2, 4, 31].

Таблица 3.1

Размеры траншей при ремонте трубопроводов [2, 4]

Способ производства работ	Минимальная ширина траншеи, м
Ремонт трубопровода с подъемом на бровку	D+0,4
Ремонт трубопровода в траншее	D+0.8

Размеры максимальной крутизны откосов траншей с глубиной до 3 м показаны в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Размеры максимальной крутизны откосов траншей с глубиной до 3 м [2, 4]

Грунты	Допустимая крутизна откосов
Насыпные, песчаные и гравелистые	1:1,25
Супеси, суглинки	1:0,67
Глины	1:0,5
Лёсс	1:0,5
Скальные разборные	1:0,1
Скальные плотные	1:0

Форма и габариты траншей представлены на рис. 3.2.

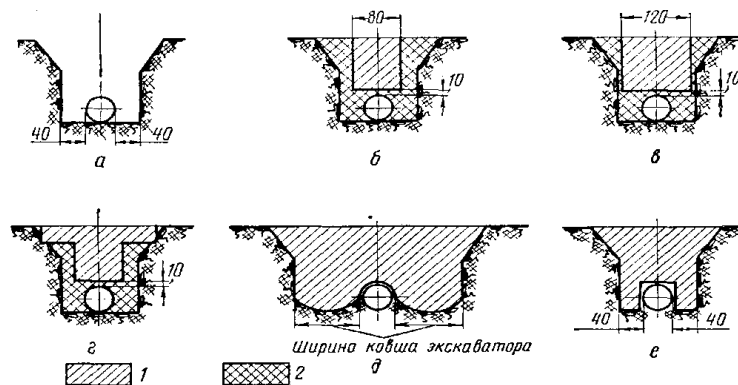


Рис. 3.2. Форма и габариты траншей [2, 4]:

а – проектный профиль траншеи; б – профиль траншеи, разработанной роторным экскаватором ЭР-4; в – роторным экскаватором ЭР-5; г – многоковшовым экскаватором ЭТУ- 353; д, е – профиль траншеи, разработанной одноковшовым экскаватором; 1 – грунт, разрабатываемый механическим путем; 2 – грунт, вынимаемый вручную

Многоковшовые экскаваторы весьма эффективно производят земляные работы на ровной местности при разработке в сухих связных грунтах траншей с вертикальными поверхностями.

Если сменные укосины установить на многоковшовые экскаваторы, то они проявляют способность разрабатывать в несвязных грунтах траншеи с наклонными поверхностями.

При проведении ремонтных работ на трубопроводах выбор конкретной модели многоковшового экскаватора определяется диаметром подлежащего вскрытию трубопровода. Технологический процесс разработки траншеи предусматривает оставление защитного слоя грунта над трубопроводом толщиной 15-20 сантиметров с целью предотвращения механического повреждения трубопровода рабочими органами экскаватора. Последующая выемка оставшегося грунта осуществляется вручную.

В условиях слабых грунтов при проведении ремонтных работ предпочтительным является использование универсального экскаватора типа ЭТУ-353, оснащённого шнековыми устройствами, обеспечивающими возможность разработки траншей ступенчатого профиля. Экономическая эффективность применения многоковшовых экскаваторов достигается при разработке участков протяжённостью не менее 200 метров, что обусловлено особенностями технологического процесса работы данной техники.

Многоковшовые экскаваторы осуществляют непрерывную разработку грунта посредством последовательной выгрузки материала на транспортёрный механизм с последующим перемещением его в отвал. Процесс

перемещения экскаватора вдоль рабочей зоны происходит параллельно с извлечением грунта без остановки работы агрегата, что характеризует данные машины как устройства непрерывного действия.

В процессе осуществления земляных работ на равномерно рельефных участках многоковшовые экскаваторы демонстрируют высокую эффективность в условиях когезионных грунтов, разрабатывая траншеи с вертикальными поверхностями.

Если сменные укосины установить на многоковшовые экскаваторы, то они проявляют способность разрабатывать траншеи с наклонными поверхностями в дисперсных грунтах.

При проведении ремонтных работ на трубопроводных системах выбор конкретной модификации многоковшового экскаватора осуществляется на основании диаметра подлежащего ремонту трубопровода, что обеспечивает оптимальное соответствие технических характеристик машины условиям производственного процесса.

Во время разработки траншей многоковшовым оборудованием следует учитывать необходимость оставления слоя грунта толщиной 15–20 см над трубопроводом во избежание его повреждений рабочими органами экскаватора. Оставшийся объём грунта извлекается вручную.

На участках с ослабленными грунтами или при проведении ремонтных работ в траншеях рекомендуется использование универсального экскаватора типа ЭТУ-353, который обладает дополнительными устройствами, такими как шнековый механизм, позволяющий создавать траншеи ступенчатого профиля.

Использование многоковшовых экскаваторов выгодно на участках протяжённостью от 200 метров, что обусловлено их конструктивными особенностями и технологической эффективностью.

В свою очередь, роторные экскаваторы, оснащённые удлиненными гусеничными системами (модель ЭР-7А), демонстрируют высокую производительность при разработке траншей в условиях значительных продольных уклонов рельефа до 20 градусов, что делает их оптимальным выбором для работы на сложном рельефе.

Многоковшовые экскаваторы имеют производительность:

$$\Pi = vhb, \quad (8)$$

где Π – значение почасовой производительности в м³/ч; v – значение скорости экскаватора в м/ч; h – глубина разработки в м, b – ширина разработки в м.

Применение многоковшовых экскаваторов для выполнения определённых рабочих операций зависит от диаметра трубопроводов и заданного темпа производства работ. Раскрытие трубопровода одноковшовыми экскаваторами осуществляется с использованием различных типов машин.

Экскаваторы бывают: с прямой или обратной лопатой; использующие ковш драглайна или грейферное оборудование.

В современной практике ремонта магистральных трубопроводов преобладающее положение занимают одноковшовые экскаваторы, оснащённые обратной лопатой с вместимостью ковша в диапазоне 0,5-0,65 кубических метров. Технические характеристики экскаваторов и другой техники представлены в приложении 2 [2, 4, 8-31]

Данные технические средства демонстрируют высокую эффективность при выполнении землеройных работ в разнообразных грунтовых условиях, включая сыпучие грунты.

Одноковшовые экскаваторы используют, чтобы сформировать траншею с крутыми откосами в переувлажнённом грунте, или траншею в разрыхленных скальных, или в каменистых грунтах с множеством валунов и щебня.

Часто только применение одноковшовых экскаваторов возможно в условиях овражистого и балочного рельефа или при большой кривизне трассы трубопровода.

Многоковшовые экскаваторы имеют определенную глубину копания, если глубина траншеи существенно отличается от этой величины, то возможно применение только одноковшовых экскаваторов.

Если трубопровод имеет криволинейный участок в горизонтальной плоскости, созданный с помощью специального гибочного оборудования, тогда применение одноковшовых экскаваторов будет приоритетным.

Модель экскаватора для определенного вида работ выбирают по диаметру ремонтируемого трубопровода и учитывая его производительность.

Часовую производительность одноковшовых экскаваторов Π в м³/ч можно определять согласно выражению:

$$\Pi = 60en k_n k_v, \quad (9)$$

где e – объем ковша в м³; n – рабочая частота за 1 мин; k_n – коэффициент вместимости ковша; k_v – коэффициент сменного использования экскаватора.

Значения коэффициента наполнения ковша экскаватора указаны в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Коэффициент наполнения ковша экскаватора [2, 4, 14]

Грунт	Группа грунта	Прямая лопата	Обратная лопата
Глина: средняя	II	1,08 - 1,18	0,98 - 1,06
влажная	III	1,3 - 1,5	1,018 - 1,28
тяжёлая	IV	1 - 1,1	0,95 - 1
влажная	IV	1,25 - 1,4	1,1 - 1,4
Суглинок влажности: естественной	II	1,05 - 1,12	0,8 - 1
большой оптимальной	II	1,2 - 1,32	1,15 - 1,25
Песок и гравий <u>влажные</u>	I, II	1,15 - 1,23	1,1 - 1,2
Песок, гравий, щебень	I, V, VI	0,95 - 1,02	0,8 - 0,9

Коэффициент сменного использования экскаватора $k_{и} = t_p / T$, где t_p – время работы экскаватора в смену, час; T – время смены. При работе экскаватора непосредственно в отвале $k_{и} = 0,8 \div 0,95$. При работе экскаватора с авто – или конвейерным транспортом $k_{и} = 0,75 \div 0,8$; с ж/д транспортом $k_{и} = 0,5 \div 0,6$. Совершенствование организации работ и методов экскавации на разрезах позволяет увеличить годовую производительность экскаваторов на 5-8 %.

Аспекты безопасности и технологические особенности проведения земляных работ при ремонте трубопроводов различного диаметра

Вот несколько ключевых моментов, которые можно выделить:

Безопасность: Оставление слоя грунта толщиной не менее 15 см над ремонтируемым трубопроводом обеспечивает защиту трубопровода от возможных повреждений во время работы техники.

Механизация работ: Использование многоковшовых экскаваторов позволяет значительно сократить ручной труд. Степень механизации зависит от диаметра трубопровода: для трубопроводов диаметром 529–1020 мм она составляет от 17% до 55%.

С увеличением диаметра трубопровода возрастает необходимость в ручной доработке траншей. Это связано с тем, что крупногабаритные трубы требуют более тщательной подготовки траншей, которую сложно выполнить исключительно машинами.

Таким образом, соблюдение норм безопасности и правильный выбор оборудования позволяют эффективно и безопасно проводить ремонтные работы на трубопроводах различных диаметров.

Многоковшовые экскаваторы по своей конструкции имеют отклонение рабочего органа от оси трубопровода. Вероятность повреждения поверхности трубы увеличивается со снижением зазора между ковшами экскаватора и трубопроводом. Увеличение бокового смещения рабочего органа экскаватора относительно оси вскрываемого трубопровода либо расширение зазора между рабочими элементами машины и поверхностью трубопровода неизбежно приводит к возрастанию объёма ручного труда при выполнении земляных работ, что снижает общую эффективность производственного процесса. Использование одноковшовых экскаваторов при вскрытии трубопроводов имеет свои преимущества и недостатки. Основные моменты заключаются в следующем.

Преимущества одноковшовых экскаваторов:

Полная механизация процесса:

Это значительно упрощает работу и снижает трудозатраты.

Универсальность: Одноковшовые экскаваторы подходят для различных типов грунтов и условий работы.

Недостатки одноковшовых экскаваторов:

Избыточный объем вынимаемого грунта:

Ширина ковша экскаватора определяет ширину траншеи, которую нужно выкопать. В данном примере ширина ковша составляет 910 мм, тогда как диаметр трубопровода – всего 529 мм. Это означает, что объем вынимаемого грунта будет значительно больше, чем необходимо.

Одноковшовые экскаваторы обладают значительно меньшей производительностью, чем многоковшовые.

Поэтому при использовании одноковшовых экскаваторов значительно удорожается себестоимость производимых земляных работ по сравнению с использованием многоковшовых экскаваторов.

Стоимость траншей, вскрытых одноковшовыми экскаваторами, может быть в 2-2,5 раза дороже, чем траншей, вскрытых многоковшовыми экскаваторами.

Таким образом, несмотря на удобство и универсальность одноковшовых экскаваторов, их использование связано с дополнительными затратами и избыточной работой по удалению лишнего грунта.

Процесс вскрытия действующего трубопровода при помощи одноковшовых экскаваторов сопровождается достаточным рядом трудностей и рисков:

Контроль движения ковша:

Точное движение ковша требует постоянного контроля, что создает нагрузку на оператора и увеличивает вероятность повреждения трубопровода.

Обеспечение непрерывного контроля технологического процесса является критически важным для предотвращения повреждений поверхности трубопровода в процессе взаимодействия с рабочим оборудованием экскаватора.

Особенности специализированной техники

Специализированные модели экскаваторов обеспечивают возможность единовременного вскрытия ремонтируемого трубопровода до нижней образующей в ходе однопроходного цикла без необходимости применения ручного труда. Эксплуатационные характеристики данной техники характеризуются следующими преимуществами:

1. Комплексная механизация производственного процесса:

- Формирование траншеи с оптимальными параметрами профиля и размеров

- Возможность полной механизации всех ремонтных мероприятий на трубопроводе

2. Технологическая универсальность:

- Повышенная эффективность при работе с трубопроводами увеличенного диаметра

- Применимость к трубопроводам, заполненным нефтепродуктами

3. Интегрированное технологическое оснащение:

- Возможность применения специализированного и специального оборудования для освобождения поверхности трубопровода от грязи, окалины, продуктов коррозии и изношенной изоляции

- Возможность проведения технологического процесса нанесения нового слоя изоляции прямо в траншее.

4. Технологические параметры проведения вскрышных работ оптимизированы за счет минимальной высоты стоек на дне траншеи, а также за счет значительного уменьшения нагрузок на поверхности трубопровода в момент отделения от основания, что обеспечивает сохранение проектных параметров глубины заложения и естественного основания.

5. Грунтовая адаптация.

Специализированные экскаваторы демонстрируют эффективность в процессе проведения работ в сложных грунтах.

Земляные работы $V_{зр}$ в объеме, m^3 :

$$V_{зр} = \frac{B_1 + B_2}{2} \cdot L \cdot H, \quad (10)$$

где B_1 – ширина траншеи у верхней кромки, м; B_2 – ширина траншеи у нижней кромки, м; L – длина траншеи, м; H – глубина траншеи.

$V_{зр}$ в процессе проведения работ для траншеи с откосами:

– ширина траншеи у нижней кромки при $D = 1020$ мм

$$B_2 = D + 0,4 = 1,02 + 0,40 = 1,42 \text{ м}$$

– глубина траншеи при $D = 1020$ мм

$$H = D + 0,8 = 1,02 + 0,8 = 1,82 \text{ м}$$

Ширина траншеи у верхней кромки B_1 :

$$B_1 = B_2 + 2H/n,$$

где n – коэффициент (по табл. 3.2).

В нашем случае (по табл. 3.2) $n = 1:0,67 = 1,5$.

Ширина траншеи у верхней кромки

$$B_1 = 1,42 + 2 \cdot 1,82 / 1,5 = 3,86 \text{ м.}$$

Определяем объем земляных работ при разработке траншей с откосами:

$$V_{зр} = \frac{B_1 + B_2}{2} \cdot L \cdot H = \frac{3,86 + 1,42}{2} \cdot 1200 \cdot 1,82 = 5765 \text{ м}^3$$

Объем ковша в m^3 (по табл. 3.4) [2, 4, 14].

Таблица 3.4

Объем ковша в m^3 экскаватора

Земляные работы $V_{зр}$ в объеме	Q (объем ковша в m^3 экскаватора)
До 500	0,15
500...1500	0,24 и 0,3
1500...5000	0,5
2000...8000	0,65
6000...11000	0,8
13000...18000	1,0-1,25
Более 15000	1,5

Объем ковша в м³ экскаватора: 0,65 м³.

По табл. 3.5 подбираем экскаватор.

Таблица 3.5

Подбор экскаваторов гидравлических [2, 4, 14]

Наименование экскаватора	Объем ковша, м ³	Радиус работ, м
ЭО-2621В-3	0,25	5,3
ЭО-3323А	0,63	7,9
ЭО-3122	0,63	8,1
ЭО-3221	0,63	7,9
ЭО-4322 (ЭО-4321Б)	1(0,8)	9(8,85)
ЭО-4125А	1	9,3
ЭО-5124	1,6	10
ЭО-6123	2,5	11,6

Подобрали экскаватор ЭО-4322

Пример по вывозу грунта и подбору землеройной и транспортной техники

Определить объем земляных работ, необходимый в технологическом процессе ремонта трубопровода. Осуществить подбор землеройной и транспортной техники. Исходные данные согласно табл. 3.6.

Таблица 3.6

Исходные данные

D , мм	V , м/ч	Тип грунта	L , м
1020	250	Плотные скальные	175

Для траншеи с откосами:

– Ширина траншеи у нижней кромки при $D = 1020$ мм:

$$B_2 = D + 0,4 = 1,02 + 0,4 = 1,42 \text{ м};$$

– Глубина траншеи при $D = 1020$ мм:

$$H = D + 0,8 = 1,02 + 0,8 = 1,82 \text{ м.}$$

По табл. 3.2 коэффициент откоса $n=0$, и траншея не имеет откосов и $B_1=B_2$.

Земляные работы $V_{зр}$ в объеме, м^3 :

$$V_{зр} = \frac{B_1 + B_2}{2} \cdot L \cdot H = \frac{1,42 + 1,42}{2} \cdot 185 \cdot 1,82 = 478,114$$

Выбираем экскаватор роторного типа, так как траншея не имеет откосов и $B_1 = B_2$.

Номинальная мощность экскаватора:

$$N = k_y \cdot k_\epsilon \cdot k_p \cdot S \cdot V / 3600, \quad (11)$$

где k_y – удельный коэффициент работы экскаватора – это отношение времени копания к времени рабочего цикла ($k_y = 1$); k_ϵ – коэффициент затрат мощности вспомогательных механизмов ($k_\epsilon = 0,6-0,8$); k_p – коэффициент удельного сопротивления резанию (см. табл. 3.7); S – площадь поперечного сечения траншеи, м^2 ; V – скорость движения экскаватора, м/ч .

Таблица 3.7

Коэффициент удельного сопротивления резанию (k_p) [2, 4, 14]

Категория грунта	I	II	III	IV	V	VI
Коэффициент k_p	70- 230	210- 400	380- 660	650- 800	800- 1200	1000- 2200

Виды грунтов. I категория – песок, супесь, суглинок лёгкий (влажный), грунт растительного слоя, торф; II категория – суглинок, гравий мелкий и средний, глина лёгкая влажная; III категория – глина средняя или тяжёлая, разрыхлённая, суглинок плотный; IV категория – глина тяжёлая, вечномёрзлые сезонно промерзающие грунты: растительный слой, торф, пески, супеси, суглинки и глины; V категория – крепкий глинистый сланец; VI категория – сланцы крепкие.

Принимаем $k_p = 800$; $k_\epsilon = 0,75$; $S = V_{зр}/L = 478/175 = 2,73 \text{ м}^2$.

Номинальная мощность экскаватора:

$$N = k_y \cdot k_\epsilon \cdot k_p \cdot S \cdot V / 3600 \quad (12)$$

$$V_{зр} = k_y \cdot k_\epsilon \cdot k_p \cdot S \cdot V / 3600 = 1 \cdot 0,75 \cdot 800 \cdot 2,73 \cdot 250 / 3600 = 113 \text{ м}^3/\text{ч}$$

По номинальной мощности экскаватора определяем его модель (табл. 3.8).

Таблица 3.8

Роторные экскаваторы [2,4,14]

Параметры	Индекс машины		
	ЭТР-223А	ЭТР-224А	ЭТР-254А
Максимальная техническая производительность, м ³ /ч	650	600	1200/220
Категория разрабатываемого грунта	I-IV, мерзлые грунты при глубине промерзания до 1,2 м		I-IV, мерзлые грунты при глубине промерзания до 2,5 м
Размеры разрабатываемой траншеи, м:			
глубина	2,2	2,2	2,5
ширина по дну	1,5	0,85	2,1
по верху (с откосами)	2,58	1,85	3,8
Рабочее оборудование (тип)	навесное		полуприцепное
Базовая машина	T-10M	T-10M	ДЭТ-250М2
Мощность двигателя, кВт	125	125	220
Диапазон скоростей рабочего хода, м/ч	10...300	10...300	12...1210
Транспортные скорости, км/ч	1,5...4,2	1,5...4,2	0,5...5,75
Диаметр ротора по зубьям ковшей, мм	3830	3830	4410

Для ремонта траншеи выбираем роторный экскаватор ЭТР-254А с глубиной разрабатываемой траншеи до 2,5 м, $\varnothing_{\text{ротора}}=4410$ мм и производительностью до 1200 м³/ч.

Задачи

Данные для проведения самостоятельных расчетов представлены в табл. 3.9. Вариант выбирается по номеру студента в списке группы.

Таблица 3.9

Данные для самостоятельного расчета

№ вар.	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
D (мм)	820	820	1020	1220	1420	1020	1220	1020	1420	1020
L, м	1250	1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1700
V (м/ч)	200	260	160	300	320	240	180	300	200	300
Тип / кат. грунта	Глина III	Глина III	Су-глинок II	Супесь II	Су-глинок II	Песок I	Супесь II	Су-глинок II	Супесь II	Песок I

Контрольные вопросы

1. Что такое траншея?
2. Какие конструктивные элементы траншеи вы знаете?
3. Что такое постель?
4. Что такое присыпка?
5. Чем отличаются шпуры и скважины?
6. Что такое технологический разрыв?
7. Когда технологический разрыв осуществляется?
8. Поясните порядок расчетов в данной работе.

Практическая работа 4

Определение объема земляных работ и подбор машин и механизмов при рекультивации земли в процессе капитального ремонта трубопровода

Цель: научиться определять объем земляных работ и подбирать машины и механизмы при рекультивации земли в процессе капитального ремонта ЛЧМТ.

Теоретическая часть

Для восстановления плодородного слоя почвы производится процесс биологической рекультивации плодородного слоя почвы.

Технологический процесс рекультивации после капитального ремонта трубопроводов по своим операциям схож с процессом рекультивации после строительства трубопровода.

Исполнителями работ по биологической рекультивации являются ответственные землепользователи.

Проект рекультивации должен учитывать все возможные местные природно-климатические условия. Земля предоставляется землепользователям муниципальными администрациями на условиях биологической рекультивации плодородного слоя почвы.

В проекте рекультивации:

- рассчитывают площади участков вдоль трассы, которым требуется техническая и биологическая рекультивация плодородного слоя почвы;
- рассчитывают количество плодородного слоя почвы, снимаемого при строительстве или ремонте;
- указываются места отвалов для временного хранения снимаемого плодородного слоя почвы;
- рассчитывают значения допустимых превышений нанесенного плодородного слоя почвы над уровнем ненарушенных земель;
- рассчитывают методы, объемы и способы вывоза грунта, оставшегося от процесса засыпки трубопровода

- рассчитывают затраты на проведение технической и биологической рекультиваций.

Все виды земляных работ, принятых при рекультивации должны соответствовать нормам и правилам безопасности работ и санитарно-эпидемиологическим требованиям.

Организация, производящая подготовительные работы, должна иметь необходимые разрешения и оформленное право пользования земельными участками на весь период проведения капитального ремонта или эксплуатации, включая участки под временные проезды или под размещение вспомогательного оборудования. Ширина полосы отвода земель должна соответствовать нормам, принятым в действующих нормативных документах.

Методы и средства рекультивации для особых условий ведения работ

Особенности технологических процессов рекультивации, проводимых в осеннее-зимний сезон.

Технологический процесс рекультивации, используемый в осеннее-зимний период представлен на рис. 4.1, 4.2.

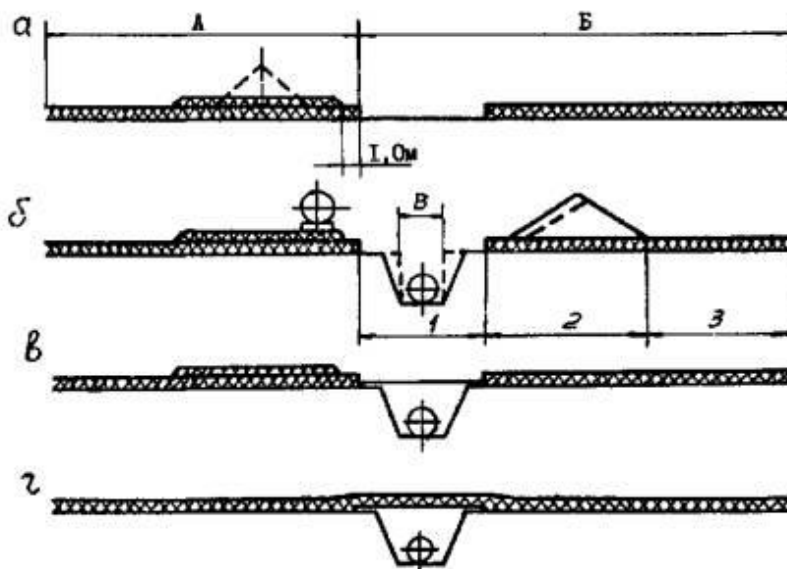


Рис. 4.1. Технологический процесс при рекультивации земли в процессе капитального ремонта трубопровода при D до 820 мм и любой мощности плодородного слоя, в процессе капитального ремонта трубопровода при D 1020-1420 мм и мощности плодородного слоя почвы более 0,5 м:

A – полоса монтажных работ; B – полоса земляных работ; B – ширина траншеи
 $a-г$ – операции технологического процесса

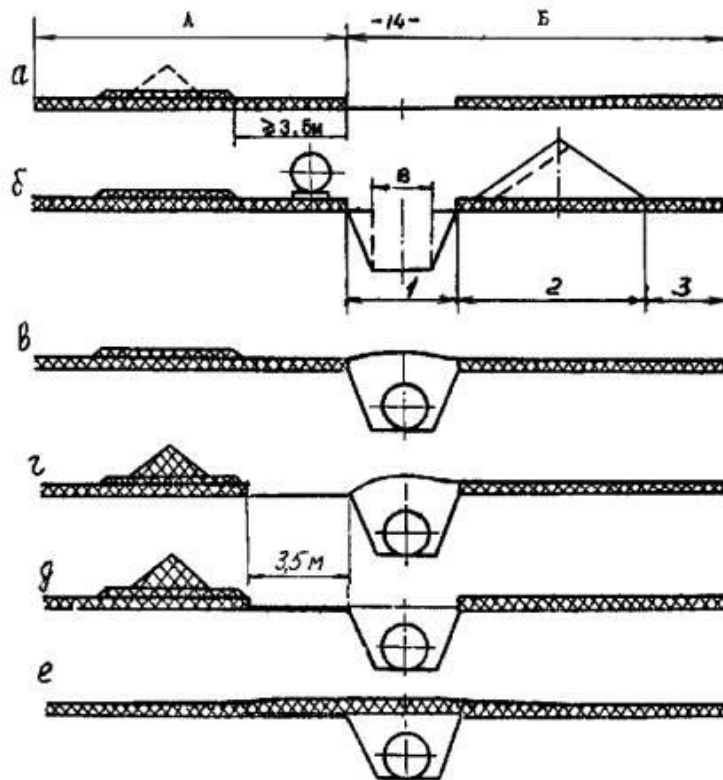


Рис. 4.2. Технологический процесс при рекультивации земли в процессе капитального ремонта трубопровода при $D\ 1020-1420\text{ мм}$ и мощности плодородного слоя почвы $0,2-0,5\text{ м}$ [2, 4, 14]:

A, Б, В – то же, что на рис. 4.1; а-е – операции технологического процесса

Основные отличия технологических процессов, проводимых в зимний сезон (рис. 4.1) в том, что отвал плодородного слоя почвы располагают на полосе монтажных работ, а съём плодородного слоя производят рекультиватором ЭТР 254-05 без удлинителя транспортера [2,4,14].

С помощью продольного прохода бульдозеров ДЗ-18, ДЗ-27 на ширину их рабочих органов производят отвал плодородного слоя почвы.

Размер полос А, Б, В и 1, 2, 3 принимается в зависимости от технологического процесса проведения ремонтных работ (ремонт в непосредственно в траншеях или на бровке) и диаметра трубопровода. Подробнее информацию можно посмотреть в инструкции по рекультивации земель ВСН 179-85 [4].

Технологический процесс, рассмотренный на рис. 4.1 применяют при производстве работ в немерзлых грунтах в сухой период года.

Плодородный слой мощностью менее 0,2 м и немерзлом состоянии почвы убирается продольными проходами бульдозеров. Размер ширины полос рекультивации принимают на 1 м больше, чем для экскаваторов ЭТР 254-05.

Технологический процесс проведения земляных работ зависит от диаметра трубопровода (см. рис. 4.1 и 4.2).

Если необходимо уширить полосу рекультивации, то это делают, уменьшая ширину полос земляных работ 2 и 3 (рис. 4.1, 4.2).

Если необходимо снять плодородный слой почвы в мерзлом состоянии, то применяют экскаватор ЭТР 254-05 или роторные экскаваторы обычного типа.

Плодородный слой почвы удаляют со всей разрабатываемой площади еще проведения земляных работ, когда размер ширины верха траншей, выемок и насыпей превышает 3,5 м. Осуществляют срезку, планирование, рытье широких траншей, котлованов, отсыпку насыпей.

В отвалы хранения на одну или обе стороны от области земляных работ убирается и сдвигается плодородный слой почвы на расстояние, которое сможет обеспечить размещение и возвращение аморального грунта на нарушаемую площадь, при этом не допуская смешивания его с плодородным слоем почвы.

Если плодородный слой пребывает в немерзлом состоянии, то его удаляют с помощью роторных экскаваторов ЭТР 254-05, бульдозеров или одноковшовых экскаваторов.

Если плодородный слой пребывает в мерзлом состоянии, то его удаляют с помощью экскаваторов ЭТР 254-05 за один или несколько проходов и отправляют в отвалы хранения с помощью бульдозеров ДЗ-18, ДЗ-27. Если общая величина ширины полосы рекультивации меньше 7 м грунт разрабатывают по полосе монтажных работ.

После выполнения всего комплекса работ минеральный грунт отправляют на площадку производства работ с помощью бульдозеров ДЗ-18, ДЗ-27, Д-355А, разравнивают ими же или автогрейдерами, уплотняют ими же или кулачковыми катками. Затем плодородный слой почвы из отвала бульдозерами же перемещают и разравнивают по нарушенной площади.

Если при этом образовались небольшие выемки и насыпи, то их откосы усиливают укладкой дерна или посевом многолетних трав в соответствии с проектом.

Если участок обладает невысокой несущей способностью грунтов, плодородный слой почвы удаляется при помощи одноковшовых экскаваторов с полосы шириной не менее 3,5 м с отправкой его в отвал на полосу монтажных работ и с разравниванием.

Одновременно снимать плодородный слой почвы и разрабатывать траншею можно одноковшовым экскаватором (ЭО-4221) с низким значением удельного давления на грунт или экскаватором, размещенным на сланях.

Одноковшовый экскаватор (ЭО-4221) выполняет операции технологического процесса, изображенные на рис.4.1, 4.2, без потери времени на ожидание, пока грунт просохнет.

При разработке дренажных канав или колодцев водосборников для осушения участка трассы, плодородный слой почвы и минеральный грунт последовательно раскладывают по разные стороны от канав, а потом возвращают их в обратном порядке.

Если излишки минерального грунта вывозят, то ширина полосы рекультивации будет равна ширине траншеи. Но не меньше ширины экскаваторов, выполняющих данную траншею. В таком случае применяют роторные экскаваторы ЭТР 254-05 или экскаваторы с шириной рабочей части 1,2-1,8 м.

Согласно [4], применение одноковшовых экскаваторов позволяет совмещать по времени удаление плодородного слоя почвы и разработку траншеи с укладкой плодородного слоя почвы и минерального грунта по разные стороны траншеи.

Пример расчета объема земляных работ

Профиль траншеи представлен на рис. 4.3.

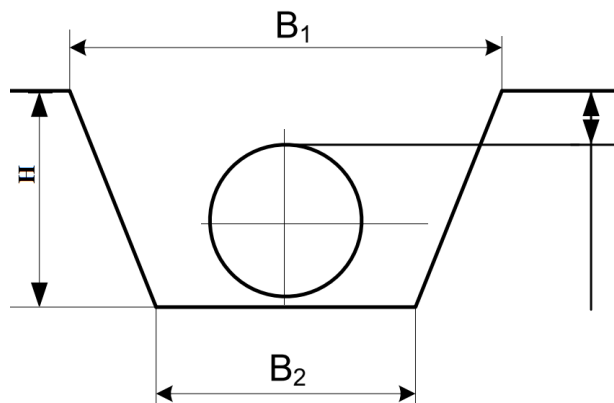


Рис. 4.3. Профиль траншеи

Земляные работы $V_{зр}$ в объеме, m^3 :

$$V_{зр} = \frac{B_1 + B_2}{2} \cdot L \cdot H, \quad (13)$$

где B_1 – ширина траншеи у верхней кромки, м; B_2 – ширина траншеи у нижней кромки, м; L – длина траншеи, м; H – глубина траншеи.

Определяем земляные работы $V_{зр}$ в объеме у траншеи с откосами:

– ширина траншеи у нижней кромки при $D = 820$ мм:

$$B_2 = 1,5 \cdot D = 1,5 \cdot 0,82 = 1,23 \text{ м};$$

– глубина траншеи при $D = 820$ мм:

$$H = D + 0,8 = 0,82 + 0,8 = 1,62 \text{ м}.$$

Ширина траншеи у верхней кромки B_1 : $B_1 = B_2 + 2H/n$, где n – коэффициент откоса (по табл. 3.2).

По табл. 3.2 $n = 1:0,67 = 1,5$; $B_1 = 1,23 + 2 \cdot 1,62 / 1,5 = 3,39$ м.

$$V_{зр} = \frac{3,39 + 1,23}{2} \cdot 1250 \cdot 1,62 = 4677,75 \text{ м}^3$$

Объем ковша экскаватора по табл. 4.1.

Таблица 4.1

Объем ковша экскаватора в m^3 [2, 4, 14]

Земляные работы $V_{зр}$ в объеме	Q (объем ковша в m^3 экскаватора)
До 500	0,15
500...1500	0,24 и 0,3
1500...5000	0,5
2000...8000	0,65
6000...11000	0,8
13000...18000	1,0-1,25
Более 15000	1,5

Объем ковша экскаватора $0,5 m^3$.

Подбор экскаватора по табл. 4.2

Таблица 4.2

Подбор экскаваторов гидравлических [2, 4, 14]

Наименование экскаватора	Объем ковша, м ³	Радиус работ, м
ЭО-2621В-3	0,25	5,3
ЭО-3323А	0,63	7,9
ЭО-3122	0,63	8,1
ЭО-3221	0,63	7,9
ЭО-4322 (ЭО-4321Б)	1(0,8)	9(8,85)
ЭО-4125А	1	9,3
ЭО-5124	1,6	10
ЭО-6123	2,5	11,6

Выбираем экскаватор ЭО-3221.

Определяемся будем ли мы использовать бульдозер или траншееза-сыпатель.

Задачи

Данные для проведения самостоятельных расчетов представлены в табл. 4.3. Вариант выбирается по номеру студента в списке группы.

Таблица 4.3

Данные для самостоятельного расчета

№ вар.	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
D (мм)	820	820	1020	1220	1420	1020	1220	1020	1420	1020
L, м	1250	1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1700
V (м/ч)	200	260	160	300	320	240	180	300	200	300
Тип / кат. грунта	Глина III	Глина III	Су-глинок II	Супесь II	Су-глинок II	Песок I	Супесь II	Су-глинок II	Супесь II	Песок I

Контрольные вопросы

1. Для чего служит биологическая рекультивация почвы?
2. Что включает в себя проект рекультивации трубопровода?
3. Что включает в себя технологический процесс рекультивации почвы при мощности плодородного слоя почвы 0,2-0,5 м?
4. Что включает в себя технологический процесс рекультивации почвы при мощности плодородного слоя почвы свыше 0,5 м?
5. Чем отличается технологический процесс рекультивации почвы при ведении работ в осеннее-зимний сезон?

Практическая работа 5

Расчет зоны возможного гидратообразования в магистральных газопроводах

Цель работы: научиться делать расчет зоны возможного гидратообразования в магистральных газопроводах.

Теоретическая часть

Гидраты – это продукт химической реакции от взаимодействия углеводородов с водой.

Гидраты бывают $C_nH_{2n+2} \cdot mH_2O$; $CH_4 \cdot 6H_2O$; $C_2H_6 \cdot 7H_2O$; $C_3H_8 \cdot 5.75H_2O$.

Гидраты имеют белый или молочный оттенок и консистенцию спрессованного снега.

Интенсивность гидратообразования определяется влажностью, составом природного газа, его давлением и температурой.

При снижении температуры транспортируемого газа ниже точки росы происходит интенсивное образование гидратов.

Гидраты распадаются, если температура повышается выше температуры равновесного состояния гидратов.

С целью предотвращения гидратообразования необходимо определять температуру и условия равновесного состояния и выявлять места возможного накопления гидратов в элементах оборудования.

Максимальное влагосодержание природного газа определяют по графику на линии насыщения W в зависимости от давления и температуры (см. рис. 5.1 [32]).

По величине максимального значения влагосодержания на графике (рис. 5.1) определяется температура точки росы, увеличивающаяся с ростом давления.

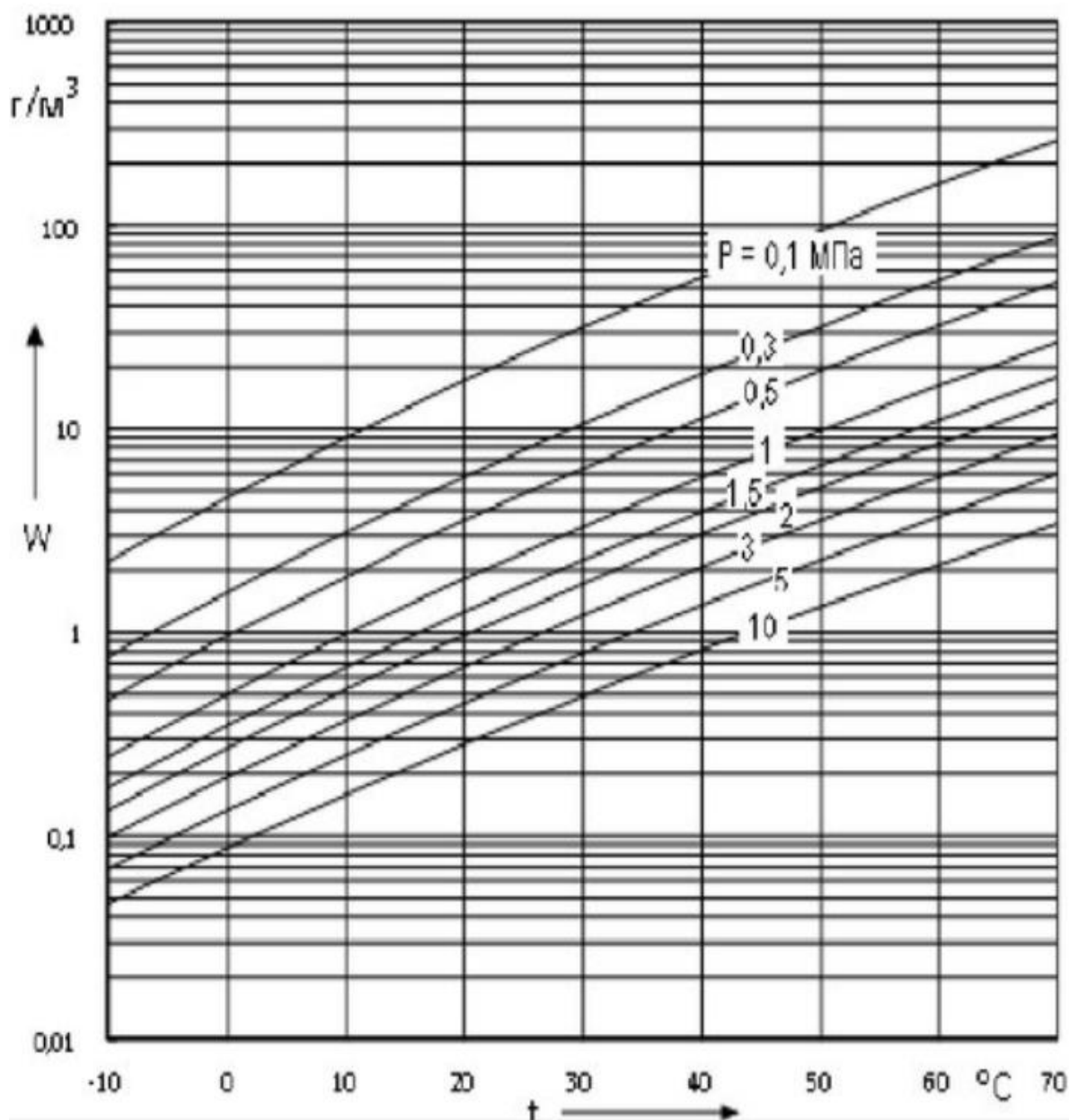


Рис. 5.1. Содержание влаги в природном газе

График равновесного состояния гидратов представлен на рис. 5.2. [32] и служит для определения условий гидратообразования.

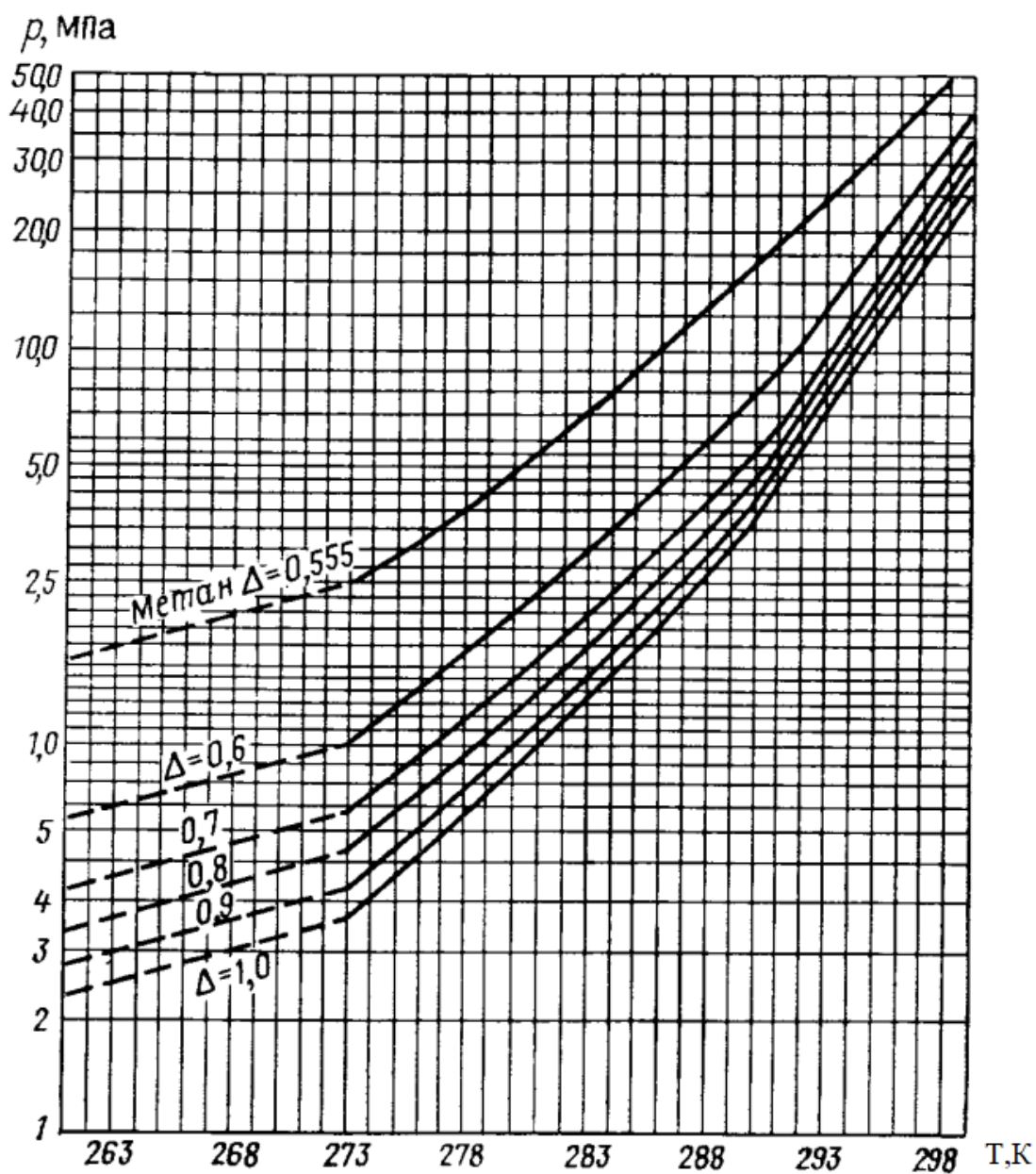


Рис. 5.2. Условия гидратообразования

Соотношения между различными физическими величинами даны в приложении 3.

Графические зависимости к расчету возможности образования гидратов даны в приложении 4 [8-32].

Область существования гидратов находится слева от кривых, область отсутствия гидратов находится справа от кривых. С ростом относительной плотности газа по воздуху давление гидратообразования снижается.

Для предотвращения выпадения конденсата и льда на внутренних и наружных поверхностях оборудования и гидратообразования обычно выпол-

няется предварительный (до регулирования) подогрев природного газа. В этой связи требуется определить температуру газа за регулятором давления:

$$T_2 = T_1 - D_i \cdot (P_1 - P_2) - \frac{W_2^2 - W_1^2}{2 \cdot C_p}, \quad (14)$$

где T_1, P_1, W_1 – характеристики газа до регулирования; T_2, P_2, W_2 – характеристики газа после регулирования; D_i – коэффициент Джоуля-Томсона, град/МПа; C_p – теплоемкость газа при постоянном давлении, кДж/(кг·К).

При незначительном изменении скорости потока эффект дросселирования будет основным:

$$T_2 = T_1 - D_i \cdot (P_1 - P_2). \quad (15)$$

Температура газа при подаче в подземные газопроводы от ГРС устанавливается выше *минус 10°C*, а при подаче газа в надземные и наземные газопроводы – выше *расчетной температуры наружного воздуха* для района строительства [32].

Расчетная температура наружного воздуха принимается по нормативной документации в зависимости климатического районирования определяется температурой наиболее холодной пятидневки из 8 наиболее холодных зим за последние 50 лет наблюдений с обеспеченностью 0,92 [СП 131.13330.2020 «Строительные климатология» [24,25]

Определение зоны возможного образования гидратов в газопроводе

Для определения возможного гидратообразования необходимо иметь информацию о составе и начальной влажности природного газа, его температуре и давлении в газопроводе.

Допустим, что значения давления p в газопроводе изменяются по AB (см. рис.5.3), при этом значения температур T изменяются по CD . Значит, мы можем построить кривую MN равновесной температуры гидратообразования $T_{гидр}$ ($T_{г.о.}$) на основании кривых гидратообразования (см. рис. 5.2) и линии падения давления AB .

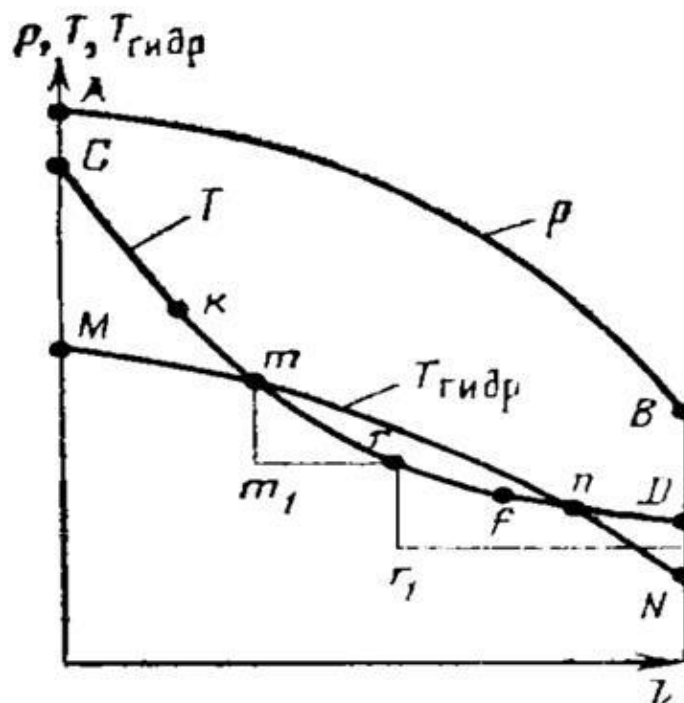


Рис 5.3. Определение зоны возможного образования гидратов в газопроводе:
 l – расстояние

Точки пересечения кривых изменения температуры в газопроводе m и n равновесной температуры гидратообразования газа, покажут участок вероятного гидратообразования, когда парциальное давление водяного пара может быть равно равновесному давлению пара (участок mn).

Фактическая зона гидратообразования зависит от значения начальной влажности газа, и от его точки росы.

Если точки росы газа выше температуры газа в точке k , то процесс гидратообразования наступит в точке m . На конечном участке газ недонасыщен парами воды, так как при практически постоянной температуре, давление в газопроводе падает и на этом участке невозможно гидратообразование (на рис. 5.3 это соответствует т. F [32]).

Можно сделать вывод, что зона гидратообразования определится участком mf . Тем не менее гидратообразование будет происходить не на всем участке mf . Это происходит от того, что из-за гидратообразования в точке m упругость паров воды снизится (см. рис. 5.4) [32], то есть произойдет смещение точки росы от m до m_1 . Вместе с падением температуры газ становится более насыщенным парами воды, а в т. r он станет полностью насыщенным парами воды, и произойдет образование другой гидратной пробки. Точка росы газа снова снижается до r_1 и становится ниже ми-

нимальной температуры газа в газопроводе, то есть образование третьей гидратной пробки невозможно.

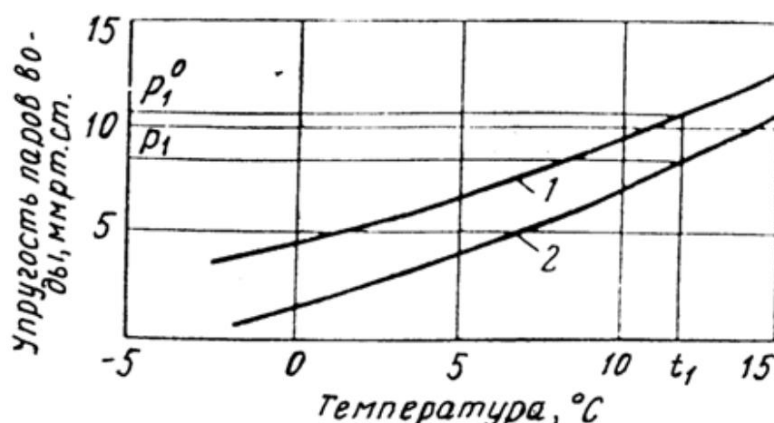


Рис. 5.4. Упругость паров воды в равновесии с водой (1) и гидратами (2)

В газопроводе могут возникнуть несколько гидратных пробок в зависимости от характера изменения температуры и давления газа и его точки росы.

Средняя объемная скорость накопления гидратов V может быть определена по формуле: $V_{\text{ср}} = G (W_{\text{н}} - W_{\text{к}}) V$ где G -расход газа. $W_{\text{н}}$ и $W_{\text{к}}$ - влагосодержание газа в равновесной точке гидратообразования и после образования гидратов (определяются на основании графика, приведенного на рисунке 1.), V - удельный объем гидратов.

Меры по предупреждению гидратообразования или разрушению гидратных пробок

Для ликвидации возможности гидратообразования на магистральном трубопроводе проводят ряд технологических операций.

Подогрев газа выше температуры гидратообразования. Эта технологическая операция проводится для предотвращения выпадения конденсата и льда на внутренних и наружных поверхностях оборудования на меторождениях и на ГРС. Не применяется в условиях ЛЧМГ.

Снижение давления газа ниже значений давления равновесного состояния гидратов. Применяется на ЛЧМГ в аварийной ситуации закупорки трубопровода гидратной пробкой. Для проведения этой технологической операции аварийную секцию перекрывают с помощью линейных кранов, производят сброс газа через свечу в атмосферу. Когда при снижении

давления, температуры газа станет выше, чем равновесная температуры гидратообразования, что приведет к разрушению гидратов. Это аварийная технология, она применяется только в случае аварийной ситуации, поскольку возникают значительные потери природного газа.

На стадии подготовки газа к транспорту производится **адсорбция и абсорбция газа** – это его осушка твердыми и жидкими поглотителями соответственно.

Ингибирование потока транспортируемого газа – это процесс введения ингибиторов гидратообразования в транспортируемый газ.

Ингибиторы служат для захватывания водяного пара и перевода его в раствор неспособный к гидратообразованию или способный образовывать гидраты только при значительно более низких температурах. В качестве ингибиторов применяют растворы диэтиленгликоля (ДЭГ), растворы триэтиленгликоля (ТЭГ) и метиловый спирт (метанол CH_3OH). Чаще всего в технологическом процессе ингибирования используют метанол.

Пример расчета зоны возможного гидратообразования

1. Найдем значение средней температуры T_{cp} :

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

2. Найдем значение среднего давления:

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

3. Найдем теплоёмкость газа при постоянном давлении и значение коэффициент Джоуля-Томсона для оценки значения T_{cp} :

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

$$D_i = (1 / C_p) \cdot ((0,98 \cdot 10^6 / T_{cp}^2) - 1,5);$$

4. Найдем массовый расход.

$$G = Q \cdot \rho_{cm} ; \rho_{cm} = 1,205 \cdot \Delta ,$$

где Δ – относительная плотность газа по воздуху.

5. Найдем значения температур газа по длине участка

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

где T_0 – температура окружающей среды, К; x – расстояние от начала участка; $a = K \cdot \pi \cdot D_{\text{внут}} / G \cdot C_p$

6. Значения давления газа по длине участка

$$P_x = \sqrt{P_1^2 - \frac{P_1^2 - P_2^1}{l} x}. \quad (16)$$

После этого необходимо определить значения температуры гидратообразования по расчётным данным P_x и Δ с номограммы (рис. 5.2).

Для данной работы необходимо рассчитать температуру гидратообразования T_{go} в трех точках трассы (1). Полученные значения сводим в табл. 5.1 и строим график.

Если на каком-то участке температура транспортируемого газа будет ниже кривой гидратообразования, значит там возможно образование гидратов.

Таблица 5.1

Результаты расчета

X , км	0	1/10	2/10	3/10	4/10	5/10	6/10	7/10	8/10	9/10	10/10
P_x , МПа											
T_x , К											
T_{go} , К											

Задачи

Природный газ, транспортируемый по участку МГ (длина $L=95$ км, $D=1420$ мм, $\delta=12$ мм), имеет следующие технологические параметры:

Δ – значение относительной плотности газа по воздуху;

Q – производительность за два часа тыс. м³;

p_1 и p_2 – давление в начале и в конце участка, соответственно МПа;

$t_1=36^\circ\text{C}$ и $t_l=19^\circ\text{C}$ – температура в начале и в конце участка, соответственно

k – полный коэффициент теплопередачи от газа в грунт, $\text{Вт}/\text{м}^2\cdot\text{К}$;

t_{gr} – температура грунта, $^\circ\text{C}$.

Определить значения давления и температуры по длине участка, построить их графики. По данным номограммы (см. рис. 5.1), выполнить

кривую температуры гидратообразования по длине участка газопровода, определить зоны возможного гидратообразования.

Данные для проведения самостоятельных расчетов представлены в табл. 5.2. Вариант выбирается по номеру студента в списке группы.

Таблица 5.2

Исходные данные для самостоятельного расчета

№ вар.	Q , тыс. м ³ / за 2 часа	p_1 , МПа	p_2 , МПа	t_1 , °C	t_2 , °C	K , Вт/м ² ·К	t_{cp} , °C	Δ
1	5400	7,35	5,45	40	20	2.5	5	0.555
2	5000	7.15	4.75	45	15	2.4	6	0.555
3	5200	7.05	3.85	46	22	2.3	7	0.555
4	4500	7.35	4.35	36	18	2.5	5	0.6
5	4700	7.55	4.55	38	14	2.1	3	0.6
6	4800	8.05	5.25	40	20	2.2	6	0.6
7	5400	7.35	4.35	38	15	2.0	5	0.7
8	5200	7.25	3.25	42	17	2.5	7	0.7
9	5100	7.45	4.65	35	16	2.4	4	0.8
10	4500	8.15	5,45	40	20	2,5	5	0.8

Пример расчета

Исходные данные примера возьмем из табл. 5.3.

Таблица 5.3

Исходные данные примера

Q , тыс. м ³ / за 2 часа	p_1 , МПа	p_2 , МПа	t_1 , °C	t_2 , °C	K , Вт/м ² ·К.	t_{cp} , °C	Δ
5750	7,17	5,74	36	19	2.07	5	0.555

1. Зададим 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. Среднее давление:

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

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

2.1. Определяем критические, приведённые значения давления и температуры газа и коэффициент сжимаемости z .

Плотность газа в стандартных условиях

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

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

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

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

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

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

3. Теплоёмкость газа и коэффициент Джоуля-Томсона:

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

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

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

3.1. Уточняем среднюю температуру газа:

$$T_{\text{ср}} = T_0 + ((T_1 - T_0) / a_1) \cdot (1 - e^{-a_1}) - (D_i \cdot (P_1^2 - P_2^2) / 2a_1 P_{\text{ср}}) \cdot [1 - (1/a_1) \cdot (1 - e^{-a_1})];$$

$$a_1 = K \pi D_H l / G \cdot C_p; \quad G = Q \cdot \rho_{\text{ст}}, \text{ кг/с};$$

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

$$a_1 = 2,07 \cdot 3,14 \cdot 1,42 \cdot 95 \cdot 10^3 / 2,725 \cdot 10^3 \cdot 539,86 = 0,596;$$

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

3.2. Если $T_{\text{ср}}$ расчётное и принятое в п. 3.1 и п.1 соответственно расходятся более чем на 0,5 град. Необходимо выполнить перерасчет технологических характеристик газа (п. 3) и $T_{\text{ср}}$ (п. 3.1):

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

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

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

Пересчитываем среднюю температуру:

$$a_1 = 2,07 \cdot 3,14 \cdot 1,42 \cdot 95 \cdot 10^3 / 2,72 \cdot 10^3 \cdot 539,86 = 0,597$$

$$T_{cp} = 279 + ((309 - 279) / 0,597) \cdot (1 - e^{-0,597}) - 3,465 \cdot ((7,27^2 - 5,84^2) /$$

$$/ (2 \cdot 0,597 \cdot 6,588)) \cdot [1 - (1/0,597) \cdot (1 - e^{-0,597})] = 299,55 \text{ К}.$$

Значения (299,5 – 299,55) отличаются незначительно.

Значит $T_{cp} = 299,5 \text{ К}$ и проверяем T_2 .

$$T_2 = T_0 + (T_1 - T_0) e^{-a_1 l} - D_i \cdot ((P_1^2 - P_2^2) \cdot (1 - e^{-a_1 l})) / 2 a l P_{cp}; T_2 = 291,8 \text{ К}.$$

По данным диспетчера, $T_2 = 292 \text{ К}$, т.е. отклонение меньше 0,5 градусов.

Пересчитываем Z (п. 2.1):

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

Результаты расчета по длине участка представлены на рис. 5.5 и в табл. 5.4.

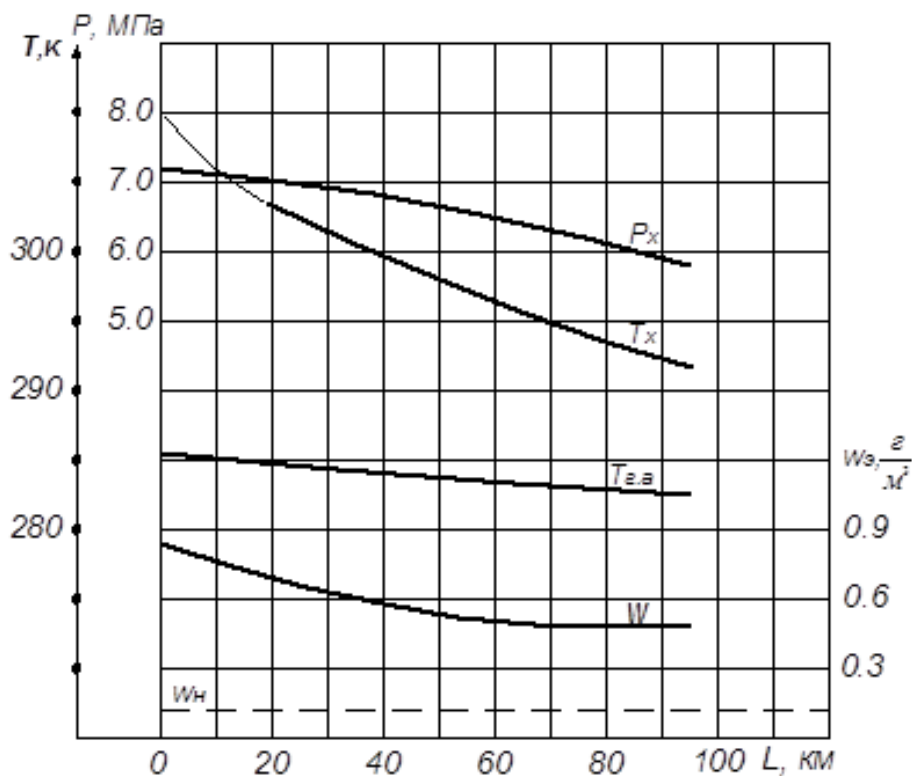


Рис. 5.5. Результаты расчета по длине участка

Таблица 5.4

Результаты расчета по длине участка

X , км	0					10/10
P_x , МПа	7,27	7,0	6,7	6,4	6,09	5,84
T_x , К		304,5	300,5	297,0	293,9	
T_{go} , К	283,5					282,5

Так как $T_{г.о.} < T_x$ на всей длине участка, гидратообразование невозможно.

Контрольные вопросы

1. Назовите условия гидратообразования в МГ?
2. Определение зоны возможного образования гидратов в газопроводе.
3. Мероприятия по предотвращению гидратообразования.
4. Подогрев газа. Достоинства и недостатки
5. Осушка газа. Достоинства и недостатки
6. Снижение давления газа ниже давления равновесного состояния гидратов. Достоинства и недостатки.
7. Ингибиторы гидратообразования.

Практическая работа 6

Расчет количества реагента для ликвидации гидратов в магистральных газопроводах

Цель работы: научиться делать расчет количества реагента для ликвидации гидратов в МГ.

Теоретическая часть

Влагосодержанием (W), или **влажностью** газа при данном давлении и температуре называют количество водяного пара, находящегося в единице массы или объема газа. Влагосодержание имеет размерность г/м³, кг/1000м³, г/кг, см³/м³.

Абсолютная влажность газа W_a – это масса водяного пара в граммах, содержащегося в единице объема влажного газа при стандартных условиях.

Стандартные условия – это давление 760 мм рт. ст (0,1013 МПа) и температура 20 °С (293° К)

Влагоемкость ($W_{\text{макс.}}$) при заданных теплофизических параметрах (давлении и температуре) характеризуется максимально возможным количеством водяного пара, содержащегося в единице объема или массы газа.

Относительная влажность φ – отношение действительной массы водяного пара в данном объеме или массе газа к максимально возможной. Относительная влажность измеряется в процентах.

Точка росы (t_p) – температура газа, при постоянной влажности для которой характерно начало выпадения конденсата при данных условиях.

Анализ влагосодержания природного газа производят несколькими основными технологиями:

- методом конденсации,
- электролитическим методом,
- методом абсорбции,
- массовым методами.

Метод конденсации

Государственный стандарт ГОСТ 34711– 2021 нормирует основные требования к методам анализа массовой концентрации водяного пара в природных газах.

Точка росы определяется при охлаждении хладагентом металлического зеркала, на которое направляется поток исследуемого газа. При этом газ не должен содержать капельной жидкости или точка росы углеводорода в нем не превышает точки росы влаги более чем на 5 °С [32].

Природный газ предварительно сушат с помощью метанола (CH_3OH), чтобы он не содержал капельной жидкости.

Измерительный прибор-гигрометр или «Роса-1» присоединяют непосредственно к источнику газа, температура в пробоотборнике должна быть на 5°С ниже точки росы t_p природного газа.

При использовании гигрометра в его измерительную камеру направляют газ с минутным расходом 1-3 л/мин. Расход газа определяют при атмосферном давлении с открытым впускным вентилем гигрометра.

Металлическое зеркало прибора охлаждают с помощью CO_2 , N_2 или пропан-бутановой смеси. По помутнению зеркала судят о начале конденсации и определяют температуру ее начала. Отключают охлаждение и при нагреве зеркала в момент его прояснения определяют температуру испарения росы. О температуре конденсации судят по $n=3\ldots 5$ измерениям, далее измеряют термодинамические характеристики в камере гигрометра (температура и давление) и пересчитывают значения температуры конденсации и испарения:

$$t_{\text{ксп}} = \frac{t_{\text{к1}} + t_{\text{к1}} + \dots + t_{\text{кn}}}{n}, \quad (17)$$

$$t_{\text{иср}} = \frac{t_{\text{и1}} + t_{\text{и1}} + \dots + t_{\text{ин}}}{n}. \quad (18)$$

Если разность значений между $t_{\text{ксп}}$ и $t_{\text{иср}}$ не больше 3°С, то можно определять температуру точки росы:

$$t_p = \frac{t_{\text{ксп}} + t_{\text{иср}}}{2}. \quad (18)$$

Абсолютную влажность (W_a), г/см³, определяют согласно Р.Ф. Бюкачеку:

$$W_{0,6}^a = \frac{101,325A}{P} + B, \quad (20)$$

где A – коэффициент зависимости содержания влаги от давления водяного пара при измеренной температуре точки росы влаги см. по табл. 6.1 [32]; B – коэффициент зависимости содержания паров воды от температуры точки росы влаги и состава газа, определяется по табл. 6.1 [32], промежуточные значения коэффициентов находят интерполяцией; P – давление в измерительной камере, кПа; 101, 325 – нормальное атмосферное давление, кПа.

Таблица 6.1

Значения коэффициентов A и B для природных газов относительной плотности 0.6

Температура точки росы, °C	A	B	Температура точки росы, °C	A	B
-40	0,1451	0,00347	+2	5,400	0,04610
-38	0,1780	0,00402	+4	6,225	0,05150
-36	0,2189	0,00465	+6	7,150	0,05710
-34	0,2670	0,00538	+8	8,200	0,06300
-32	0,3235	0,00623	+10	9,390	0,06960
-30	0,3910	0,00710	+12	10,720	0,07670
-28	0,4715	0,00806	+14	12,39	0,08550
-26	0,5660	0,00921	+16	13,94	0,09300
-24	0,6775	0,01043	+18	15,75	0,1020
-22	0,8090	0,01168	+20	17,87	0,1120
-20	0,9600	0,01310	+22	20,15	0,1227
-18	1,1440	0,01510	+24	22,80	0,1343
-16	1,350	0,01705	+26	25,50	0,1463
-14	1,590	0,01927	+28	28,70	0,1595
-12	1,868	0,02155	+30	32,30	0,1710
-10	2,188	0,02290	+32	36,10	0,1895
-8	2,550	0,02710	+34	40,50	0,2070
-6	2,990	0,03035	+36	45,20	0,2240
-4	3,480	0,03380	+38	50,80	0,2425
-2	4,030	0,03770	+40	56,25	0,2630
0	4,670	0,04180			

Влагосодержание газа зависит от его состава газа, термодинамических характеристик и химико-физических характеристик сконденсированной воды:

$$W = W_{0,6}^a C_c C_p, \quad (21)$$

где $W_{0,6}^a$ – влагосодержание газа с относительной плотностью $\Delta = 0,6$ с пресной водой, г/см³; C_c – поправка на соленость воды; C_p – поправка на отклонение плотности данного газа от величины $\Delta = 0,6$

При различных термодинамических характеристиках *влажность* природных газов при относительной плотности $\Delta = 0,6$ определяют согласно Р.Ф. Бюкачеку:

$$W_{0,6}^a = \frac{A}{P} + B, \quad (22)$$

где P – абсолютное давление газа,

$$A = \frac{P_{H_2O} \cdot M \cdot 1033}{0.048 \cdot (273 + 20) \cdot Z}, \quad (23)$$

где P_{H_2O} – парциальное давление паров воды при данной температуре, МПа, M – молекулярная масса паров, Z – коэффициент сжимаемости.

Абсолютную влажность $W_{0,6}$ определяют по Р.Ф. Бюкачеку в г/м³ для газа с относительной плотностью $\Delta = 0,6$

$$W_{0,6} = \frac{0,1013A}{P} + B, \quad (24)$$

где P – давление, МПа; 0,1013 – атмосферное давление при НФУ, МПа.

На рис. 6.1 представлена номограмма абсолютной влажности $W_{0,6}$ и термодинамических характеристик (давление и температура) [32].

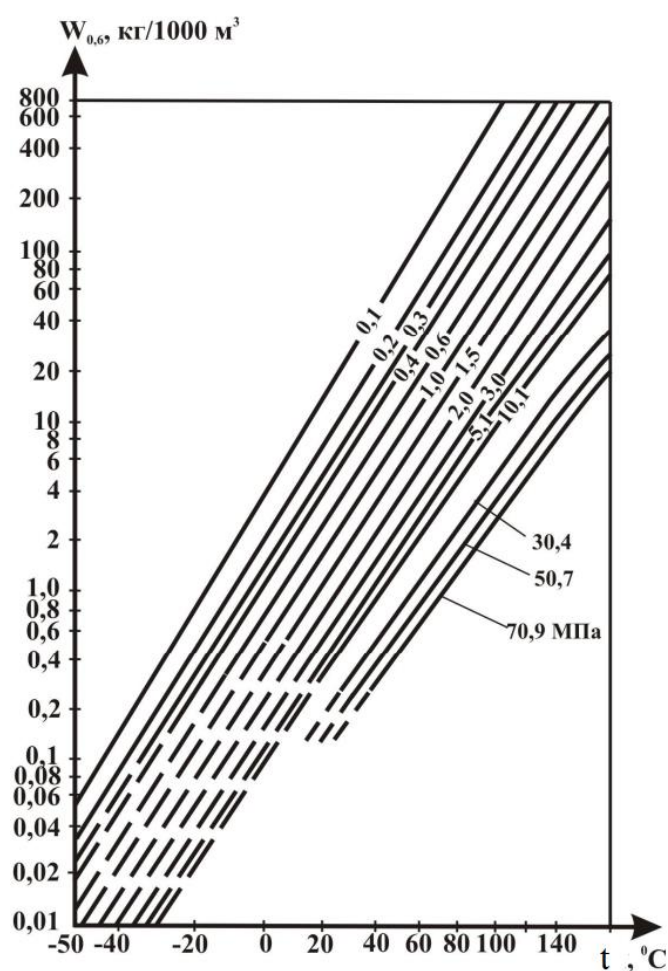


Рис. 6.1. Номограмма абсолютной влажности природного газа $W_{0,6}$ при $\Delta = 0,6$ и термодинамических характеристик (давления и температуры)

Значения C_p и C_c выбирают по номограммам на рис. 6.2 и 6.3 [32].

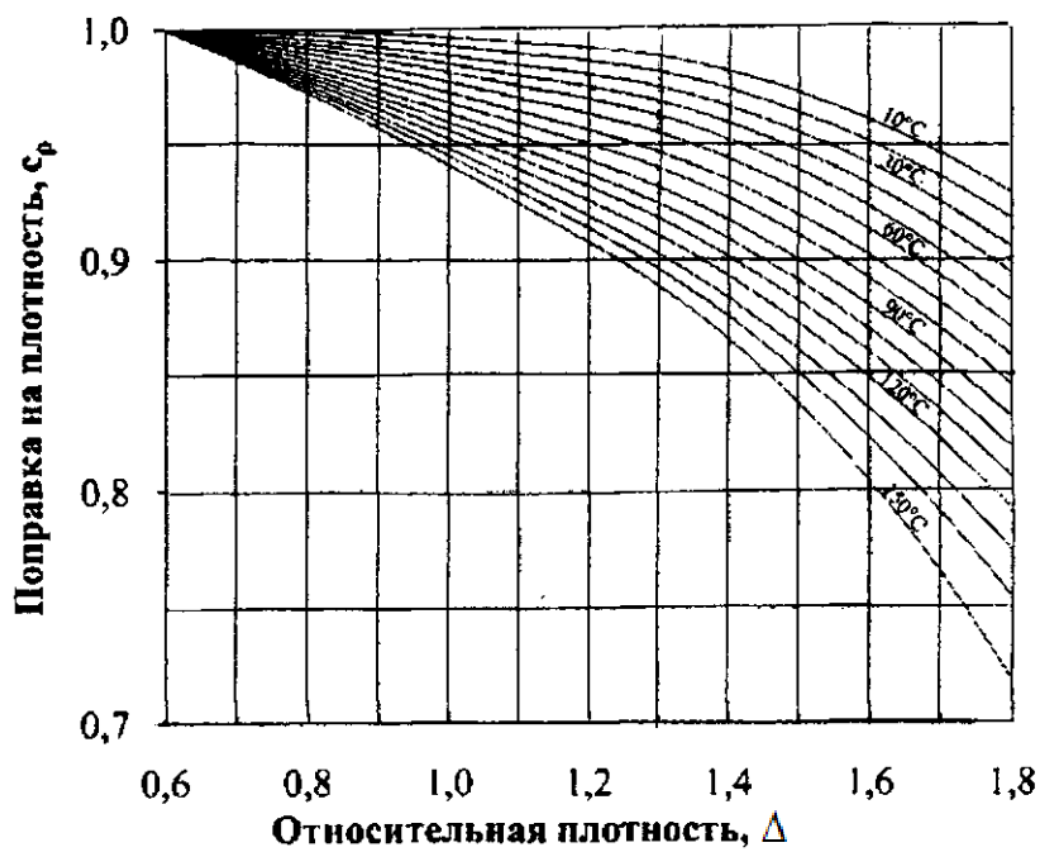


Рис. 6.2. Значение коэффициента C_p

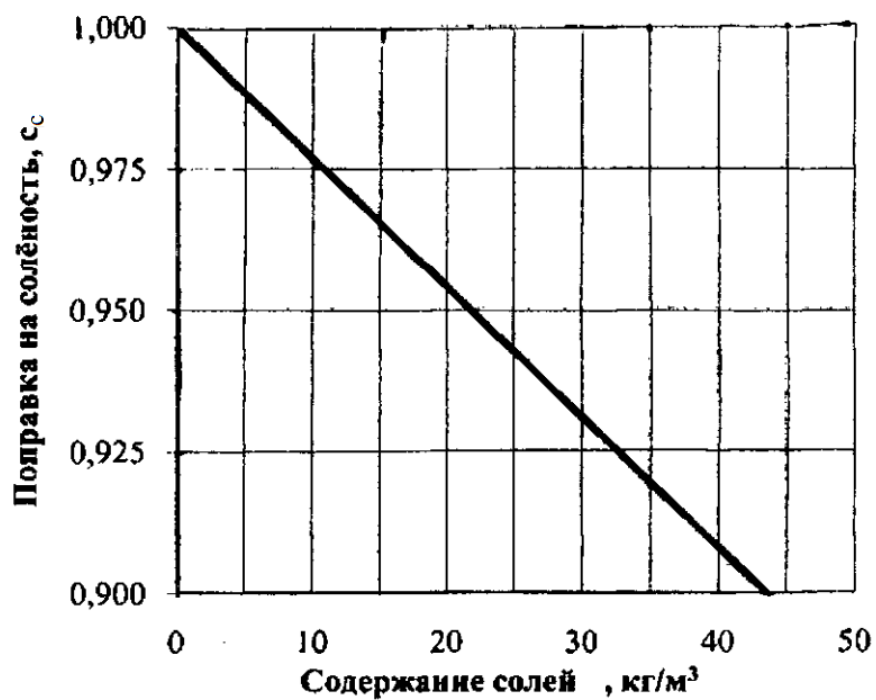


Рис. 6.3. Значение коэффициента C_c

Если в природном газе есть H_2S и CO_2 , то это увеличивает абсолютное влагосодержание.

При наличии H_2S и CO_2 применяют *графический метод* оценки содержания паров воды в газе (рис. 6.4) [32].

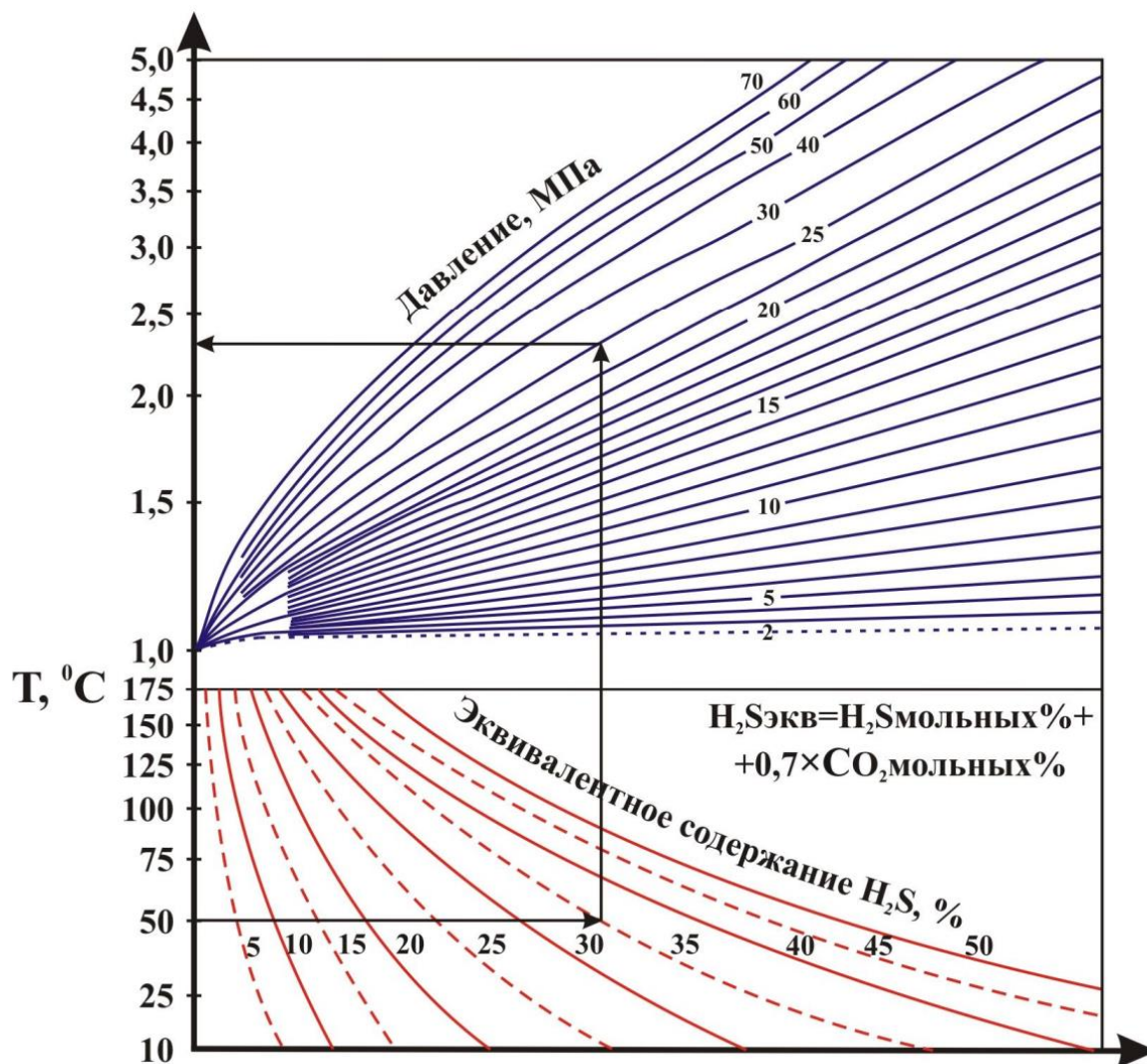


Рис. 6.4. Графический метод оценки содержания паров воды в газе при наличии H_2S и CO_2

Графический метод оценки содержания паров воды в газе при наличии H_2S и CO_2

1. **Влагосодержание** газа без H_2S и CO_2 определяют по номограмме (рис. 6.1) при данных термодинамических условиях (давление, температура).
2. Рассчитывают эквивалентное содержание $H_{2S_{экв}}$ в природном газе:

$$H_{2S_{экв}} = H_{2S_{мольных\%}} + 0,7 \times CO_{2_{мольных\%}}$$

3. По заданной температуре на шкале T снизу на рис. 6.4 идем в правую сторону до пересечения с определенным значением $H_2S_{экв}$ в п.2. Если необходимо выполняют интерполяционные вычисления.

4. Из точки пересечения проводим вертикальную линию до пересечения с кривой давления.

5. От пересечения с кривой давлений проводим горизонтальную линию и определяем коэффициент пропорциональности.

6. Влагосодержание с учетом H_2S и CO_2 определим:

$$W = W_{0,6} \cdot K.$$

Пример: определить влагосодержание природного газа W , в котором содержится $CH_4 = 40$ % мол., $H_2S = 10$ % мол., $CO_2 = 50$ % мол. при температуре 110 °С и давлении 10 МПа.

Решение:

1. По номограмме (рис. 6.1) определяем влагосодержание газа при заданных условиях $W_{0,6} = 13$ г/м³.

2. Эквивалентное содержание

$$H_2S_{экв} = H_2S_{мол\%} + 0,7 \cdot CO_{2\text{ мол}\%} = 10\% + 0,7 \cdot 50 = 45\%.$$

3. По диаграмме (рис. 6.4) для $t = 110$ °С и $P = 10$ МПа и эквивалентного содержания $H_2S_{экв}$ значение коэффициента пропорциональности $1,25$.

4. Влагосодержание высокосернистого газа равно

$$W = W_{0,6} \cdot K = 13 \cdot 1,25 = 16,25 \text{ г/м}^3$$

Электролитический метод

При использовании электролитического метода, извлеченную из исследуемого газа при помощи адсорбента влагу подвергают электролизу, измеряя ток электролиза.

Метод не может применяться, если для осушения газа применялся метанол (CH_3OH).

Применение электролитического метода возможно для природных газов при содержании CH_3OH в парах воды менее 10 % с влажностью $W \leq 0,2\%$ (об).

Электролитический анализатор применяют для определения количества водяного пара. Анализатор работает под давлением, оснащен регулятором расхода газа, расходомером и фильтром, улавливающим пыль.

Газ высокого давления подводят к анализатору трубкой из нержавеющей стали. На линии отбора устанавливают обводную (байпасную) линию с осушителем.

Методика проведения опыта

Подготовка к проведению опыта

1. Анализатор теплоизолируют. Температура окружающей среды должна быть выше, чем минус 1 °С.
2. Исследуемый газ направляют к анализатору нержавеющей трубкой.
3. В байпасную линию, установленную на линии отбора, подключают патрон с осушителем.
4. Патрон с осушителем перед установкой промывают ацетоном, заполняют высушенным при температуре 250 - 300 °С молекулярным ситом.
5. Проводят контроль герметичности пробоотборных линий и систем анализатора по мыльной пленке.
6. Непрерывно продувают исследуемым газом участок от места отбора пробы до анализатора при скорости потока около 30 дм³/мин.
7. Пропускают исследуемый газ через осушитель. Затем продувают анализатор исследуемым газом со скоростью потока 50 см³/мин, пока показания контрольно-измерительных средств не станут стационарными. Расходомер помогает контролировать необходимую скорость потока.

Проведение опыта

1. Байпасную линию с осушенным газом перекрывают. Исследуемый газ со скоростью 20...100 см³/мин направляют в анализатор. Расходомер помогает контролировать расход газа.
2. На выходе из анализатора определяют температуру исследуемого газа, температуру и давление газа в месте отбора.
3. Когда показания контрольно-измерительных средств не станут стационарными определяют содержание водяных паров.
4. Переключают поток газа на байпасную линию и продувают анализатор.
5. Для проверки показаний прибора периодически контролируют полноту поглощения воды. Сравнивают данные тока электролиза по пока-

заниям датчика контроля, установленного после рабочего и данные, измеренные миллиамперметром, подключенным в разрыв цепи питания рабочего датчика. Влажность газа (W) находят по показаниям анализатора. Температуру точки росы определяют по таблицам стандарта ГОСТ 20060-2021 или по [32].

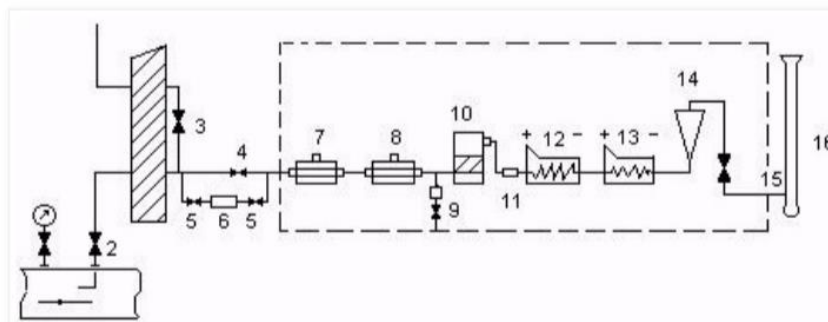


Рис. 6.5. Принципиальная схема работы кулонометрического влагомера :

1 – источник газа; 2, 3, 4 – вентили игольчатые; 5 – вентили; 6 – патрон с молекулярными ситами; 7 – редуктор РВД; 8 – редуктор РСД; 9 – дроссель для сброса газа в атмосферу; 10 – фильтр; 11 – дроссель-ограничитель; 12 – рабочая ячейка; 13 – контрольная ячейка; 14 – ротаметр; 15 – заглушка; 16 – расходомер

Абсорбционный метод

Абсорбцию водяных паров в исследуемом газе проводят диэтиленгликолем (ДЭГом). Затем методом титрования определяют количество абсорбированной влаги. Или используют газовую хроматографию. Абсорбционный метод обычно применяют для природных газов, абсолютная влажность которых ниже $0,1 \text{ г/м}^3$, а количество сернистых соединений менее $0,03 \text{ г/м}^3$

Массовую концентрацию водяных паров в исследуемом газе (W_5) в г/м^3 для стандартных и нормальных определяют:

$$W_5 = \frac{\left(W_4 \cdot \frac{V_1 \cdot P_6}{P} \right) + W_2 \cdot m_1 \cdot 10}{V_2}, \quad (25)$$

где W_4 – влажность газа после абсорбции ДЭГ, г/м^3 ; V_1 – объем исследуемого газа, по счетчику, дм^3 ; P – абсолютное давление в абсорбционной аппаратуре, кПа ; W_2 – массовая доля воды, абсорбированной из газа, %; m_1 – масса ДЭГ, используемая в опыте, г ; V_2 – величина объема исследуе-

мого газа в дм^3 , по показаниям газового счетчика и пересчитанная для нормальных или стандартных условий.

Массовый метод

В ходе опыта по анализу влагосодержания природного газа, через слой сухого сорбента пропускают природный газ с заданным расходом. Сорбент взвешивают до проведения опыта и после него.

Массовый метод не применяется, если в исследуемом газе имеются H_2S , CO_2 или пары высокомолекулярных углеводородов и гликолей. Выбор сорбента зависит от предполагаемой влажности газа. Гидроксид натрия в палочках используют при влажности газа до $0,8 \text{ г/м}^3$, хлорид кальция безводный технический при влажности до $1,25 \text{ г/м}^3$.

Массовый метод используют при измерении газа под действием избыточного давления или под атмосферным давлением.

При проведении эксперимента под атмосферным давлением (см. рис. 6.6), который используется только в лабораторных условиях, исследуемый газ предварительно насыщают влагой в барботажном сосуда.

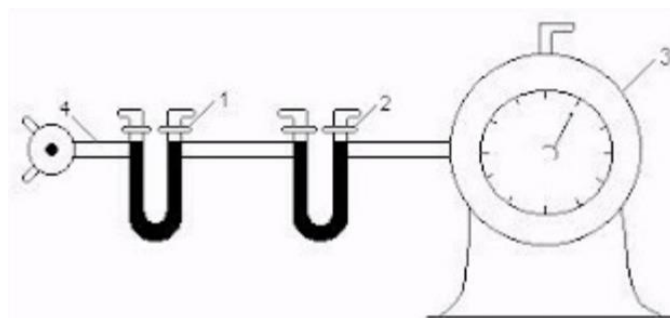


Рис. 6.6. Схема лабораторной установки для определения влагосодержания массовым методом под атмосферным давлением: 1 – трубка рабочая; 2 – трубка контрольная; 3 – газовый счетчик; 4 – кран

Исследуемый газ проходит через трубки с расходом до $0,06 \text{ м}^3/\text{ч}$. Расход контролируют по газовому счетчику. После перекрытия подачи трубки заглушают и ждут 15-20 ми. После чего взвешивают трубки и определяют влажность газа, г/м^3 :

$$W = \frac{(m_1 - m_2) \cdot 1000}{V_2}, \quad (26)$$

где m_1 и m_2 – массы трубок до и после опыта соответственно, г; V_2 – объем газа, согласно показаниям счетчика, пересчитанный на стандартные условия.

Ингибиторы гидратообразования

Как было сказано выше на процесс **гидратообразования** влияют влажность газа, его состав, термодинамические условия (давление и температура).

Ингибиторы являются одним из средств борьбы с гидратообразованием в МГ. В качестве ингибиторов, снижающих температуру гидратообразования у транспортируемых природных газов, выступают метанол CH_3OH , этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, 30% -ный раствор хлористого кальция.

Уменьшение температуры гидратообразования определяется расчетом:

$$\Delta t = 0,556 \cdot \frac{k}{M} \cdot \frac{w}{100 - w}, \quad (27)$$

где k – коэффициент ингибирования ($k=2335$ – метанол, $k=4000$ – гликоли), M – величина относительной молекулярной массы, w – массовая доля ингибитора, %.

В инженерных расчетах проще воспользоваться номограммами согласно приложению 4. А температура гидратообразования в присутствии ингибитора определяется как:

$$T_{\text{г.о. инг}} = T_{\text{г.о.}} - \Delta t \quad (28)$$

Расход ингибитора определяется:

$$q = (W_1 - W_2) \cdot C_2 / (C_1 - C_2), \quad \text{кг/1000 м}^3 \quad (29)$$

где W_1, W_2 – влажность газа до и после процесса ингибирования, кг/1000 м³ газа; C_1, C_2 – массовая концентрация соответственно свежего и отработанного ингибитора, %.

Пример

Определить расход ингибиторов при проведении технологического процесса ингибирования газа в МГ, если расход газа 900 тыс. м³/сут, а относительная плотность газа по воздуху 0.7:

- начальное давление газа 0.981 МПа (10 кгс/см²);

- конечное давление 0.1962 МПа (2 кгс/см²);
- начальная температура +25 °С;
- конечная температура 0 °С;

Воспользоваться приложением 4 [32].

Решение:

$$q = (W_1 - W_2) * C_2 / (C_1 - C_2)$$

Согласно номограмме (прил. 4. рис. П4.1) или рис. 6.1-6.3, учитывая поправочные коэффициенты C_c и C_p , влажность газа в начале линии $W_1 = 2.2$ кг на 1000 м³ газа, влажность газа в конце линии $W_2 = 2.0$ кг на 1000 м³ газа.

Тогда ΔW количество выпадающего конденсата, приходящегося на 1000 м³ расхода газа:

$$\Delta W = W_1 - W_2 = 2.2 - 2.0 = 0.2 \text{ кг}$$

Температуру гидратообразования для давления 0.981 МПа и $\Delta = 0.7$ определим по номограмме (прил. 4, рис. П4.2), ее величина будет +3.5 °С.

Уменьшение температуры гидратообразования Δt , при использовании раствора хлористого кальция составит:

$$\Delta t = t_{г.о}(p_1, T_1) - t_2 = 3.5 - 0 \text{ °С} = 3.5 \text{ °С}.$$

По приложению 4 (рис. П4.3) определим, что для $\Delta t = 3.5 \text{ °С}$ концентрация отработанного раствора хлористого кальция равна 10% масс.

Согласно выражению (29) удельный расход 30% – ного раствора:

$$q = 0.2 * 10\% / (30\% - 10\%) = 0.1 \text{ кг на } 1000 \text{ м}^3.$$

Тогда суточный расход ингибитора:

$$q_{\text{сут}} = 0.1 * 900 = 90 \text{ кг}.$$

Представим, что вместо хлористого кальция мы используем в технологическом процессе ингибирования ДЭГ. Начальная концентрация ДЭГ $C_1 = 80\%$. Для $\Delta t = 3.5 \text{ °С}$ по приложению 4 (рис. П4.3) концентрация отработанного ДЭГ $C_2 = 12.5\%$. Тогда удельный расход ДЭГ:

$$q = 0.2 * 12.5 / (80 - 12.5) = 0,037 \text{ кг на } 1000 \text{ м}^3.$$

Суточный расход ДЭГ составит:

$$q_{\text{сут}} = 0,037 * 900 = 33.3 \text{ кг}.$$

Задачи

Определить расход ингибиторов при проведении технологического процесса ингибирования газа в МГ, если расход газа Q тыс. м³/сут, а относительная плотность газа по воздуху Δ (воспользоваться прил. 4):

- начальное давление газа P_H ;
- конечное давление P_K ;
- начальная температура t_H ;
- конечная температура t_K ;

Данные для проведения самостоятельных расчетов представлены в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Исходные данные к задаче

N вар.	P_H , МПа	t_H , °C	P_K , МПа	t_K , °C	$Q \cdot 10^{-3}$, м ³ /сут	Δ	C_1 , % мета- нол	C_1 , % ДЭГ	C_1 , % CaCl ₂
1	1,2	20	0,2	-8	850	0,8	95	-	30
2	0,6	10	0,2	-8	880	0,8	-	75	30
3	1,5	25	0,3	-2	850	0,7	95	75	-
4	1	10	0,2	-12	830	0,7	93	75	-
5	1	15	0,2	-10	920	0,7	94	80	-
6	1,2	20	0,2	-8	870	0,6	94	77	-
7	1,5	20	0,5	0	850	0,8	95	75	-
8	1	15	0,2	-10	800	0,7	-	80	30
9	1,2	20	0,2	-6	875	0,6	90	78	-
10	1	15	0,2	-10	940	0,6	93	80	-
11	1,8	25	1	-5	880	0,7	95	70	-
13	0,8	20	0,2	-15	860	0,7	80	78	-
14	1	30	0,2	-2	800	0,8	-	75	30
15	1,5	15	0,6	0	850	0,7	93	70	-
16	0,98	20	0,19	-7	900	0,7	90	72	-
17	1	22	0,3	0	920	0,6	92	-	30
18	2	25	0,5	0	850	0,8	93	80	-
19	2,5	25	0,2	-10	880	0,7	95	70	-
20	3	30	0,2	-6	850	0,6	80	78	-
21	4	30	0,2	-10	830	0,6	-	75	30
22	5	30	1	5	920	0,7	93	70	-
23	7,5	30	0,2	-15	870	0,7	90	72	-

24	10	30	0,2	-2	875	0,8	92	-	30
25	1,25	15	0,6	0	940	0,7	90	78	-
26	0,8	10	0,19	-7	880	0,8	93	80	-
27	0,4	15	0,3	0	860	0,8	95	70	-
28	2	20	0,2	-8	800	0,7	80	78	-
29	2,5	30	0,2	-8	880	0,7	90	78	-
30	3	20	0,3	-2	850	0,7	93	80	-
31	4	25	0,2	-12	830	0,6	95	70	-
32	5	25	0,2	-10	850	0,8	80	78	-
33	7,5	30	0,2	-8	900	0,8	-	75	30
34	10	30	5	15	920	0,7	95	70	-
35	1,25	15	0,4	0	850	0,7	80	78	-
36	0,8	10	0,4	0	880	0,7	-	75	30
37	0,4	10	0,2	0	850	0,6	93	70	-
38	0,5	15	0,2	-10	940	0,7	90	72	-
39	1,75	20	0,6	10	880	0,8	92	-	30
40	3,75	30	1,5	15	860	0,8	93	80	-

Контрольные вопросы

1. Что такое влагосодержание и абсолютная влажность газа?
2. Как определяют относительную влажность газа?
3. Дайте определение точки росы.
4. Запишите формулу влагосодержания, в чем оно измеряется.
5. Расскажите, в чем состоит сущность конденсационного метода.
6. Расскажите, как влияет относительная плотность газа на его влагосодержание.
7. Расскажите о графическом методе оценки содержания паров воды в газе при наличии H_2S и CO_2 .
8. В чем состоит сущность кулонометрического метода?
9. В чем сущность абсорбционного метода?
10. В чем сущность массового метода?

Практическая работа 7

Расчет объема газа для продувки участка трубопровода

Цель: изучение расчета объема газа для продувки участка трубопровода

Теоретическая часть

Продувка

Это этап эксплуатации трубопровода, направленный на его очистку, выполняемый сжатым воздухом или газом.

Газ для продувки поступает из ресивера или из секции газопровода. Процесс показан на рис. 7.1 [31].

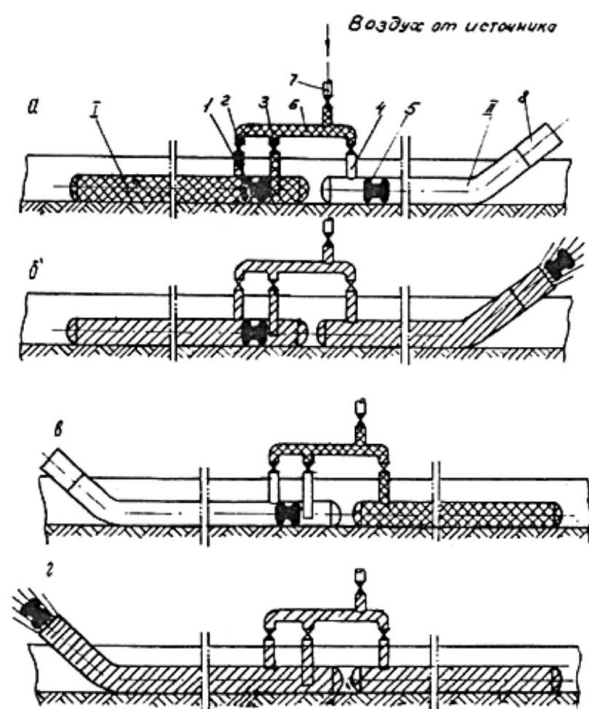


Рис. 7.1. Технология продувки секции воздухом: а – секция готова к продувке части II; б – выпуск поршня из части II; в – секция готова к продувке части I; г – выпуск поршня из части I; 1 и 5 – очистные поршни; 2, 3, 4 – патрубки перепускные с кранами; 6 – коллектор; 7 – патрубок подводящий; 8 – патрубок продувочный

Центральным элементом продуваемой секции является узел подключения, делящий ее на две равные части, продувка которых выполняется попеременно.

Последовательность выполнения процесса включает следующие операции [31]:

- подача воздуха в часть I по патрубку 7 и коллектору 6 (рис. 7.1 а), при этом закрыты краны на патрубке 3 и 4 и часть I герметично;
- продувают часть II, открывая кран на патрубке 4 (рис.7.1 б);
- отрезают патрубок 8 на конце части II и монтируют заглушку (рис.7.1 в);
- отрезают заглушку на конце части I и монтируют продувочный патрубок;
- подают воздух в часть II по подводящему патрубку и перепускному патрубку 4, при этом краны на патрубках 2 и 3 закрыты и часть II герметично;
- закрывают кран на подводящем патрубке 7;
- открывают кран на перепускных патрубках 3 и 4 и продувают часть I (рис. 7.1 в).

Технологию продувки под давлением природного газа осуществляют по рис. 7.2 [31].

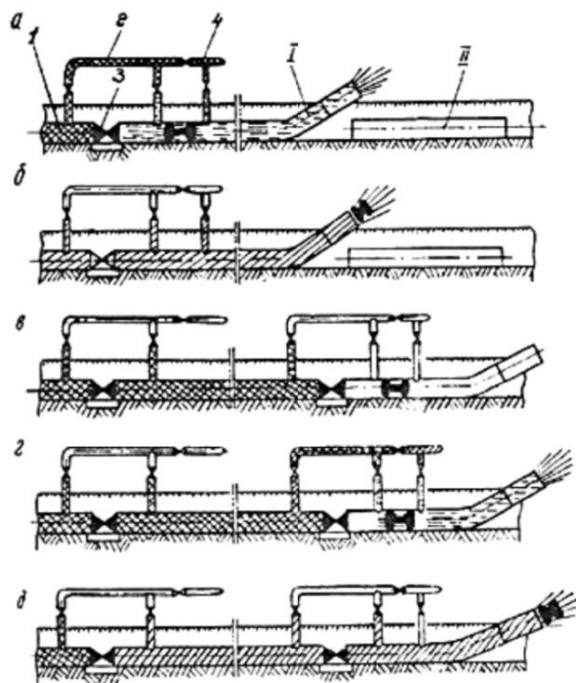


Рис. 7.2. Технология продувки под давлением природного газа: а – вытеснение воздуха газом из секции I; б – пропуск очистного устройства по секции I; в – секция заполнена газом для продувки секции II; г – вытеснение воздуха газом из секции II; д – пропуск очистного поршня по секции II; I, II – продуваемые секции; 1 – источник газа, являющийся ресивером для продувки секции I; 2 – байпас; 3 – кран; 4 – свеча

На рис. 7.3 показана технология отбора природного газа из действующего газопровода. Предохранительный клапан в линии отбора газа монтируют, если рабочее давление в действующем газопроводе превышает давление испытания строящегося трубопровода.

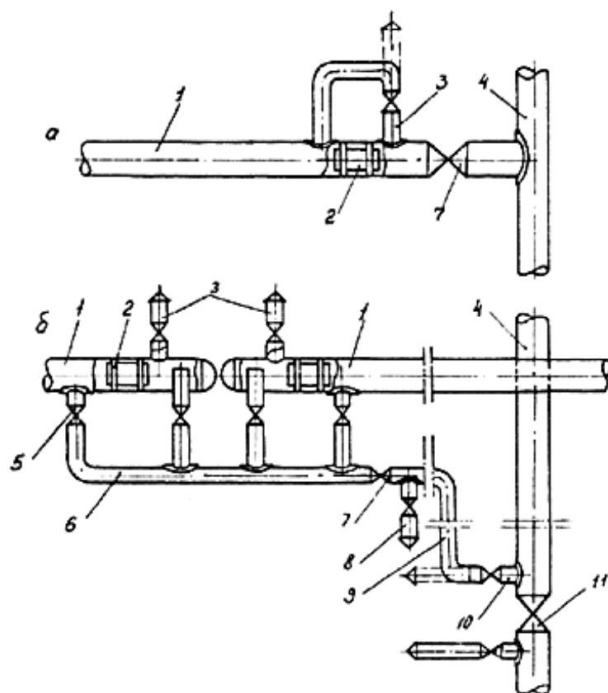


Рис. 7.3. Технология отбора природного газа из действующего газопровода:
а – на месте проектной врезки газопровода – отвода в действующий газопровод;
б – с помощью свечи и шлейфа к продуваемой секции: 1 – продуваемая секция;
 2 – поршень; 3 – свеча на узле запаски поршней; 4 – действующий газопровод;
 5 – кран; 6 – коллектор; 7 – кран; 8 – свеча на шлейфе; 9 – шлейф; 10 – свеча
 на действующем газопроводе; 11 – кран линейный

При отборе газа от действующих газопроводов и скважин необходимо:

- разрабатывать схемы подключения временного шлейфа,
- определять объем и давление газа для продувки,
- устанавливать время отбора газа и схему связи.

Сварочно-монтажные работы, проводимые при отборе природного газа из действующих газопроводов, производят в соответствии нормативными документами.

Все работы должны отвечать требованиям техники безопасности и согласовываться с эксплуатирующей организацией.

Рис. 7.4 иллюстрирует способ продувки промышленного газопровода под давлением сжатого воздуха или газа показана на [31].

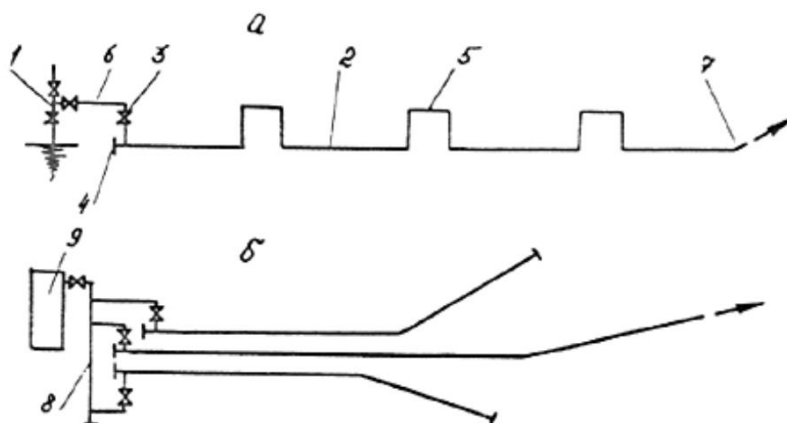


Рис. 7.4. Способ продувки промышленного газопровода под давлением сжатого воздуха или газа: а – природным газом от скважины; б – сжатым воздухом;
 1 – скважина; 2 – трубопровод; 3 – кран; 4 – заглушка; 5 – компенсатор;
 6 – патрубок; 7 – патрубок; 8 – коллектор; 9 – компрессор

При продувке трубопроводов газом из них предварительно вытесняют воздух. Газ подают под давлением не более 0,2 МПа. Процесс считается успешным, если кислорода в газе не более 2%. Содержание кислорода определяют газоанализатором 2.

Продувку подземных и наземных трубопроводов производят с пропуском очистных устройств. Скорость движения очистных устройств не более 70 км/ч.

Технологические характеристики при проведении продувки с пропуском поршня назначают по табл. 7.1 [31].

Таблица 7.1

Технологические характеристики продувки

Условный диаметр трубопровода, мм	Давление в ресивере, не менее, МПа (кгс/см ²)	
	для трубопроводов, очищенных протягиванием очистных устройств	для трубопроводов, не очищенных протягиванием очистных устройств
До 250	1,0 (10)	2,0 (20)
От 300 до 400	0,6 (6)	1,2 (12)
От 500 до 800	0,5 (5)	1,0 (10)
От 1000 до 1400	0,4 (4)	0,8 (8)

Диаметр перепускной (байпасной) линии и крана:

$$D_{\delta} = D_{кр} = 0,3D_{уч}, \quad (30)$$

$$P_1 = 0,5...0,7P_{рес},$$

где D_{δ} – диаметр байпасной линии, $D_{кр}$ – диаметр крана на байпасной линии, $D_{уч}$ – диаметр продуваемой секции (участка), P_1 – давление в начале продуваемого участка, $P_{рес}$ – давление в ресивере.

Надземные, монтируемые на опорах трубопроводы продувают и очищают облегченными поршнями, масса и скорость перемещения которых не вызовут разрушения трубопровода или опор.

Пропуск поршней по надземным трубопроводам следует осуществлять под давлением газа или воздуха со скоростью не более 10 км/ч.

При проведении технологической операции продувки, длину продуваемой секции выбирают в зависимости от технических характеристик используемого оборудования.

Продувка трубопроводов (кроме магистральных газопроводов) проводится с пропуском одного очистного устройства.

Продувка с пропуском очистного устройства считается законченной, когда после вылета очистного устройства из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха или газа. Если после вылета очистного устройства из трубопровода выходит струя загрязненного воздуха или газа, необходимо провести повторную продувку секции.

Если после выхода очистного устройства из продувочного патрубка выходит вода, то необходимо дополнительно по трубопроводу провести разделитель. На магистральных газопроводах производится трехкратная продувка с пропуском очистных устройств.

Продувка без пропуска очистных устройств осуществляется скоростным потоком воздуха или газа.

Для продувки без пропуска поршня давление воздуха или газа в ресивере при соотношении объемов ресивера и продуваемого участка 2:1 и диаметре перепускной линии, равном 0,3 диаметра продувочного трубопровода, определяется по табл.1.

Протяженность участка трубопровода, продуваемого без пропуска поршней, не должна превышать 5 км.

Технологический процесс продувки без пропуска очистного устройства считается законченной, когда из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха или газа.

Продувка с использованием высокопроизводительных компрессорных установок на базе авиационных двигателей производится следующими методами [31]:

- скоростным потоком воздуха от компрессорной установки (без применения ресивера и без пропуска очистного устройства);
- с пропуском очистного устройства под давлением воздуха непосредственно от компрессорной установки (без применения ресивера);
- с пропуском очистного устройства под давлением воздуха из ресивера, наполненного от компрессорной установки;
- в комбинированном режиме, предусматривающем предварительную продувку полости трубопровода скоростным потоком воздуха и последующую продувку с пропуском очистного устройства без применения ресивера на обоих этапах (для загрязненных участков).

Технология продувки трубопровода с применением мобильной компрессорной установки типа ТКА 80/0,5 без использования ресивера и запорной арматуры приведена на рис. 7.5.

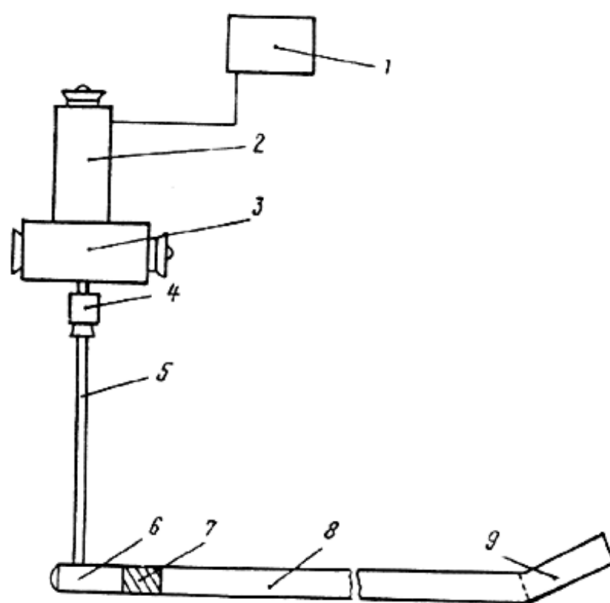


Рис. 7.5. Технология продувки трубопровода с применением компрессорной установки ТКА 80/0,5: 1 – пульт управления; 2 – газогенератор; 3 – турбокомпрессор; 4 – предохранительный клапан; 5 – подсоединительный трубопровод; 6 – камера пуска поршня; 7 – поршень; 8 – продуваемый трубопровод; 9 – продувочный патрубок

Выхлопные газы газогенератора 2 дают энергию для работы турбокомпрессора 3, который направляет сжатый воздух в камеру пуска поршня 6 через клапан 4 и трубопровод 5. Двигаясь, поршень 7 очищает трубопровод 8.

Очистка полости трубопровода при температурах ниже 0

Поскольку много месторождений в нашей стране находится в северной части, когда низкие температуры частое явление, существует несколько особенностей очистки полости трубопровода при отрицательных температурах: используется продувка с пропуском поршня, протягивание или вытеснение загрязнений в скоростном потоке жидкости, удаляемой после гидроиспытания [31].

Очистка повышает надежность эксплуатации и сокращает сроки обслуживания оборудования.

Когда надземный трубопровод имеет П-образные компенсаторы для компенсации температурных удлинений, то пропуск очистных поршней по такому участку невозможен. Полость компенсатора перед монтажом продувают воздухом.

После проведения технологического процесса продувки выполняют следующие операции:

- контролируют уровень давления;
- устанавливают накидные ключи на запорную арматуру до газовых приборов;
- контролируют герметичность участка.

Определение времени наполнения трубопровода по номограмме

Для этого используют номограмму, показанную на (рис. 7.6) [31]. Номограмма состоит из двух частей: правой и левой.

В правой части по оси x отложена протяженность L участков трубопровода от 1 до 100 км. Наклонными линиями в правой части показаны условные диаметры трубопроводов D_u от 100 до 1400 мм.

Время заполнения трубопровода от 0,1 до 1000 ч – по оси x в левой части номограммы. Производительность Q (в $m^3/ч$) компрессорных станций и наполнительных агрегатов – наклонные линии в левой части номограммы.

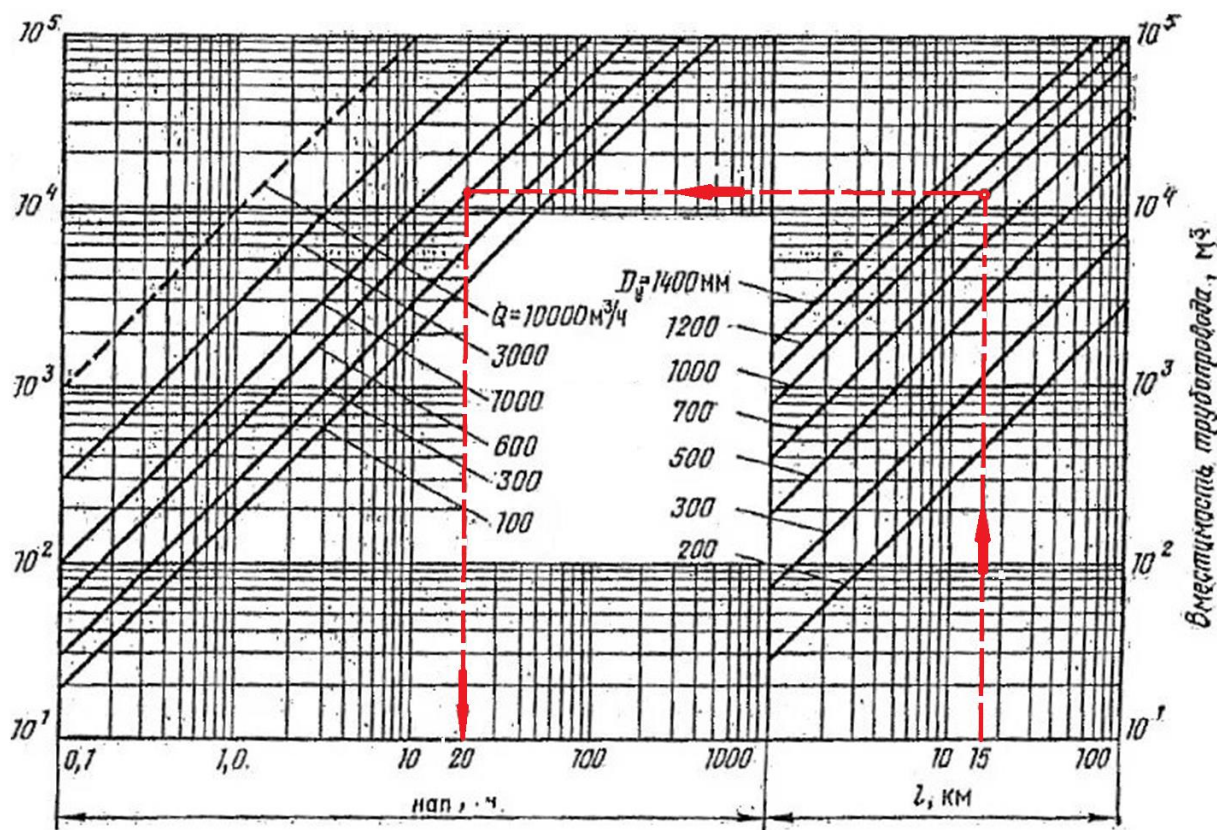


Рис. 7.6. Номограмма для расчета времени наполнения трубопровода водой или воздухом

По оси у отложена емкость трубопровода (в м^3).

Номограмма построена в логарифмических координатах. Она предназначена для определения времени заполнения трубопроводов воздухом до создания в нем избыточного давления 0,1 МПа (1 кгс/см²) или до полного заполнения водой.

Для определения по номограмме времени заполнения трубопровода длиной L и диаметром с помощью компрессорной станции или наполнительного агрегата производительностью необходимо выполнить действия в соответствии с ключом номограммы, нанесенным пунктирной линией со стрелками [31]. Номограмма для расчета времени наполнения трубопровода водой или воздухом дана в приложении 5.

Устройства для продувки газопроводов показаны в приложении 6.

Пример [31].

Диаметр трубопровода $D_y = 500$ мм, его протяженность $L = 10$ км, в процессе используют один наполнительный агрегат производительностью $300 \text{ м}^3/\text{ч}$. Необходимо определить время наполнения.

На оси x правой части номограммы ищем $L = 10$ км, и от нее вертикально вверх ведем до пересечения с наклонной линией $Dy = 500$ мм.

Из т. пересечения горизонтально идем в левую часть номограммы до пересечения с наклонной линией $Q = 300$ м³/ч.

Из полученной точки опускаем перпендикуляр на ось x и определяем время наполнения трубопровода $t_H = 6,5$ ч.

Для определения времени заполнения трубопровода воздухом до создания давления P (МПа) необходимо найденное время умножить на коэффициент K , равный создаваемому давлению P , т.е. $t_{HP} = 10 \cdot K \cdot t_H$

Потери природного газа на продувку газопровода, $V_{пр}$, м³:

$$V_{пр} = 0,00357 \cdot V_{п} \cdot \frac{P_{атм} + P_{г}}{273 + t_{г}}, \quad (31)$$

где $V_{п}$ – объем продуваемой секции, м³; $P_{атм}$ – атмосферное давление, Па; $P_{г}$ – избыточное давление газа в газопроводе при продувке, Па; $t_{г}$ – температура газа, °С.

Задачи

Природный газ, транспортируемый по участку МГ (длина $L=95$ км, $D=1420$ мм, $\delta=12$ мм) имеет следующие технологические параметры:

Δ – значение относительной плотности газа по воздуху;

Q – производительность за два часа тыс. м³;

p_1 и p_2 – давление в начале и в конце участка, соответственно МПа;

$t_1=36^{\circ}\text{C}$ и $t_2=19^{\circ}\text{C}$ – температура в начале и в конце участка, соответственно;

k – полный коэффициент теплопередачи от газа в грунт, $\text{Вт}/\text{м}^2\cdot\text{K}$;

$t_{гр}$ – температура грунта, °С.

Определить время наполнения участка длиной $l=5+n$ км воздухом, где n – номер варианта, определить объём выброса природного газа в атмосферу при проведении продувки газопровода до полного вытеснения воздуха. $t_{г}$ – температура газа, °С принять по данным расчета практики 5.

Исходные данные представлены в табл. 7.2.

Исходные данные по вариантам

№ вар.	Q , тыс. м^3 / за 2 часа	p_1 , МПа	p_2 , МПа	t_1 , °C	t_2 , °C	K , $\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$	$t_{\text{ср}}$, °C	Δ
1	5400	7,35	5,45	40	20	2.5	5	0.555
2	5000	7.15	4.75	45	15	2.4	6	0.555
3	5200	7.05	3.85	46	22	2.3	7	0.555
4	4500	7.35	4.35	36	18	2.5	5	0.6
5	4700	7.55	4.55	38	14	2.1	3	0.6
6	4800	8.05	5.25	40	20	2.2	6	0.6
7	5400	7.35	4.35	38	15	2.0	5	0.7
8	5200	7.25	3.25	42	17	2.5	7	0.7
9	5100	7.45	4.65	35	16	2.4	4	0.8
10	4500	8.15	5,45	40	20	2,5	5	0.8

Контрольные вопросы

1. Расскажите о продувке трубопровода воздухом?
2. Когда применяют метод очистки трубопровода продувкой без пропуска очистных поршней?
3. Как определяют, что продувка без пропуска очистного устройства закончена?
4. Расскажите про продувку трубопроводов с помощью компрессорных установок на базе авиационных двигателей?
5. Особенности очистки полости при отрицательных температурах
6. Что необходимо сделать по окончании продувки?
7. Как пользоваться номограммой для расчета времени наполнения трубопровода водой или воздухом (на примере своего расчета).
8. Как определить объём выброса природного газа в атмосферу при проведении продувки?

Практическая работа 8

Расчет скорости движения поршня очистки

Цель: научиться производить расчет скорости движения очистного поршня.

Теоретическая часть

Очистка полости трубопроводов [31]

Классификация методов очистки полости трубопроводов:

- продувка с пропуском поршня,
- протягивание очистного устройства,
- вытеснение загрязнений в скоростном потоке жидкости, удаляемой после гидроиспытания.

Классификация методов промывки:

- с пропуском очистного или разделительного устройства;
- без пропуска очистного или разделительного устройства.

Очистку полости трубопроводов с пропуском очистных или разделительных устройств проводят на трубопроводах $D > 219$ мм.

Очистку полости трубопроводов без пропуска очистных или разделительных устройств проводят: на трубопроводах $D < 219$ мм; при наличии крутоизогнутых вставок $R \leq 5D$ трубопровода или при длине очищаемого участка менее одного километра.

Очистку полости трубопроводов подводных переходов $D > 219$ мм, прокладываемых с помощью подводно-технических средств, производят: промывкой с пропуском поршня-разделителя в процессе заполнения водой для проведения первого этапа гидравлического испытания; продувкой с пропуском поршня или протягиванием очистного устройства перед проведением первого этапа пневматического испытания.

На подводных переходах трубопроводов $D < 219$ мм на большой глубине, возводимых посредством подводно-технических средств, очистку полости осуществляют протягиванием, промывкой или продувкой без пропуска очистных устройств перед проведением первого этапа испытания.

Подводные переходы трубопроводов на малых глубинах, возводимых без применения подводно-технических средств, очищают по единой технологии одновременно со всем трубопроводом.

При промывке, вытеснении загрязнений в потоке воды (жидкости) и удалении из трубопровода воды (жидкости), а также при продувке трубопровода с полнопроходной запорной арматурой разрешается пропуск очистных и разделительных устройств через линейную арматуру. Перед пропуском очистных и разделительных устройств следует убедиться в полном открытии линейной арматуры (по указателям поворота затвора, положению конечных выключателей и т.д.). Продувка трубопроводов с пропуском очистных устройств через неполнопроходимую линейную арматуру запрещается.

Если очистное или разделительное устройство застряло в трубопроводе в процессе промывки или продувки, то это устройство необходимо извлечь из трубопровода, устранить причину застревания, а участок трубопровода подвергнуть повторной промывке или продувке.

Узлы пуска поршней-разделителей показаны на рис. 8.1.

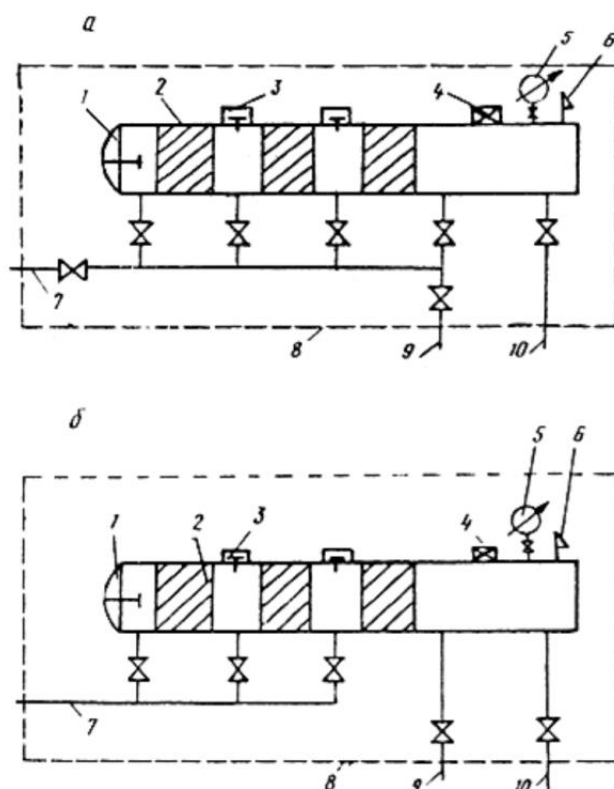


Рис. 8.1. Узлы пуска очистных и разделительных устройств: а – универсальная схема для подачи газа (воздуха) и воды; б – раздельная подача газа (воздуха) и воды; 1 – заглушка приварная; 2 – устройство очистное; 3 – устройство стопорное; 4 – датчики давления и температуры; 5 – манометр; 6 – сигнализатор контроля движения очистного устройства; 7 – шлейф от источника воздуха или газа; 8 – укрытие с обогревом при производстве работ в условиях отрицательных температур; 9 – шлейф от наполнительных агрегатов; 10 – шлейф от опрессовочных агрегатов

Узлы пуска позволяют производить работы при различных температурах. Схема с универсальной обвязкой (рис. 8.1 а) более технологична, чем схема с отдельной подачей газа (воздуха) и воды (рис. 8.1 б).

Универсальная схема (рис. 8.1 а) позволяет производить промывку с пропуском поршней, заполнение водой и предварительный прогрев трубопровода и окружающего грунта при низких температурах, а полное удаление воды после гидроиспытания совмещать с последовательным пропуском основного и контрольного поршня-разделителя. Установленный на конце трубопровода узел используется для приема поршней-разделителей.

Подземные и наземные трубопроводы продувают с пропуском очистных поршней, оборудованных очистными и герметизирующими элементами. При этом **скорость** движения очистных поршней **не должна превышать 70 км/ч.**

Пропуск поршней по надземным трубопроводам следует осуществлять под давлением газа или воздуха **со скоростью не более 10 км/ч.**

На участках пуска-приема устанавливают поршни-разделители, если работы производятся при низких температурах.

Узлы пуска и приема устанавливают на концах очищаемой секции и подключают к подаче воздуха или природного газа. Показанная на рис. 8.2 схема позволяет запускать поршни-разделители без вскрытия трубопровода.

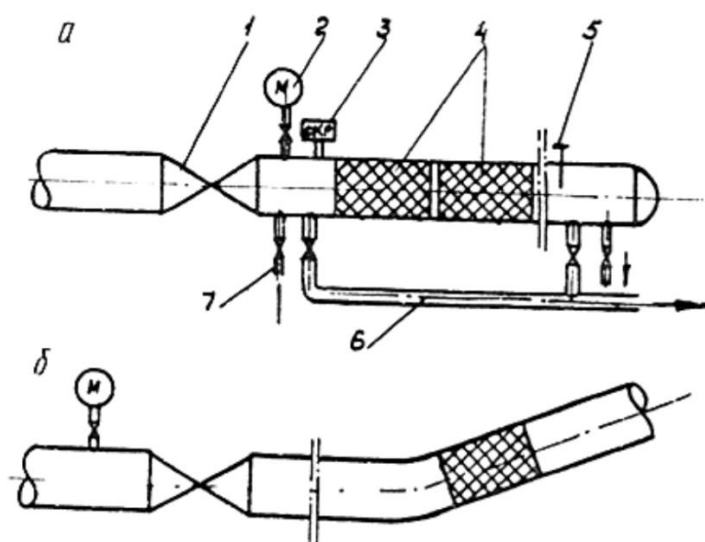


Рис. 8.2. Принципиальные схемы узлов приема поршней-разделителей, монтируемых на газопроводах: а – закрытого типа; б – открытого типа с задвижкой; 1 – кран линейный; 2 – манометр; 3 – сигнализатор для контроля за движением разделителя; 4 – устройства очистные или разделительные; 5 – стопор; 6 – патрубок сливной; 7 – патрубок контрольный сливной

Функции поршней-разделителей:

- удаление воды
- аварийное удаление влаги из трубопровода после проведения гидравлических испытаний при обнаружении утечек.

Принципиальные схемы узлов приема поршней-разделителей, установленных на участках МГ показаны на рис. 8.2 [31]. Узел (рис. 8.2 а) применяют при $D > 500$ мм с отводом воды на расстояние более 100 м по временному шлейфу меньшего диаметра, или при гидравлическом испытании при низких температурах. На этапе удаления воды демонтируют концевую заглушку для выпуска поршней-разделителей на открытом конце газопровода. Узел (рис. 8.2, б) используют на газопроводах малого диаметра.

Узлы пуска и приема очистных и разделительных устройств [31] устанавливают в местах технологических разрывов трубопровода (места установки линейной арматуры, переходы через естественные препятствия и т.п.). Они должны быть надежно закреплены во избежание их смещения и вибрации.

Контроль за движением разделителей должен осуществляться по показаниям сигнализаторов, манометров, измеряющих давление в узлах пуска и приема поршней, по сообщениям обходчиков и другими методами.

Специальные очистные и разделительные устройства применяют для очистки полости трубопроводов, удаления из них воздуха и воды.

Применение очистных и разделительных устройств показано в табл. 8.1 [31].

Таблица 8.1

Применение очистных и разделительных устройств

Очистное или разделительное, устройство	Очистка полости трубопроводов				Удаление воды из трубопроводов	
	протягивание	продувка	промывка	вытеснение	предварительное	окончательное
Очистные поршни ОП	+	+	-	-	-	-
Очистные поршни с кардной лентой ОПКЛ	-	-	+	-	+	-
Поршни-разделители ДЗК	-	-	-	-	-	+
Поршни-разделители эластичные монтажные ДЗК-РЭМ	-	-	+	-	-	+
Очистные поршни-разделители ОПР-М	-	-	+	+	+	-
Поршни-разделители манжетные ПР	-	-	+	+	+	+

Примечание. Знаком «+» отмечены технологические области применения очистных или разделительных устройств.

Технические характеристики очистных и разделительных устройств даны в табл. 8.2 [31]

Таблица 8.2

Технические характеристики очистных и разделительных

Очистное или разделительное устройство	Условный диаметр, мм	Максимальная скорость перемещения, км/ч	Минимальный перепад давления на устройстве, МПа	Предельная длина участка одного пропуска устройства, км
Очистные поршни СП	250 – 1400	70	0,1	40
Очистные поршни с кардной лентой ОПКЛ	150 – 700	10	0,03 – 0,05	100
Поршни-разделители ДЗК	100 – 700	10	0,02 – 0,03	30
Поршни-разделители эластичные манжетные ДЗК-РЭМ	500 – 1400	10	0,03 – 0,05	100
Очистные поршни-разделители ОПР-М	300 – 1420	10	0,04 – 0,05	100
Поршни-разделители манжетные ПР	100 – 1420	15	0,04 – 0,05	200

Устройства для внутритрубного обследования показаны в приложении 6.

Очистные устройства и способы их обнаружения

Очистные устройства должны надежно работать, обладать запасом прочности и износостойкости, технологичными и ремонтпригодными. Основные типы очистных устройств показаны на рис. 8.3.

Некоторые из них удаляют из трубопровода вещества в твердой и жидкой фазе (ДЗК-РЭМ, ОПР-М). Другие применяют при больших диаметрах трубопроводов (ДЗК-РЭМ-1200, ДЗК-РЭМ-1400, ОПР-М-1200, ОПР-М-Э-1400).

Поршни-разделители состоят из полого металлического корпуса, смонтированными на нем кольцевыми очистными звеньями.

Распорные втулки поджимают их. На поршень монтируют несколько очистных звеньев. Создаваемый перепад давления на поршне составляет 0,03 – 0,05 МПа, за счет него поршень движется. Очистной поршень и поршень-разделитель показан на рис. 8.3.

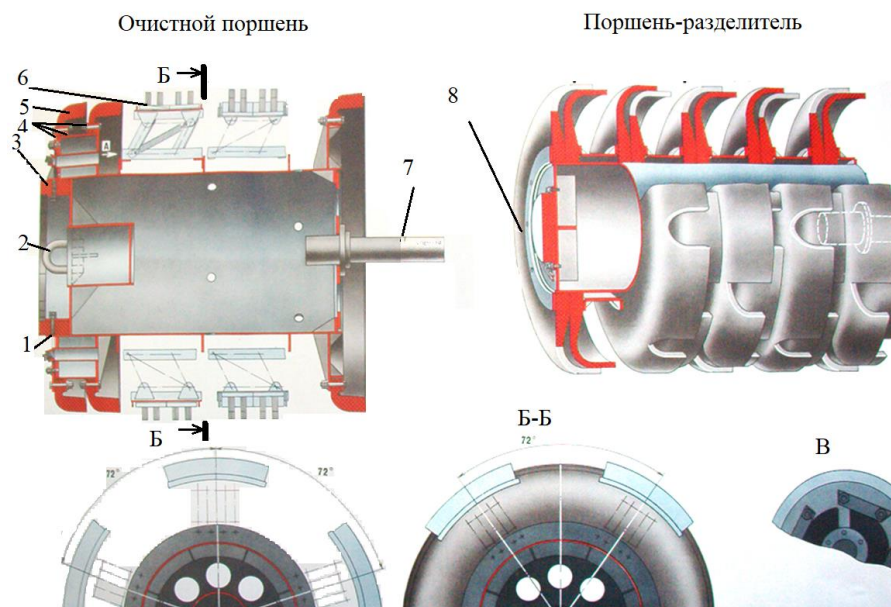


Рис. 8.3. Очистной поршень и поршень-разделитель: 1 – корпус, 2 – петля, 3 – упор, 4 – кольцо, 5 – манжета, 6 – очистное звено, 7 – передающее устройство, 8 – поршень-разделитель

Контроль за прохождением поршней осуществляют с помощью сигнализаторов.

Сигнализаторы бывают мобильные (рис. 8.4) и стационарные (рис. 8.5): механические, гидравлические, электрические. Сигнализаторы могут устанавливаться на МГ без нарушения герметичности или с нарушением герметичности.

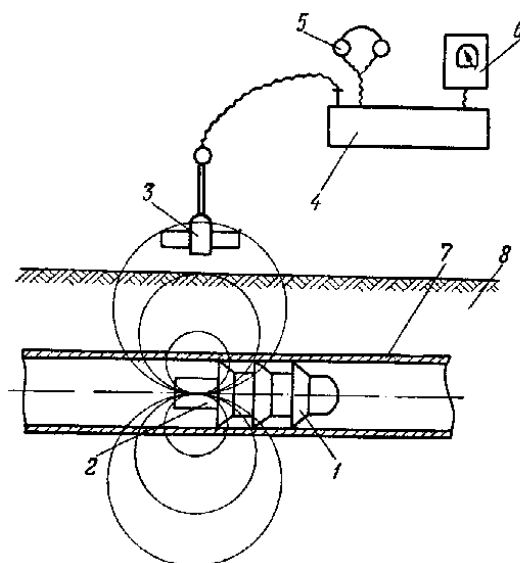


Рис. 8.4. Мобильный сигнализатор для отыскания ОУ: 1 – очистное устройство; 2 – передатчик; 3 – антенна; 4 – сигнализатор (приемник); 5 – головные телефоны; 6 – стрелочный индикатор; 7 – газопровод; 8 – грунт

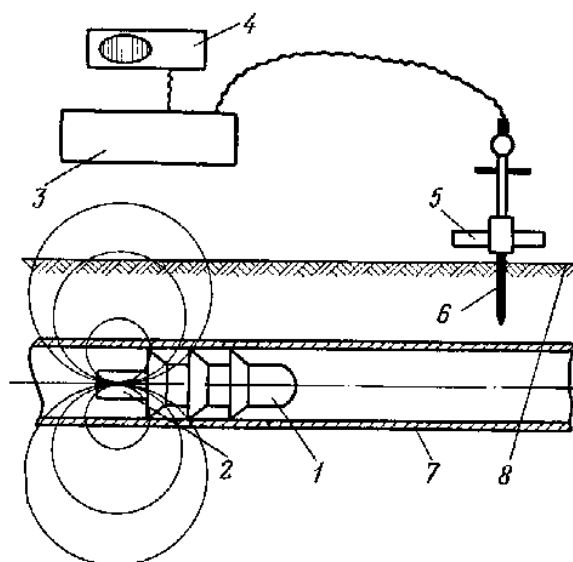


Рис. 8.5. Стационарный сигнализатор прохождения ОУ: 1,2,3 – то же, что на рис.8.4, 4 – устройство сигнализации; 5 – катушка антенны; 6 – стойка; 7 – газопровод; 8 – грунт

Для поиска поршней в МГ на очистном поршне крепят низкочастотный волновой генератор, а приемник улавливает сигнал.

При поиске поршня мобильным устройством оператор идет вдоль оси МГ, направляя антенну сигнализатора параллельно оси газопровода (рис. 8.4).

При обнаружении магнитного поля, создаваемого генератором, в наушниках оператора будет звуковой сигнал.

Существуют также стационарные сигнализаторы прохождения очистных устройств. При прохождении ОУ мимо катушки антенны 5, установленной вдоль оси газопровода 7 на стойке 6, устройство сигнализации 4, подключенное к приемнику 3, сигнализирует о проходе ОУ.

Участок газопровода продувают с пропуском поршней, оборудованных очистными и герметизирующими элементами. Скорость поршня меньше 5 м/с, а у камеры приема она снижается до 1 м/с.

Скорость перемещения поршня зависит от производительности компрессоров, или от давления среды в начале участка.

Выбор наполнительных агрегатов следует осуществлять с использованием характеристик насосов в следующей последовательности [31]:

1. определить максимально возможные потери напора (потребляемый напор) на участке трубопровода, подлежащем заполнению водой;

2. задаться скоростью перемещения поршня по трубопроводу (расходом воды) в процессе заполнения полости водой;

3. найти пересечение прямой, соответствующей заданному расходу воды, с характеристикой насоса;

4. определить развиваемый насосом напор в точке пересечения прямой заданного расхода с характеристикой насоса;

5. путем сравнения потребного и располагаемого напоров выбрать тип и количество наполнительных агрегатов.

Потери напора на трение, отнесенные к 1 км трубопровода, в зависимости от его диаметра и расхода воды приведены в табл. 8.3 [31].

Таблица 8.3

Потери напора на трение на 1 км трубопровода

Диаметр трубопровода, мм	Потери напора (м) при расходе воды ($\text{м}^3/\text{ч}$), равном:				
	100	300	500	1000	2000
1420	0,00029	0,0020	0,0050	0,0178	0,0616
1220	0,00051	0,0036	0,0091	0,0320	0,1110
1020	0,00148	0,0103	0,0255	0,0892	0,3315
720	0,00613	0,0580	0,1516	0,5308	1,9718
530	0,02240	0,3118	0,7648	2,8556	11,423
325	0,3926	4,0100	10,491	39,347	157,39

Примечание. Могут применяться любые очистные устройства, разрешенные в нормативно-технической документации

Характеристики наполнительных агрегатов приведены на рис. 8.6 [31].

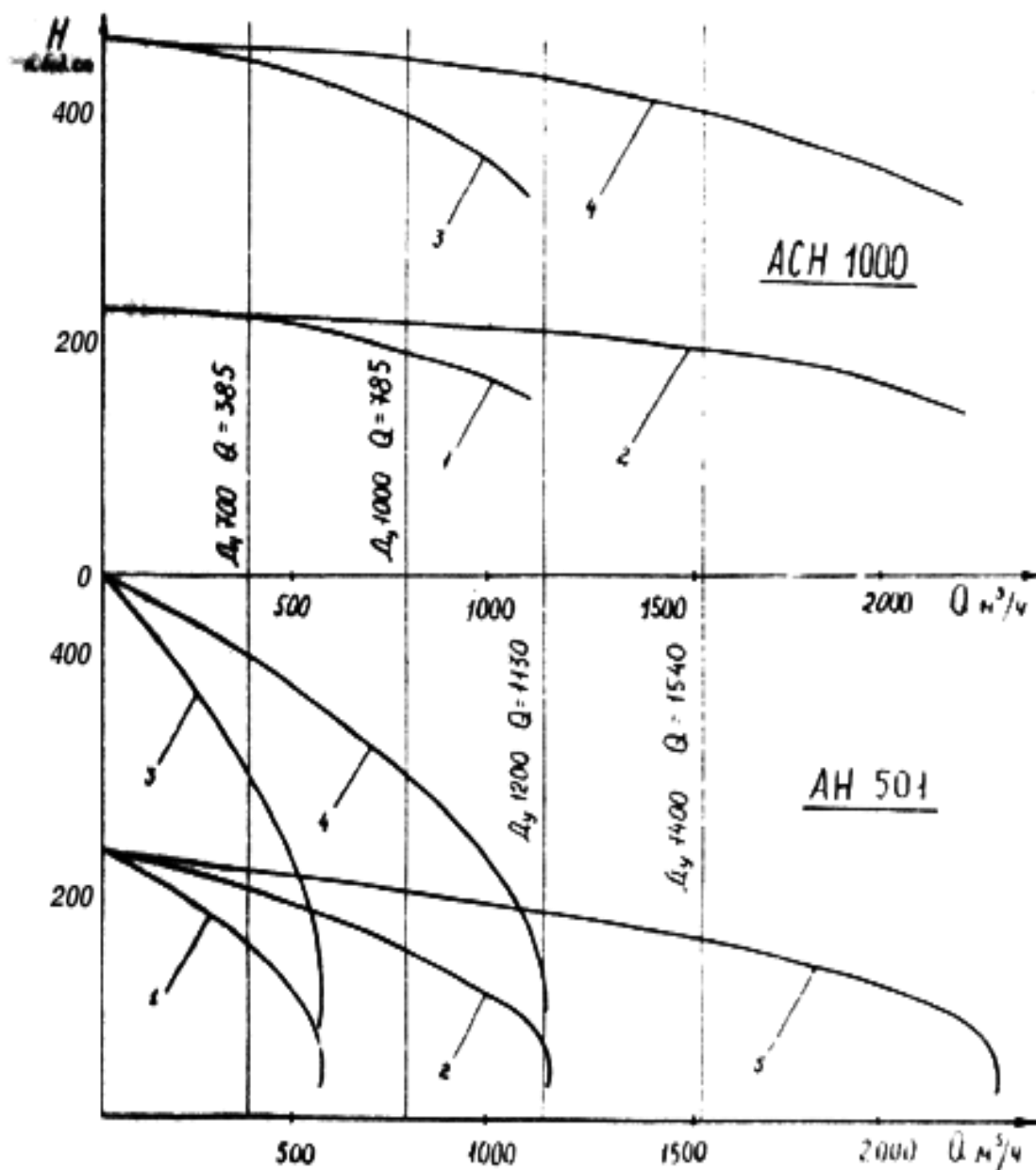


Рис. 8.6. Характеристики наполнительных агрегатов: 1 – одного агрегата; 2 – параллельно соединенных двух агрегатов; 3 – последовательно соединенных двух агрегатов; 4 – попарно-последовательно соединенных четырех агрегатов; 5 – параллельно соединенных четырех агрегатов

Пример.

Выбрать тип и количество наполнительных агрегатов при заполнении водопровода диаметром 1020 мм с толщиной стенки 10 мм протяженностью 25 км с пропуском поршня-разделителя типа ПР. Максимальный перепад высот по трассе составляет 140 м. Насосная станция

установлена в 120 м от испытываемого трубопровода и соединяется с ним трубопроводом диаметром 325 мм.

1. Для заданного технологического процесса оптимальная скорость заполнения составляет 1 км/ч. Такая скорость обеспечивается при расходе воды в час, равном объему 1 км трубопровода, т.е. 785 м³/ч.

$$V = \frac{\pi D_{вн}^2}{4} L_{1км} = 785 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

2. Оценим возможные максимальные потери давления при заполнении участка трубопровода:

на преодоление максимального перепада высот по трассе - 140 м;

$$\text{на перемещение поршня (табл. 8.3)} \quad H_{пор} = \frac{\Delta p}{\rho g} = \frac{0,05 \cdot 10^6}{1000 \cdot 10} = 5 \text{ м};$$

на преодоление местных сопротивлений в обвязке насосной станции и подсоединительном трубопроводе (табл.8.3 при D = 325 мм, Q = 785 м³/ч, L = 0,12 км) - 3 м;

расход Q=785 м³/ч; Q₀=500 м³/ч; Q₁=1000 м³/ч; H₀(Q₀)=10,491;

$$H_1(Q_1) = 39,347$$

$$H_{нс} = H_0 + \frac{H_1 - H_0}{Q_1 - Q_0} (Q - Q_0) = 10,491 + \frac{39,347 - 10,491}{1000 - 500} (785 - 500) =$$

$$= 10,491 + 16,44 = 26,93 \text{ м / км}$$

$$H_{нл} = 26,93 \cdot 0,12 = 3,2 \text{ м}$$

на преодоление сил трения и перемещение загрязнений (по таблице прил. 1 при D = 1020 мм, Q = 785 м³/ч, L = 25 км) - 2 м.

$$H_{ттр} = H_0 + \frac{H_1 - H_0}{Q_1 - Q_0} (Q - Q_0) = 0,0255 + \frac{0,0892 - 0,0255}{1000 - 500} (785 - 500) =$$

$$= 0,0255 + 0,0363 = 0,0618$$

$$H_{тз} = H_{ттр} \cdot L = 0,0618 \cdot 25 = 1,56 \approx 2 \text{ м}$$

3. Требуемый напор: h = 140+5+3+2=150 м.

4. По рис. 8.6 при пересечении характеристики сети $Q = 785 \text{ м}^3/\text{ч}$, и характеристики нагнетателей АН 501 и АСН-1000 определяют рабочую точку.

По рис. 8.6 видно, что данной схеме требуется установка из двух последовательно установленных агрегатов АН 501. Наиболее эффективна та схема, которая полностью реализует произведенный напор.

Расход жидкости или газа:

$$Q = v \cdot \frac{\pi d^2}{4}.$$

Диаметр поршня равен внутреннему диаметру трубопровода.

Отсюда, можем определить скорость поршня V .

Расход газа при продувке принимаем равным производительности принятой КС, взятой $\text{м}^3/\text{с}$ (см. приложение 6, табл. П6.1-П6.4).

При промывке расход жидкости принимаем в зависимости от выбранного наполнительного агрегата по табл.4. и их выбранного количества (рис. 8.6). В примере из двух последовательно включенных наполнительных агрегатов АН 501

$$v = \frac{4Q}{\pi d^2}.$$

Задачи

Определить действительную скорость движения очистного поршня по трубопроводу при промывке трубопровода водой.

Выбрать тип и количество наполнительных агрегатов при заполнении водой трубопровода $D=1420 \text{ мм}$. Толщина стенки 10 мм , протяженность 25 км с пропуском поршня-разделителя типа ПР. Максимальный перепад высот по трассе составляет $(140+n) \text{ м}$.

n – номер студента в списке группы.

Трубопровод, соединяющий насосную станцию и испытываемый участок, имеет $D=530 \text{ мм}$. Испытываемый участок и насосная станция находятся на расстоянии $(100+n) \text{ м}$.

Контрольные вопросы

1. Какими методами осуществляется продувка трубопровода?
2. Какими методами осуществляется промывка трубопровода?
3. Устройство очистного поршня?
4. Устройство поршня- разделителя?
5. Для чего служит поршень-разделитель?
6. Как происходит поиск очистного поршня?
7. Объясните схему отыскания очистного устройства.
8. Объясните схему сигнализации прохождения очистного устройства.
9. Какие устройства для внутритрубного обследования вы знаете?

Практическая работа 9

Расчет объемов конденсата

Цель: научиться делать расчет объемов конденсата

Теоретическая часть

Определение количества конденсата, которое может выделиться из газа, прошедшего промышленную обработку, в магистральном газопроводе. При проведении исследований газ отбирается из газопровода (обычно через штуцер манометра) в измерительной машине МСУ, с помощью которой определяется количество выделяющегося из газа конденсата. Сепаратор МСУ охлаждается газом газопровода путем дросселирования. Количество выделившегося из газа сырого и стабильного конденсата при различных давлениях и температурах от 20 до -10 °С измеряют при давлении, близком к давлению газа в данной точке МГ.

По полученным данным графоаналитическим методом по эмпирическим изобарам определяют количество конденсата для условий эксплуатации газопровода. По теплофизическим параметрам (давлению и температуре) определяется фактическое место возможного выпадения конденсата в МГ. Изобары стабильного конденсата природного газа показаны на рис. 9.1 [31].

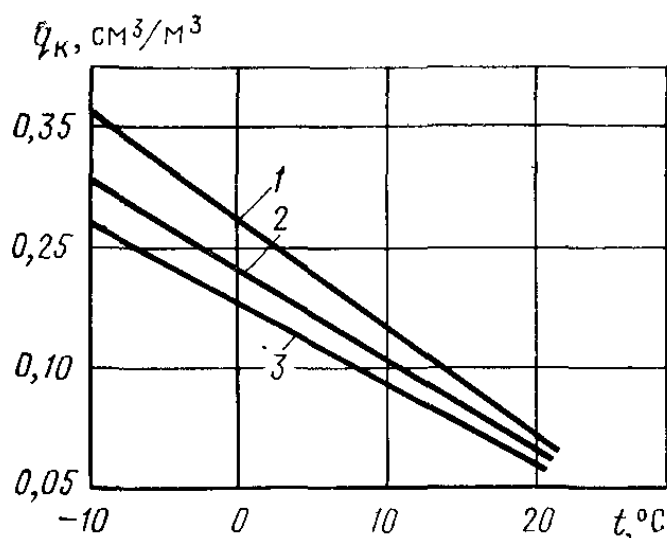


Рис. 9.1. Изобары стабильного конденсата природного газа МГ:
1 – 1,96 МПа; 2 – 3,43 МПа; 3 – 4,9 МПа.

Система сбор конденсата на газопроводах

Конденсатоотводчики служат для отвода конденсата на участках эксплуатируемого трубопровода.

Конденсатоотводчики бывают, работающие на газопроводах высокого и среднего давления и работающие на газопроводах низкого давления.

Устройства с диффузором, создающим положительный градиент давления, реализуемого в конденсатоотводчике, позволяют при снижении скорости рабочего тела производить сепарацию конденсата. Такие устройства применяют в трубопроводах высокого и среднего давления.

На рис. 9.2 представлена схема сбора конденсата на газопроводах высокого давления.

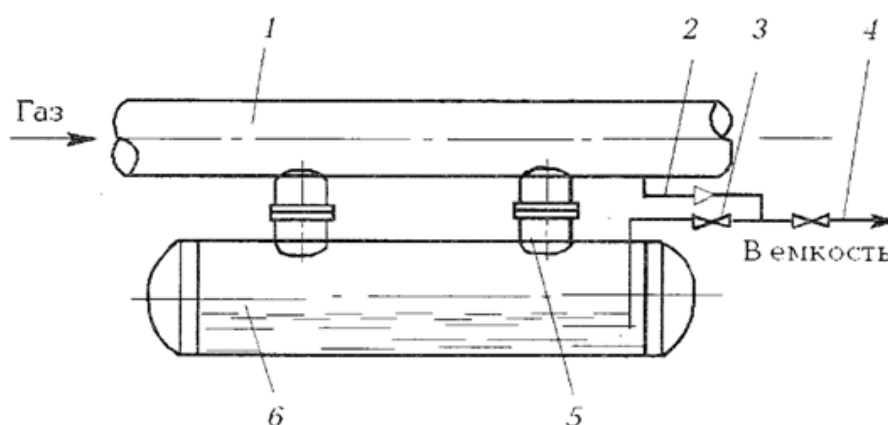


Рис. 9.2. Схема сбора конденсата на газопроводах высокого давления: 1 – газопровод, 2 – линия выравнивания давления, 3 – запорная арматура, 4 – труба продувочная, 5 – конденсатоотвод, 6 – бак конденсатный

Схема конденсатоотводчика с диффузором представлена на рис. 9.3.

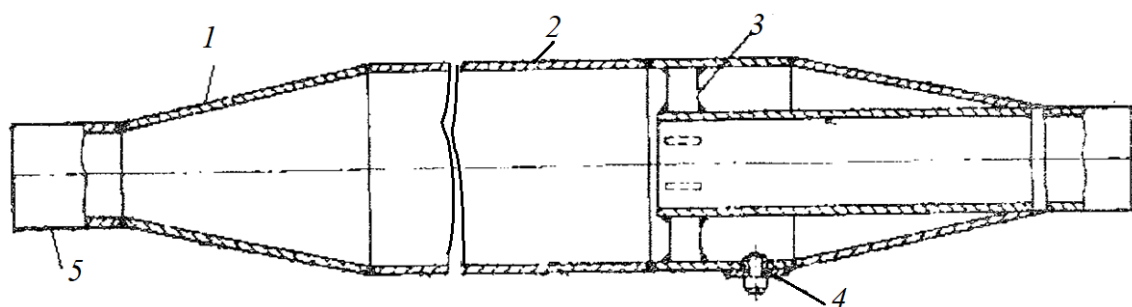


Рис. 9.3. Схема конденсатоотводчика с диффузором: 1 – диффузор; 2 – камера; 3 – ребра жесткости; 4 – трубка конденсатоотводная; 5 – газопровод

Сбор конденсата на газопроводах позволяет увеличить надежность работы газопровода, но конденсат является высокотоксичным веществом и его откачка, и удаление из конденсатных баков должны проводится в соответствии с нормативной документацией, чтобы не повредить окружающей среде или здоровью работников.

Система очистки газа

Система очистки газа на ГРС служит для предотвращения попадания механических примесей и жидкостей в технологические трубопроводы, оборудование, средства контроля и автоматики станции и потребителей. Для очистки газа на ГРС применяются различные конструкции пылеулаживающих устройств, обеспечивающих подготовку газа.

На ГРС для очистки транспортируемого газа от конденсата и влаги сооружают устройства для автоматического удаления жидкости в сборные емкости, из которых жидкость, по мере накопления, вывозится с территории ГРС.

Для обеспечения бесперебойной работы систем защиты, автоматического регулирования и управления импульсный и командный газ осушаются и дополнительно очищаются.

Для очистки газа от пыли служат мультициклонные пылеуловители. Пример чертежа такого устройства показан в приложении 7.

Множество конструкций пылеуловителей разрабатывалось для улавливания пыли из газового потока еще в 1970-х годах. На рис. 9.4 представлена новая конструкция мультициклонного пылеуловителя инженеров Кочуры В.В. и Косяковой Г.В. (патент RU 2 763 372 С1). Пример чертежа мультициклонного пылеуловителя показан в приложении 7.

Запыленный газ через патрубок 7 идет в камеру 4, а потом в циклоны 8, посредством направляющих 9 газовый поток закручивается. Пыль под действием центробежной и кориолисовой сил осаждается на стенки циклонов 8 и направляется в пылесборник 6, откуда уходит в систему пылеудаления. Перегородки 10 препятствуют перетокам газа между рядами. Обеспыленный газ через выхлопные трубы направляющих 9, поступает в камеру очищенного газа 5 и удаляется через патрубок отвода очищенного газа 11. Рассекатель поворачивает газовый поток в радиальном направлении.

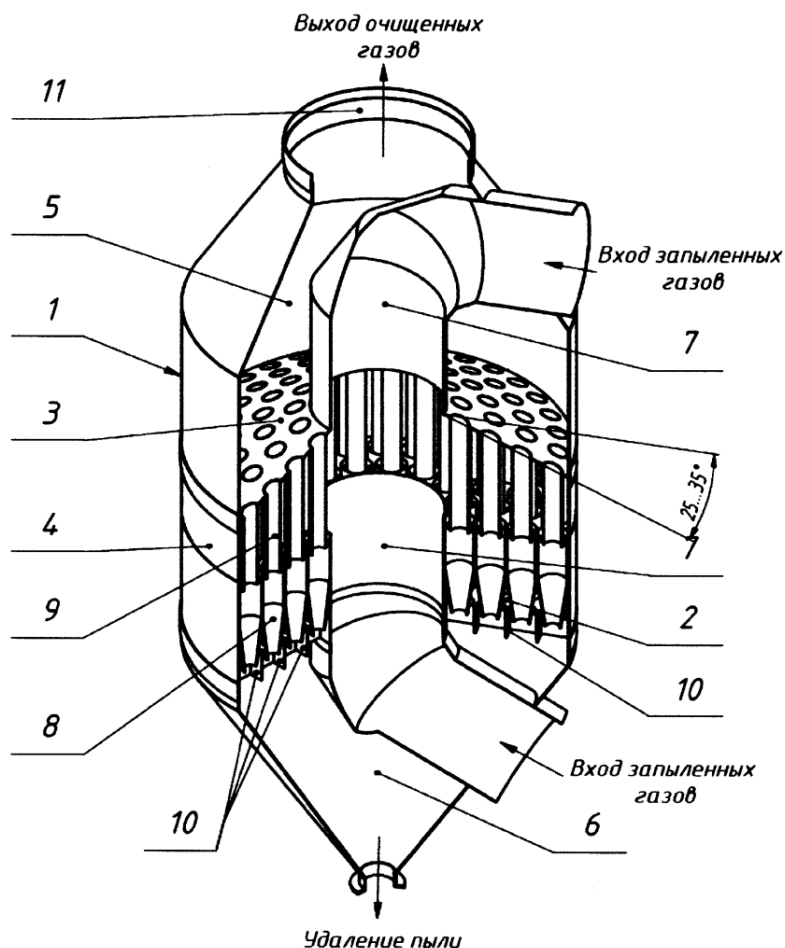


Рис. 9.4. Схема мультициклонного пылеуловителя: 1 – корпус; 2, 3 – решетки трубные; 4 – камера распределительная; 5 – камера очищенного газа, 6 – пылесборник, 7 – патрубок, 8 – циклоны, 9 – направляющие, 10 – перегородки, 11 – патрубок отвода очищенных газов

При эксплуатации устройства осушки и очистки газа для систем контрольно-измерительных приборов и автоматики необходимо:

- периодически проводить контроль и очистку полости приборов и оборудования продувкой;
- контролировать состояние фильтрующих и поглотительных элементов устройства подготовки газа;
- производить замену фильтрующих и поглотительных элементов устройства подключением резервного оборудования и выполнением регенерации поглотителей.

Схема узла очистки газа показана на рис. 9.5.

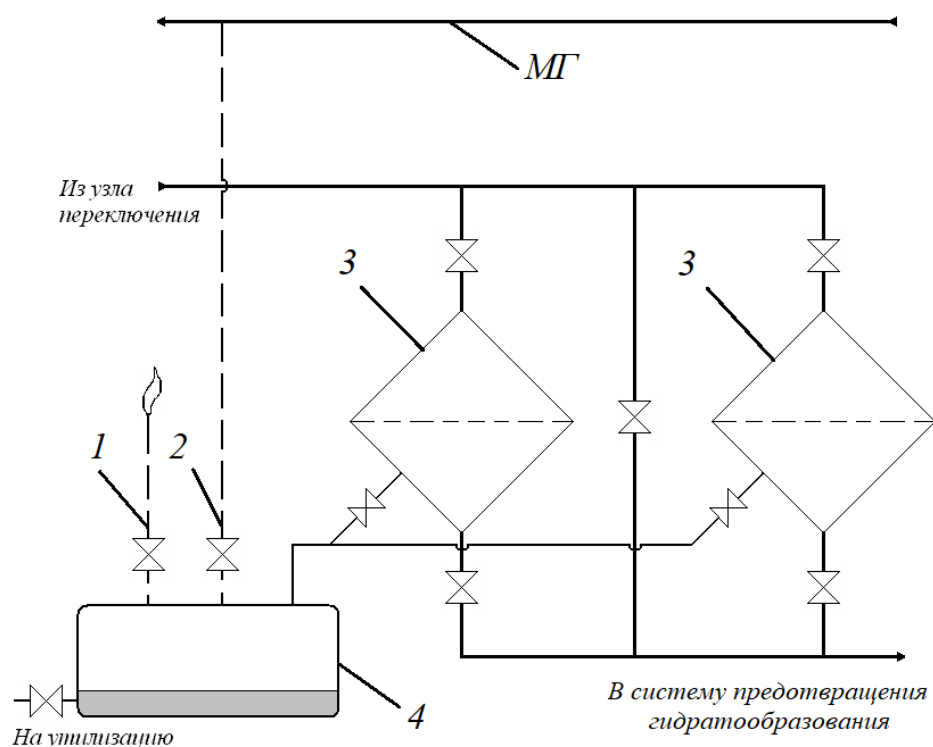


Рис. 9.5. Схема узла очистки газа: 1 – сбросная свеча, 2 – линия возврата очищенного газа в МГ, 3 – вихревой пылеуловитель, 4 – емкость

Для удаления механических примесей природный газ из узла переключения поступает в вихревой пылеуловитель 3, в котором посредством закрутки потока отделяется дисперсная фаза (твердые и жидкие частицы). В емкости 4 за счет снижения скорости потока жидкие частицы задерживаются. Поток газа из емкости 4 направляется в МГ по трубопроводу 2, либо через сбросную свечу 1 в атмосферу.

Подогреватели газа

Система предотвращения гидратообразования предназначена для предотвращения обмерзания арматуры и образования кристаллогидратов в газопроводных коммуникациях и арматуре.

В качестве мер по предотвращению гидратообразований применяются:

- подогрев газа с помощью подогревателей газа;
- ввод ингибиторов гидратообразования (метанольницы на МГ).

Узел подогрева газа должен обеспечивать температуру газа на выходе из ГРС не ниже минус 10°C (на пучинистых грунтах не ниже 0°C).

Для подогрева газа на МГ применяют подогреватели двух видов: газотрубные и водотрубные.

В газотрубных подогревателях дымовыми газами, полученными при сжигании природного газа, осуществляется подогрев промежуточного теплоносителя – воды или пара, которыми впоследствии осуществляется подогрев природного газа МГ.

Принципиальная схема газотрубного подогревателя показана на рис. 9.6.

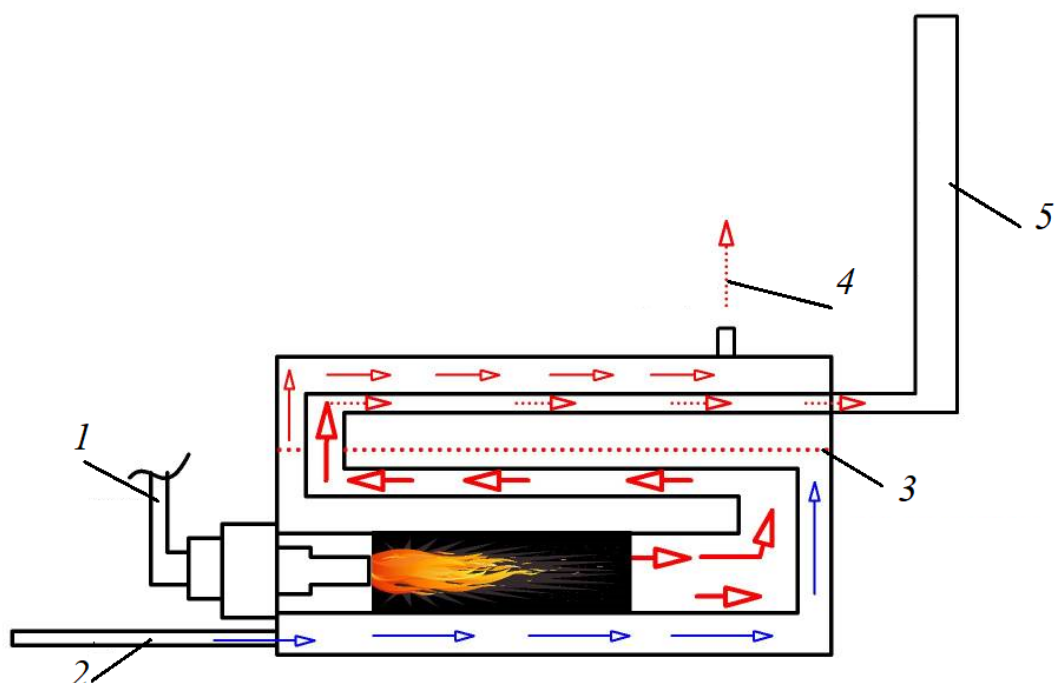


Рис. 9.6. Принципиальная схема газотрубного подогревателя: 1 – подача газа в качестве топлива, 2 – подача промежуточного теплоносителя (воды), 3 – зеркало испарения, 4 – пар для подогрева газа МГ, 5 – дымовая труба

В водотрубных подогревателях дымовые газы, движутся в объеме камеры сгорания, а промежуточный теплоноситель по тепловоспринимающим трубам.

Задачи

По данным практической работы 5 рассчитать количество конденсата. Исходные данные представлены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Исходные данные к заданию

№ вар.	Q , тыс. м ³ / за 2 часа	p_1 , МПа	p_2 , МПа	t_1 , °C	t_2 , °C	K , Вт/м ² ·К	t_{cp} , °C	Δ
1	5400	7,35	5,45	40	20	2.5	5	0.555
2	5000	7.15	4.75	45	15	2.4	6	0.555
3	5200	7.05	3.85	46	22	2.3	7	0.555
4	4500	7.35	4.35	36	18	2.5	5	0.6
5	4700	7.55	4.55	38	14	2.1	3	0.6
6	4800	8.05	5.25	40	20	2.2	6	0.6
7	5400	7.35	4.35	38	15	2.0	5	0.7
8	5200	7.25	3.25	42	17	2.5	7	0.7
9	5100	7.45	4.65	35	16	2.4	4	0.8
10	4500	8.15	5,45	40	20	2,5	5	0.8

Контрольные вопросы

1. Как работает система сбор конденсата на газопроводах?
2. Как работает система очистки газа?
3. Объясните схему конденсатоотводчика с диффузором?
4. Объясните схему работы мультициклонного пылеуловителя?
5. Какие подогреватели газа вы знаете?
6. Объясните принципиальная схема газотрубного подогревателя?

Практическая работа 10

Расчеты режима работы газопроводов

Цель: уметь проводить расчеты режима работы газопроводов.

Теоретическая часть

В состав природного газа входят:

- 1) метан,
- 2) другие углеводородные газы,
- 3) другие горючие газы,
- 4) негорючие и инертные газы
- 5) примеси.

Содержание метана может достигать 98 процентов.

Плотность ρ , вязкость, теплоемкость C_p , теплопроводность природного газа зависит от его состава, давления и температуры.

Плотность природного газа $\rho_{ст} = 0,7 \text{ кг/м}^3$ при стандартных условиях ($p=0,1013 \text{ МПа}$, $t=20 \text{ }^\circ\text{C}$).

Относительную плотность Δ газа по воздуху определяют:

$$\Delta = \frac{\rho_g}{\rho_v}, \quad (32)$$

где ρ_g – плотность природного газа, кг/м^3 ; ρ_v – плотность воздуха при данных условиях.

Для совершенных газов справедлива формула:

$$\rho_{ст} = \rho_{вст} \cdot \Delta, \quad (33)$$

где $\rho_{ст}$ – плотность природного газа при стандартных условиях; $\rho_{вст}$ – плотность воздуха при стандартных условиях, $\rho_{вст} \approx 1,204 \text{ кг/м}^3$.

Удельный объем газа определяется формулой:

$$g = \frac{V}{M}, \quad (34)$$

где V – объем газа, м^3 ; M – масса газа, кг .

Теплофизические свойства природного газа определяются уравнением состояния. В инженерных расчетах используется в форме уравнения Менделеева-Клайперона:

$$pV = MRT . \quad (35)$$

Или

$$p\vartheta = RT , \quad (36)$$

где R – газовая постоянная данного газа; T – абсолютная температура газа, К.

Через молярную массу μ , кг/кмоль уравнение принимает вид:

$$p\vartheta\mu = \mu RT , \quad (37)$$

где μR – универсальная газовая постоянная ($\mu R = 8314 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}$).

Удельный объем газа : $\vartheta = \frac{1}{\rho_g}$.

Характеристическая постоянная данного газа:

$$R = \frac{\mu R}{\mu} = \frac{8314}{\mu} . \quad (38)$$

Характеристическая постоянная метана, учитывая молярную массу, будет $R_{CH_4} = 518,33 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$, а у углекислого газа $R_{CO_2} = 188,95 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$;

$R_{O_2} = 259,81 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$; $R_{возд} = 287,1 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$. То есть:

$$R = \frac{R_g}{\Delta} = \frac{287,1}{\Delta} \quad (39)$$

Свойства *реальных* природных газов определяются их составом, давлением и температурой. При достижении газом критической температуры $T_{кр}$ при данном парциальном давлении осуществляется фазовый переход.

Критическая точка метана характеризуется следующими свойствами:

$T_{кр} = 190,55 \text{ К}$,

$p_{кр} = 4,64 \text{ МПа}$.

Свойства компонентов природного газа приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1

Свойства компонентов природного газа [18, 32]

Газ	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность по воздуху $\rho/\rho_{\text{возд}}$	Критическое давление, МПа	Критическая температура, К
Метан	16,042	0,554	4,641	190,55
Этан	30,068	1,049	4,913	305,50
Пропан	44,094	1,562	4,264	369,80
Изобутан	58,120	2,066	3,570	407,90
н – Бутан	58,120	2,091	3,796	425,17
н – Пентан	72,146	2,480	3,374	469,78
Азот	28,016	0,970	3,396	126,25
Кислород	32,000	1,104	4,876	154,18
Сероводород	34,900	1,190	8,721	373,56
Углекислый газ	44,011	1,525	7,382	304,19
Водород	2,020	0,069	1,256	33,10
Гелий	4,000	1,136	0,222	5,00
Воздух	28,966	1,000	3,780	132,46

Примечание: Нормальные физические условия (НФУ): $p=0,1013\text{ МПа}$, $T=273\text{ К}$, стандартные физические условия (СТУ): $p=0,1013\text{ МПа}$ и $T=293\text{ К}$.

Уравнение Ван-дер-Ваальса для реальных газов:

$$p = Z(p, T) \cdot \rho R T, \quad (40)$$

где $Z(p, T)$ – коэффициент, характеризующий сжимаемость газа. Для совершенных газов $Z=1$.

Рис. 10.1 характеризует изменение сжимаемости $Z(\bar{p}\bar{T})$ от приведенных давления $\bar{p} = \frac{p}{p_{кр}}$ и температуры $\bar{T} = \frac{T}{T_{кр}}$.

$$\rho_{см} = 1,205 \cdot \Delta;$$

$$P_{кр} = 0,1773(26,831 - \rho_{см}); \quad T_{кр} = 156,24(0,564 + \rho_{см});$$

$$P_{np} = P_{ср} / P_{кр}; \quad T_{np} = T_{ср} / T_{кр};$$

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

$$Z = 1 - (0,0241 \cdot P_{np}) / \tau \quad (41)$$

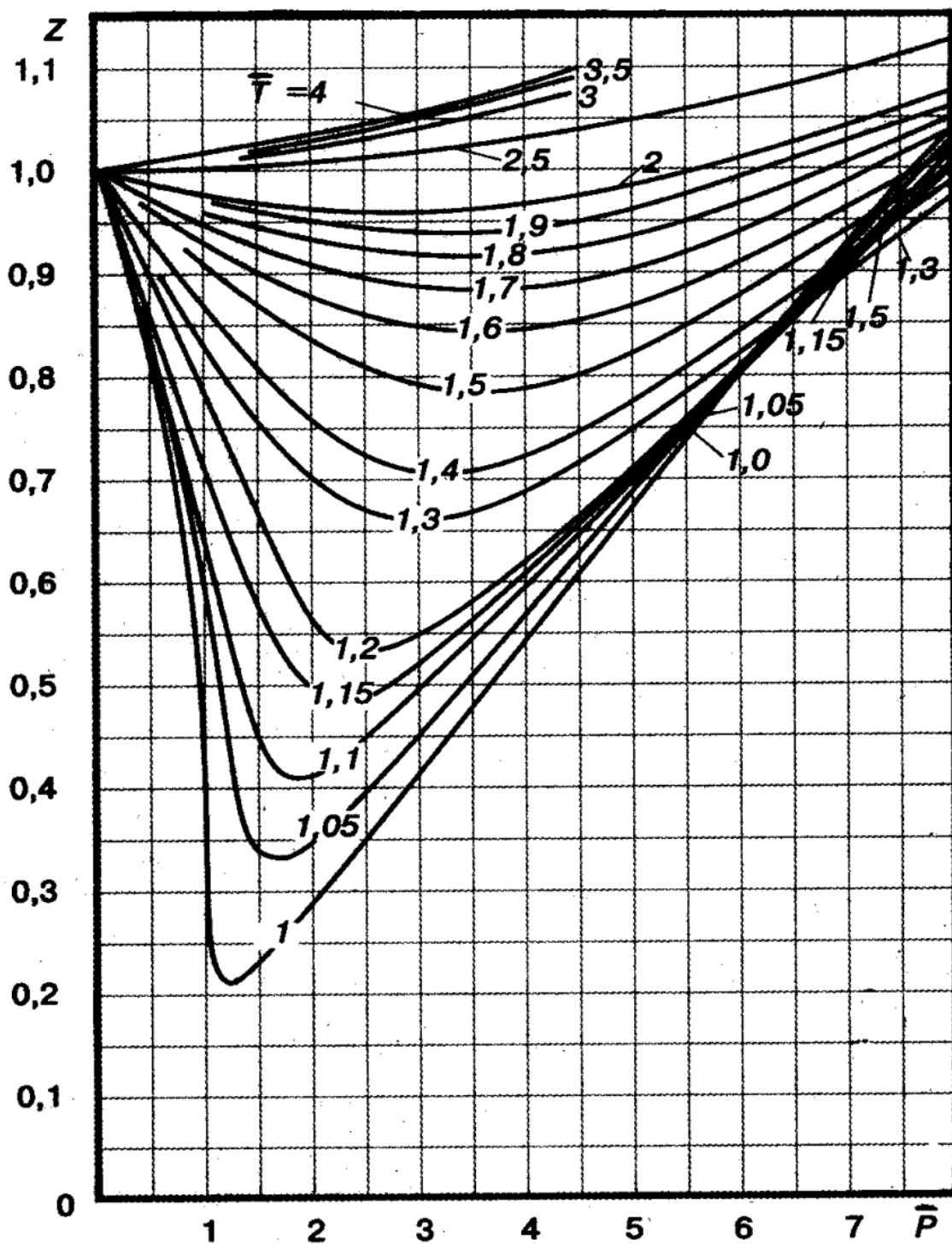


Рис. 10.1. Изменение сжимаемости $Z(\bar{p}\bar{T})$ от $\bar{p} = \frac{p}{p_{кр}}$ и от $\bar{T} = \frac{T}{T_{кр}}$

Коэффициент $Z(\bar{p}\bar{T})$ сжимаемости может быть рассчитан по формуле

$$Z(\bar{p}, \bar{T}) = 1 - 0,4273 \cdot \bar{p} \cdot \bar{T}^{-3,668}, \quad (42)$$

В зависимости от состава газа определяются его молярная масса и критические параметры газовой смеси:

$$\mu = \sum_{j=1}^{j=n} x_j \cdot \mu_j ; p_{кр.} = \sum_{j=1}^{j=n} x_j \cdot p_{кр.,j} ; T_{кр.} = \sum_{j=1}^{j=n} x_j \cdot T_{кр.,j} ,$$

$$R_{см} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{x_i}{R_i}} , \quad (43)$$

где x_j – объемные доли компонентов, составляющих газ.

Задачи

n – номер студента в списке группы

1. Состав газовой смеси:

CH_4 (100- n) %,

этан ($n/2$) %,

азот ($n/2$) %.

Определить $\mu_{см}$ и $R_{см}$.

Указания:

Молярная масса газовой смеси:

$$\mu_{см} = \sum x_i \mu_i =$$

$$R_{см} = \frac{\mu R}{R} = \frac{8314}{R} =$$

Ответ.

2. Состав газовой смеси:

CH_4 (88+ $n/10$)% ,

этана (6- $n/10$) %,

пропана (4- $n/10$ %),

азота (2+ $n/10$ %).

Определить $\mu_{см}$ и $R_{см}$

Ответ.

3. Определить массу природного газа, объемом 100+n тыс. при нормальных условиях. ($p = 0,1013$ МПа и температуре $T = 273$ К, $\mu = 19,2$ кг/кмоль).

Указания:

Из уравнения Менделеева-Клайперона:

$$m = \frac{pV\mu}{\mu RT}$$

Ответ.

4. Определить массу природного газа при стандартных условиях ($p = 0,1013$ МПа и температуре $T = 293$ К), если его объем 250+10n тыс. м³ ($\mu = 18,5$ кг/кмоль)?

Указания:

Из уравнения Менделеева-Клайперона:

$$m = \frac{pV\mu}{\mu RT}$$

Ответ.

5. Определить объем природного газа при НФУ ($p = 0,1013$ МПа и $T = 273$ К), если его объем при СФУ составляет 10+n тыс. м³

Указания:

Нормальные условия (НФУ) отличаются от стандартных (СТУ) температурой: в первом случае она равна 0°C, во втором +20 °C. Имеем:

$$p_{\text{атм.}} \cdot V_{\text{н.}} = \frac{m}{\mu} \cdot R_0 T_{\text{н.}}; p_{\text{атм.}} \cdot V_{\text{с.}} = \frac{m}{\mu} \cdot R_0 T_{\text{с.}}$$

Следовательно, $V_{\text{н}} / V_{\text{с}} = T_{\text{н}} / T_{\text{с}}$. Отсюда выражаем $V_{\text{н}}$

Ответ.

Стационарные режимы работы простых газопроводов

При стационарных режимах согласно уравнению постоянства расходов:

объемный расход : $Q = v \cdot S$

массовый расход: $M = QvS = \text{const}$ (кг/с)

где $\rho(x)$ – плотность газа; $v(x)$ – скорость газа; $S(x)$ – площадь поперечного сечения газопровода.

Если $S = S_0 = const$, то объемный расход Q и скорость v будут расти от начального сечения к конечному.

Коммерческий расход Q_k газа (m^3/c), – отношение массового расхода газа к плотности газа при стандартных условиях:

$$Q_k = \frac{M}{\rho_{ст}}, \quad (44)$$

где $\rho_{ст}$ – плотность газа при *стандартных* условиях ($p_{ст.} = 0,1013$ МПа, $T=293K$).

Распределение давления по длине участка $p(x)$ *простого* газопровода ($S = S_0 = const$) при стационарном изотермическом ($T = T_0 = const$) режиме работы:

$$p^2(x) = p^2(0) - \frac{16 \cdot \dot{M}^2 \cdot \lambda \cdot ZRT}{\pi^2 d^5} \cdot x \quad (45)$$

$$p(x) = \sqrt{p^2(0) - \frac{16 \cdot \dot{M}^2 \cdot \lambda \cdot ZRT}{\pi^2 d^5} \cdot x}, \quad (46)$$

где x – координата вдоль оси газопровода от начала участка; $p(0) = p_n$ – давление газа в начальной точке ($x=0$); $\lambda = const$ $S = S_0 = const$ коэффициент гидравлического сопротивления; $d = D - 2\delta$ – внутренний диаметр газопровода; D – наружный диаметр трубы; δ – толщина стенки трубы.

Коэффициент сжимаемости $Z = const$. Его определяют по *среднему давлению* $p_{ср}$ на участке газопровода.

Среднее давление $p_{ср}$ на участке газопровода:

$$p_{ср} = \frac{2}{3} \cdot \left(p_n + \frac{p_k^2}{p_n + p_k} \right) \quad (47)$$

где p_n, p_k – давление газа в начальной точке, и в конечной точке участка $x = L$, соответственно. L – протяженность участка.

Давления газа в начальной точке и в конечной точке участка:

$$p_n^2 - p_k^2 = \frac{16 \cdot \dot{M}^2 \cdot \lambda \cdot ZRT \cdot L}{\pi^2 d^5} \quad (48)$$

Массовый расход M газа на участке газопровода:

$$\dot{M} = \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{\frac{p_{н.}^2 - p_{к.}^2}{ZRT\lambda \cdot L}} \cdot d^5 \quad (49)$$

Тогда коммерческий расход:

$$Q_{к.} = 0,0384 \cdot \sqrt{\frac{p_{н.}^2 - p_{к.}^2}{ZT\lambda \cdot L \cdot \Delta}} \cdot d^5 \quad (\text{м}^3/\text{с}), \quad (50)$$

где Δ – плотность газа по воздуху ($Q_{к.} = M/\rho_{ст.} = MRT_{ст.}/p_{ст.}$)

$R = R_{в.}/\Delta$; $R_{в.} = 287,1$ Дж/(кг К) – газовая постоянная воздуха;

$(\rho_{в.})_{ст.} \approx 1,204$ кг/м³; $T_{ст.} = 293$ К, $p_{ст.} = 0,1013 \cdot 10^6$ Па).

Гидравлическое сопротивление:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{2k}{d} \right)^{0,2}, \quad (51)$$

где k – абсолютная эквивалентная шероховатость, для новых труб $k = 0,03...0,05$ мм.

Если температура по длине участка изменяется, то значения определяются:

$$T(x) = T_{гр.} + (T_{н.} - T_{гр.}) \cdot e^{-ax} - D_* \cdot \frac{p_{н.} - p_{к.}}{a \cdot L} (1 - e^{-ax}), \quad (52)$$

где $T_{гр.}$ – абсолютная температура грунта, $T_{н.} = T(0)$ – абсолютная температура газа в начальной точке участка, (К);

$$a = \frac{\alpha \pi d}{MC_p}, \quad (53)$$

где α – коэффициент теплопередачи от газа в грунт $\left(\alpha = 1,5...3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \right)$;

C_p – изобарная теплоемкость газа $C_p \approx 2500 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$; D_* – коэффициент Джоуля-Томсона, $D_* \approx 0,3...0,5 \frac{\text{К}}{\text{МПа}}$.

Для инженерных расчетов, если газопровод проложен не в мерзлом грунте можно воспользоваться формулой В.Г. Шухова:

$$T(x) = T_{гр.} + (T_{н.} - T_{гр.}) \cdot e^{-ax}, \quad (54)$$

Температура T_k газа в конечной точке участка:

$$T_{к.} = T_{гр.} + (T_{н.} - T_{гр.}) \cdot e^{-aL}, \quad (55)$$

Тогда температура по длине участка $T(x)$:

$$\frac{T(x) - T_{гр.}}{T_{н.} - T_{гр.}} = \left(\frac{T_{к.} - T_{гр.}}{T_{н.} - T_{гр.}} \right)^{\frac{x}{L}}. \quad (56)$$

Тогда средняя температура на участке:

$$T_{ср.} = T_{гр.} + \frac{T_{н.} - T_{к.}}{\ln \left(\frac{T_{н.} - T_{гр.}}{T_{к.} - T_{гр.}} \right)}, \quad (57)$$

где T_n , T_k – температуры газа в начале и конце участка соответственно.

Задачи

Участок газопровода имеет протяженность 100 км. Диаметр трубы на участке не изменяется. Транспорт газа осуществляется при неизменной температуре. Известна скорость в начальной точке участка и давление газа в начальной и конечной точке. Определить параметры потока по всей длине участка (скорость, давление).

Исходные данные представлены в табл. 10.2 (n – номер студента в списке группы).

Таблица 10.2

Исходные данные

Координата, км	0	20	40	60	80	100
Давление, МПа	$5,5+0,1n$					$3,5+0,1n$
Скорость газа, м/с	5,00					

Принять $Z = const$.

Указания:

Используем формулу для распределения $p(x)$ давления на участке газопровода:

$$p(x) = p_n \sqrt{1 - \left(1 - \frac{p_k^2}{p_n^2}\right) \cdot \frac{x}{L}}$$

Последовательно подставляя сюда x/L находим значения $p(x)$

Для нахождения распределения $v(x)$ скорости газа используем условие постоянства массового расхода M по длине газопровода:

$$\dot{M}/S_0 = \rho(x) \cdot v(x) = \frac{p(x)}{ZRT} \cdot v(x) = \text{const.},$$

где S_0 – площадь сечения газопровода. Если $Z = \text{const.}$, $T = \text{const.}$, то $p(x) \cdot v(x) = \text{const.} = p_n \cdot v_n$, то есть скорость течения газа обратно пропорциональна давлению. Отсюда имеем: $v(x) = p_n \cdot v_n / p(x)$ или $v(x) = 5,5 \cdot 5,0 / p(x)$, где p измеряется в МПа, а v – в м/с. Подставляя последовательно найденные значения $p(x)$, находим: $v(20) \cong 5,33$ МПа;

Контрольные вопросы

1. Коэффициент сжимаемости?
2. Молярная масса и критические параметры газовой смеси?
3. Чем отличаются нормальные и стандартные физические условия?
4. Коэффициент λ гидравлического сопротивления?
5. Массовый расход газа, коммерческий расход газа, объемный расход газа?
6. Как определяют среднее давление $p_{\text{ср}}$?

Практическая работа 11

Расчеты режима работы сложных газопроводов

Цель: уметь делать расчеты режима работы сложных газопроводов

Теоретическая часть

Стационарные режимы работы сложных газопроводов

Сложный газопровод имеет различные диаметры поперечного сечения труб, в него могут входить простые газопроводы, лупинги и перемычки.

Для инженерных расчетов сложных трубопроводов пользуются упрощенными формулами:

Коммерческий расход газа, млн. м³/сутки:

$$Q_{\text{к.}} = A \cdot K \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{н.}}^2 - P_{\text{к.}}^2}{L}}, \quad (58)$$

где A – постоянная, а K – коэффициент расхода:

$$K = \left(\frac{d}{d_{\text{э.}}} \right)^{2,6}, \quad (59)$$

где d – диаметр трубопровода, $d_{\text{э.}}$ – эталонный диаметр. В качестве эталонного обычно выбирают диаметр, преобладающий на участке.

Допустим, $P_{\text{н.}}, P_{\text{к.}}$ имеют размерность МПа, диаметры имеют размерность мм, а протяженность участка измеряется км, абсолютная температура K .

Тогда:

$$A = 17,02 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{d_{\text{э.}}^{2,6}}{\sqrt{ZT\Delta}}, \quad (60)$$

где Δ – плотность газа по воздуху, $\rho_{\text{ст}} = \rho_{\text{в ст}} \cdot \Delta$, а коэффициент сжимаемости газа Z и температуру T принимают средними по длине участка и постоянными.

Тогда:

$$p_{\text{н.}}^2 - p_{\text{к.}}^2 = B \cdot Q_{\text{к.}}^2 \cdot \frac{L}{K^2}, \quad (61)$$

$$B = \frac{1}{A^2} = 0,3452 \cdot 10^{10} \cdot \frac{ZT\Delta}{d_{\text{э.}}^{5,2}}. \quad (62)$$

При *последовательном соединении* нескольких простых секций трубопроводов в один сложный:

$$Q_{\text{к.}} = A \cdot K \cdot \sqrt{\frac{p_{\text{н.}}^2 - p_{\text{к.}}^2}{L}} \quad \text{и} \quad p_{\text{н.}}^2 - p_{\text{к.}}^2 = B \cdot Q_{\text{к.}}^2 \cdot \frac{L}{K^2}. \quad (63)$$

Только при *последовательном соединении* коэффициент расхода считается исходя из протяженности простых секций и их коэффициентов расхода:

$$\frac{L}{K^2} = \sum \frac{L_i}{K_i^2}, \quad (64)$$

где d_i , L_i – диаметр и протяженность *простой секции*; K_i – коэффициент расхода *секции* простого газопровода; $L = \sum_{i=1}^n L_i$.

Постоянные A_i для секций меняются очень незначительно.

При *параллельном соединении* простых трубопроводов в сложный:

$$K = \sum_{i=1}^n K_i \quad (65)$$

где K_i – коэффициент расхода i -го участка простого газопровода.

Задачи

1. В сложный трубопровод участка входят две последовательно соединенные секции. ($D_1=1220 \times 10 \text{ мм}$, $L_1=(70+n) \text{ км}$) и ($D_2 = 1020 \times 10 \text{ мм}$, $L_2=(80+n) \text{ км}$). Давление в начальной точке участка $p_{\text{н}}=7,3+0,1n$ МПа, а в конечной точке – $4,0+0,1n$ МПа. Определить значение среднего давления на участке?

Указания

Трубопроводные сегменты имеют близкие диаметры, в качестве d_3 примем $d_3=1,0$ м. Тогда коэффициенты K_1 и K_2 расхода сегментов участка газопровода имеют следующие значения:

$$K_1 = (1200/1000)^{2,6} \cong 1,606; K_2 = (1000/1000)^{2,6} = 1,0.$$

Давление в месте сочленения **последовательных** сегментов найдем:

$$p_* = \sqrt{\frac{p_n^2 \cdot K_1^2 / L_1 + p_k^2 \cdot K_2^2 / L_2}{K_1^2 / L_1 + K_2^2 / L_2}}$$

и найдем среднее давление для **последовательно** соединенных участков:

$$p_{ср.} = \frac{2}{3} \cdot \left(p_* + \frac{L_1}{L} \frac{p_n^2}{p_n + p_*} + \frac{L_2}{L} \frac{p_k^2}{p_k + p_*} \right).$$

2. Транспорт природного газа осуществляют с технологическими параметрами ($\mu=18$ кг/кмоль, $p_{кр}=7,4$ МПа, $T_{кр}=196$ К) на участке $L=120+n$ км.

Участок состоит из двух последовательно соединенных секций ($D_1=1220 \times 10$ мм, $L_1=(40+n)$ км) и ($D_2=1020 \times 10$ мм, $L_2=(80+n)$ км).

Давление начальной точке участка $5,5+0,1n$ МПа, а в конечной точке участка – $3,5+0,1n$ МПа. Транспорт осуществляется при практически постоянной температуре 15°C . Определить коммерческий расход газа.

Указания

Примем эквивалентный диаметр $d_3=1000$ мм, и вычислим K расхода

из формулы: $\frac{L}{K^2} = \sum \frac{L_i}{K_i^2}$, учитывая что $K_i = \left(\frac{d_i}{d_3} \right)^{2,6}$.

После этого нужно вычислить коэффициент A :

$$A = 17,02 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{d_3^{2,6}}{\sqrt{ZT\Delta}},$$

Однако для этого необходимо сначала найти Δ – плотность газа по воздуху, и коэффициент Z сжимаемости газа.

1) Рассчитываем плотность $\rho_{ст.}$ газа при стандартных условиях: $R=8314/\mu=461,9$ Дж/кг К;

$$2) \rho_{ст} = p_{ст} / (RT_{ст})$$

3) Затем рассчитываем Δ – плотность газа по воздуху: $\Delta = \rho_{ст} / 1,205$

4) Рассчитываем давление p_* в месте сочленения трубопроводных сегментов

$$p_* = \sqrt{\frac{p_{н.}^2 \cdot K_1^2 / L_1 + p_{к.}^2 \cdot K_2^2 / L_2}{K_1^2 / L_1 + K_2^2 / L_2}},$$

5) рассчитываем среднее давление $p_{ср.}$:

$$p_{ср.} = \frac{2}{3} \cdot \left(p_* + \frac{L_1}{L} \frac{p_{н.}^2}{p_{н.} + p_*} + \frac{L_2}{L} \frac{p_{к.}^2}{p_{к.} + p_*} \right)$$

$$\bar{p} = \frac{p}{p_{кр}}$$

$$\bar{T} = \frac{T}{T_{кр}}$$

Рассчитаем Z :

$$Z(\bar{p}, \bar{T}) = 1 - 0,4273 \cdot \bar{p} \cdot \bar{T}^{-3,668}$$

$$A = 17,02 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{d_{з.}^{2,6}}{\sqrt{ZT\Delta}}$$

$$Q_{к.} = A \cdot K \cdot \sqrt{\frac{p_{н.}^2 - p_{к.}^2}{L}}, \text{ где } \frac{L}{K^2} = \frac{L_1}{K_1^2} + \frac{L_2}{K_2^2}$$

3. На участке газопровода ($D=1020 \times 10$ мм, $L=120$ км) проложили лупинг длиной 75 км из трубы того же диаметра, что и основная магистраль (рис. 11.1).

Во сколько раз увеличился коммерческий расход газа, если известно, что транспортировка газа ведется при тех же давлениях в начале и конце участка, что были до прокладки лупинга.

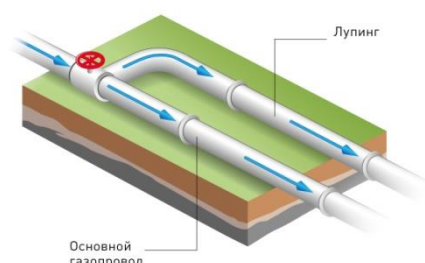


Рис. 11.1. Лупинг

Указания

$$Q_{к.} = A \cdot K_0 \cdot \sqrt{\frac{p_{н.}^2 - p_{к.}^2}{L}}.$$

Новый расход $Q'_{к.}$ газа определяется той же самой формулой, но с другим коэффициентом (K) расхода:

$$Q'_{к.} = A \cdot K \cdot \sqrt{\frac{p_{н.}^2 - p_{к.}^2}{L}}, \text{ поэтому } \frac{Q'_{к.}}{Q_{к.}} = \frac{K}{K_0}$$

$$K_0 = 1$$

$$\frac{L}{K^2} = \frac{L - L_{лун}}{K_0^2} + \frac{L_{лун}}{(K_0 + K_0)^2}$$

Контрольные вопросы

1. Что такое простой трубопровод?
2. Что такое сложный трубопровод?
3. Что такое эталонный диаметр?
4. Особенности расчета лупинга.
5. Как определяют коэффициент расхода трубопровода?

Список литературы

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*). / Госстрой. – М.: ФАУ "ФЦС", 2013. – 93с.
2. Руководство по способам разработки траншей ускоренными темпами. М.,ВНИИСТ, 1977.
3. Бородавкин П. П. Механика грунтов: уч. М.: Недра, 2003. 349 с.
4. ВСН 179-85 Инструкция по рекультивации земель при строительстве трубопроводов URL: https://znaytovar.ru/gost/2/VSN_17985_Instrukciya_po_rekul.html
5. ВСН 39-1.10-003-2000 Положение по техническому обследованию и контролю за состоянием надземных переходов магистральных газопроводов. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/8/8056/>
6. ГОСТ 28338-89 Соединения трубопроводов и арматура. Проходы условные (размеры номинальные): ИПК Издательство Стандартов, М.-1991.
7. ГОСТ 356-80 Арматура и детали трубопроводов. Давления номинальные, пробные и рабочие. Ряды.- М.: Стандартиформ, 2006
8. ГОСТ Р 54907-2012 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения. ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», М.- 2012. – 20 с.
9. ГОСТ 34181-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения. URL:<https://files.stroyinf.ru/Data/646/64698.pdf>
10. ГОСТ 17.6.1.01-83 Охрана природы (ССОП). Охрана и защита лесов. Термины и определения URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200009369>.
11. Дятлов В.А. Оборудование, эксплуатация и ремонт магистральных газопроводов : [Учеб. по спец. N 0905 "Эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ"] / В. А. Дятлов, В. М. Михайлов, Е. И. Яковлев. – М. : Недра, 1990. – 221с.
12. Котляр И.Я. Эксплуатация магистральных газопроводов / И.Я. Котляр, В.М. Пиляк – М.: "Недра"- 321с.
13. Кузнецов А.И., Тимофеев Ф.В., Кузнецов А.А., Кормилицына В.Е. Учебно-справочное пособие. Нефтепродукты. в 2 ч. Часть 1. Класси-

фикация, номенклатура, нормативные требования к качеству. Изд. Ульяновский государственный университет, Ульяновск, 2018 г. 249 с.

14. Машины для производства земляных работ
URL:<https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293826/4293826484.pdf>

15. Методика обследования технического состояния участков магистральных нефтепроводов, проложенных на болотах РД 39-30 495-80.
URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293726/4293726873.pdf>

16. Методика определения расходов газа на технологические нужды предприятий газового хозяйства и потерь в системах распределения газа. РД 153–39.4-079-01 (Приказ Минэнерго России от 01.08.2001 № 231).
URL:<https://docs.cntd.ru/document/1200030215>

17. Методика по расчету удельных показателей загрязняющих веществ в выбросах (сбросах) в атмосферу (водоемы) на объектах газового хозяйства. ОАО «ГИПРОНИИГАЗ», 1996 (Приказ ОАО «Росгазификация» от 17.04.1997 г. № 17П).

18. Методические рекомендации по определению технологических потерь природного газа при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом. URL:
<https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70118374/>

19. Нормы проектирования ремонта магистральных газопроводов в условиях заболоченной и обводненной местности URL: <http://test.safework.ru/Bibl/BibOT/Standart/pg223263-2008.html>

20. Положение по техническому обслуживанию линейной части магистральных газопроводов / Министерство газовой промышленности. – М., 1984 URL:<https://docs.cntd.ru/document/1200062727>

21. Положение по техническому обслуживанию линейной части магистральных газопроводов. URL:<https://library-full.nadzor-info.ru/doc/62674#360005>

22. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов. – М., Недра, 1985, 110 с.

23. Правила пожарной безопасности при проведении огневых работ URL: <https://56.mchs.gov.ru/deyatelnost/poleznaya-informaciya/rekomendacii-naseleniyu/bytovye-i-proizvodstvennye-riski/pravila-pozharnoy-bezopasnosti-pri-provedenii-ognevyh-rabot>

24. СП 131.13330.2020 СТРОИТЕЛЬНАЯ КЛИМАТОЛОГИЯ URL: [https://acs-nnov.ru/assets/files/sp_131.13330.2020_stroitel'naya_klimatologiya\(1\).pdf](https://acs-nnov.ru/assets/files/sp_131.13330.2020_stroitel'naya_klimatologiya(1).pdf)
25. СП 11-104-97 Инженерно-геодезические изыскания для строительства. URL: https://ceiis.mos.ru/deyatelnost/geo/g-sp_11-104-97.pdf
26. СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы Актуализированный СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы (СП 86.13330.2012) URL: <https://www.dokipedia.ru/document/5343403?pid=2016>
27. СТО 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов – М.: ООО «НИИ ПГ и ГТ – Газпром ВНИИГАЗ», 2010. – 229с.
28. СТО Газпром 2-2.3-085-2006 Методика проведения базового диагностического обследования подземных технологических трубопроводов подземных хранилищ газа ОАО «Газпром» URL: https://gostrf.com/norma_data/59/59099/index.htm
29. СТО Газпром 2-2.3-231-2008 Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «ГАЗПРОМ». URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/58/58460/>
30. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», от 21 декабря 2021 г. № 444. URL: <https://kubancentr.ru/images/docs/Prikaz-Rostehnadzora-ot-21122021-N-444.pdf>
31. ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание URL: https://trubotvod.ru/e-store/element/standarts/VSN_011-88.pdf
32. ГОСТ 34711-2021 Газ природный. Определение массовой концентрации водяных паров. URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/74989/>

Приложения

Приложение 1

Технические характеристики землеройной техники, используемой для устройства траншей в обычных условиях

А. Роторные экскаваторы

Технические показатели	ЭТР-231, ЭТР-231А	ЭТР-253, ЭТР-253А	ЭТР-254	ЭТР-254-01	ЭТР-254-02	ЭТР-223, ЭТР-224
1	2	3	4	5	6	7
Глубина копания, м	2,2	2,5	2,5	2,5	3,0	2,2
Ширина траншей (без откосников), м	1,8	1,8-2,1	1,8; 2,1; 2,4	1,5; 1,2	2,1; 1,8	0,8; 1,5
Начало откосов от дна траншеи, м	0,8	0,6	-	0,5	0,8	0,8
Крутизна откосов	1:0,3	1:0,46	1:0,58	1:0,28	1:0,58	1:0,32; 1:0,3
Расстояние между осями гусениц, мм	2500	2450	2600	2600	2600	2600
Мощность двигателя, л.с.	250	300	300	300	300	160
Максимальная производительность на грунтах 1 кат., м ³ /ч	800	1200	1200	900	1200	650
Скорость рабочего хода, м/ч	38-224	0-280	20-509	20-509	20-509	10-300
Скорость транспортного хода, км/ч	1,84-3,68	3,5-5,0	0,48-5,6	0,8-5,6	0,8-5,6	1,58-5,22
Вместимость ковша, л	160	250	150	158	148	160-85
Число ковшей, шт.	14	14	24	14	24	14; 15
Диаметр ротора, мм	4150	4500	4350	4350	4650	3830
Частота вращения ротора, об/мин	7,9	7,4	7,66	7,66	7,13	9; 7,2
Ленточный транспортер						
Тип	Складывающийся двухсекционный			Двухсекционный		Радиусы
Ширина ленты, мм	10000	1200	1200	1200	1200	800
Скорость движения, м/с	4,6	0,9	5 и 3,5	5 и 3,5	5 и 3,5	5 и 4
Давление на грунт, кгс/см ²	0,65	0,9	0,67	0,71	0,8	0,68-0,62
Максимальная глубина промерзания, которую может разрабатывать	1,2	1,5	2,5	2,5	3,0	1,0; 1,2

экскаватор, м						
Габариты экскаватора в транспортном положении, мм:						
длина	12800	12900	13450	13450	13600	1150*
ширина без transportера	3220	3700	3500	3200	3200	3200
высота	4380	4800	4770	4770	5200	4240
масса, кг	35500	59500	41000	38000	43000	33500
Завод-изготовитель	Московский	Брянский	Московский	Московский	Московский	Брянский

Б. Одноковшовые экскаваторы

Технические показатели	ЭО-4121	ЭО-4123	ЭО-5122	Э-12526	ЭО-612	Э-652Б
1	2	3	4	5	6	7
Вместимость ковша, м ³ :						
с прямой лопатой	0,65-1	0,8	1,6; 2,0	1,25	2,5	0,65
с обратной лопатой	0,65-1	0,65-1	1,2-1,6	1,4	1,6	0,65
с драглайном	-	-	-	-	-	0,8
Подвеска рабочего органа	Жесткая		-	Гибкая	Жесткая	Гибкая
Радиус, описываемый хвостовой частью, м	-	-	3,1	3,6	3,8	3,28
Наибольшая глубина копания траншеи, м	6,7	6,7	7,3	6,0	7,3	5,8
Наибольший радиус копания, м	9,2	10	10,9	11,6	11,8	9,2
Тип ходовой части	Гусеничный					
Скорость передвижения, км/ч	2,8	2,1	2,4	1,5	1,5	1,3; 3,0
Длина хвостовой части, м	3,42	3,4	3,12	5,54	3,6	3,42
Ширина ходовой части, м	2,93	2,9	3,10	3,2	3,6	2,83
Ширина гусеницы, м	0,58	0,6	0,65	0,66	0,7	0,58
Модность двигателя, л.с.	110	75	170	130	300	108
Управление механизмом	Гидравлическое					
Давление на грунт, кгс/см ²	0,62	0,65	0,82	0,85	-	0,5-0,7
Габариты без рабочего оборудования, м:						
длина	6,8	5,2	-	5,6		4,61
ширина	3,0	2,45	-	2,77	-	2,88
высота	3,0	3,1	-	4,2	-	3,28
Масса, т:						
с прямой лопатой	19,87	18,57	36,0	42,0	55,25	21,2
с обратной лопатой	20,9	18,57	-	38,9	-	20,9

Технические характеристики бульдозеров на тракторах класса 6-14 т

Технические характеристики	Марка бульдозера
----------------------------	------------------

	Д-271А	Д-492А	Д-686	Д-687А, Д-687С	Д-493А	Д-694А	Д-532С	Д-275Д	ДЗ-110ХЛ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Базовая машина	Т-100М*		Т-100МГП**	Т-100МГП**	Т-100МБГП**		Т-130**	Т-130 Т-140***	ТГ-1***
Мощность двигателя, л.с.	108	108	108	108	108	108	140	140	160
Наибольшее тяговое усилие, кгс	9000	9000	9000	9500	9500	9500	9000	13300	10000
Длина отвала, м	3,03	3,94	3,2	3,2	3,9	3,64	3,2	3,35; 4,85	3,22
Высота отвала, м	1,1	1,1	1,2	1,2	1	1,2	1,3	1,345	1,3
Наибольший подъем отвала над опорной поверхностью гусениц, м	0,9	1,1	0,9	0,85	1,05	0,98	0,89	1,4	0,9
Наибольшее заглубление отвала ниже опорной поверхности гусениц, м	1	1	1	0,37	0,25	0,3	0,335	1	0,5
Угол установки отвала в плане, град	90	63-90	90	90	90	63-90	90	90	-
Угол резания, град	57-62	50-63	55	55	50-60	45-55	50-60	50-60	55
Угол поперечного наклона отвала (в обе стороны), град	-	5	4	4	5	4	-	-	6
Управление	Механическое, канатное			Гидравлическое				Механическое канатное	Гидравлическое
Лебедка	Фрикционная однобарабанная Д-269 и Д-499Б			-	-	-	-	Фрикционная однобарабанная Д-499Б	-
Количество блоков	7	7	7	-	-	-	-	8	-
Диаметр каната, м	0,012	0,012	0,012	-	-	-	-	0,012	-

Рабочая длина каната, м	16	16	16	-	-	-	-	26	-
Скорость подъема отвала, м/с	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,4	0,3	0,4	-
Скорость опускания отвала, м/с	1-1,5	1	1,5	0,5	0,5	0,7	1.2	1-1,5	-
Скорость перемещения бульдозера, км/ч:									
транспортная	3,4-10,1	6,4-10,1	6,4-10,1	6,4-10,1	6,4-10,1	6,4-10,1	8,8-10,5	8,7-12	-
при резании и перемещении грунта	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	3,2	2,9	-
при возвратном движении задним ходом	4,5-5,3	4,5-5,3	4,5-5,3	4,5-5,3	4,5-5,3	4,5-5,3	4,2-6,1	3,2-7,5	-
при возвратном движении передним ходом	4,5-6,4	4,5-6,4	4,5-6,4	4,5-6,4	4,5-6,4	4,5-6,4	4,4-6,1	4,6-8,7	-
Предельные уклоны, град:									
при движении вверх	25	30	30	30	30	30	30	30	-
при спуске с грунтом	35	25	25	25	25	25	25	25	-
при поперечном уклоне	30	30	30	30	30	30	30	30	-
Объем грунта, перемещаемого отвалом, м ³	3,0	3,3	3,5	3,5	3,3	3,5	3,5	4-5	-
Давление на грунт, кгс/см ²	0,56	0,57	0,57	0,56	0,57	0,57	0,58	0,39	-
Габариты, м:									
длина	5,15	5,5	5,3	5,5; 5,1	5,5	6,12	5,18	6,705	5,53
ширина	3,03	3,94	3,2	3,2	3,97	5,5	3,242	3,35	3,22
высота	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,2	2,8	3,065
Масса, кг:									
оборудования	1795	2200	2133	1710-1780	1900	2500	1850	2935	-
общая	13595	14000	14113	13780	14700	17100	13350	17785	16240
Завод-изготовитель	Челябинский					Ирпенский	Челябинский		

* – класс 6 т.
 ** – класс 10 т.
 *** – класс 13 т.

Бульдозеры и тракторы класса 15-25 т

Технические показатели	Марка бульдозера						
	Д-521	Д-521А	Д-575А	Д-522	Д-711С	Д-384А	Д-572
1	2	3	4	5	6	7	8
Базовый гусеничный трактор	Т-180Г	Т-180Г	Т-180ГП	Т-180ГП	Т-180С	ДЭТ-250	ДЭТ-250
Мощность двигателя, л.с.	180	180	180	180	180	271	271
Наибольшее тяговое усилие, кгс	13820	13820	13820	13820	13820	22000	22000
Длина отвала, м	3,92	3,64	3,64	4,43	3,64	4,5	4,5
Высота отвала, м	1,35	1,48	1,23	1,2	1,23	1,55	1,55
Подъем отвала, м	0,96	1,2	1,1	0,9	0,9	0,84	0,84
Заглубление отвала, м	0,32	1,0	0,6	0,3	0,3	0,34	0,4
Угол отвала в плане, град	90	90	90	70-90	90	90	90
Угол резания, град	40-50	55	55	45-55	45-55	50-60	50-60
Угол поперечного наклона отвала, град	±4	±4	±8,5	±5	-	±4	±4
Управление	Гидравлическое	Механическое	Гидравлическое				
Скорость подъема отвала, м/с	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Скорость опускания отвала, м/с	0,3	0,3	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4
Скорость перемещения, км/ч:							
транспортная	8,7-12,0	8,7-12,0	8,7-12,0	8,7-12,0	8,7-12,0	12,5	12,5
рабочая	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,3	2,3
Холостой ход передним ходом	6,4-8,7	6,4-8,7	6,4-8,7	6,4-8,7	6,4-8,7	7-8	7-8
Холостой ход задним ходом	3,2-7,5	3,2-7,5	3,2-7,5	3,2-7,5	3,2-7,5	6-7	6-7
Предельные уклоны, град:							
при движении вверх	25	25	25	25	25	25	25
при спуске вниз с грунтом	35	35	35	35	35	35	35
при поперечном движении	30	30	30	30	30	30	30
Объем грунта, перемещаемого отвалом, м ³	4-5	4-5	4-5	4-5	4,5-5,5	7,5	7,5

Давление на грунт, кгс/см ²	0,36	0,36	0,56	0,36	0,56	0,56	0,56
Габариты:							
длина	6590	6660	6490	7000	7960	6900	7038
ширина	3920	3690	3640	4430	3640	4500	4500
высота	2825	2825	2825	2825	2825	3180	3180
Масса, кг	18340	18255	17900	19320	22068	28535	31380

Технические характеристики некоторых экскаваторов, бульдозеров и землеройных машин

Траншеи разрабатывают **экскаваторами**, перемещающимися по полосе рекультивации. При разработке траншей для трубопроводов диаметром до 1020 мм в грунтах прочностью выше III категории и мерзлых грунтах возможно перемещение экскаваторов над полосой снятого плодородного слоя почвы шириной 1,2-1,8 м.

Роторные экскаваторы (ЭТР) применимы на прямых участках трассы в нелипких грунтах без валунов. На сельскохозяйственных угодьях этими экскаваторами должно разрабатываться не менее 70 % траншей.

Одноковшовые экскаваторы следует применять только в условиях, где неприменимы роторные экскаваторы: при переходах, перемычках, на кривых участках, в грунтах с включениями валунов, на переувлажненных грунтах, предварительно разрыхленных скальных грунтах.

В условиях, где неприменимы ЭТР, земляные работы следует, как правило, выполнять в немерзлых грунтах.

*****Для разработки траншей ускоренными темпами** под трубопроводы диаметром до 1020 мм наиболее целесообразно применять ЭТР мощностью 184-220 кВт с узкими рабочими органами шириной 1,25 м (И-337, ЭТР 231) или 1,2-1,5 м (ЭТР 254-01) *).

Они обеспечивают темп разработки траншей в немерзлых грунтах до 1,5-2,0 км в день в один проход. Такой же темп в грунтах сезонного промерзания может быть обеспечен комплектом из двух таких ЭТР при применении их дифференцированным способом, каждый из которых разрабатывает свою определенную часть траншеи безтехнологических перемычек. Главное условие эффективности таких комплектов - согласование рабочих подач входящих в них машин. Для экскаваторов с одной шириной роторов рабочие подачи согласовывают, изменяя глубину копания в зависимости от изменения прочности грунта по глубине траншеи и степени износа экскаваторов [14].

*) Экскаваторы со сменными рабочими органами шириной 1,2-1,5 м имеют индекс ЭТР 254-01, разработаны СКБ "Газстроймашина" по исходным требованиям ВНИИСТ и Главтрубопроводстроя, выпускаются МЭМЗом по заявкам главков и объединений.

Темп рытья траншей 1-1,5 км/день под трубопроводы диаметром более 1020 мм может быть достигнут в немерзлых грунтах комплектом из двух ЭТР мощностью 220 кВт, применяемых дифференцированным способом. Для этой цели наиболее рационален комплект из ЭТР 254-01 с шириной ротора 1,2 м и ЭТР 254 с рабочим органом шириной 1,8 или 2,1 м. При наличии в комплекте двух одинаковых ЭТР-254 согласование рабочих подач осуществляется согласно п. *** [14,12]. В грунтах сезонного промерзания такими комплектами может быть достигнут темп до 1 км в сутки.

Дифференцированные способы рытья траншей комплектами, состоящими из одноковшовых экскаваторов и мощных бульдозеров, приводят к увеличению площади нарушенных земель. Поэтому их целесообразно применять на переходах и в скальных грунтах, где размеры траншеи значительно превышают обычные, а ширина полосы рекультивации обусловлена шириной траншеи. Для повышения темпов рытья траншей в обычных условиях следует применять более мощные одноковшовые экскаваторы ЭО-5122 и НД-1500 по традиционной технологии.

Засыпка траншей при выполнении земляных работ на сельскохозяйственных угодьях предполагает возвращение в траншею определенной части отвала минерального грунта, его разравнивание и уплотнение на определенном уровне в зависимости от способа рекультивации.

Наиболее эффективными по трудоемкости и производительности землеройными машинами для засыпки траншей являются бульдозеры. Для засыпки траншей трубопроводов малых диаметров и для присыпки трубопроводов больших диаметров могут использоваться роторные траншеезасыпатели ТР-351 (см. прил. 1).

Для присыпки трубопроводов следует применять роторные экскаваторы. Для их применения необходима предварительная планировка отвала грунта продольным проходом бульдозеров ДЗ-18, ДЗ-27. Для обслуживания роторных траншеезасыпателей и экскаваторов необходимы бульдозеры ДЗ-18, ДЗ-27 (окончательная засыпка, планировка гребней грунта).

При засыпке траншей минеральный грунт перемещают поперечными проходами бульдозеров ДЗ-18, ДЗ-27 (диаметры до 1020 мм) или ДЗ-27, Д-355А (диаметры 1220-1420 мм).

Техническая характеристика роторных землеройных машин

Наименование параметров	Марка траншейного экскаватора							Марка траншее-засыпателя ТР-351
	ЭТР-231	П-337 (ЭТР-231)	ЭТР-253А	ЭТР-254	ЭТР 254-01	ЭТР 254-02	ЭТР 254-05	
Размеры отрываемой траншеи, м:								
глубина	2,3	2,3	2,5	2,5	2,5	3,0	2,5	-
ширина	1,8	1,25	2,1	1,8; 2,1	1,2; 1,5	2,1	3,5	3,5*)
Мощность двигателя, кВт	184	184	220	220	220	220	220	220
Техническая производительность, м ³ /ч, в грунтах 1 категории	800	800	1200	1200	900	1200	1200	1200
Дальность перемещения грунта в отвал, м	4	4	5	5	5	5	5-14	3*)
Рабочая скорость, м/ч	От 38 до 224	От 60 до 360	20-360		20-509 (32 скорости)			
Транспортная скорость, км/ч	1,34-3,68	2,0-5,5	2,3-6,0	-	0,48-5,6	0,48-5,6	0,48-5,6	0,48-5,6
Габаритные размеры, мм:								
длина	12800	12800	13400	13500	13500	13600	13500	8950
ширина	3220	3220	3700	4200	4200	4200	4200	4960
высота	4380	4380	5010	4350	4350	5200	4350	3650
Масса, кг	43000	41500	59800	41000	36000	43000	45000	35000
Удельное давление на грунт, МПа	0,065	0,063	0,09	0,067	0,063	0,069	0,071	0,081

*) При засыпке траншей

Техническая характеристика основных одноковшовых экскаваторов

Наименование параметров	Марка экскаватора			
	ЭО-4221	ЭО-4121	ЭО-5122	НД-1500
Марка дизеля	А-01М	А-01М	ЯМЗ-238Г	8ДС81С
Мощность двигателя, кВт	96	96	125	147
Просвет под поворотной частью, м	1,25	0,942	1,06	1,15
Ширина гусеничного хода, м	3,9	2,93	3,105	3,2
Среднее давление на грунт при передвижении, МПа	0,018	0,065	0,083	0,068
Вместимость ковша, м ³	1	0,65-1,0	1,25-1,6	1,5
Глубина копания наибольшая, м	5,7	5,8	7,3	7,28
Масса, кг	22700	20900	36800	42600

Техническая характеристика основных бульдозеров

Наименование параметров	Марка бульдозера									
	ДЗ-62	ДЗ-55	ДЗ-18	ДЗ-27	ДЗ-34С	Д-9Н	Д-155А	Д-355А	Д-455А	31Н
Тип бульдозера	Неповоротный	Поворотный		Неповоротный			Поворотный	Неповоротный		
Мощность, кВт	55	79	79	118	220	300	220	309	456	316
Базовый трактор	ДТ-75	Т-4П	Т-100МГП	Т-130	ДЭТ-250М	Д-9Н	Д-155	Д-355	Д-455	31
Длина отвала, мм	2560	3700	3970	3200	4540	4090	4130	4320	4800	4800
Привод рабочего органа	Гидросистема трактора									
Габаритные размеры с трактором, мм:										
длина	4500	5130	5500	5400	7040	7080	6900	7400	8410	6930
ширина	2560	3700	3970	3200	4540	4090	4130	4300	4800	4800
высота	2500	2567	3040	3065	3180	2800	3640	4040	4350	3840
Масса с трактором, кг	8100	10500	13860	15710	31380	38200	33800	45430	68420	49380

Техническая характеристика автогрейдеров

Наименование параметров	Марка автогрейдера			
	ДЗ-40Б	ДЗ-31	ДЗ-14	ДЗ-14В
Мощность двигателя, кВт	55	96	121	184
Размеры отвала с ножом, мм				
длина	3040	3700	3700	4200
высота (по хорде)	500	600	700	700
Колея колес, мм:				
передних	1850	2070	2250	2250
задних	1850	2000	2250	2250
Габаритные размеры, мм:				
длина	6800	9300	10250	10300
ширина	2200	2650	2710	2710
высота	3030	3475	3650	3650
Масса автогрейдера, кг	8250	12340	18270	18600

**Соотношение между различными
физическими единицами и величинами**

Единицы давления

Единица	Физ. атм-ра, атм.	Техн. атмос., ат., кгс/см ²	Бар	мм рт. ст.	мм вод. ст.	Па, Н/м ²	кгс/м ²
1 атм	1	1.0333	1.0133	760.0	10333	101332	10333
1 кгс/см ²	0.9678	1	0.98066	735.5	10000	98066	10000
1 бар	0.9869	1.0197	1	750.0	10197	100000	10197
1 мм рт. ст.	$132 \cdot 10^{-5}$	$13.6 \cdot 10^{-4}$	$133 \cdot 10^{-5}$	1	13.6	133.3	13.6
1 мм вод. ст.	$9.7 \cdot 10^{-5}$	$1 \cdot 10^{-4}$	$9.8 \cdot 10^{-5}$	0.735	1	9.801	1
1 Па	$0.98 \cdot 10^{-5}$	$1.01 \cdot 10^{-5}$	$1.0 \cdot 10^{-5}$	0.0075	0.102	1	0.102
1 кгс/м ²	$9.7 \cdot 10^{-5}$	$1 \cdot 10^{-4}$	$9.8 \cdot 10^{-5}$	0.0736	1	9.801	1

Соотношение между различными физическими величинами

Динамическая вязкость	пуаз	П	0,1 Па·с
Кинематическая вязкость	стокс	Ст	10^{-4} м ² /с
Объем	литр	л	10^{-3} м ³
Температура	градус Цельсия	°C	$T = (t^{\circ}\text{C} + 273) \text{ K}$

Графические зависимости к расчету
возможности образования гидратов

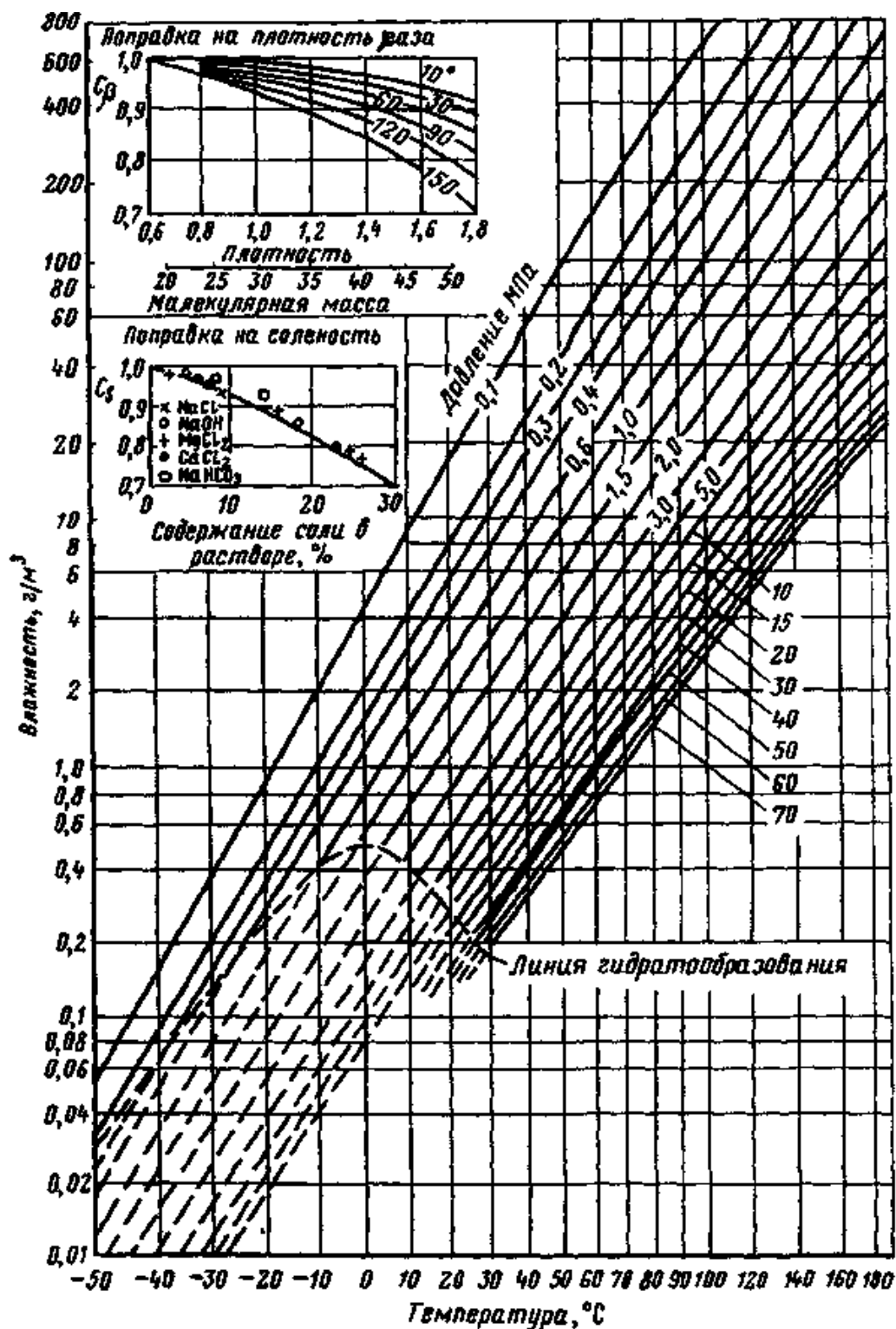


Рис. П4.1. Номограмма равновесного содержания водяного пара в природном газе

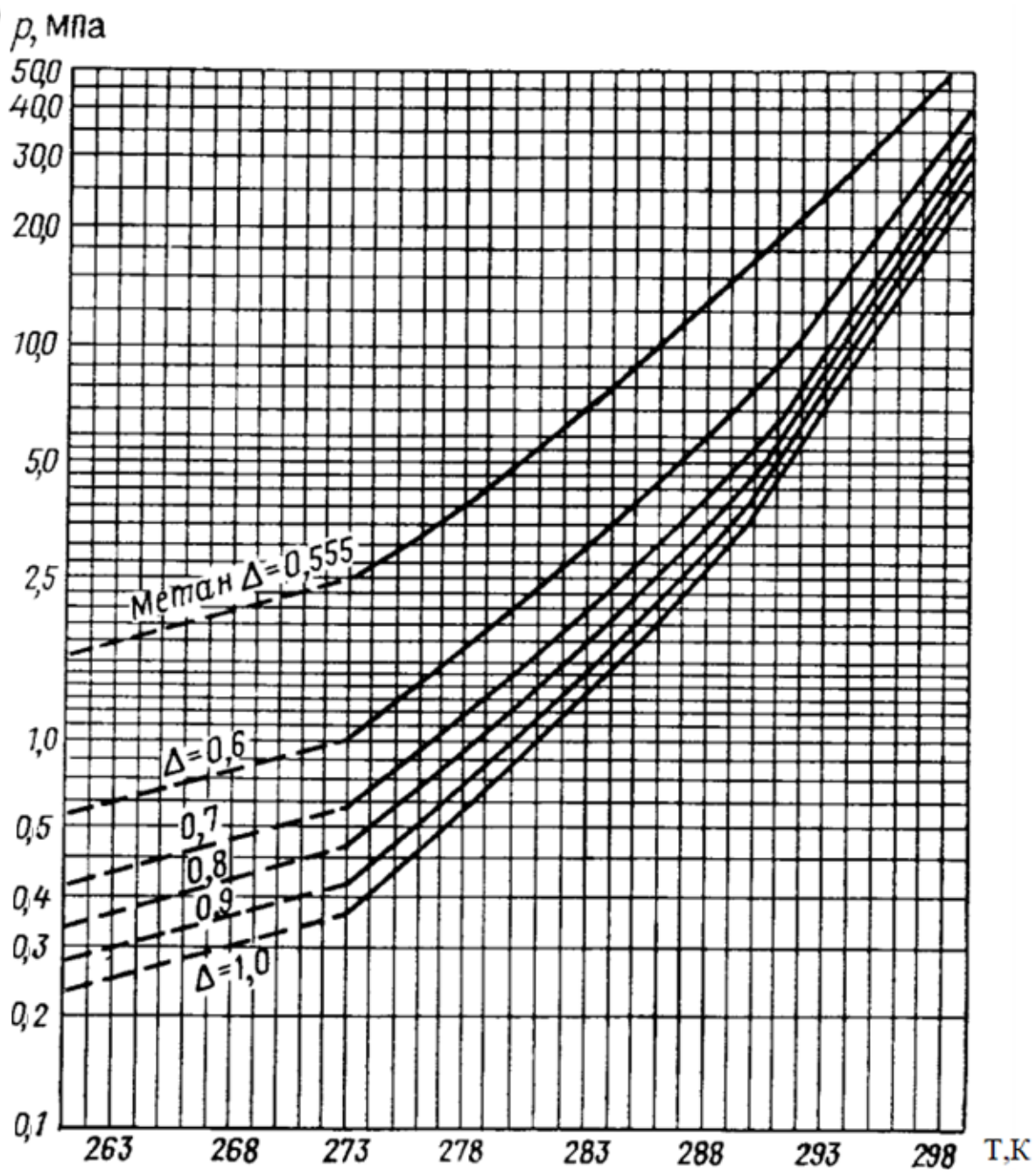


Рис. П4.2. Номограмма для определения равновесных условий начала гидратообразования для природных газов разной относительной плотности

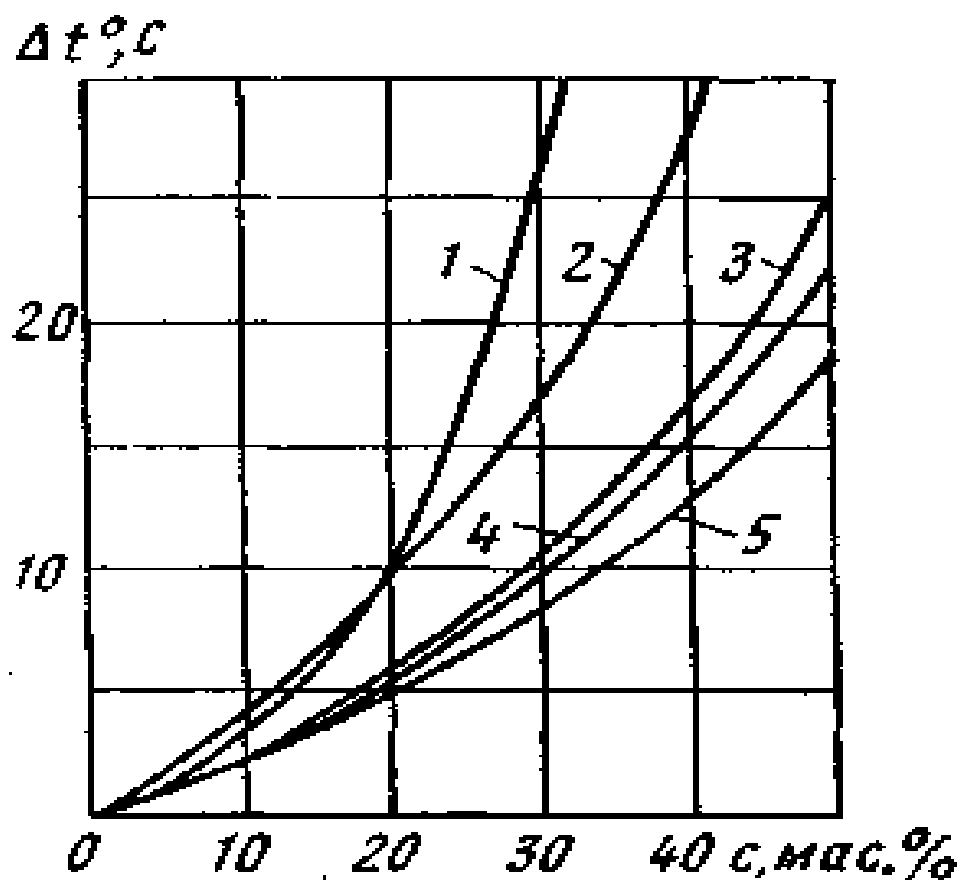


Рис. П4.3. Уменьшение температуры гидратообразования в зависимости от концентрации отработанного ингибитора:
 1 – CaCl₂; 2 – CH₃OH; 3 – ТЭГ; 4 – ДЭГ; 5 – ЭГ

$$T_{г.о. \text{ инг}} = T_{г.о.} - \Delta t$$

Расчет времени наполнения трубопровода водой или воздухом

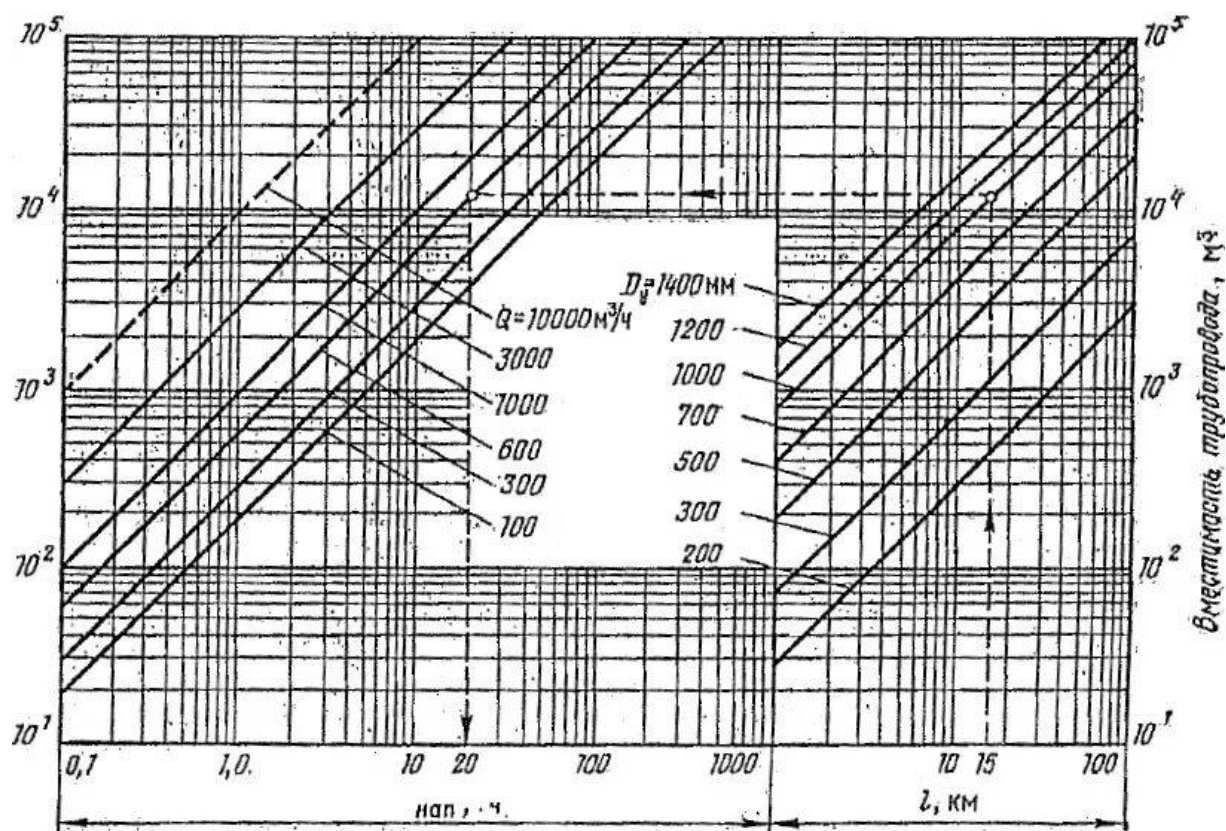


Рис. 5.1. Номограмма для расчета времени наполнения трубопровода водой или воздухом

Устройства для продувки газопроводов и для внутритрубного обследования

Устройства для продувки газопроводов

Компрессорные установки на базе авиационных двигателей

Для продувки газопроводов воздухом следует применять компрессорные установки на базе авиационных двигателей, указанные в табл. П6.1.

Таблица П6.1

Техническая характеристика компрессорных установок

Марка компрессорной установки	Производительность, м³/мин	Давление нагнетания, МПа	База	Производительность от двигателя	Мощность двигателя	Размеры, мм	Масса, т
УКП-5	800	0,6	Блок-бокс	Изделие 95	35000 (кВт)	5,2 ´ 2,0 ´ 2,2 4,2 ´ 2,2 ´ 2,2	6,5
УКД-9	1000	1,1	Блок-бокс	Изделие 89	49000 (кВт)	5,2 ´ 2,0 ´ 2,2 4,2 ´ 2,2 ´ 2,2	7,0

Наполнительные и опрессовочные агрегаты

Для промывки и предварительного гидравлического испытания переходов газопроводов через водные преграды следует использовать наполнительные и опрессовочные агрегаты, приведенные в табл. 6.2 и 6.3, или аналогичные им по техническим характеристикам.

Таблица П6.2

Наполнительные агрегаты

Марка агрегата	Марка насоса	Производительность агрегата при наполнении, м³/ч	Напор при наполнении, м вод.ст.	Мощность двигателя, л.с.	Масса, т
АН-501	ЦН400-210	480	138	500	8,3
АСН-1000	ЦН1000-180-2	1000	180	900	20,0

Таблица П6.3

Опрессовочные агрегаты

Марка агрегата	Марка насоса	Производительность агрегата при опрессовке, м³/ч	Давление при опрессовке, МПа	Мощность двигателя, л.с.	Масса, т
АО 161	9МГр-73	22,6	13	130	8,0
Азинмаш-32	1НП-160	12 - 51	16 - 4	100	15,1
ЦА-320М	9Т	18,4 - 82,2	18,2 - 4	180	17,2

Поршни-разделители

Для очистки полости газопроводов промывкой и вытеснением загрязнений в потоке удаляемой из газопровода воды следует применять поршни-разделители, основные технологические параметры которых приведены в табл. 6.4.

Таблица 6.4

Основные технологические параметры поршней-разделителей

Поршень-разделитель	Условный диаметр, мм	Максимальная скорость перемещения км/ч	Максимальный перепад давления на поршне, МПа	Предельная длина участка одного пропуска поршня, км
Поршни-разделители эластичные манжетные ДЭК-РЭМ	1420	10	0,03 - 0,05	100
Поршни-разделители манжетные ПР	1420	15	0,04 - 0,05	200
Очистные поршни-разделители ОПР-М	1420	10	0,04 - 0,05	100

Устройства для внутритрубного обследования

Магнитные очистные поршни-шаблоны ПМО1

Магнитные очистные поршни-шаблоны выполняют функцию металлосборщиков, очищая полость трубы от металлических предметов, окалины, отгарков сварочных электродов и пр. Габаритные размеры и конструкция магнитных поршней идентичны соответствующим магнитным снарядам, что позволяет поршням играть роль шаблона.

Техническая характеристика ПМО1

- Диаметр, мм 1400
- Длина, мм 1900
- Масса, кг 2000
- Скорость движения, м/с 8,0
- Проходное сечение 0,85 D

Разработчик и изготовитель – ПО «Спецнефтегаз»

Скребки очистные и снаряды-калибры

Скребки очистные предназначены для очистки полости трубопровода от грязи, мусора и других посторонних предметов.

Снаряды-калибры позволяют определить реальное минимальное проходное сечение обследуемого участка по величине загиба металлических лепестков калибровочного диска, обеспечивают подготовку участка к пропуску инспекционных снарядов-дефектоскопов.

Разработчик и изготовитель – ПО «Спецнефтегаз»

Приборный комплекс дефектоскоп типа ДМТ1 (ДМТ2)

Предназначен для внутритрубного периодического и выборочного диагностирования магистральных трубопроводов. Комплекс работает с использованием принципа рассеивания магнитного потока. Выявляет коррозионные дефекты, поперечные трещины, эрозионный износ и другие дефекты, связанные с потерей металла в стенке трубопровода, а также поперечные сварные швы, вмятины, элементы обустройства (краны, отводы, тройники).

Отличаются повышенной разрешающей способностью, увеличенным объемом регистрируемой информации. Приспособлены для встраивания байпасного устройства регулирования скорости движения, что позволяет не изменять режимов перекачки газа при инспектировании газопроводов.

Техническая характеристика дефектоскопа ДМТ1 (ДМТ2)

- Диаметр контролируемого трубопровода, мм 1420
 - Минимальное проходное сечение трубопровода 0,9 В (0,85 D)
 - Масса, кг 3500
 - Длина, 3985
 - Максимальная скорость движения, м/с 5 (5)
 - Параметры выявляемых дефектов:
 - размеры, t (толщины стенки) 3 t '3 t (3 t '3 t)
 - глубина, t 0,15 t (0,15 t)
 - Ширина полосы контроля, мм 37 (45)
 - Минимальный радиус поворота 3 D (3 D)
- Разработчик и изготовитель – ПО «Спецнефтегаз»

Дефектоскоп «Лайналог»

Предназначен для выявления коррозионных повреждений, эрозионного износа, поперечных трещин и других повреждений в стенках трубопроводов.

Техническая характеристика дефектоскопа «Лайналог»

- Наружный диаметр, мм 1420
 - Длина, м 4,5
 - Масса, кг 7422
 - Допустимый диапазон температур для транспортировки снаряда, °С от – 50 до + 70
 - Рабочее давление в трубопроводе, кгс/см² min 30, max 100
 - Рабочий диапазон температур в трубопроводе, °С от – 15 до + 60
 - Скорость перемещения снаряда, км/ч min 0,8, max 11,3
 - Срок службы батарей, ч 50
- Разработчик и изготовитель – «Тьюбоскоп», США

Приборный комплекс дефектоскоп «MAGNESCAN HR»

Предназначен для определения внутренней и внешней потери металла труб. Дефектоскоп работает с использованием принципа рассеивания магнитного потока. Датчики расположены по всей окружности и охватывают всю стенку трубы. Отклонения магнитного поля в местах аномалий или дефектов записываются. Осуществляется четкое разрешение внутренней и внешней потери металла, а остаточная толщина стенки может быть представлена в процентах от номинальной толщины стенки.

Данные подвергаются цифровой обработке и записываются. После диагностического обследования данные подвергаются интерпретации с использованием мощных персональных компьютеров. Данные предоставляются в виде списка характерных особенностей и графических изображений с условной цветопередачей в виде распечатки или файла данных.

Техническая характеристика дефектоскопа «MAGNESCAN HR»

- Номинальный диаметр, мм 1420
 - Количество датчиков, шт. 108
 - Максимальное давление, МПа 10
 - Диапазон рабочих температур, °С 4 – 45
 - Максимальная толщина стенки, мм 25
 - Скорость движения прибора, м/с 0,7 – 4,0
 - Наименьший радиус углов поворота R = 3 D
 - Минимальная глубина дефекта 10 % толщины стенки
 - Минимальный размер дефекта (длина) две толщины стенки
 - Точность измерения глубины дефекта + 10 % номинальной толщины стенки
 - Точность определения места расположения трещины от реперного сварного шва, м + 0,5
- Разработчик и изготовитель – «Pipetronix», Германия

Комплекс «CALIPER»

Предназначен для инспекции трубопроводов на наличие вмятин, овальностей, поперечных сварных швов и изменений толщины стенки с помощью механических датчиков.

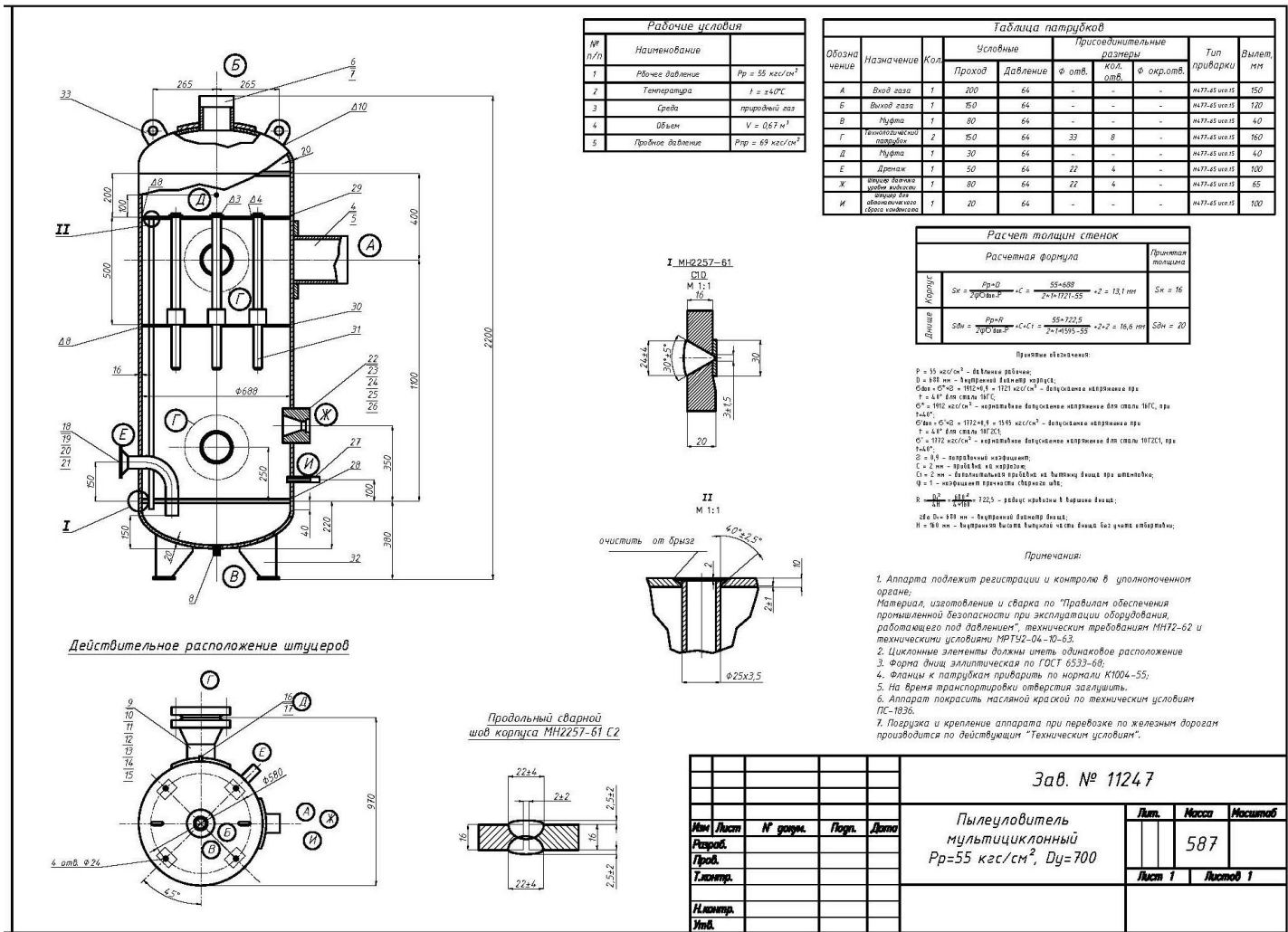
Техническая характеристика комплекса « CALIPER »

- Диаметр, мм 1420
- Общая длина 1,8 D
- Минимальный диаметр прохода 0,75 D
- Чувствительность измерительной системы:
 - шероховатость 0,002 D
 - изменение толщины стенки 0,001 D
- Измерительная система пути два дисковых одометра
- Точность измерения пути, % + 0,1
- Локальная точность между маркерными точками или в промежутках между двумя сварными швами, % 0,1
- Максимальное давление в процессе работы, МПа 10
- Максимальное пробег в газопроводе, км 250
- Максимальное расстояние регистрации, км 250
- Минимальный радиус углов поворота $R = 3 D$

Разработчик и изготовитель – « Pipetronix », Германия

Для внутритрубной диагностики могут быть использованы инспекционные снаряды других фирм, имеющих опыт в освидетельствовании магистральных трубопроводов.

Пылеуловитель мультициклонный



Учебное издание

Цынаева Е. А., Цынаева А. А.

**Мониторинг линейной части
магистральных трубопроводов.
Практические расчеты**

Учебное пособие

Электронное текстовое издание

Издается в авторской редакции

Подготовка оригинал-макета Е. П. Мамаевой
Подписано к выпуску 30.09.2025. Заказ № 36