МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Всесоюзный научно-исследовательский институт
по строительству магистральных трубопроводов
•ВНИИСТ•

ИНСТРУКЦИЯ

ПО ПРОИЗВОДСТВУ ОЧИСТКИ ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЮ СТРОЯЩИХСЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

ВСН 157-83

Миннефтегазстрой

МОСКВА 1984

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Всесоюзный научно-исследовательский институт
по строительству магистральных трубопроводов
·ВНИИСТ·

ИНСТРУКЦИЯ

ПО ПРОИЗВОДСТВУ ОЧИСТКИ ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЮ СТРОЯЩИХСЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

ВСН 157-83

Миннефтегазстрой

МОСКВА 1984

УДК 621.643.002.2

В настоящей Инструкции рассмотрены вопросы организации и технологии производства работ при очистке полости, испытании и удалении воды после испытания трубопроводов, приведены технические характеристики приборов, механизмов и машин, используемых при этих технологических процессах.

При составлении Инструкции были учтены предложения и замечания строительных и проектных организаций Миннефтегазстроя и Мингазпрома.

Инструкция предназначена для инженерно-технических работников, занятых проектированием организации строительства и производством работ по очистке полости и испытанию трубопроводов.

С введением в действие настоящей Инструкции утрачивают силу "Указания по производству работ при сооружении магистральных стальных трубопроводов. Вып.7. Очистка полости и испытание магистральных трубопроводов" ВСН I-50-74 (Миннефтегазстрой).

Инструкция разработана сотрудниками ВНИИСТа: кандидатами техн.наук Е.М.Климовским, В.В.Рождественским, А.И.Тоутом, инженерами П.Богачевой, В.П.Бровкиной, Ю.В.Колотиловым, А.М.Резник, Я.Г. Ротмистровым и главным технологом Главного технического управления инж. В.Г. Селиверстовым.

Замечания и предложения просьба направлять по адресу: Москва, 105058, Окружной проезд, 19, ВНИИСТ, лаборатория очистки полости и испытания трубопроводов.

© Всесоюзный научно-исследовательский институт по строительству магистральных трубопроводов (ВНИИСТ), 1984

Министерство строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности (Миннефтегазстрой)	Ведомственные строительные нормы	ВСН I57-83 Миннефтегазстрой
	Инструкция по производству очистки полости и испытанию строящихся магистральных трубопроводов	Взамен "Указаний по производству работ при сооружении магистральных стальных трубопроводов". Выпуск 7. ВСН I-50-74 Миннефтегазстрой

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящая Инструкция разработана на основании и в развитие норм и правил, регламентированных СНиП Ш-42-80.

I.2. Требования настоящей Инструкции необходимо соблюдать при производстве работ по очистке полости, испытанию и удалению воды на строительстве новых магистральных стальных трубопроводов диаметром до I400 мм (включительно) с избыточным давлением среды не выше I0 МПа (I00 кгс/см^2).

I.3. Очистку полости и испытание трубопроводов, а также удаление из них воды следует вести поточным методом специализированными участками (бригадами, звеньями), обеспечивающими непрерывность всех работ в строгой технологической последовательности.

I.4. При разработке технологии выполнения работ по очистке полости, испытанию трубопроводов и удалению из них воды должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие:

высокое качество работ;

сокращение сроков, стоимости и трудоемкости работ;

максимальную экономию природного газа, сжатого воздуха и воды, исключающую их непроизводительные потери.

Указанные мероприятия должны включать:

Внесена ВНИИСТом, ОПН	Утверждена Министерством строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности от 3 мая I983 г.	Срок введения в действие I мая I984 г.

использование сжатого воздуха или природного газа, накопленного в испытываемом участке, для продувки или испытания прилегающего участка, а также для удаления из него воды;

использование воды, накопленной в испытываемом участке для промывки прилегающего участка и заполнения его водой и последующего испытания;

применение инвентарных узлов обвязки машин для закачки воды или воздуха, а также узлов подключения этих машин к трубопроводу;

применение инвентарных узлов пуска и приема очистных (разделительных) устройств и, в первую очередь, стационарных (проектных) узлов.

I.5. Результаты производства работ по очистке полости и испытанию трубопроводов, а также по удалению из трубопроводов воды должны быть оформлены актами, формы которых приведены в приложении I обязательном .

I.6. Требования по технологии производства работ, регламентированные настоящей Инструкцией, являются основанием для разработки специальных (рабочих) инструкций, предусмотренных СНиП Ш-42-80, раздел II, применительно к конкретным условиям строительства.

2. ОЧИСТКА ПОЛОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

2.I. Полость магистральных трубопроводов до испытания должна быть очищена.

При очистке полости для каждого объекта (на всем его протяжении или в пределах отдельных участков) необходимо:

удалить поверхностный рыхлый слой ржавчины и окалины, а также случайно попавшие внутрь трубопровода при строительстве грунт, воду и различные предметы;

проверить проходное сечение трубопроводов и тем самым обеспечить возможность многократного беспрепятственного пропуска очистных, разделительных или других специальных устройств;

создать условия для заполнения трубопровода транспортируемой средой без изменения ее физико-химических свойств.

2.2. Очистку полости трубопроводов необходимо осуществлять одним из следующих способов:

продувкой с пропуском очистных поршней, а при очистке надземных трубопроводов - поршней-разделителей;

продувкой без пропуска очистных поршней;

промывкой с пропуском очистных поршней или поршней-разделителей.

На трубопроводах, монтируемых без внутренних центраторов, следует выполнять предварительную очистку полости протягиванием очистных устройств в процессе сборки секций или труб в нитку.

2.3. Очистка полости должна быть осуществлена:

на подземных трубопроводах - после укладки и засыпки;

на наземных трубопроводах - после укладки и обвалования;

на надземных трубопроводах - после укладки и крепления их на опорах.

Особо сложные участки трубопроводов, прокладываемые подземно в сильно заболоченной или обводненной местности, продувают до укладки их в траншею (на бровке), при этом укладку выполняют таким образом, чтобы в трубопровод не могла попасть вода, ил и т.п.

Очистку полости переходов через водные преграды следует выполнять путем пропуска эластичных поршней-разделителей следующим образом:

на газопроводах - промывкой, осуществляемой в процессе заполнения водой для предварительного гидравлического испытания, или продувкой, проводимой до испытания переходов.

на нефтепроводах - промывкой, осуществляемой в процессе заполнения трубопровода водой для гидравлического испытания переходов.

2.4. Если очистное устройство застряло в трубопроводе в процессе продувки или промывки, то это устройство должно быть извлечено из трубопровода, а участок трубопровода подвергнут повторной продувке или промывке.

2.5. После очистки полости на открытых концах трубопроводов должны быть установлены временные инвентарные заглушки, предотвращающие повторное загрязнение участка.

2.6. Для достижения высокого качества и снижения затрат на очистку необходимо:

проводить пооперационный контроль чистоты полости на всех этапах строительства трубопроводов;

устанавливать временные инвентарные заглушки:

а) на отдельные трубы или секции при их длительном хранении на стеллажах, а также при транспортировке к местам монтажа или перевалочным пунктам;

б) на концах плетей в местах технологических разрывов.

ПРОДУВКА ТРУБОПРОВОДОВ

2.7. Последовательность продувки не зависит от назначения трубопроводов (газо-, нефте- или продуктопровод) и ее определяют по конструктивной характеристике участка.

2.8. При продувке подземных и наземных трубопроводов диаметром 219 мм и более необходимо пропускать металлические очистные поршни.

2.9. Продувку трубопроводов следует проводить сжатым воздухом. В отдельных случаях как исключение по специальному согласованию продувку можно выполнять природным газом.

2.10. При продувке трубопроводов газом из них предварительно должен быть вытеснен воздух.

Газ для вытеснения воздуха следует подавать под давлением не более 0,2 МПа (2 кгс/см^2). Вытеснение воздуха считается законченным, когда содержание кислорода в газе, выходящем из трубопроводов, составляет не более 2%. Содержание кислорода определяют газоанализатором.

2.11. При продувке трубопровода запрещается пропускать загрязнения и очистное устройство через линейную арматуру

2.12. Источниками воздуха для продувки трубопроводов служат передвижные компрессорные станции или воздуходувки промышленных предприятий, расположенные вблизи сооружаемого трубопровода.

2.13. Ресивер для продувки создается на прилегающем участке трубопровода, ограниченном с обеих сторон заглушками или запорной арматурой.

2.14. При заполнении ресивера воздухом передвижные компрессорные станции можно использовать по одной или объединить их в группы (ГК). В последнем случае нагнетательные трубопроводы каждого компрессора подключают к коллектору, по которому воздух подают к ресиверу.

2.I5. Природный газ для продувки газопроводов можно подавать:

из месторождений газа, которые будут источником газа для строящегося объекта;

из действующего магистрального газопровода, к которому присоединяют строящийся трубопровод-отвод;

из действующих газопроводов, пересекающих строящуюся магистраль или проходящих непосредственно около нее (параллельная нитка).

При продувке нефтепродуктопроводов природный газ подводят:

из действующих газопроводов, пересекающих нефтепродуктопровод или проходящих непосредственно около него;

из месторождений газа, расположенных непосредственно около нефтепродуктопровода.

Для продувки могут быть использованы также инертные газы, подводимые к трубопроводам от газовых установок промышленных предприятий.

2.I6. Продувку трубопроводов от одного источника газа (или воздуха) следует проводить в соответствии с принципиальными схемами (рис.I).

Участки трубопроводов, непосредственно прилегающие к источнику газа, который является ресивером, продувают по схеме, приведенной на рис.I,а.

Продувку по линейной односторонней схеме выполняют по отдельным участкам по мере их готовности и в направлении от источника газа.

Продувку по двусторонней линейной схеме (см.рис.I,б) выполняют в двух направлениях от узла подключения, который располагают в центре нескольких участков. В этом случае группы компрессоров можно поместить между любыми двумя подготовленными к продувке участками, которые поочередно используют в качестве ресивера.

Если по состоянию строительных работ нельзя провести продувку более двух участков, то группу компрессоров рационально перебазировать в соответствии со схемой (см.рис.I,в) для продувки других подготовленных участков.

Такое решение принимают после определения технической и

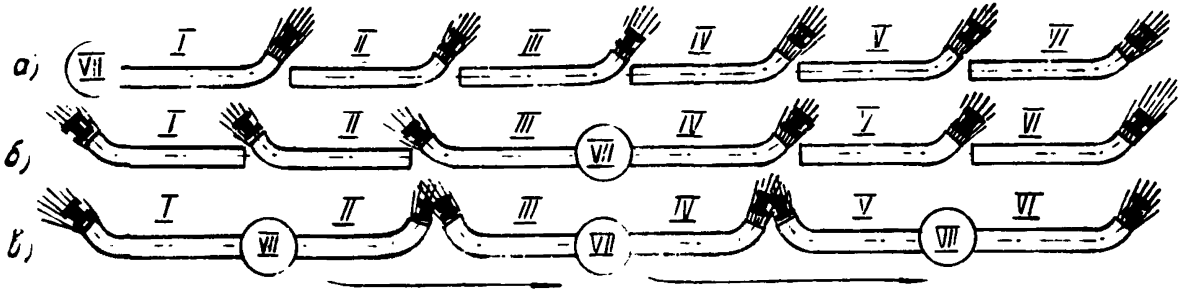


Рис.I. Принципиальные схемы организации продувки трубопроводов от одного источника газа (или воздуха):

а–линейная односторонняя при подключении головного участка к источнику, являющемуся ресивером; б–линейная двусторонняя при расположении источника в одном пункте; в–линейная двусторонняя при перемещении источников воздуха; I–УI–номера участков; УП–источник газа (или воздуха)

экономической целесообразности перебазировки. Это положение приобретает особо важное значение при работах в труднопроходимой местности.

2.17. Продувку трубопроводов большой протяженности рекомендуется проводить от нескольких источников газа (или воздуха) в соответствии с принципиальными схемами, приведенными на рис.2.

Схема продувки от одного источника газа и двух источников воздуха показана на рис.2,а, причем источник газа расположен в начале трубопровода.

По приведенной схеме продувают газопроводы, а также нефте- и продуктопроводы, в головной части которых имеется источник газа. Газом продувают лишь участки I-IУ, а участки У-ХП продувают воздухом от двух ГК.

Схема продувки всего трубопровода воздухом (вариант с использованием двух ГК) показана на рис.2,б, причем ГК № I располагают последовательно в двух пунктах, а ГК № 2 - в одном пункте. Продувку по такой схеме выполняют на трубопроводах любого назначения.

На рис.2в приведена схема продувки от источника газа, расположенного в концевой части объекта , и двух источников воздуха - в головной и средней частях. Продувка по такой схеме может быть организована на трубопроводе,концевой участок которого может быть подан газ из пересекающего или проходящего вблизи газопровода.

2.18. Продувку трубопроводов, строящихся между двумя источниками газа, следует проводить по принципиальным схемам, приведенным на рис.3.

Продувку газопроводов, начальный и конечный участки которых примыкают к источникам газа (схема 3а), осуществляют одновременно от обоих источников по линейной односторонней схеме.

Схема продувки газопроводов газом и воздухом приведена на рис.3,б. Газом продувают головные участки (I и П) и конечные (УП и УШ), а воздухом - средние участки (Ш,IУ,У и УI).

В зависимости от протяженности участков, продуваемых воздухом, и темпа изоляционно-укладочных работ создают одну или несколько ГК, причем ГК можно располагать в одном пункте, либо перемещать на подготовленные к продувке участки.

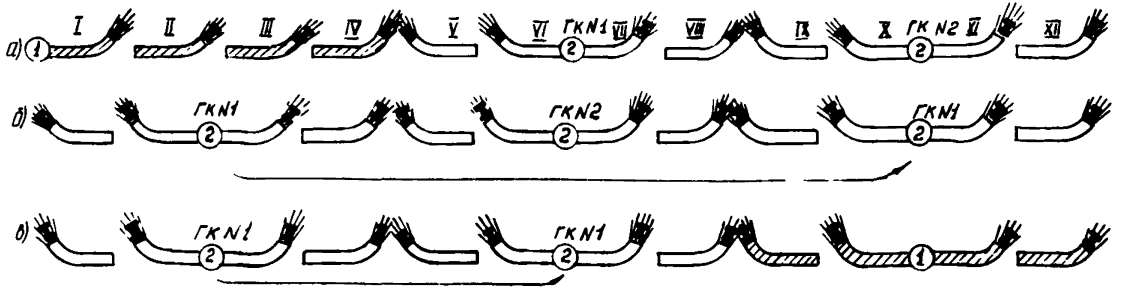


Рис.2. Принципиальные схемы организации продувки трубопроводов от нескольких источников газа или воздуха:

а-схема продувки от одного источника газа, расположенного в начале объекта, и двух источников воздуха; б-схема продувки воздухом; в-схема продувки от одного источника газа, расположенного в конце объекта, и двух источников воздуха; I-XII-номера участков; 1-источник газа; 2-источник воздуха; ГК-группа компрессоров

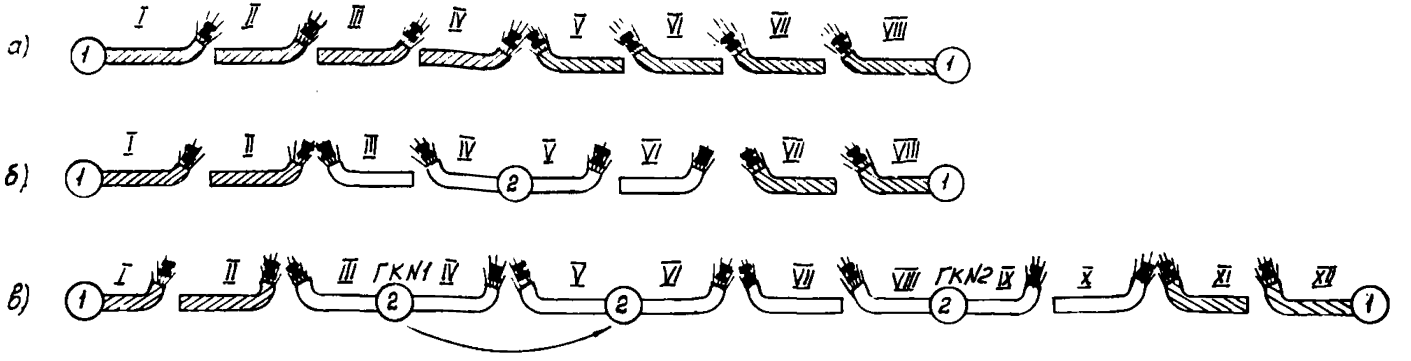


Рис.3. Принципиальная схема организации продувки газопроводов, строящихся между двумя источниками газа:

а-схема продувки газом; б-схема продувки от двух источников газа и одной или двух ГК; в-схема продувки от двух источников газа и двух ГК; I-XII-номера участков; 1-источник газа; 2-источник воздуха; ГК-группа компрессоров

Схема продувки газом от двух источников, расположенных на концах объекта, и воздухом от двух ГК приведена на рис.3,в ГК № I располагают в двух пунктах, из которых закачивают воздух для продувки соответственно участков Ш-IУ и У-УI. ГК № 2 устанавливают в одном пункте, из которого закачивают воздух для продувки участков УП, УШ, IX и X. Участки I, П, XI и XП продувают газом от прилегающих источников.

2.I9. Отбор природного газа из действующего газопровода для продувки пересекающих или строящихся трубопроводов проводят в соответствии с принципиальными схемами (рис.4).

При отборе газа непосредственно в месте проектной врезки газопровода-отвода в действующий газопровод используют схему рис.4,а.

При отборе газа от газопровода, пересекающего строящуюся магистраль или проходящего непосредственно около нее, целесообразно применять схему (рис.4,б), по которой подключение газа выполняют от продувочной свечи действующего газопровода с прокладкой при необходимости временных шлейфов.

2.20. Отбор природного газа при продувке второй и последующих ниток газопровода проводят от места проектной врезки в действующую нитку по мере лупингования отдельных участков.

2.2I. При отборе газа из действующих газопроводов следует проводить специальные мероприятия, обеспечивающие бесперебойную эксплуатацию газопровода в период продувки строящихся участков: разрабатывать схемы подключения шлейфа, определять давление и объем газа для продувки, устанавливать время отбора газа и схему связи.

Эти мероприятия должны быть согласованы с Управлением эксплуатации газопровода.

Все сварочно-монтажные работы по прокладке шлейфа необходимо выполнять в соответствии с нормами и правилами сооружения магистральных трубопроводов.

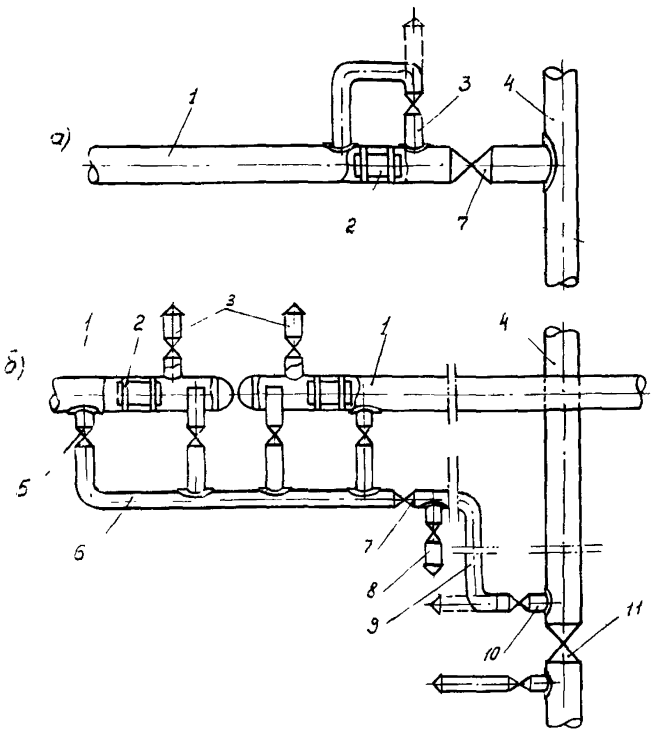


Рис.4. Схема отбора природного газа из действующих газопроводов для продувки пересекающих и строящихся трубопроводов:

а-непосредственно на месте проектной врезки газопровода-отвода в действующий газопровод; б-через свечу действующего газопровода и временный шлейф; подведенный к продуваемому участку; I-продуваемый участок; 2-поршень; 3-свеча на узле запасовки поршней; 4-действующий газопровод; 5-кран коллектора; 6-коллектор; 7-кран отключающий; 8-свеча на шлейфе; 9-шлейф; IO-свеча на действующем газопроводе; II-линейный кран на действующем газопроводе

Продувка подземных и наземных трубопроводов с пропуском очистных поршней

2.22. Продувку трубопроводов следует проводить с применением поршней, оборудованных очистными и герметизирующими элементами.

2.23. Продувка должна быть выполнена с подачей сжатого воздуха от ресивера.

Оптимальные режимы и параметры продувки, обеспечивающие высокое качество очистки полости трубопроводов, рассчитывают в соответствии с методикой, приведенной в приложении 2 рекомендуемом .

2.24. При продувке по очищаемому участку пропускают один поршень. Продувка считается законченной, когда после вылета очистного поршня из продувочного патрубка начинает выходить струя незагрязненного воздуха или газа.

Если после вылета очистного поршня из трубопровода продолжает выходить струя загрязненного воздуха или газа, то необходимо провести повторную продувку данного участка.

Если после вылета очистного поршня из продувочного патрубка выходит вода, то по трубопроводу следует дополнительно пропустить поршень-разделитель.

2.25.В ряде случаев на газопроводах по согласованию с заказчиком проводят очистку полости в три этапа. Дополнительные этапы очитки выполняют в период пусконаладочных работ. С этой целью по участкам газапрвода между стационарными камерами пуска и приема очистных устройств пропускают поршни-разделители в потоке газа, транспортируемого потребителю (рис.5).

2.26. Принципиальная схема продувки сжатым воздухом приведены на рис.6.

Узел подключения в соответствии со схемами располагают в середине продуваемого участка, который разделяет участок на два плеча, попеременно являющиеся ресивером и продувочным плечом.

Продувку с пропуском очистных поршней проводят в приведенной последовательности:

закачивают воздух по патрубку 7 и коллектору 6 в плечо I (рис.6,а), при этом краны на патрубках 3 и 4 должны быть закрыты и предварительно проверена герметичность плеча I;

открывают кран на патрубке 4 и продувают плечо II (рис.6,б);

отрезают продувочный патрубок 8 на конце плеча II и вместо него устанавливают заглушку (рис.6,в);

срезают на конце плеча I заглушку и устанавливают продувочный патрубок;

закачивают воздух по подводящему патрубку и перепускному патрубку 4 в плечо II, при этом краны на патрубках 2 и 3 необходимо закрыть и предварительно проверить герметичность плеча II;

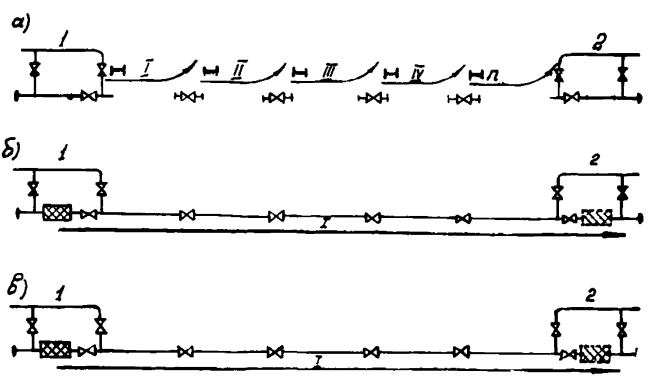


Рис.5. Принципиальная схема работ по очистке полости магистральных газопроводов в период строительства и пусконаладочных работ в три этапа:

а-продувка с пропуском металлических очистных поршней в период строительства по отдельным участкам (между линейной арматурой (I этап); б,в-очистка полости с пропуском поршней-разделителей в потоке заполняющего объект газа по участкам между камерами приема и пуска очистных устройств (б - 2 этап и в - 3 этап); I,II,III,...n - участки пропуска очистных устройств; 1-камера пуска очистных устройств; 2-камера приема очистных устройств

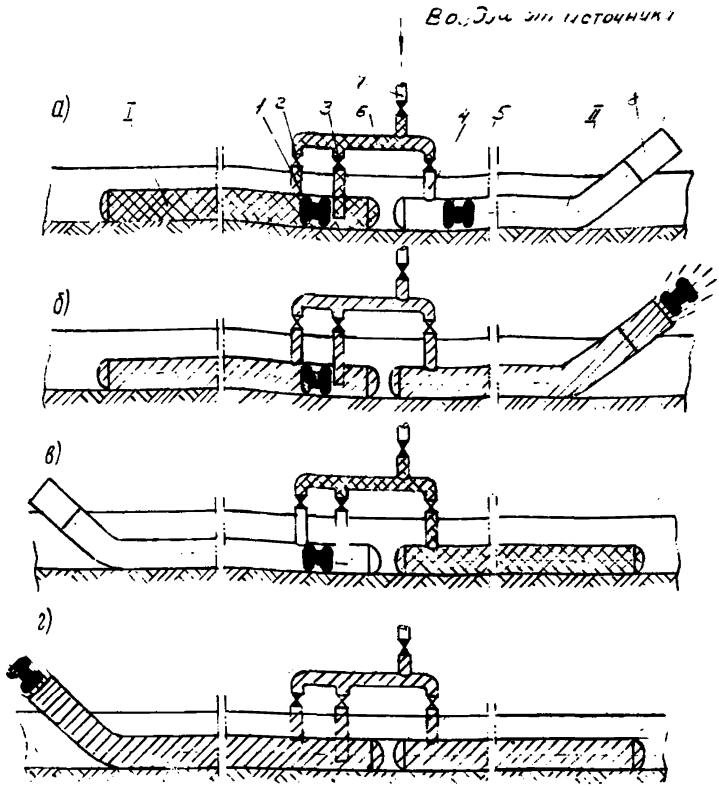


Рис.6. Принципиальная схема продувки трубопроводов воздухом:

а-участок подготовлен к продувке плеча II; б-выпуск поршня из плеча II; в-участок подготовлен к продувке плеча I; г-выпуск поршня из плеча I; I и 5 - очистные поршни; 2,3, 4-перепускные патрубки с кранами; 6-коллектор; 7-подводящий патрубок; 8-продувочный патрубок

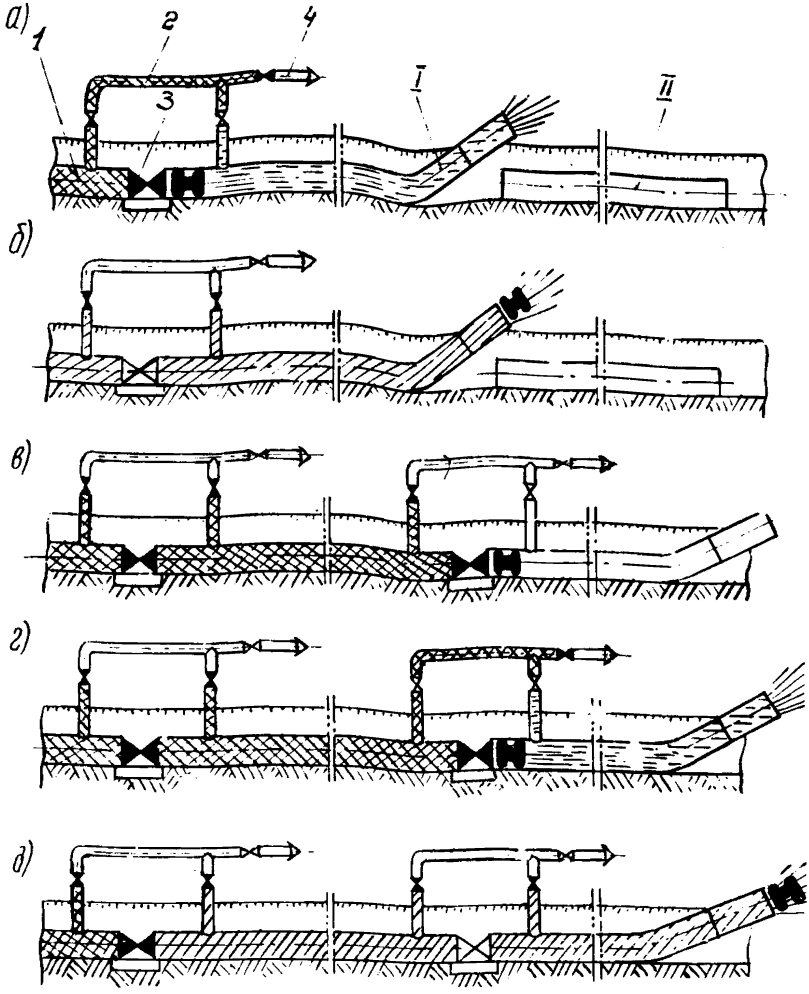


Рис.7. Принципиальная схема продувки трубопроводов газом при подключении участка непосредственно к источнику газа:

а-вытеснение воздуха газом из участка I; б-пропуск очистного поршня по участку I; в-участок заполнен газом для продувки участка II; г-вытеснение воздуха газом из участка II; д-пропуск очистного поршня по участку II; I,II-продуваемые участки; 1-источник газа, являющийся ресивером для продувки участка I; 2-байпас; 3-кран; 4-свеча

закрывают кран на подводящем патрубке 7;

открывают краны на перепускных патрубках 3 и 4 и продувают плечо I (рис.6,в).

2.27. Продувку под давлением природного газа проводят в последовательности, приведенной на рис.7.

Продувка трубопроводов без пропуска очистных поршней

2.28. Продувку без пропуска очистных поршней осуществляют скоростным потоком воздуха или газа.

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

2.30. Границы продуваемых участков выбирают около мест возможного скопления загрязнений (пониженные участки трассы, переходы через болота, глубокие овраги и т.п.).

Продувка надземных трубопроводов

2.3I. Продувку надземных трубопроводов следует выполнять одним из способов, приведенных в табл.I.

Таблица I

Конструктивная характеристика объекта	Способ очистки полости
В виде змейки или прямолинейно со слабоизогнутыми участками из труб диаметром от II4 до I420 мм С П-образными или трапецеидальными компенсаторами из труб диаметром от II4 до 325 мм	Продувка сжатым воздухом или природным газом в два этапа: предварительный - с пропуском очистных устройств со скоростью не более I0км/ч окончательный - без пропуска очистных устройств скоростным потоком воздуха или газа
С П-образными и трапецеидальными компенсаторами из труб диаметром от 325 до I420 мм	Продувка сжатым воздухом или природным газом без пропуска очистных устройств

2.32. Надземные трубопроводы необходимо продувать с пропуском очистных устройств облегченной конструкции, масса и ско-

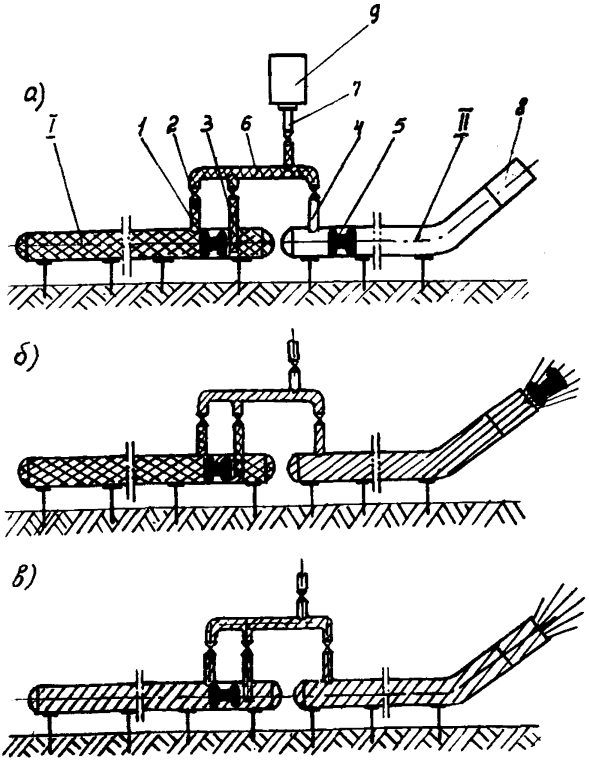


Рис.8. Принципиальная схема очистки надземных трубопроводов с пропуском очистных устройств непосредственно от компрессорных станций и последующей продувкой скоростным потоком воздуха:

а-заполнение ресивера I сжатым воздухом; б-пропуск очистного устройства под давлением воздуха, поступающего непосредственно от компрессорных станций; в-продувка плеча II от ресивера без пропуска очистных устройств; 1 и 5 - очистные устройства; 2,3,4-перепускные патрубки с кранами; 6-коллектор; 7-подводящий патрубок; 8-продувочный патрубок; 9-передвижные компрессорные станции

рость передвижения которых не вызовут разрушения трубопровода или опор.

2.33. Для продувки надземных трубопроводов используют эластичные поршни-разделители ДЗК или ДЗК-РЭМ.

2.34. Пропуск разделителей следует осуществлять по отдельным участкам протяженностью не более 10 км со скоростью, не превышающей 10 км/ч.

2.35. Для снижения износа эластичных разделителей их наружная поверхность перед запасовкой должна быть увлажнена водой, а в условиях низких температур - дизельным топливом.

2.36. Сжатый воздух для продувки подают:

а) непосредственно от групп передвижных компрессорных станций при пропуске поршней-разделителей;

б) из ресивера при создании скоростного потока в очищаемом участке или пропуске поршней.

Принципиальная схема очистки надземных трубопроводов с пропуском очистных поршней непосредственно от компрессорных станций с последующей продувкой скоростным потоком воздуха приведена на рис.8.

2.37. Природный газ для продувки с пропуском очистных устройств подают:

а) из ресивера;

б) непосредственно от выходных узлов сборного пункта газового месторождения.

2.38. При появлении в трубопроводах воды при продувке необхо- дополнительно пропустить эластичный разделитель.

2.39. Чтобы избежать разрушения газопроводов и опор в местах выхода воды и очистных поршней, необходимо устанавливать временные опоры и закреплять на них продувочные патрубки.

ПРОМЫВКА ТРУБОПРОВОДОВ

2.40. Очистку полости промывкой следует выполнять на трубопроводах (участках трубопроводов) любых назначений и диаметров, которые испытывают гидравлическим способом.

2.41. При промывке по трубопроводам пропускают поршни-

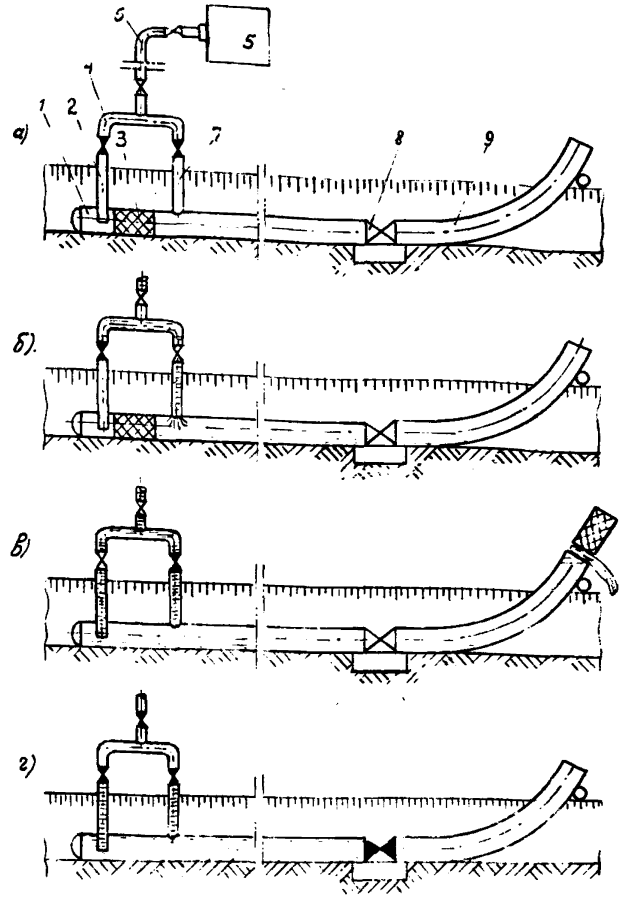


Рис.9. Принципиальная схема производства работ при промывке трубопроводов:

а-подготовка участка к проведению промывки; б-подача воды перед поршнем-разделителем; в-пропуск поршня-разделителя в потоке воды; г-подготовка участка к испытанию; I-очищаемый участок; 2 и 7-перепускные патрубки с кранами; 3-поршень-разделитель; 4-коллектор; 5-наполнительные агрегаты; 6-подводящий патрубок;8-линейная арматура; 9-сливной патрубок

разделители, перемещающиеся в потоке воды, закачиваемой для гидравлического испытания.

Впереди поршней-разделителей в трубопровод для размыва загрязнений заливают воду в объеме, равном 10-15% от объема участка.

Принципиальная схема производства работ при промывке трубопроводов приведена на рис.9.

2.42. Пропуск очистных устройств в потоке воды обеспечивает удаление из трубопроводов не только загрязнений, но и воздуха, что исключает необходимость устанавливать воздухоспускные краны (кроме кранов, предусмотренных проектом для эксплуатации).

2.43. Скорость перемещения очистных устройств при промывке должна быть не менее 1-1,5 км/ч.

2.44. Промывка считается законченной, когда очистное устройство после прохода по трубопроводу выйдет из него неразрушенным.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЧИСТКА ТРУБОПРОВОДОВ ПРОТЯГИВАНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ

2.45. Очистку полости трубопроводов методом протягивания очистных устройств выполняют непосредственно в технологическом потоке сварочно-монтажных работ.

2.46. Очистные устройства протягивают по трубопроводам, укладываемым подземным или наземным способом, в процессе сборки и сварки отдельных секций или труб в нитку трубопровода.

Очистку полости надземных трубопроводов протягиванием очистных устройств выполняют до их монтажа на опорах в процессе сборки и сварки секций или плетей.

2.47. В процессе сборки трубопроводов очистное устройство перемещают внутри труб с помощью штанги трубоукладчиком (трактором), приданным бригаде потолочной сварки. Загрязнения удаляют в конце каждой секции (рис.10).

2.48. В качестве очистных устройств при протягивании могут быть использованы специальные приспособления, оборудованные очистными щетками или скребками, а также поршни, применяе-

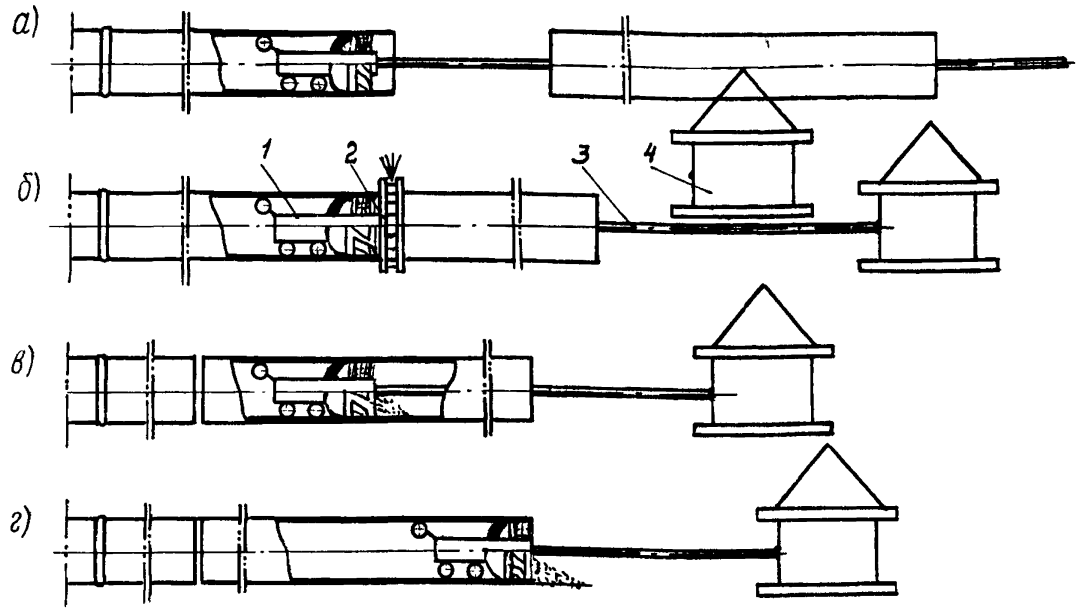


Рис.IO. Принципиальная схема очистки полости трубопроводов в процессе их сборки в нитку с наружным центратором:

а-пропуск штанги очистного устройства через секцию; б-центровка секций и сварка стыка; в-очистка полости собранной секции; г-выброс загрязнений из секций; I-очистное устройство; 2-наружный центратор; 3-штанга; 4-трубоукладчик

мые для продувки трубопроводов. При использовании для протягивания поршней типа ОП последние должны быть дополнительно оборудованы штангой (по типу используемых на внутренних центраторах).

2.49. Очистка полости в процессе сборки секций в нитку при положительной температуре воздуха (если нет наледи на внутренней стенке трубы) должна обеспечивать удаление из трубопроводов основного объема загрязнений.

Очистку полости при отрицательной температуре воздуха проводят с целью удалить из трубопроводов не примерзшие к стенке трубы загрязнения, посторонние предметы и снег.

3. ИСПЫТАНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И ПРОВЕРКА ИХ НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

3.1. Испытание магистральных трубопроводов на прочность и проверку их на герметичность следует выполнять одним из следующих способов:

гидравлическим (водой, незамерзающими жидкостями) - газопроводы, нефтепроводы и нефтепродуктопроводы;

пневматическим (воздухом, природным газом) - газопроводы;

комбинированным (воздухом и водой или газом и водой) -газопроводы в горной и пересеченной местности.

3.2. Испытание магистральных трубопроводов на прочность и проверку на герметичность следует проводить только при полной готовности всего трубопровода (или его участка), для этого испытываемый объект должен быть:

уложен и засыпан;

обвалован или укреплен на опорах;

очищена полость;

установлены арматура и приборы, катодные выводы;

удален персонал и вывезена техника из опасной зоны;

обеспечена постоянная или временная связь.

До выполнения указанных работ по испытанию должна быть представлена в комиссию исполнительная документация на испытываемый объект.

3.3. Способы испытания, границы участков, величины испы-

тательных давлений и схемы проведения испытания, в которых указаны места забора и слива воды, согласованные с заинтересованными организациями, а также пункты подачи газа и обустройство временных коммуникаций определяются проектом.

Протяженность испытываемых участков не ограничивается, за исключением случаев гидравлического испытания и комбинированного способа, когда протяженность участков назначается с учетом гидростатического давления.

В зависимости от категорий участков трубопроводов и их назначения этапы, величины давлений и продолжительность испытаний трубопроводов на прочность и проверку на герметичность следует принимать в соответствии с табл.17 СНиП III-42-80 (приложение 3 обязательное).

3.4. Установленные проектом способы испытания на прочность и проверки на герметичность могут быть изменены при представлении строительно-монтажной организацией своих технических решений, согласованных с проектной организацией и заказчиком в зависимости от конкретных условий производства работ.

Изменения способов испытания на прочность и проверки на герметичность газопроводов должны быть согласованы с органами Госгазнадзора СССР.

3.5. В целях повышения качества строящихся трубопроводов границы испытываемых участков следует по возможности совмещать с местами, где на трубопроводе установлена линейная арматура, а также сокращать количество неиспытанных "гарантийных" стыков.

3.6. Если в процессе испытания трубопровода произошли отказы (разрывы, утечки и т.п.), то трубопровод подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ ИСПЫТАНИЕ

3.7. Для проведения гидравлического испытания давление внутри трубопроводов следует создавать водой.

В отдельных случаях (испытание коротких участков трубопроводов при минусовых температурах наружного воздуха) по согласованию с проектной организацией и заказчиком допускается применять для гидравлического испытания незамерзающие среды (раствор поваренной соли, антифризы, дизельное топливо).

3.8. В качестве источников воды для гидравлического испытания следует использовать естественные или искусственные водоемы (реки, озера, водохранилища, каналы и т.п.), пересекаемые строящимся трубопроводом или расположенные вблизи от него.

Объем воды в источниках должен быть достаточным для проведения испытания, а уровень обеспечивать подачу ее в трубопровод чистой (без механических примесей). Время заполнения трубопроводов водой и воздухом определяют по номограмме (приложение 4 рекомендуемое).

3.9. В состав работ по гидравлическому испытанию входят следующие работы:

подготовка к испытанию и удалению воды;

наполнение трубопровода водой;

подъем давления в трубопроводе до испытательного;

испытание на прочность;

сброс давления до максимального рабочего;

проверка на герметичность;

сброс давления до 0,1-0,2 МПа (1-2 кгс/см^2);

удаление воды.

При необходимости включаются дополнительные работы, связанные с ликвидацией отказов.

3.10. Для гидравлического испытания трубопровод следует разделить на участки, протяженность которых ограничивают с учетом разности высотных отметок по продольному профилю и испытательных давлений, установленных проектом.

Методика определения протяженности и числа участков испытания в пределах одного объекта приведена в приложении 2 рекомендуемом.

3.11. Изменение давления при гидравлическом испытании каждого участка должно соответствовать графику, приведенному на рис.11.

3.12. При подготовке к испытанию каждого участка необходимо в соответствии с принятой схемой испытания выполнить следующие операции:

отключить испытываемый участок от смежных участков сферическими заглушками или линейной арматурой;

смонтировать и испытать обвязочные трубопроводы наполнительных и опрессовочных агрегатов;

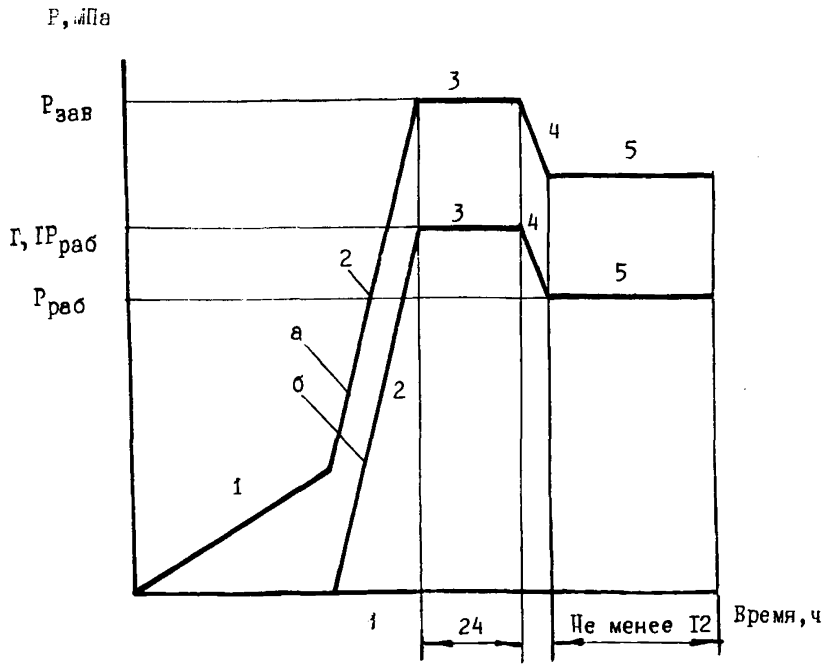


Рис. II. График изменения давления в трубопроводе при гидравлическом испытании:

I–заполнение трубопровода водой; 2–подъем давления до $P_{исп}$ (а–в нижней точке трубопровода $P_{исп}=P_{зав}$; б–в верхней точке трубопровода $P_{исп}$ не менее $1,1P_{раб}$); 3–испытание на прочность; 4– снижение давления до $P_{герм}=P_{раб}$; 5–проверка на герметичность

смонтировать узел подключения агрегатов к трубопроводу, совмещенный с узлом пуска поршней-разделителей для промывки;

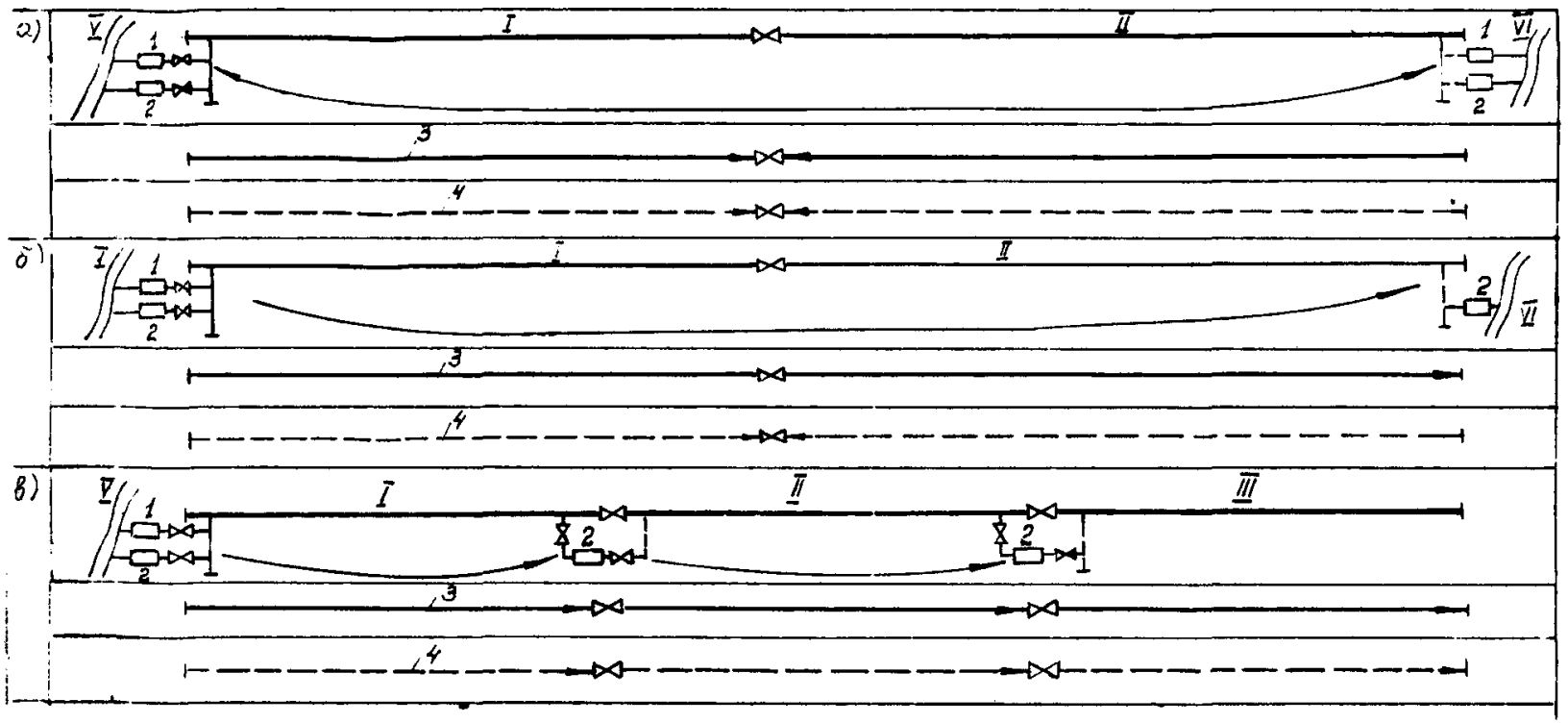
запасовать разделитель в узел пуска;

смонтировать узел приема поршней-разделителей;

смонтировать контрольно-измерительные приборы;

смонтировать (при необходимости) воздухоспускные краны.

3.13. Гидравлическое испытание выполняют по двум основным схемам – в одну или в обе стороны от источника воды.


а)
V
1
2
I
II
1
VI
2
3
4
б)
I
1
2
I
II
2
VII
3
4
в)
IV
1
2
I
II
III
2
2
3
4

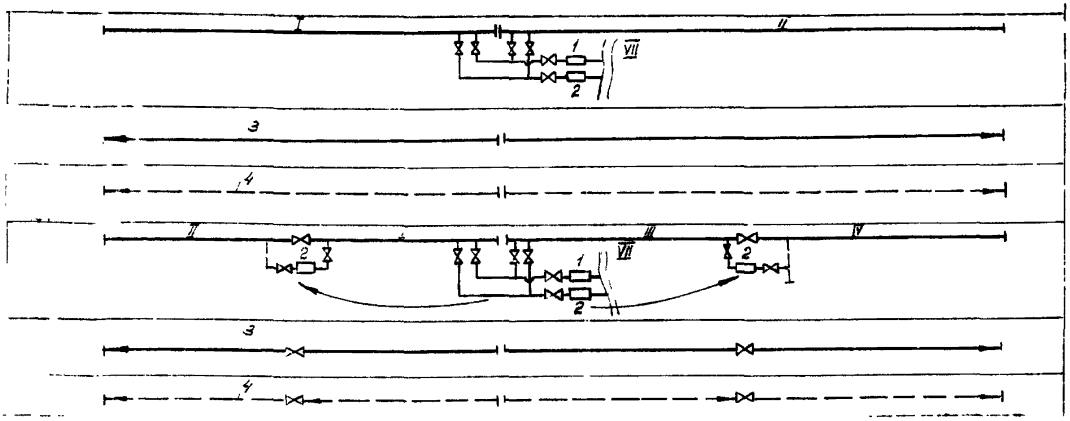


Рис.I2. Принципиальные схемы гидравлического испытания объектов большой протяженности:

а-первый вариант односторонней схемы; б-второй вариант односторонней схемы; в-третий вариант односторонней схемы; г-первый вариант двусторонней схемы; д-второй вариант двусторонней схемы; I-IУ участки; У -УП-источники воды; 1-наполнительный агрегат; 2-опрессовочный агрегат; 3-заполнение; 4-опрессовка

3.I4. При выполнении работ по односторонней схеме наполнительные и опрессовочные агрегаты устанавливают в начале или в конце испытываемого участка. Наполнение и подъем давления осуществляют в одну сторону от узла подключения до конца участка.

При выполнении работ по двусторонней схеме испытания агрегаты устанавливают в средней части участка, разделяя его на два плеча, испытываемых самостоятельно. В этом случае узел подключения выполняют так, чтобы наполнение и подъем давления в каждом плече можно было выполнять независимо от работ на другом плече.

В схеме испытания необходимо предусматривать возможность перепуска воды в участки, которые подлежат последующему испытанию.

3.I5. При необходимости создать на отдельных участках различные давления или использовать источники воды, расположенные на соседних участках (если их нет на испытываемом участке), то выполняют гидроиспытание с перемещением агрегатов по одной из схем, приведенных на рис.I2.

3.I6. При заполнении участков трубопроводов водой для гидравлического испытания из них необходимо полностью удалить воздух.

Удаление воздуха из трубопроводов должно быть осуществлено с помощью поршней-разделителей или через воздухоспускные краны, установленные в местах возможного скопления воздуха и перед обводненными участками, на которых не предусмотрена балластировка.

3.I7. Диаметр воздухоспускных кранов следует выбирать в зависимости от суммарной производительности наполнительных агрегатов и диаметра трубопровода.

Для трубопроводов диаметром до 500 мм и суммарной производительности агрегатов менее 300 $м^3$/ч устанавливают воздухоспускные краны диаметром 25–32 мм, при диаметрах трубопроводов более 500 мм и большей суммарной производительности агрегатов – воздухоспускные краны диаметром 50–I00 мм.

На концах испытываемых участков в узлах обвязки следует устанавливать воздухоспускные краны диаметром не менее 50 мм.

3.I8.Наполнение трубопроводов без пропуска разделителя необ-

ходимо осуществлять при открытых воздухоспускных кранах, которые закрывают, как только через них перестанет выходить воздух и потечет плотная струя воды.

3.19. Вытеснение из трубопроводов воздуха с пропуском поршней-разделителей следует выполнять по отдельным участкам, подготовленным к гидравлическому испытанию.

3.20. Для вытеснения воздуха поршни-разделители необходимо перемещать впереди потока воды, поступающей в трубопровод для гидравлического испытания.

3.21. Перед пропуском поршня-разделителя должны быть закрыты все воздухоспускные краны, а также полностью открыты линейные задвижки.

3.22. Выход разделителя из узла пуска, а также его проход в узел приема следует контролировать по приборам типа СКГ (*сигнализатор для контроля за перемещением разделителей*).

Прибор СКР монтируют на патрубке, приваренном к трубопроводу. Подвижный рычажок прибора входит через патрубок внутрь трубопровода. При проходе разделителя рычажок утапливается в патрубок и одновременно поворачивает лимб-указатель.

3.23. На трубопроводах, испытываемых гидравлическим способом (поршни-разделители перемещаются под давлением воды), операцию вытеснения воздуха объединяют с процессом очистки полости трубопровода промывкой.

3.24. При проведении гидравлических испытаний в осенне-зимний период следует учитывать начало и глубину промерзания грунтов в районах сооружения трубопровода.

3.25. Проведение гидравлического испытания при температуре окружающего воздуха ниже 0^{0}С допускается лишь при условии предохранения трубопровода, линейной арматуры и приборов от замерзания.

3.26 При подготовке к гидравлическому испытанию в осенне-зимний период, чтобы предупредить замерзание воды при внезапном похолодании, необходимо тщательно проконтролировать засыпку или обваловывание трубопровода на всем его протяжении. Особое внимание следует обратить на то, чтобы линейная арматура и узлы подключения были тщательно укрыты.

3.27. После того как выпадет снег, необходимо дополнительно утеплить трубопровод путем его обвалования снегом, так

как теплозащитные свойства слоя снега толщиной 20 см эквивалентны примерно 100 см грунта.

3.28. При испытании трубопроводов на прочность и их проверку на герметичность места утечек следует определять следующими методами:

визуальным методом, предполагающим определение места выхода из трубопроводов непосредственно испытательной среды (вода, воздух, газ) и учитывающим основные признаки появления утечек, приведенные в табл.2;

Таблица 2

Основные признаки утечек	Способы испытаний		
	гидравлический	пневматический	
		воздухом	природным газом
Видимый выход воды, воздуха, газа	+x)	+	+
Выброс грунта из траншеи	+xx)	+	+
Изменение цвета (пожелтение растительности)	–	–	+
Изменение цвета (потемнение снежного покрова)	–	+	+
Появление пены или пузырей на поверхности воды	+ (пена)	+ (пузыри)	+ (пузыри)
Намокание валика, промоины и провалы валика и траншеи	+	–	–

x) Видимый выход воды может быть не обнаружен при утечках в нижней части трубы.

xx) Выброс грунта из траншеи наблюдается редко и только при больших разрывах.

визуальным методом, предполагающим определение места выхода из трубопроводов воды, окрашенной трассирующими веществами – красителями;

акустическим методом, предполагающим определение места утечек по звуку вытекающей из трубопроводов жидкости или газа без помощи или с помощью приборов;

методом поиска утечек по запаху специальных веществ (одорантов), добавляемых в испытательную среду (воду, воздух, газ);

методом поиска утечек природного газа, основанном на анализе приборами проб воздуха над поверхностью грунта;

методом определения утечки по падению давления на испытываемом участке.

Методика определения размера дефекта по падению давления в трубопроводе приведена в приложении 4 рекомендуемом .

Места утечек с помощью трассирующих веществ (красителей), а также с помощью приборов следует определять при условии выполнения требований специальных инструкций по технологии производства работ конкретным методом.

Для ускорения и упрощения поиска утечек трубопроводы, на которых ведут эти работы, разделяют на отдельные захватки, ограниченные арматурой, или заглушками.

ПНЕВМАТИЧЕСКОЕ ИСПЫТАНИЕ

3.29. Для проведения пневматического испытания давление внутри трубопроводов следует создавать сжатым воздухом или природным газом.

3.30. В качестве источников сжатого воздуха используют передвижные компрессорные станции, которые в зависимости от объема полости испытываемого участка и величины испытательного давления применяют по одной или объединяют в группы (ГК).

3.31. В качестве источников природного газа необходимо использовать:

месторождения (промыслы), которые являются источниками газа для данного строящегося объекта или расположенны вблизи от этого объекта;

действующие газопроводы, к которым присоединяют строящиеся объекты-отводы или объекты-перемычки;

действующие газопроводы, пересекающие строящийся объект или проходящие непосредственно около него.

3.32. Работы по пневматическому испытанию трубопроводов следует в основном вести в соответствии с принципиальными схемами, приведенными на рис.13.

3.33. Изменение давления в трубопроводах при пневматичес-

ком испытании на прочность и проверке на герметичность должно соответствовать графику (рис.I4), причем закачивать испытатель-

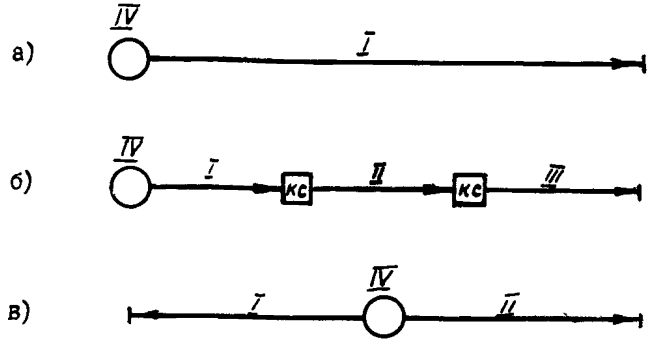


Рис.I3. Принципиальные схемы пневматического испытания:

а-в одну сторону от источника газа (или воздуха); б-в одну сторону от источника газа (или воздуха) с подъемом давления по отдельным участкам с помощью компрессоров; в-в обе стороны от источника газа (или воздуха); I-Ш-испытываемые участки; IУ-источник газа (или воздуха); КС-компрессорная станция

ную среду в трубопровод следует плавно со скоростью не более 0,3 МПа (3 кгс/см^2) с осмотром трассы при давлении, равном 0,3 от испытательного на прочность, но не выше 2 МПа (20 кгс/см^2).

3.34. Положение арматуры на испытываемом участке трубопровода должно соответствовать схеме, показанной на рис.I5.

3.35. Заполнение трубопровода средой до создания в нем испытательного давления на прочность, а также испытание на прочность в течение I2 ч следует выполнять при открытых кранах байпасных линий и закрытых линейных кранах (рис.I5,а).

После того как испытания трубопровода на прочность закончены для проверки его на герметичность, должны быть закрыты краны байпасных линий (рис.I5,б).

3.36. Чтобы быстрее выявить утечку воздуха или природного газа,в трубопроводы в процессе их закачки необходимо добавлять одорант. Для этого на узлах подключения к источникам воз-

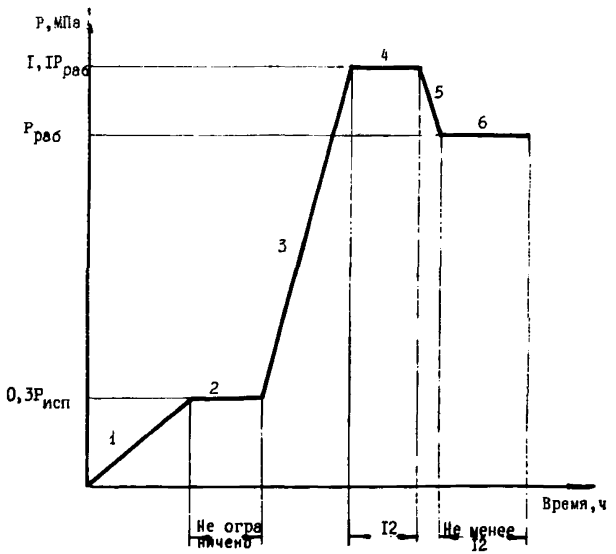


Рис.I4. График изменения давления в трубопроводе при пневматическом испытании:

I-подъем давления от 0 до 0,3 $P_{исп}$, но не выше 2 МПа (20 кгс/см^2); 2-осмотр трассы; 3-подъем давления до $P_{исп}$=I,I $P_{раб}$; 4-испытание на прочность; 5-снижение давления до $P_{герм}$=$P_{раб}$; 6-проверка на герметичность

духа или газа необходимо монтировать установки для дозирования одоранта. Рекомендуемая норма одоризации этилмеркаптаном 50-80 г на I000 м^3 газа или воздуха.

3.37. Если при осмотре трассы или в процессе подъема давления будет обнаружена утечка, то подачу воздуха или газа в трубопроводы следует немедленно прекратить, после чего должна быть установлена возможность и целесообразность дальнейшего проведения испытаний или необходимость перепуска воздуха или газа в соседний участок. Выпуск газа в атмосферу допускается лишь в исключительных случаях.

3.38. Осмотр трассы при увеличении давления от 0,3 $P_{исп}$

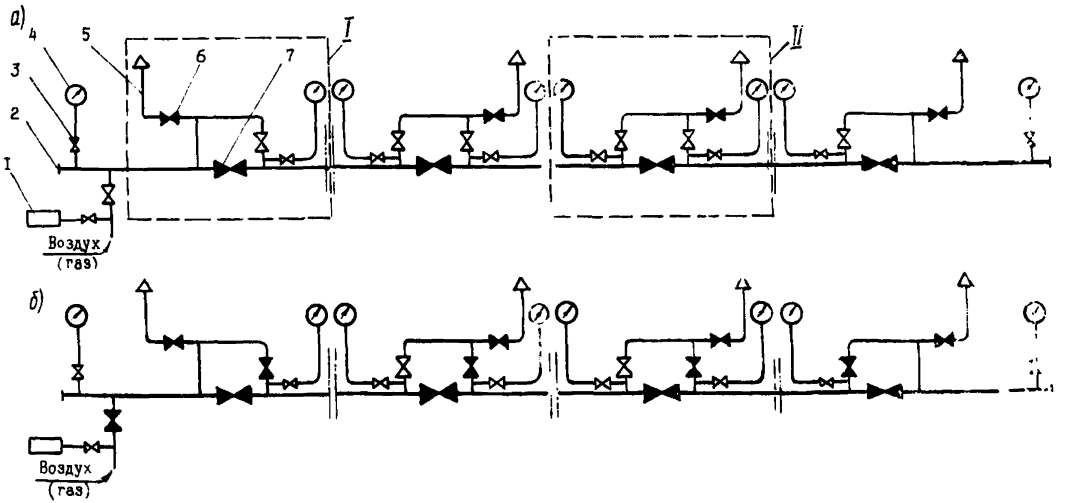


Рис.I5. Принципиальная схема положения арматуры и расстановки манометров при пневматическом испытании газопроводов (вариант для участка испытания газопровода $Д_у$ 1400 мм с установкой одного крана с односторонней продувкой (I) и двух кранов с двусторонней продувкой (II): а-заполнение и испытание на прочность; б-проверка на герметичность; I-одоризатор; 2-заглушка; 3-игольчатый вентиль; 4-манометр; 5-свеча; 6-кран байпасной линии; 7-линейный кран

до $P_{исп}$ и в течение I2 ч (время испытания трубопровода на прочность) запрещается

3.39. После окончания испытаний трубопровода на прочность давление необходимо снизить до максимального рабочего и только после этого выполнять контрольный осмотр трассы для проверки герметичности.

давление необходимо снижать плавно при этом воздух или газ следует по возможности перепускать в соседний участок, а не выбрасывать в атмосферу.

3.40. Учитывая, что при пневматическом испытании трубопроводов большого диаметра основное время занимают процессы его наполнения воздухом или природным газом до испытательного давления, необходимо особое внимание обращать на рациональное использование накопленной в трубопроводе энергии путем многократного использования перепуска и перекачивания воздуха или газа из испытанных участков в участки, подлежащие испытанию.

3.41. Время перепуска газа из одного участка трубопровода в другой и время опорожнения трубопровода в атмосферу может быть определено по номограмме (рис.3 приложения 4 рекомендуемого).

3.42. Конечное давление перепуска газа или воздуха из одного участка трубопровода в другой может быть определено по номограмме (рис.4 приложения 4 рекомендуемого).

КОМБИНИРОВАННЫЙ СПОСОБ ИСПЫТАНИЯ

3.43. При комбинированном способе испытания давление внутри трубопроводов создают двумя средами - природным газом и водой или воздухом и водой.

3.44. Комплекс работ по комбинированному способу испытания включает следующие этапы:

подготовку участка к испытанию и удалению воды;

заполнение испытываемого участка природным газом или воздухом;

заполнение испытываемого участка водой до создания в нем давления, необходимого для испытания на прочность;

испытание на прочность;

снижение испытательного давления до максимального рабочего в верхней точке участка;

проверку участка на герметичность;

удаление из испытываемого участка воды.

3.45. При подготовке трубопроводов к испытанию необходимо в соответствии с принятой схемой провести следующие работы:

отключить испытываемый участок от смежных участков сферическими заглушками или линейной арматурой;

смонтировать узлы подключения к источникам газа, а также узлы пуска и приема разделителя;

установить контрольно-измерительные приборы;

смонтировать и предварительно испытать узлы подключения к трубопроводу и обвязку опрессовочных агрегатов;

опробовать работу агрегатов и подсоединить их к испытываемому трубопроводу.

3.46. Испытываемый участок заполняют природным газом путем его отбора из действующего газопровода до создания в этом участке давления, равного максимальному давлению в действующем трубопроводе.

3.47. Заполнение испытываемого участка природным газом или воздухом и подъем давления в нем должны быть выполнены в последовательности, принятой для пневматического испытания.

3.48. После заполнения участка природным газом или воздухом давление в нем до испытательного следует поднимать, закачивая воду опрессовочными агрегатами.

При испытании комбинированным способом количество мест и последовательность закачки воды определяют расчетом (см.приложение 2 рекомендуемое).

3.49. Испытательное давление при комбинированном способе должно быть:

в верхней точке участка - максимальным испытательным давлением, принятым ($I,I\,P_{раб}$)при пневматическом способе

в нижней точке участка - максимальным испытательным давлением принятым ($P_{зав}$)при гидравлическом способе.

3.50. Продолжительность испытания трубопровода на прочность при комбинированном способе определяют продолжительностью испытания на прочность при пневматическом способе.

3.51. Изменение давления при комбинированном способе ис-

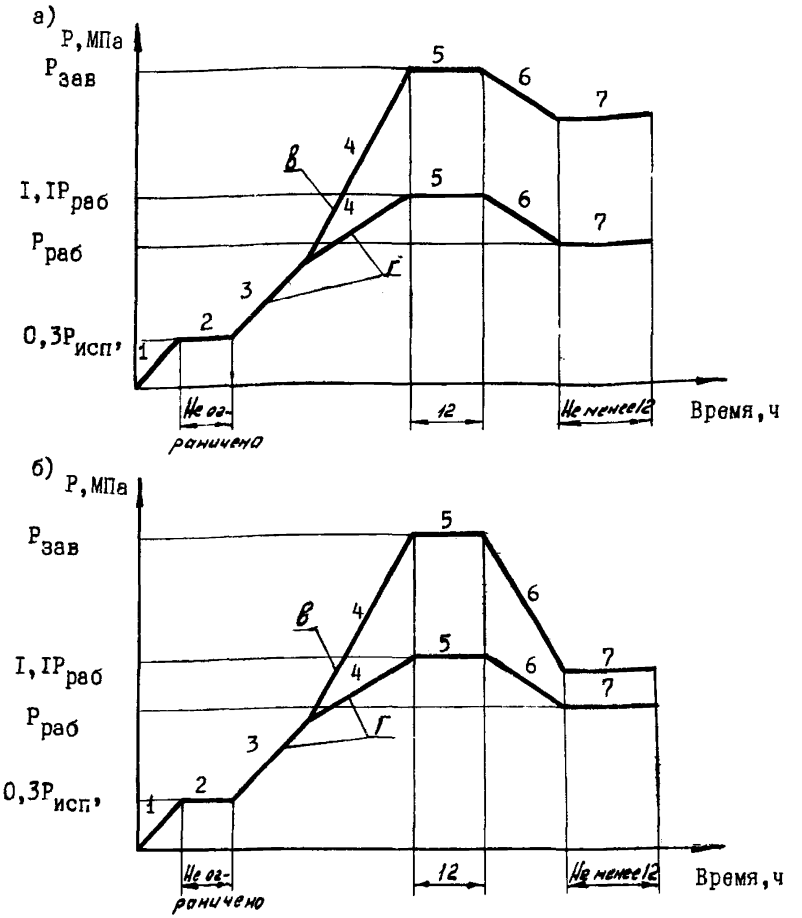


Рис.16. График изменения давления в трубопроводе при комбинированном способе испытания:

1-подъем давления от 0 до 0,3 $Р_{исп}$, но не выше 2 МПа;2-осмотр трассы; 3,4-подъем давления до $Р_{исп}$ (г-газ; в-вода; $Р_{исп}$=I,I $Р_{раб}$ в верхней точке трубопровода; $Р_{исп}$=$Р_{зав}$ в нижней точке трубопровода); 5-испытание на прочность; 6-снижение давления до $Р_{терм}$=$Р_{раб}$ (а-снижение осуществляют выпуском только газа; б-снижение осуществляют выпуском только воды); 7-проверка на герметичность

пытания трубопровода на прочность и проверки его на герметичность с учетом снижения испытательного давления только сливом воды или сбросом газа следует выполнять в соответствии с графиком рис.16.

3.52. После испытания участка трубопровода комбинированным способом из него необходимо полностью удалить воду в соответствии с разделом 4 настоящей Инструкции, предварительно слив воду под давлением природного газа или воздуха через патрубки, заранее установленные в местах закачки воды.

3.53. Пример расчета схемы испытания участка трубопровода комбинированным способом с определением количества мест закачки и распределением давления на участке приведен в приложении 2 рекомендуемом.

ИСПЫТАНИЕ УЧАСТКОВ КАТЕГОРИЙ В, I и II

3.54. Участки категорий В, I и II следует испытывать в один, два или три этапа.

3.55. В один этап должны быть испытаны:

а) участки категории В - участки газопроводов внутри зданий и в пределах территорий компрессорных и газораспределительных станций, станций подземного хранения газа, а также трубопроводы топливного и пускового газа;

б) участки категории I - участки нефте- и нефтепродуктопроводов внутри зданий и в пределах территорий перекачивающих насосных станций;

в) участки категорий I и II - переходы газо-, нефте- и нефтепродуктопроводов через болота III типа (если требование об испытании в два этапа специально не оговорено проектом).

3.56. Испытание участков, указанных в пп.3.55,а и б необходимо выполнять при технической возможности с подключенными агрегатами и аппаратами, которые следует поставлять в монтаж испытанными на заводе-изготовителе, что должно быть подтверждено соответствующей записью в паспорте агрегата или аппарата.

3.57. В два этапа необходимо испытывать:

а) участки категории I - узлы подключения перекачивающих насосных и компрессорных станций, всасывающие и нагнетательные

трубопроводы, а также узлы пуска и приема очистных устройств между охранными кранами газопроводов или между задвижками нефте- и нефтепродуктопроводов;

б) участки категории I - переходы через железные и автомобильные дороги; пересечения с воздушными линиями электропередачи напряжением 500 кВ и более;

в) участки категорий I и II - участки нефте- и нефтепродуктопроводов протяженностью не менее расстояния между соседними линейными задвижками.

3.58. В три этапа следует испытывать:

а) участки категорий В, I, II - переходы нефте- и нефтепродуктопроводов через водные преграды и прилегающие прибрежные участки;

б) участки категории I - переходы газопроводов через водные преграды и прилегающие прибрежные участки.

Требование по испытанию в три этапа участков категорий В, I, II, указанное в настоящем пункте, следует соблюдать только в случаях, когда эти участки укладывают с помощью подводно-технических средств. Во всех остальных случаях указанные участки испытывают в два этапа.

3.59. Участки категорий В, I, II, испытываемые в три этапа, разрешается испытывать на первом и втором этапах не целиком, а отдельными захватками (длинномерными секциями или плетями). Количество таких захваток (секций, плетей) должно быть по возможности минимальным, а все сварные соединения между ними следует проверить неразрушающими методами контроля (кроме магнитографического).

3.60. Испытание участков категорий В, I, II в три этапа необходимо выполнять на первом и втором этапах только гидравлическим способом (водой). Пневматическим способом (сжатым воздухом, газом) разрешается проводить второй этап испытания только на газопроводах.

3.61. Третий этап испытания участков категорий В, I, II должен быть выполнен способом и при соблюдении параметров, предусмотренных СНиП III-42-80 для прилегающих участков.

4. УДАЛЕНИЕ ВОДЫ ИЗ ТРУБОПРОВОДОВ

4.1. После гидравлического испытания трубопроводов из них должна быть полностью удалена вода.

4.2. Удаление воды проводят одним из следующих способов:

с помощью поршней-разделителей, перемещаемых по трубопроводам под давлением воздуха или транспортируемого продукта (газ, нефть и нефтепродукты);

непосредственно транспортируемым продуктом (нефть и нефтепродукты);

свободным сливом воды через патрубки, предварительно установленные в нижних точках трубопроводов.

Слив воды самотеком разрешается только из коротких участков трубопроводов категории В и I после их гидравлического испытания, а также после проведения испытания трубопроводов комбинированным способом. В остальных случаях слив воды самотеком запрещен.

4.3. Для удаления воды из газопроводов пропускают поршни-разделители под давлением сжатого воздуха или природного газа в два этапа:

предварительный - удаление основного объема воды;

окончательный (контрольный) - полное удаление воды из газопроводов.

4.4. Для полного удаления воды из газопроводов поршни-разделители необходимо пропускать с оптимальной скоростью, величина которой должна оставаться в допустимых пределах во время перемещения его по всей длине участка (см.пп.5.3 и 5.4).

Методика определения оптимальных параметров полного удаления воды из газопроводов после их гидравлического испытания приведена в приложении 2 рекомендуемом.

4.5. Результаты удаления воды из газопроводов следует считать удовлетворительными, если впереди контрольного поршня-разделителя нет воды, и он вышел неразрушенным. В противном случае необходимо дополнительно пропускать контрольные поршни-разделители до тех пор, пока из газопроводов не будет полностью удалена вода.

4.6. Сжатый воздух для пропуска поршней-разделителей можно подавать от ресивера, образованного на прилегающем участке

магистрали, или непосредственно от передвижных компрессорных станций; природный газ для этой цели подают из ресивера.

4.7. На окончательном этапе удаления воды очистные устройства необходимо пропускать на открытый конец газопровода.

4.8. Полное удаление воды поршнями-разделителями, перемещаемыми под давлением сжатого воздуха из участков нефте- и нефтепродуктопроводов, проложенных на водных переходах, а также по обводненной или заболоченной местности, допускается только при наличии балластировки участков.

4.9. Воду из нефте- и нефтепродуктопроводов удаляют с помощью одного поршня-разделителя, перемещаемого под давлением транспортируемого продукта или непосредственно самим транспортируемым продуктом.

В исключительных случаях, если нет транспортируемого продукта к моменту окончания испытания, удаление воды проводят двумя поршнями-разделителями, перемещаемыми под давлением сжатого воздуха. В этом случае последующее заполнение нефтью или нефтепродуктом должно быть проведено таким образом, чтобы исключить попадание воздуха в полость трубопровода, особенно на участках переходов через водные преграды.

4.10. Скорость перемещения поршня-разделителя при пропуске под давлением нефти или нефтепродуктов устанавливают по фактической производительности средств закачки.

4.11. Для исключения слива воды самотеком после гидравлического испытания газопроводов, а также при вытеснении воды из нефте- и нефтепродуктопроводов запорная арматура на конце испытанного участка должна быть открыта только после полной готовности этого участка к удалению из него воды и получения извещения о начале движения поршня-разделителя из камеры пуска.

4.12. После испытания участка трубопроводов комбинированным способом из него необходимо удалить воду в следующем порядке:

первый этап - предварительный слив воды под давлением природного газа или воздуха через патрубки, заранее установленные в местах закачки воды;

второй этап -с пропуском разделителей, перемещаемых по трубопроводу под давлением газа или воздуха.

4.I3. С применением поршней-разделителей удаляют воду как по отдельным участкам, не превышающим расстояния между соседними линейными кранами, так и по участкам большей протяженности, в том числе и с установленными на них линейными кранами.

4.I4. Удалять воду из трубопроводов после испытаний следует в основном в направлении от наиболее высоких точек (по рельефу местности) к пониженным.

4.I5. Выпускать воду из трубопроводов необходимо в сторону от траншеи, в направлении пониженных участков рельефа местности при максимальном сохранении окружающей среды.

4.I6. Узлы пуска и приема разделителей следует располагать в местах технологических разрывов трубопровода (места установки линейной арматуры,-переходы через естественные препятствия и т.п.).

Принципиальные схемы узлов пуска и приема поршней-разделителей, монтируемых на газопроводах, приведены на рис.I7 и I8.

Принципиальные схемы узлов пуска и приема поршней-разделителей, монтируемых на нефтепроводах и продуктопроводах приведены на рис. I9.

4.I7. Узел (рис.I8,а) рекомендуется применять при промывке и удалении воды на газопроводах большого диаметра при необходимости отвода воды на значительное расстояние по временному шлейфу меньшего диаметра. На окончательном этапе удаления воды следует демонтировать концевую заглушку для выпуска поршней-разделителей на открытый конец газопроводов.

4.I8. Узел (рис.I8,б) целесообразно использовать на газопроводах малого диаметра при промывке и удалении воды.

4.I9. Контроль за перемещением поршней-разделителей следует осуществлять:

по сообщениям обходчиков с трассы;

по показаниям сигнализаторов для контроля за движением поршня-разделителя или образцовых манометров, измеряющих давление в узлах пуска и приема поршней-разделителей и в ресивере;

по данным закачки нефти или нефтепродукта в трубопровод.

4.20. Камеры приема, а также сливные и продувочные патрубки во избежание их смещения и вибрации должны быть надежно закреплены.

4.2I. Для приема и пуска очистных устройств, кроме типовых инвентарных узлов, используют:

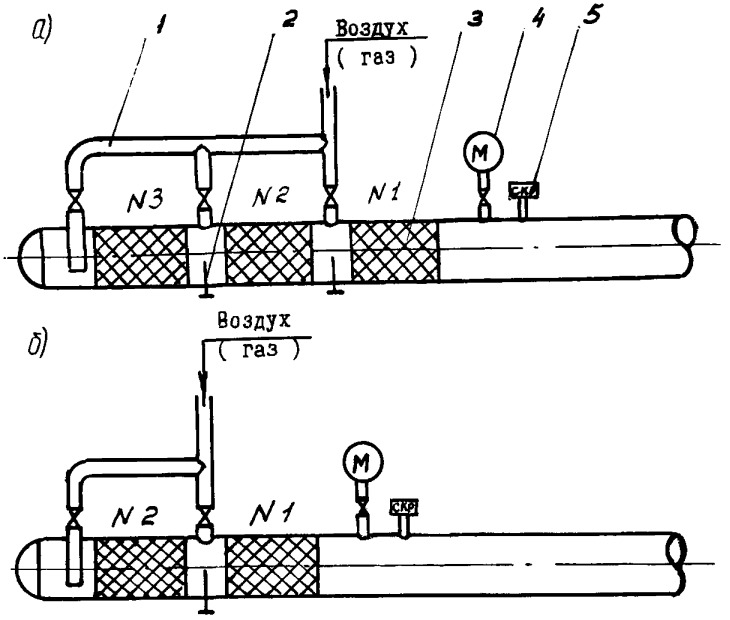


Рис.17. Принципиальные схемы узлов пуска поршней-разделителей, монтируемых на газопроводах;

а-для трех поршней-разделителей; б-для двух поршней-разделителей; 1-коллектор; 2-стопор; 3-поршни-разделители; 4-манометр; 5-сигнализатор для контроля за движением поршней-разделителей; № 1, №2 и №3 - последовательность пропуска поршней-разделителей

стационарные камеры приема и пуска очистных устройств;

линейные или инвентарные краны в качестве отключающих элементов на временных узлах пуска очистных устройств.

4.22. Если для удаления воды используют поршни-разделители ДЗК или ДЗК-РЭМ, то запрещается их запасовывать в камеру пуска до проведения гидравлического испытания, так как эти поршни-разделители могут насыщаться водой.

4.23. Для слива воды самотеком из коротких участков трубопроводов категорий В и I в пониженных точках этих участков необходимо предусмотреть установку временных сливных патрубков, которые демонтируют после проведения испытаний.

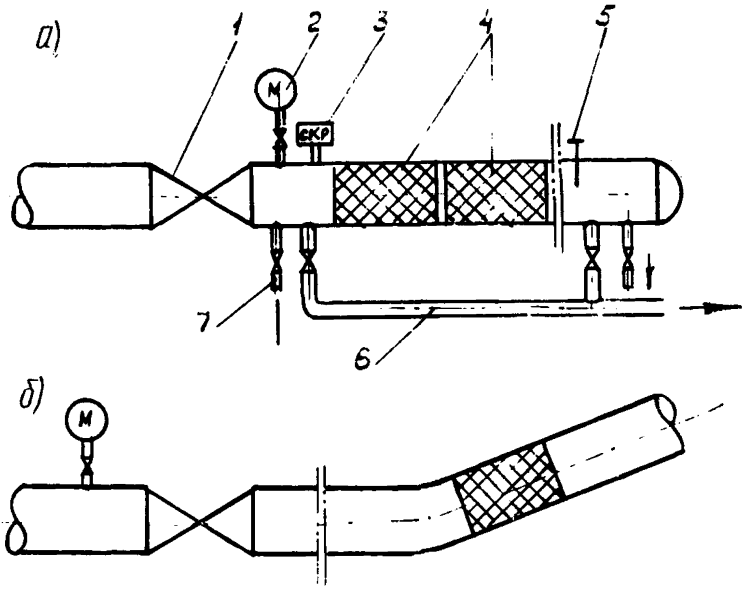


Рис.I8. Принципиальные схемы узлов приема поршней-разделителей, монтируемых на газопроводах:

а-закрытого типа; б-открытого типа с задвижкой; I-линейный кран; 2-манометр; 3-сигнализатор для контроля за движением разделителя; 4-очистные или разделительные устройства; 5-стопор; 6-сливной патрубок; 7-контрольный сливной патрубок

5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВАРИАНТЫ КОМПЛЕКСНОГО ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ОЧИСТКЕ ПОЛОСТИ, ГИДРАВЛИЧЕСКОМУ ИСПЫТАНИЮ И УДАЛЕНИЮ ВОДЫ ИЗ ГАЗОПРОВОДОВ

5.I. Наиболее высокие качественные показатели готовности газопроводов к надежной эксплуатации достигают путем комплексного проведения работ по очистке полости, испытанию и полному удалению воды. Указанные процессы очистки полости, испытания и удаления воды технологически взаимосвязаны между собой и окончательный результат всего комплекса работ зависит от качества выполнения каждого процесса.

5.2. Комплекс работ по очистке полости, испытанию и уда-

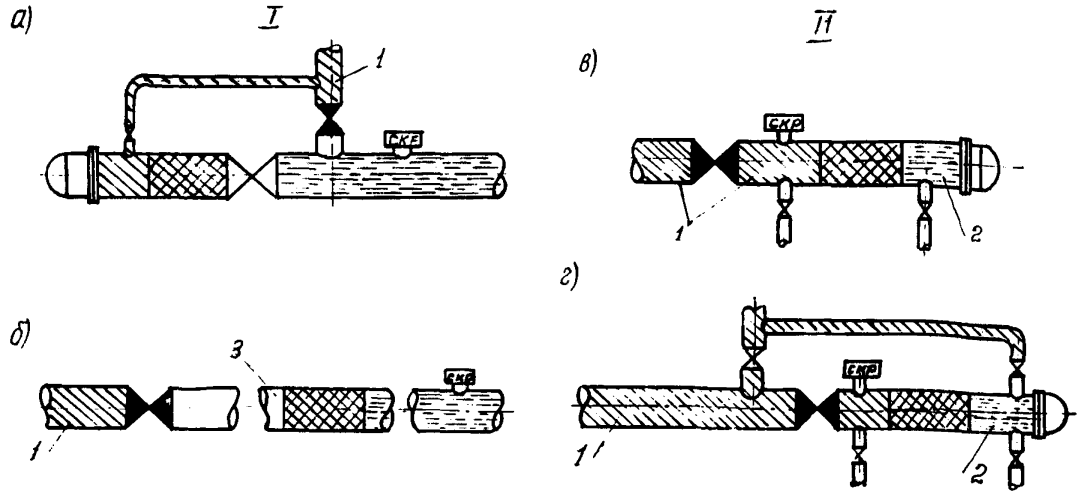


Рис.19. Принципиальные схемы узлов пуска и приема поршней-разделителей при удалении воды из нефтепроводов и продуктопроводов с одновременным заполнением нефтью или продуктом:

а-из камеры пуска поршня-разделителя; б-между камерами; в-камера приема; г-на камеру приема поршня-разделителя; I-узлы пуска; II-узлы приема; 1-нефть, нефтепродукт; 2-вода; 3-катушка; СКР-сигнализатор для контроля за движением поршня-разделителя

лению воды из газопроводов проводят по двум технологическим вариантам, обеспечивающим нормативные требования по качеству строительства при минимальном количестве пропусков очистных устройств.

5.3. Работы по первому варианту выполняют на участках, собираемых с внутренним центратором или предварительно очищенных протягиванием в процессе сборки и сварки труб и секций в нитку. Порядок и параметры проведения работ по этому варианту приведены в табл.3.

Таблица 3

Этап	Работы	Очистные устройства	Оптимальные границы изменения скорости перемещения очистных устройств, м/с	
			V_{min}	V_{max}
I	Промывка с пропуском поршней ДЗК-РЭМ или ОПР-М, совмещенная с удалением воздуха и наполнением газопровода водой	ДЗК-РЭМ ОПР-М	I	2
II	Гидравлическое испытание	-	-	-
III	Предварительное удаление воды с пропуском поршней ОПР-М или ДЗК-РЭМ	ОПР-М ДЗК-РЭМ	0,5 0,5	4 3
IУ	Окончательное удаление воды с пропуском поршней ОПР-М или ДЗК-РЭМ (контрольный пропуск)	ОПР-М ДЗК-РЭМ	0,5 0,5	4 3

5.4. Работы по второму варианту выполняют на участках, проложенных в особо сложных условиях, где возможно скопление значительных объемов загрязнений, препятствующих бесперебойному проведению процесса промывки и вызывающих застревание поршней-разделителей. Порядок и параметры работ по этим вариантам устанавливают в соответствии с табл.4.

Таблица 4

Этап	Работы	Очистные устройства	Оптимальные границы изменения скорости перемещения очистных устройств, м/с	
			V_{min}	V_{max}
I	Продувка с пропуском поршней ОП	ОП	IC	20
II	Заполнение газопровода водой с пропуском поршня ОПР-М или ДЗК-РЭМ и гидравлическое испытание	ОПР-М	0,5	2
		ДЗК-РЭМ	0,2	2
III	Предварительное удаление воды с пропуском поршня ОПР-М или ДЗК-РЭМ	ОПР-М	0,5	4
		ДЗК-РЭМ	0,5	3
IУ	Окончательное удаление воды с пропуском поршня ОПР-М или ДЗК-РЭМ (контрольный пропуск)	ОПР-М	0,5	4
		ДЗК-РЭМ	0,5	3

6. МАШИНЫ, УСТРОЙСТВА И ПРИБОРЫ ДЛЯ ОЧИСТКИ ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ, А ТАКЖЕ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ИЗ НИХ ВОДЫ

МАШИНЫ

6.I. При очистке полости и испытании трубопроводов необходимо использовать машины, указанные в табл.5 и 6 и предназначенные для:

закачки в трубопроводы воды - наполнительные, опрессовочные и наполнительно-опрессовочные агрегаты;

закачки в трубопроводы сжатого воздуха - передвижные компрессорные станции.

6.2. Для закачки в трубопроводы воды и воздуха разрешается использовать машины, применяющиеся в других отраслях народного хозяйства и обеспечивающие параметры и режимы проведения процессов очистки полости и испытания в пределах, регламентированных СНиП III-42-80.

Таблица 5

Марка агрегата	Марка насоса	Производительность агрегата, $м^3/ч$		Напор при наполнении, м вод.ст.	Давление при опрессовании, МПа(кгс/$см^2$)	Мощность двигателя, л.с.	Масса, кг
		при наполнении	при опрессовании				
			Наполнительные агрегаты				
АН-2	8МС-7х3	200-400	-	200-150	-	300	8200
АН-261	8МС-7х3	260	-	155	-	300	9400
АН-501	ЭВ-200х4	540	-	240	-	500	9400
АН-1001	12НДС	1000	-	60	-	300	8200
			Опрессовочные агрегаты				
АО-2	9Т	-	25-56	-	8-3,5 (80-36)	108	9250
АО-161	ОМТр-61	-	20-40	-	16(160)	130	9500
Азинмаш-32	1НП-160	-	12-51	-	16-4(160-40)	100	15100
ЦА-320М	9Т	-	18,4-82,2	-	18,2-4(182-40)	180	17200
			Наполнительно-опрессовочные агрегаты				
АНО-202	К-45/55	45	-	55	-	-	-
	ГБ-351А	-	1,8	-	20(200)	30	2360

Таблица 6

Марка компрессорной станции	Производительность КС, $м^3$/мин	Давление нагнетания, $кгс/см^2$	База	Привод от двигателя	Мощность двигателя, л.с.	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
			Компрессорные станции низкого давления				
АМС-4	57,5-70,3	10-20	Тележка на пневмоколесном ходу		700	13820х3250х3450	52000
ЗИФ-55	5.0	7	То же	ЗИЛ-121	98	3450х1820х1770	2750
КС-9	8,5	6	"	КДМ-100	100	5080х1890х2100	5750
ДК-9	10,0	6	"	КДМ-100	100	5035х1850х2550	5650
ПК-10	10,5	7	"	Д-108	108	4700х1890х2610	5100
			Компрессорные станции высокого давления				
АМС-2	57,5-70,3	10-100	Тележка на пневмоколесном ходу		770	11320х3250х3450	38700
КС-100	16,0	100	То же	ЦД12Б	410	11000х3140х3400	23000
АКС-8	2,0	230	"	ЯАЗ-204	110	3530х1910х2220	3950
УКП-80	8,0	80	Тележка "Восток" на гусеничном ходу	В2-300	300	6570х2590х2870	16100

Примечание. Компрессоры ЗИФ-55, КС-9, ДК-9, КП-10, АКС-8, УКП-80 применяют для вытеснения воды на газопроводах диаметром до 500 мм (в связи с их небольшой производительностью).

УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОЧИСТКИ ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ И УДАЛЕНИЯ ИЗ НИХ ВОДЫ

6.3. Для очистки полости трубопроводов, удаления из них воздуха и воды следует применять специальные очистные устройства.

6.4. Для эффективного проведения конкретного процесса (промывки, продувки, удаления воды) очистное устройство должно быть выбрано в соответствии с его назначением.

Использование очистных и разделительных устройств не по назначению и с нарушением нормативных параметров может привести к аварийным ситуациям при сооружении и эксплуатации трубопроводов.

6.5. Очистные поршни ОП (рис.20) применяют:

для продувки магистральных трубопроводов под давлением воздуха или природного газа на участках протяженностью не более 40 км и не более расстояния между линейными кранами;

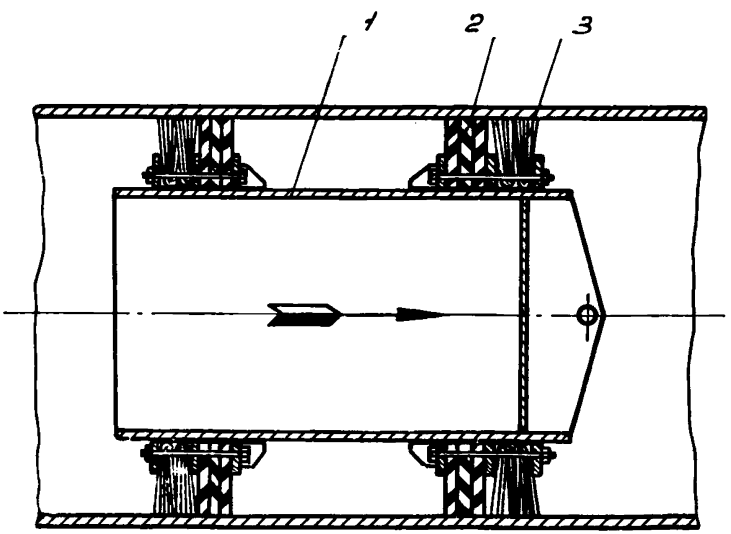


Рис.20. Очистной поршень типа ОП:
I - корпус металлический; 2-манжета эластичная; 3-щетка

для очистки полости протягиванием в процессе сборки и сварки секций в нитку с применением наружного центратора.

Запрещается продувка трубопроводов, проложенных надземным способом на опорах, а также продувка через линейную арматуру.

6.6. Размеры и масса очистных поршней ОП приведены в табл.7.

Таблица 7

Условный диаметр $D_у$, мм	Наружный диаметр D, мм	Длина, мм	Масса, кг
250	254	575	47
300	306	660	63
350	358	720	90
400	407	740	I20
500	5I8	825	I65
600	6I5	I090	2I0
700	705	I090	257
800	808	II90	450
I000	I0I0	II50	600
I200	I200	I300	8I0
I400	I400	I500	I020

6.7. Поршни-разделители ДЗК (рис.2I) применяют:

для освобождения трубопроводов диаметром I00–700 мм от воды после гидравлического испытания или балластировки, скорость перемещения разделителей в этом процессе должна быть в пределах 3–I0 км/ч;

для промывки трубопроводов диаметром I00–700 мм и одновременного освобождения их от воздуха в процессе наполнения водой для гидравлического испытания, скорость перемещения разделителей в этом процессе должна быть I–I,5 км/ч;

для продувки трубопроводов диаметром I00–700 мм, прокладываемых надземным способом на опорах, по участкам протяженностью не более I0 км и при скорости перемещения разделителей не более I0 км/ч.

Размеры и масса поршней-разделителей ДЗК приведены в табл.8.

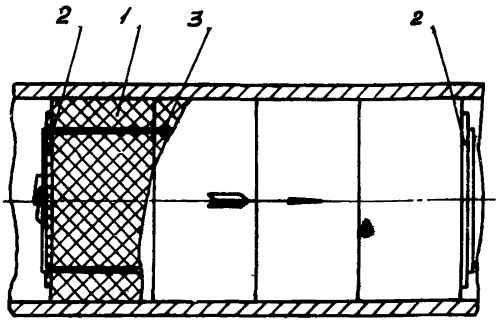


Рис.2I. Поршень-разделитель эластичный типа ДЗК:
I-блок поролоновый; 2-диск защитный; 3-трос

Таблица 8

Поршень-разделитель	Диаметр D, мм	Масса сухого разделителя при длине $2D_y$, кг
ДЗК-I00	I20	0,09
ДЗК-I50	I80	0,3
ДЗК-200	240	0,6
ДЗК-250	300	I,4
ДЗК-300	330	2,0
ДЗК-350	385	3,2
ДЗК-400	430	4,6
ДЗК-500	530	8,7
ДЗК-600	630	I4,8
ДЗК-700	730	23,2

6.8. Поршни-разделители ДЗК запрещается:

пропускать по участкам протяженностью более 30 км;

использовать для продувки трубопроводов, проложенных подземно и наземно;

пропускать со скоростью более I0 км/ч.

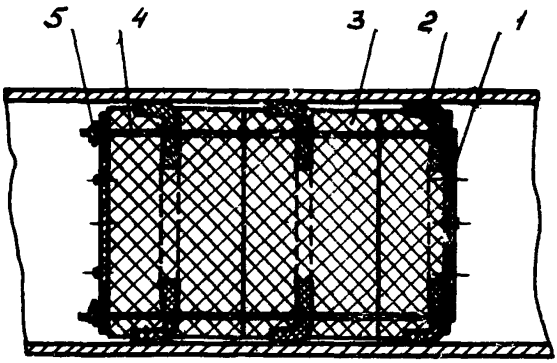


Рис.22. Поршень-разделитель эластичный манжетный типа ДЗК-РЭМ:

I-диск защитный; 2-манжета эластичная; 3-блок поролоновый; 4-трос; 5-зажим

6.9. Поршни-разделители ДЗК-РЭМ (рис.22) применяют:

для освобождения трубопроводов диаметром 520-I420 мм от воды после гидравлического испытания или балластировки; скорость пропуска поршней в этом процессе должна быть в пределах 3-I0 км/ч;

для промывки трубопроводов диаметром 520-I420 мм и одновременного освобождения их от воздуха в процессе наполнения водой для гидравлического испытания; скорость перемещения поршней-разделителей в этом процессе должна быть не менее I км/ч;

для продувки трубопроводов, прокладываемых надземным способом на опорах по участкам протяженностью не более I0 км и при скорости поршней-разделителей не более I0 км/ч.

6.I0. Размеры и масса поршней-разделителей ДЗК-РЭМ приведены в табл.9.

6.II. Поршни-разделители ДЗК-РЭМ запрещается:

применять для продувки трубопроводов, прокладываемых подземным или наземным способом;

пропускать по участкам трубопроводов протяженностью более I00 км;

пропускать при скоростях более I0 км/ч.

6.I2. Поршни-разделители ОПР-М (рис.23) следует применять на трубопроводах диаметром 325-I420 мм:

Таблица 9

Поршень-разделитель	Диаметр D, мм	Длина, мм	Масса, кг
ДЗК-РЭМ-500	570	800	15
ДЗК-РЭМ-600	650	900	25
ДЗК-РЭМ-700	770	1100	50
ДЗК-РЭМ-800	840	1200	70
ДЗК-РЭМ-1000	1050	1500	90
ДЗК-РЭМ-1200	1260	1800	150
ДЗК-РЭМ-1400	1450	2100	300

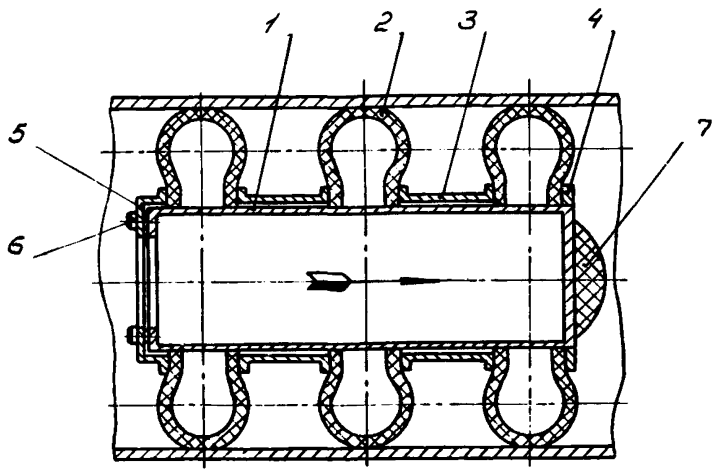


Рис.23. Очистной поршень-разделитель типа ОПР-М:
1-корпус металлический; 2-герметизирующий элемент; 3-втулка распорная; 4-кольцо упорное неподвижное; 5-фланец; 6-болтовое соединение; 7-амортизатор

для промывки и одновременного освобождения от воздуха и заполнения водой при гидравлических испытаниях; скорость перемещения поршней в этом процессе должна быть 1-1,5 км/ч;

для освобождения трубопроводов от воды после гидравлического испытания или балластировки; скорость перемещения поршней в этом процессе должна находиться в пределах 3-10 км/ч.

Размеры и масса поршней-разделителей ОПР-М приведены в табл.10.

Таблица 10

Поршень-разделитель	Диаметр D, мм	Длина, мм	Масса, кг
ОПР-М-300	325	500	25
ОПР-М-500	570	785	60
ОПР-М-700	770	1130	106
ОПР-М-800	840	1254	179
ОПР-М-1000	1050	1470	281
ОПР-М-1200	1260	1610	410
ОПР-М-1400	1450	1990	639

6.13. Поршни-разделители ОПР-М-Э (рис.24) применяют:

для промывки трубопроводов, скорость перемещения поршней-разделителей 1-1,5 км/ч;

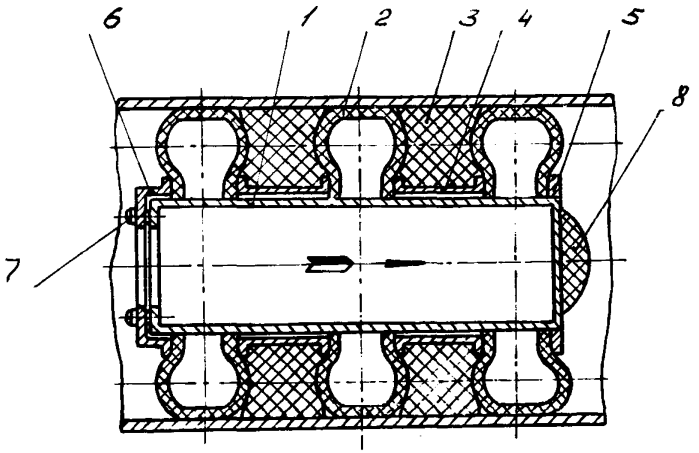


Рис.24. Очистной поршень-разделитель типа ОПР-МЭ:
1-корпус металлический; 2-герметизирующий элемент; 3-блок поролоновый; 4-втулка распорная; 5-кольцо упорное неподвижное; 6-фланец; 7-болтовое соединение; 8-амортизатор

для освобождения трубопроводов от воды после гидравлического испытания или балластировки, скорость перемещения поршней в этом процессе должна быть в пределах 3-10 км/ч.

6.I4. Размеры и масса поршней-разделителей ОПР-М-Э при дены в табл.II.

Таблиц

Поршень-разделитель	Диаметр D ,мм	Длина, мм	Масса,
ОПР-М-Э-I000	I050	I470	299
ОПР-М-Э-I200	I260	I6I0	430
ОПР-М-Э-I400	I450	I990	67I

6.I5. Поршни-разделители ОПР-М и ОПР-М-Э запрещается п менять:

для продувки трубопроводов;

пропускать на участках протяженностью свыше I50 км.

6.I6. Поршни-разделители манжетные переменного сечени РМ-ПС (рис.25) следует применять на трубопроводах, имеющих стные сужения сечения (в частности, неравнопроходная армату подводные переходы):

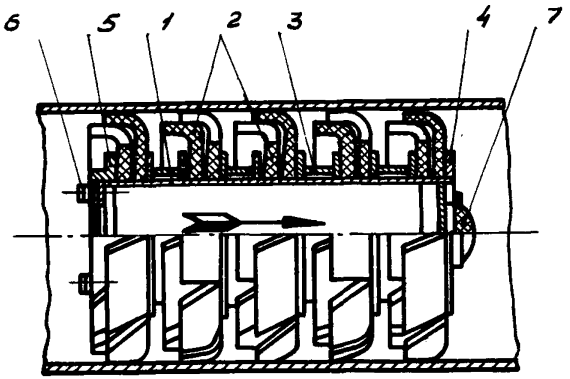


Рис.25. Разделитель манжетный переменного сечения типа РМ-ПС:

I-корпус металлический; 2-манжета с вырезами; 3-втулка распорная; 4-кольцо упорное неподвижное; 5-фланец; 6-болтовое соединение; 7-амортизатор

для промывки трубопроводов при скорости перемещения не менее I км/ч;

для удаления воды, скорость перемещения поршней в этом процессе должна быть в пределах 3-I0 км/ч.

6.I7. Размеры и масса поршней-разделителей РМ-ПС приведены в табл.I2.

Таблица I2

Поршень-разделитель	Диаметр поршня-разделителя, D, мм			Длина, мм	Масса, кг
	до запасовки в трубопровод	после запасовки в трубопровод			
		в основном сечении	в суженном сечении		
РМ-ПС-700/500	770	700	500	III9	I65
РМ-ПС-800/700	865	800	700	II57	220
РМ-ПС-I000/800	I065	I000	800	I240	355
РМ-ПС-I200/I000	I260	I200	I000	I560	522
РМ-ПС-I400/I200	I450	I400	I200	I722	763

6.I8. Поршни-разделители РМ-ПС запрещается применять для продувки и на участках трубопровода протяженностью более I50 км.

6.I9. Перед запасовкой очистных устройств в трубопроводы следует проверить и затянуть все имеющиеся в них крепления.

6.20. Очистные поршни, оборудованные кардной лентой ОПКЛ, применяют для очистки трубопроводов диаметром I50-720 мм. Скорость перемещения очистных поршней ОПКЛ должна быть:

при промывке трубопроводов I-I,5 км/ч;

при продувке трубопроводов, уложенных подземно или наземно, - в пределах 35-70 км/ч.

6.2I. Для удаления воды из нефтепроводов диаметром I020-I220 мм можно применять разработанные Урало-Сибирским нефтепроводным управлением манжетные поршни-разделители, пропускаемые по магистрали под давлением нефтепродукта. Параметры пропуска этих поршней устанавливает эксплуатирующая организация, проводящая заполнение магистрали нефтью в предпусковой период.

ПРИБОРЫ

6.23. На всех этапах выполнения комплекса работ по испытанию газопроводов гидравлическим способом следует применять проверенные, опробованные и имеющие паспорт манометры класса точности не ниже I,5 с предельной шкалой на давление около 4/3 от испытательного. Для этих целей применяют дистанционные регистрирующие приборы.

6.24. Для обнаружения в трубопроводах застрявших очистных или разделительных устройств используют прибор типа "Волна", а для обнаружения утечек газа - установки "Искатель" (разработки НПО "Союзгазавтоматика" Мингазпрома).

7. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

При очистке полости, испытании трубопроводов, удалении из них воды, а также при эксплуатации машин и оборудования следует руководствоваться следующими документами по технике безопасности:

СНиП Ш-4-80. "Техника безопасности в строительстве" (М.,Госстрой СССР, I980);

Правилами техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов (М., Недра, I982).

П Р И Л О Ж Е Н И Я

Приложение I
Обязательное

АКТЫ О ПРОИЗВОДСТВЕ И РЕЗУЛЬТАТАХ ОЧИСТКИ ПОЛОСТИ, А ТАКЖЕ ИСПЫТАНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И ПРОВЕРКИ ИХ НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

Форма № I

А К Т №
ОЧИСТКИ ПОЛОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

" " _____ I9__ г.

Населенный пункт _____

Наименование трубопровода _____

Мы, нижеподписавшиеся, председатель и члены комиссии по очистке полости, назначенной приказом _____

от _____ № ___ в составе (наименование организации)

_____

(должность, фамилия, имя, отчество)

составили настоящий акт о том, что строительно-монтажной организацией _____

при участии _____

выполнено _____

(способ очистки полости - продувка с пропуском

_____ очистка по-

или без пропуска очистного поршня, промывка)

лости участка от ПК _____ км _____ до ПК _____ км.

Очистка полости выполнена в соответствии с действующим СНиПом.

Во время очистки полости отказов не было.

Участок трубопровода, указанный в настоящем акте, следует считать прошедшим очистку полости.

Председатель комиссии _____
(подпись)

Члены комиссии _____

_____

_____

Форма № 2

А К Т №

ИСПЫТАНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ И ПРОВЕРКИ НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

" " _____ I9__ г.

Населенный пункт _____

Наименование трубопровода _____

Мы, нижеподписавшиеся, председатель и члены комиссии по испытанию, назначенной приказом _____ (наименование организации) от _____ № _____ в составе _____ (должность, фамилия, имя, отчество)

_____

составили настоящий акт в том, что в период с _____ по _____ I9__ г. строительно-монтажной организацией

_____

при участии _____

выполнено _____ (способ испытания - гидравлический, пневматический газом или воздухом, комбинированный)

_____

испытание на прочность и проверка на герметичность участка от ПК _____ км _____ до ПК _____ км _____ .

Рабочее давление на участке трубопровода составляет по проекту _____ МПа (кгс/см^2), а давление в нижней точке испытываемого участка на ПК _____ км_____ составляет по проекту _____ МПа (кгс/см^2).

Испытание на прочность и проверка на герметичность проведены в соответствии с действующим СНиПом:

на прочность давлением в нижней точке _____ МПа (кгс/см^2), а в верхней точке (ПК _____ км _____) _____ МПа (кгс/см^2);

на герметичность давлением _____ МПа (кгс/см^2) в точке (ПК _____ км _____).

Для замера давлений при испытании на прочность и его проверке на герметичность использованы технические манометры класса точности _____ с диаметром шкалы _____ мм, установленные на ПК ____ км _____ (№ 1, 2 и т.д.)

Во время испытания трубопровода на прочность отказов (разрывы, утечки, и т.д.) _____
(не произошло, произошло)

Участок трубопровода, указанный в настоящем акте, _____
(после
_____
устранения отказов)
считать выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность.

Председатель комиссии _____ / /
(подпись

Члены комиссии _____ / /

_____ / /

_____ / /

Форма № 3

А К Т №

УДАЛЕНИЯ ВОДЫ ПОСЛЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ИСПЫТАНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

" " _____19__ г.

Населенный пункт _____

Наименование трубопровода _____

Мы, нижеподписавшиеся, председатель и члены комиссии по удалению воды после гидравлического испытания, назначенной приказом _____ от _____ № _____.
(наименование организации)

в составе _____
(должность, фамилия, имя, отчество)

_____

_____

составили настоящий акт о том, что в период с _____ по _____19__ г. строительно-монтажной организацией _____

_____

при участии _____

выполнено удаление воды после гидравлического испытания

_____
(число этапов процесса; количество и тип поршней-разделителей,

_____
при помощи которых шел процесс удаления воды)

на участке от _____ ПК _____ км до _____ ПК _____ км.

Удаление воды из трубопровода после гидравлического испытания произведено в соответствии с действующим СНиПом.

Результаты проведения процесса удаления воды считаются удовлетворительными.

Участок трубопровода, указанный в настоящем акте, следует считать полностью освобожденным от воды.

Председатель комиссии _____
подпись

Члены комиссии _____

_____

_____

Форма № 4

А К Т №

ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОЧИСТКИ ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДА

МЕТОДОМ ПРОТЯГИВАНИЯ

" " _____ 19__ г.

Населенный пункт _____

Наименование трубопровода _____

Мы, нижеподписавшиеся, представитель строительно-монтажной организации _____ и представитель заказчика составили настоящий акт в том, что строительно-монтажной организацией _____ выполнена предварительная очистка полости методом протягивания _____ (тип очистного устройства) в процессе сборки и сварки _____ (секций или труб) в нитку трубопровода от _____ ПК _____ км до _____ ПК _____ км.

Предварительная очистка полости проведена в соответствии с действующим СНиПом.

Результаты проведения очистки полости считаются удовлетворительными.

Участок, указанный в настоящем акте, следует считать прошедшим предварительную очистку полости.

Представитель строительно-монтажной организации _____ (подпись)

Представитель заказчика _____

Приложение 2
Рекомендуемое

МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУВКИ СТРОЯЩИХСЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

I. Для достижения нормативных требований по качеству очистки полости при минимальных энергетических затратах необходимо устанавливать оптимальные параметры продувки.

2. Для продувки подземных и наземных трубопроводов с пропуском очистных поршней при соотношении длин ресивера и продуваемого участка I:I и диаметра байпасной линии, равном 0,3-0,35 диаметра участка, давление воздуха или газа в ресивере определяют по осредненным данным, приведенным в табл.I.

Таблица I

Условный диаметр трубопровода, мм	Давление в ресивере, МПа (кгс/см^2)	
	Для трубопроводов, очищенных протягиванием очистных устройств	Для трубопроводов, не очищенных протягиванием очистных устройств
До 400	0,6 (6)	I,2 (I2)
От 500 до 800	0,5 (5)	I,0 (I0)
От I000 до I400	0,4 (4)	0,8 (8)

Примечания: I. Для участков, проходящих по резко пересеченной, по обводненной или болотистой местностям, указанные давления следует увеличить в I,2-I,4 раза.
2. В таблице приведены величины избыточного давления.

3. При других исходных данных, а также для уточнения параметров продувки с учетом конкретных условий производства строительных работ предварительно рассчитывают оптимальные параметры по приведенной ниже методике.

Физическая сущность и исходные параметры процесса продувки

4. Очистной поршень при передвижении по трубопроводу под давлением воздуха или газа разрушает загрязнения, отделяя их от стенки трубы. В зависимости от скорости передвижения потока газа перед поршнем по трубопроводу продувку можно проводить в следующих режимах:

с механическим перемещением загрязнений непосредственно перед поршнем (режим I);

с перемещением загрязнений в скоростном потоке газа перед поршнем (режим II);

со скоростным перетоком газа через перепускное устройство движущегося поршня (режим III).

5. Режим I - продувка с механическим перемещением загрязнений перед очистным поршнем эффективна при очистке полости трубопроводов диаметром 700-1400 мм, прокладываемых в нормальных условиях, а также при необходимости повторной очистки трубопроводов при повышенных требованиях к чистоте полости объекта.

Использовать этот режим для продувки участков трубопроводов большой протяженности диаметром 200-500 мм нецелесообразно, так как образование грунтовой пробки может привести к застреванию очистного поршня.

6. Режим II - при передвижении очистного поршня со скоростью, при которой частицы загрязнений, отделенные от стенки трубы, переходят во взвешенное состояние, загрязнения перемещаются и выносятся из трубопроводов в потоке газа.

Пропуск очистных поршней в таком режиме значительно снижает сопротивление перемещению загрязнений, однако в этом режиме требуется повышенный расход газа для поддержания оптимальных скоростей потока в продуваемом трубопроводе.

Режим II эффективно применять при продувке трубопроводов диаметром 700-1400 мм, в том числе прокладываемых в сложных условиях.

Продувку с перемещением загрязнений в скоростном потоке газа перед очистным поршнем необходимо проводить при следующих скоростях передвижения очистного поршня по трубопроводу:

при очистке от сухих загрязнений - не менее I2 м/с;

при очистке от мокрых и смешанных загрязнений - не менее I5 м/с.

7. Режим Ш - при продувке с перетоком газа через перепускное устройство движущегося очистного поршня загрязнения, отделенные от стенки трубы, отбрасываются скоростным потоком газа, что препятствует их скоплению перед поршнем.

В режиме Ш продувку проводят при скоростях перемещения очистного поршня, которые значительно меньше скоростей выноса для данного типа загрязнений.

Использование этого режима эффективно при продувке сильнозагрязненных участков трубопроводов большой протяженности, особенно диаметром 200-700 мм.

8. При продувке подземных, полуподземных и наземных трубопроводов скорость перемещения очистных поршней не должна превышать 20 м/с.

Превышение максимальной скорости перемещения очистных поршней снижает качество очистки полости, а также может привести к застреванию поршней или аварии трубопроводов при последующей эксплуатации.

Расчетные зависимости для определения параметров продувки

9. Расчетная схема продувки приведена на рис.I.

В формулах (I)-(II) приняты следующие обозначения и единицы измерения входящих параметров:

L - длина продуваемого участка, м;

L_p - длина ресивера, м;

D - диаметр трубопровода, м;

S - площадь поперечного сечения трубопровода, $м^2$;

$S_к$ - площадь поперечного сечения крана, $м^2$;

F - суммарная площадь перепускных патрубков поршня, $м^2$;

d - диаметр перепускных патрубков, м;

k - количество патрубков;

d_y - диаметр байпасной линии и условный диаметр запорной арматуры, м;

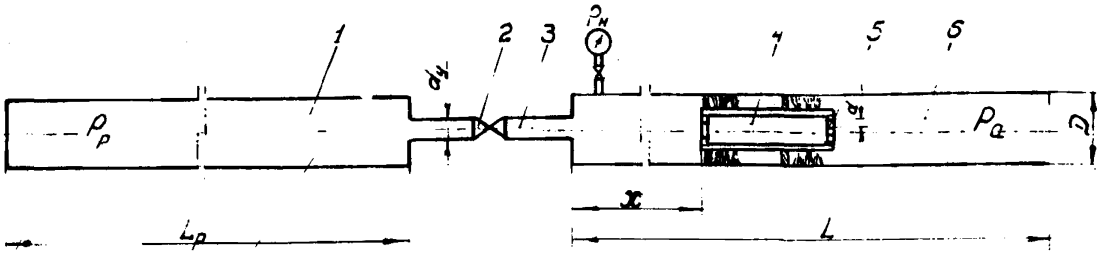


Рис.I. Расчетная схема процесса продувки:

I-ресивер; 2-запорный кран; 3-перепускная линия; 4-очистной поршень; 5-перепускной патрубок очистного поршня; 6-продуваемый участок; L - длина продуваемого участка; $L_р$ -длина ресивера; x - текущая координата по длине продуваемого участка; $P_р$-начальное давление газа в ресивере; $P_а$-атмосферное давление; D -диаметр трубопровода; $d_б$-диаметр байпасной линии и условный диаметр запорной арматуры; d - диаметр перепускных патрубков

$P_н$ – давление в начале продуваемого участка, МПа;

$P_р$ – начальное давление газа в ресивере, МПа;

$P_а$ – атмосферное давление, равное 0,1 МПа;

ϑ – скорость поршня, м/с;

$б$ – сопротивление механического перемещения загрязнений непосредственно перед поршнем, МПа;

ΔP – сопротивление перемещению очистного поршня по трубопроводу, МПа; ΔP = 0,05–0,1 МПа;

$\bar{б}$ – сопротивление перемещению загрязнений в скоростном потоке газа перед поршнем, МПа;

R – газовая постоянная:

для воздуха R = 287 $м^2/с^2$.град;

для газа R = 519 $м^2/с^2$.град;

T – абсолютная температура газа, К;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода, λ = 0,02–0,03;

ρ – плотность грунта, кг/$м^3$;

η – коэффициент бокового давления грунта;

f – коэффициент трения при перемещении загрязнений по внутренней поверхности трубопровода;

$\bar{V}$ – объем загрязнений в расчете на 1 м продуваемого трубопровода, $м^3$/м;

$\bar{P}$ – масса загрязнений в расчете на 1 м продуваемого трубопровода, кг/м;

C – удельное сцепление грунта, МПа;

μ – коэффициент расхода крана байпасной линии;

C_1 – коэффициент, характеризующий сужение потока в запорной арматуре;

μ_1 – коэффициент расхода перепускного устройства очистного поршня;

n – коэффициент запаса, равный 1,5–2,0.

При расчете параметров продувки используют абсолютное давление воздуха или газа.

10. При продувке в режиме механического перемещения загрязнений непосредственно перед поршнем (режим I) используют следующие расчетные зависимости.

Предельную длину продуваемого участка L_{1max} определяют из соотношения

$$L_{1max} = k_1 \frac{D^3}{\bar{V}}, \qquad (1)$$

где $\bar{V} = \frac{\bar{P}}{\gamma}$,

k_1 =2,5-3 - при очистке от глинистых грунтов;

k_1 = 4,0-5,0 - при очистке от других загрязнений.

Значения $\bar{P}$ определяют по табл.2.

Таблица 2

Диаметр трубопровода (D), мм	Масса загрязнений в расчете на I м продуваемого участка ($\bar{P}$), кг/м	
	Для трубопроводов, очищенных протягиванием очистных устройств	Для трубопроводов, не очищенных протягиванием очистных устройств
0,2-0,7	0,02-0,03	0,2-0,3
0,8-I,0	0,04-0,05	0,3-0,4
I,2-I,4	0,06-0,I	0,4-0,6

Примечание. При расчете параметров продувки трубопроводов, прокладываемых в сложных условиях, приведенные в табл.2 значения $\bar{P}$ увеличивают в I,5-2 раза.

Распределение сопротивлений по длине участка трубопровода при его очистке определяют по формуле

$$\sigma = \frac{1}{10^4}\left(\frac{D\gamma}{40\eta} - \frac{10^4 c}{\eta f}\right)\left(\exp\frac{5{,}09\,\eta\,\bar{V}}{D^3}x - 1\right). \qquad (2)$$

При расчетах используют следующие осредненные параметры грунтовых загрязнений, которые даны в табл.3.

Таблица 3

Грунтовые загрязнения	Плотность грунта γ, кг/м³	Коэффициент трения грунта по внутренней поверхности трубопровода f	Коэффициент бокового давления η	Удельное сцепление грунта c, Па
Песчаные и супесчаные	I800	0,50	0,43	0,002
Сухие глинистые	I600	0,40	0,50	0,003
Влажные глинистые	I800	0,40	0,85	0,008

Начальное давление в ресивере определяют для конца продуваемого участка по формуле

$$P_p = (n + \frac{L}{L_p}) A_1 . \qquad (3)$$

Максимальную площадь проходного сечения крана байпасной линии вычисляют по формуле

$$S_к = \frac{S \vartheta^2}{k_3 \left(\frac{P_p}{A_2} - \frac{L}{L_p} \cdot \frac{A_1}{A_2} \right)} , \qquad (4)$$

где

$$A_1 = \Delta P + \sigma + P_a ;$$

$$A_2 = \Delta P + \sigma_1 + P_a ;$$

$$\vartheta^2 = 5 - 7 м/с ;$$

$$\sigma_1 = \frac{1}{10^4} \left(\frac{D f}{40 \eta} + \frac{10^4 c}{\eta f} \right) \left[\left(\frac{5{,}09 \eta f \sqrt{x}}{D^3} + 1 \right) exp \frac{5{,}09 \eta f \sqrt{x}}{D^3} - 1 \right] ;$$

$k_3 = 0{,}69 \sqrt{RT\mu}$ – для воздуха;

$k_3 = 0{,}67 \sqrt{RT\mu}$ – для газа.

Значения σ и σ_1 в формулах (3) и (4) вычисляют при $x = L$.

Диаметр перепускной (байпасной) линии и условный диаметр арматуры находят по формуле

$$d_y = 1{,}13 \cdot \sqrt{\frac{S_к}{C_1}} \qquad (5)$$

II. При продувке в режиме перемещения загрязнений и скоростном потоке газа перед очистным поршнем (режим П) используют приводимые ниже расчетные зависимости.

Предельную длину продуваемого участка L_{2max} определяют по формуле

$$L_{2max} = \frac{1 - \left(\frac{n P_a}{P_0 - n \Delta P} \right)^2}{2 a \vartheta^2} , \qquad (6)$$

где P_0 – максимальная величина рабочего давления имеющегося компрессорного оборудования, или давление газа в магистрали.

Начальное давление в ресивере находят для двух точек трубопровода – начала и конца продуваемого участка:

а) для начала участка:

$$P_{p_1} = n\left(\Delta P + \frac{P_a}{\sqrt{1-2a\vartheta^2 L}}\right); \qquad (7)$$

б) для конца участка:

$$P_{p_2} = \left(n + \frac{L}{L_p}\right)\sqrt{1+a\vartheta^2 L}\cdot A_4 . \qquad (8)$$

Из двух полученных значений P_{p_1} и P_{p_2} выбирают максимальное и принимают его за исходную величину начального давления P_p при продувке в данном режиме.

Максимальную площадь проходного сечения крана байпасной линии S_K вычисляют для точки, где $P_p = P_{2\,max}$.

При $P_p = P_{p\,max}$ в начале продуваемого участка S_K определяют по формуле

$$S_K = \frac{A_3 \cdot S\vartheta}{K_3 \cdot P_p}, \qquad (9)$$

где

$$A_3 = \Delta P + \frac{P_a}{\sqrt{1-2a\vartheta^2 L}}.$$

При $P_p = P_{p\,max}$ в конце участка продувки S_K определяют как

$$S_K = \frac{S\vartheta}{k_3\left[\frac{P_p}{A_4} - \frac{L}{L_p}\sqrt{1+a\vartheta^2 L}\right]}. \qquad (10)$$

Диаметр перепускной (байпасной) линии и условный диаметр арматуры находят по формуле (5).

В приведенных формулах

$$A_4 = \Delta P + \bar{6} + P_a; \qquad a = \frac{\lambda}{2RTD}$$

При расчетах параметров продувки трубопроводов, очищенных протягиванием очистных устройств, принимают $\bar{\delta} = 0$. Для трубопроводов, не очищенных протягиванием очистных устройств, осредненные значения $\bar{\delta}$ определяют в соответствии с табл.4.

Таблица 4

Диаметр трубопровода D ,м	Сопротивление загрязнений в потоке газа δ , кПа
0,2-0,4	0,18-0,10
0,5-0,8	0,08-0,05
1,0-1,4	0,04-0,03

Оптимальную величину скорости перемещения поршня V принимают в зависимости от вида удаляемых загрязнений с учетом конструктивной характеристики трубопровода в соответствии с пп.6 и 8 данного приложения.

12. При продувке со скоростным перетоком газа через пропускное устройство движущегося очистного поршня (режим I") используют следующие расчетные зависимости.

Предельную длину продуваемого участка L_{3max} определяют по формуле (6).

Начальное давление в ресивере P_{p_1} находят для двух точек трубопровода - начала и конца продуваемого участка:

а) для начала участка давление вычисляют по формуле (7);

б) для конца участка - по формуле

$$P_{p_2} = \left(n + \frac{L}{L_p}\right)\sqrt{1 + a\vartheta^2 L \cdot A_4} + \frac{LF\mu_1}{L_p \delta \vartheta}\sqrt{2\Delta PRTA_4}, \qquad (11)$$

где

$$A_4 = \Delta P + \bar{\delta} + P_a;$$

$$F = k\frac{\pi d^2}{4};$$

$\mu_1 = 0{,}65\text{-}0{,}70$.

Из двух полученных значений P_{p_1} и P_{p_2} выбирают максимальное и принимают его за исходную величину начального давления P_p при продувке в данном режиме.

Максимальную площадь проходного сечения крана байпасной

линии $S_к$ определяют для точки, где $P_д = P_{р\,max}$ по формулам (9) и (10).

Диаметр байпасной линии и условный диаметр арматуры определяют по формуле (5).

При расчетах оптимальную величину скорости перемещения поршня принимают в пределах ϑ = 10–15 м/с.

Величину сопротивления перемещению загрязнений в потоке газа перед поршнем $\bar{\sigma}$ принимают по табл.4.

Последовательность расчета параметров продувки

13. Расчет параметров продувки с пропуском очистных поршней необходимо проводить в приведенной последовательности:

наметить возможные участки продувки с учетом расположения по трассе технологических разрывов трубопровода (в частности, места установки линейной арматуры, переходы через естественные препятствия);

найти предельную длину очищаемого участка при различных режимах продувки с учетом характеристики используемого компрессорного оборудования или давления газа в магистрали;

определить оптимальный режим продувки и соответствующее этому режиму начальное давление в ресивере;

определить диаметр перепускной (байпасной) линии и условный диаметр запорной арматуры.

14. При наличии данных о виде и объеме загрязнений, находящихся в подготовленном к очистке участке трубопровода, продувку этого участка проводят в одном из трех режимах (I,II или III).

Для этих режимов в соответствии с пп.10, 11 и 12 данного приложения определяют предельную длину продуваемого участка L_{1max}, L_{2max}, L_{3max}.

Оптимальный вариант продувки и начальное давление в ресивере выбирают в зависимости от соотношения полученных величин.

При $L < L_{1max}$, L_{2max} и L_{3max} в соответствии с пп.10, 11 и 12 настоящего Приложения последовательно вычисляют начальное давление в ресивере для I, II и III режимов продувки.

При $L > L_{1max}$ и $L < L_{2max}$, L_{3max} в соответствии с пп.II и I2 последовательно вычисляют начальное давление в ресивере P_p для продувки во II и III режимах. Для обоих случаев, сравнивая полученные значения P_p, принимают минимальную величину за начальное давление в ресивере $P_{p\,опт}$, а соответствующий $P_{p\,опт}$ режим продувки выбирают в качестве оптимального.

При $L < L_{3max}$ и $L > L_{1,2max}$ продувку проводят в режиме III. Оптимальную величину начального давления выбирают в соответствии с п.I2 настоящего приложения.

I5. Если нет данных о загрязненности очищаемого участка, то продувку проводят в одном из двух режимов (II или III). Для этих режимов в соответствии с пп.II и I2 настоящего приложения определяют предельную длину продуваемого участка L_{2max} и L_{3max}.

Оптимальный вариант продувки и начальное давление в ресивере выбирают в зависимости от соотношения полученных величин.

При $L < L_{2max}$ и L_{3max} в соответствии с пп.II и I2 последовательно для обоих режимов продувки вычисляют начальное давление в ресивере P_p. Сравнивая полученные значения P_p, принимают минимальную величину за начальное давление в ресивере $P_{p\,опт}$, и соответствующий $P_{p\,опт}$ режим продувки выбирают в качестве оптимального.

При $L > L_{2max}$ и $L < L_{3max}$ продувку проводят в III режиме. Оптимальную величину начального давления выбирают в соответствии с п.I2.

I6. Если при расчетах по пп.I4 и I5 $L > L_{1,2,3max}$, то необходимо уменьшить длину продуваемого участка.

I7. После определения оптимального варианта продувки и величины начального давления в ресивере для выбранного режима в соответствии с одним из пп.I0, II или I2 определяют диаметр перепускной (байпасной) линии и условный диаметр запорной арматуры, округляя полученные величины до ближайшего стандартного значения.

Если нет характеристик крана, то принимают следующие осредненные значения коэффициентов μ и C_1 : μ = 0,60, C_1 = 0,60–0,70.

Пример расчета

Дано:

D = I,4 м;

L = I8·I0^3 м;

L_p = 25.I0^3 м;

ΔP = 0,05 МПа;

P = 0,4 кг/м.

Загрязнения - супесчаный грунт.

Определить параметры продувки трубопровода, смонтированного в нитку при помощи внутреннего центратора (без предварительной очистки полсти протягиванием очистных устройств).

Расчет

Расчет параметров продувки проводят в следующем порядке:

вычисляют предельную длину очищаемого участка при различных режимах продувки:

L_{1max} = 40.I0^3 м; L_{2max} = 25.I0^3 м; L_{3max} = 34.I0^3 м.

Сопоставляя эти величины, получают:

$$L < L_{1max};\ L_{2max};\ L_{3max};$$

вычисляют начальное давление в ресивере для различных режимов продувки:

для I режима - 0,65 МПа;

для II режима - 0,7 МПа;

для III режима - 0,5 МПа;

выбирают в качестве оптимального режим III продувки при начальном давлении в ресивере P_p = 0,5 МПа.

Для оптимального режима

$$d_y = 0{,}35 \text{ м}.$$

Следовательно, продувку проводят через полностью открытый кран байпасной линии d_y = 0,35 м.

Если нет специальных поршней, оборудованных перепускным устройством для направленного перетока газа, то продувку участка проводят с использованием поршней серии ОП.

В этом случае в качестве оптимального режима продувки выбирают режим I при начальном давлении в ресивере $P_р$ =0,65 МПа.

Для этого режима

$$d_у = 0{,}25 \text{ м}.$$

Таким образом, продувку в этом режиме можно проводить, используя временные инвентарные узлы пуска с коллектором, оборудованным кранами $d_у$ = 0,25 м или до указанной величины перекрывать поперечное сечение крана на байпасной линии.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОТЯЖЕННОСТИ УЧАСТКОВ ПРИ ГИДРАВЛИЧЕСКОМ ИСПЫТАНИИ ТРУБОПРОВОДОВ

18. Настоящая методика предусматривает использование графоаналитического метода расчета.

19. Исходными данными для расчета являются продольный профиль и технологическая схема испытываемых трубопроводов, а также величины давлений, которые должны быть созданы в пределах одного участка испытания:

$P_{исп.max}$ – максимальное давление испытания в нижней точке трубопровода равно $P_{зав}$, МПа;

$P_{исп.min}$ – минимальное давление испытания в верхней точке трубопровода равно, но не меньше I,I $P_{раб}$, МПа;

$P_{зав}$ – гарантированное заводом испытательное давление без учета осевого подпора, МПа;

$P_{раб}$ – рабочее (нормативное) давление, МПа.

20. Применительно к условному трубопроводу, продольный профиль и технологическая схема которого приведены на рис.2, методика предполагает проведение расчета в приведенной последовательности:

определяют максимальную разность высот продольного профиля (H_{max}, в м) в пределах одного участка испытания:

$$H_{max} = (P_{исп\,max} - P_{исп.min}) \cdot 100 \text{ м};$$

сопоставляют разницу высотных отметок всего трубопровода $H_ф$ с величиной H_{max}.

В случае, когда $H_ф \leq H_{max}$, можно проводить гидравлические испытания всего трубопровода или разделить его на участки без учета продольного профиля.

Если $H_ф > H_{max}$, то выполняют графические построения на продольном профиле, как показано на рис.2, для этого:

I) проводят горизонтальную линию через точку a (источник воды);

2) проводят параллельно этой линии (на расстоянии, равном H_{max} от нее) другую линию до пересечения с линией продольного профиля;

3) получают линии, которые образуют максимально возможную зону испытания на первом участке трубопровода (заштрихованный участок № I);

4) определяют зоны испытания других участков трубопровода, для этого проводя линии $P_{исп.max}$ и $P_{исп.min}$ через характерные верхние и нижние по профилю точки таким образом, чтобы получить максимально возможную длину участков испытания (заштрихованные прямоугольники № 2, 3, 4).

На этом заканчивают предварительное определение протяженности и числа участков испытываемого трубопровода с учетом допустимой разности отметок продольного профиля.

Окончательное определение протяженности и числа участков ведут с учетом расположения на трассе линейной арматуры.

Если разность вертикальных отметок между соседними кранами меньше величины H_{max}, то целесообразно проводить испытания целиком всего участка между кранами (участок № 4 на рис.2).

Если указанное условие выполнено для нескольких соседних участков между линейными кранами (участок № 3), тогда целесообразно испытывать весь участок целиком.

В случаях, когда граница между участками испытания не может быть совмещена с местом установки линейной арматуры, то ее устанавливают в зависимости от местных условий производства работ.

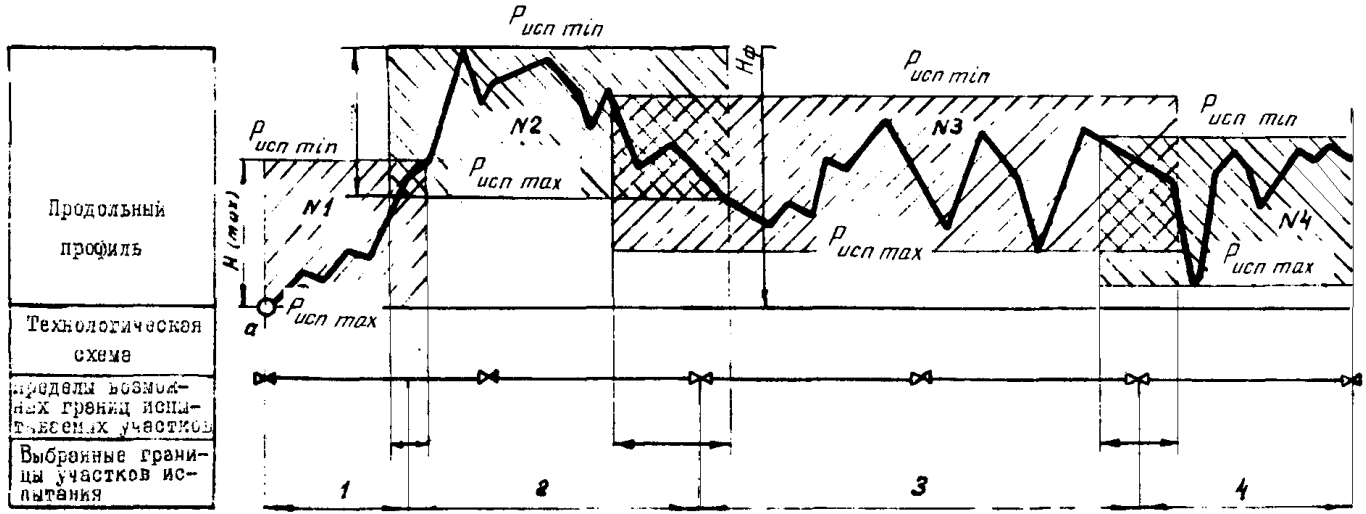


Рис.2. Схема определения числа и протяженности участков испытания магистрального газопровода
I - 4 участки испытания; №I -№4 -максимально возможные зоны испытания

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ИСПЫТАНИЯ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ КОМБИНИРОВАННЫМ СПОСОБОМ

Принципиальная схема испытания участка трубопровода комбинированным способом показана на рис.3.

Дано:

D – диаметр испытываемого участка газопровода, D = 1420 мм; L – протяженность участка L = 80 км;

$P_{раб}$ – рабочее давление, $P_{раб}$ = 7,5 МПа (75 кгс/см^2);

$P_{исп}$ – испытательное давление равно $P_{исп}$ = 1,1 $P_{раб}$ = 8,25 МПа;

заводское испытательное давление труб $P_{зав}$ = 9,65 МПа.

Газопровод расположен в сильно пересеченной местности с большими разностями вертикальных отметок отдельных участков (см. рис.3,Ш) и пересекает действующий газопровод (-Г-Г-) с рабочим давлением $P_{раб}$ = 5,5 МПа.

Испытываемый газопровод заполняют газом через временную перемычку от действующего газопровода до Р = 5,5 МПа. Для создания испытательного давления часть объема испытываемого газопровода заполняют водой с помощью опрессовочных агрегатов.

Расчет

Рассчитаем объем воды (V), необходимый для создания испытательного давления на всей протяженности трубопровода:

$$V = \frac{\pi D^2}{4} L \frac{P_{исп} - P}{P_{исп}} = \frac{3,14 \cdot 1,4^2}{4} \cdot 8.10^4 \cdot \frac{8,25-5,5}{8,25} = 4.10^4 \text{ м}^3.$$

Испытательное давление в нижних точках газопровода с учетом гидростатического давления не должно превышать заводского испытательного давления. Учитывая это требование, находим допустимый перепад высот для первого участка, заполняемого водой:

$$P_{зав} - P_{исп} = 1,4 \text{ МПа или } H = 140 \text{ м}.$$

Этому перепаду высот соответствует участок протяженностью L_1 = 20 км, которую определяют графически по профилю трассы (см.рис.3).

Объем закачиваемой воды на первом участке составит:

$$V_1 = \frac{\pi D^2}{4} \cdot L_1 = \frac{3,14 \cdot 1,4^2}{4} \cdot 2.10^4 = 3 \cdot 10^4 \text{ м}^3,$$

что меньше требуемого для создания испытательного давления на величину:

$$V_2 = V - V_1 = (4-3).10^4 = 10^4 \text{ м}^3.$$

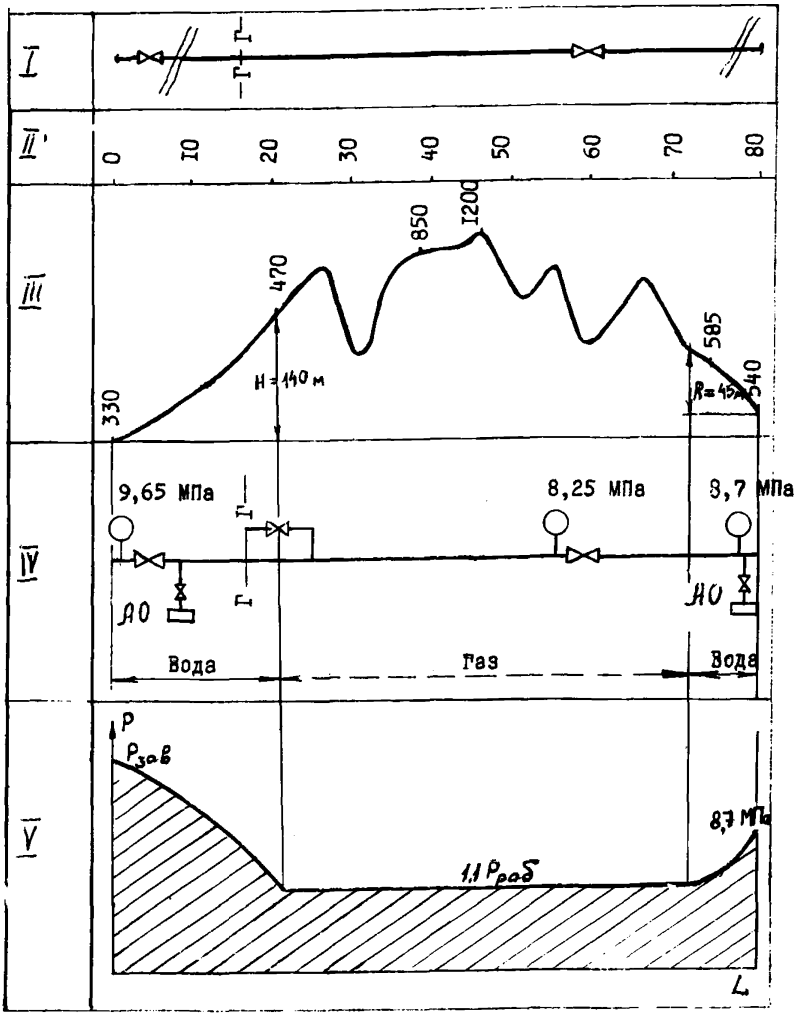


Рис.3. Принципиальная схема испытания участка магистрального трубопровода комбинированным способом:

I–схема газопровода; II–километраж; III–сжатый продольный профиль; IУ–схема заполнения трубопровода испытательными средами; У–график распределения давления по длине испытываемого трубопровода; АО–опрессовочные агрегаты; Г–Г–действующий газопровод

Этот объем воды необходимо закачать в следующий участок. Протяженность этого участка равна:

$$L_2 = \frac{4\cdot(V - V_1)}{\pi \cdot Д^2} = \frac{4 \cdot 10^4}{3,14 \cdot 1,4^2} = 6,5 \cdot 10^3 \text{ м.}$$

Графически по профилю газопровода находим положение второго участка от км 80 до км 73,5 и максимальную разность высотных отметок на этом участке h = 45 м, которая меньше предельной величины H = 140 м.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОЛНОГО УДАЛЕНИЯ ВОДЫ ИЗ ГАЗОПРОВОДОВ ПОСЛЕ ИХ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ИСПЫТАНИЯ

21. Эффективность удаления воды в значительной степени определяется скоростью перемещения поршней-разделителей по газопроводу.

Для достижения высоких технико-экономических показателей необходимо проводить расчет технологических параметров удаления воды, а при отклонении скорости поршней-разделителей от оптимальных значений - регулирование параметров в процессе передвижения этих устройств по осушаемому участку.

22. Оптимальная скорость перемещения поршней-разделителей ограничена в пределах между максимально и минимально допустимыми величинами этой скорости.

Максимальная скорость поршней-разделителей v_{max} зависит от их конструктивной характеристики и приведена в табл.3 и 4 пп.5.3 и 5.4 настоящей Инструкции.

Превышение допустимой скорости очистных устройств приводит к возрастанию динамических нагрузок, нарушению осесимметричного движения поршней-разделителей, к их интенсивному износу и разрушению, что в свою очередь значительно снижает качество проведения процесса удаления воды и требует многократного повторения этого процесса.

Бесконтрольное увеличение скорости перемещения поршней-разделителей затрудняет также запланированный отвод воды из трубопроводов.

23. Минимальная скорость перемещения поршней-разделителей V_{min} по предварительно очищенным газопроводам (протягиванием в процессе сборки и сварки в нитку, продувкой с пропуском металлических поршней ОП, а также при повторном удалении воды) определена необходимостью поддержания равномерного движения очистных устройств в потоке воды и составляет V_{min} = 0,5 м/с.

24. Минимальная скорость поршней-разделителей при удалении воды, проводимом одновременно с очисткой полости от загрязнений, определяется величиной, необходимой для образования грунтовой пульпы в потоке воды перед разделителем, и составляет V_{min} = I,0-I,5 м/с.

25. Дальнейшее снижение скорости передвижения поршней-разделителей вызывает скопление грунта непосредственно перед разделителем. Перемещение поршней-разделителей в таком режиме приводит к их деформации и к тому, что в газопроводах остаются вода и загрязнения.

26. При удалении воды из газопроводов поршни-разделители можно пропускать под давлением воздуха, подаваемого в освобожденный от воды участок от ресивера, образованного на прилегающем участке магистрали, или поступающего непосредственно от передвижных компрессорных станций.

Подача воздуха от передвижных компрессорных станций сокращает время и средства на удаление воды, однако в этом случае для обеспечения оптимальной скорости перемещения поршней-разделителей необходимо применять компрессоры высокой производительности (см.п.6.I настоящей Инструкции).

Применение ресивера позволяет использовать компрессоры меньшей производительности, чем при непосредственной закачке воздуха в участок за разделителем, что особенно важно в случаях удаления воды из трубопроводов большого диаметра и значительной протяженности.

27. Наиболее эффективное удаление воды при минимальном числе пропусков поршней-разделителей достигают равномерным перемещением этих устройств или плавным изменением их скорости в пределах допустимых значений. Для поддержания такого режима перемещения поршней-разделителей регулируют параметры процесса, изменяя степень открытия запорной арматуры в узлах пуска или приема поршней и контролируя эти параметры по показаниям образцовых манометров.

28. Если невозможно провести регулирование, указанное в п.27, то скорость передвижения поршней стабилизируют, устанавливая в узлах приема сливные патрубки необходимых размеров или перекрывая до определенного сечения запорную арматуру на узлах пуска и приема поршней.

При правильном выборе исходных параметров и проведении такой стабилизации процесса колебания скорости поршня будут значительно снижены и не превысят допустимых пределов.

29. Расчетные схемы удаления воды приведены на рис.4. В формулах (I2)-(27), приведенных ниже, приняты следующие обозначения и единицы измерения параметров:

L - длина продуваемого участка, м;

$L_р$ - длина ресивера, м;

ℓ - длина сливного патрубка в узле приема поршней, м;

D - диаметр трубопровода, м;

$D_р$ - диаметр ресивера, м;

F - площадь поперечного сечения трубопровода, $м^2$;

$F_р$ - площадь поперечного сечения ресивера, $м^2$;

F_1 - площадь поперечного сечения сливного патрубка, $м^2$;

f - площадь поперечного сечения запорной арматуры, $м^2$;

d_1 - диаметр сливного патрубка, м;

$d_у$ - диаметр байпасной линии от ресивера и условный диаметр запорной арматуры, м;

$P_{нор}$ - давление при нормальных условиях (при $T_{нор}$=293 К $P_{нор}$= 0,I МПА), МПа;

$P_к$ - давление в конце продуваемого участка, МПа;

$P_н$ - давление в начале продуваемого участка, МПа;

$P_р$ - начальное давление в ресивере, МПа;

$P_а$ - атмосферное давление, равное 0,I МПа;

x - текущая координата по длине продуваемого участка, м,

z - координата поршня-разделителя, м;

t - текущее время, с;

$t_к$ - продолжительность продувки данного участка трубопровода, с;

v - скорость перемещения поршня-разделителя, м/с;

ΔP - сопротивление перемещению поршня-разделителя по трубопроводу (для ДЗК и ДЗК-РЭМ ΔP = 0,05 МПа, для ОП, ОПР-М и РМ-ПС ΔP = 0,I МПа), МПа;

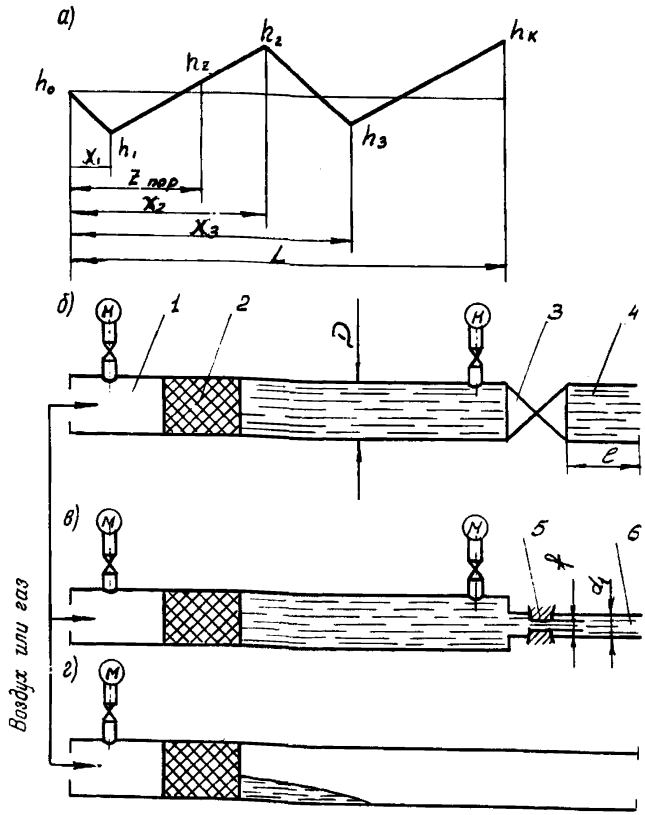


Рис.4. Расчетные схемы удаления воды:

а - продольный профиль очищаемого участка; б - удаление воды через линейный кран; в - удаление воды через сливной патрубок с запорной арматурой; г - удаление воды на открытый конец газопровода; I - газопровод; 2 - поршень-разделитель; 3 - линейный кран; 4 - сливной патрубок; 5 - запорная арматура; 6 - водоспускная линия;

L - длина участка, освобождаемого от воды; ℓ - длина сливного патрубка; d_1 - диаметр сливного патрубка ; f - площадь поперечного сечения запорной арматуры; D - диаметр трубопровода; z координата поршня-разделителя; $x_1, x_2, x_3, h_0, h_1, h_2, h_3, h_к$ - индексами обозначены соответствующие точки продольного профиля

R – газовая постоянная:
для воздуха R = 287 $м^2/с^2$.град;
для газа R = 519 $м^2/с^2$.град;
ρ – плотность воды (ρ = 1000 кг/$м^3$), кг/$м^3$;
λ – коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода;
μ – коэффициент расхода запорной арматуры. При отсутствии данных о характеристике арматуры принимают усредненное значение коэффициента μ = 0,60;
T и $T_г$ – абсолютная температура воздуха (или газа) соответственно в трубопроводе или ресивере, К;
$T_{нор}$ – абсолютная температура воздуха или газа в нормальных условиях, $T_{нор}$ = 293 К;
K – количество компрессоров, шт;
Q^1 – производительность одного компрессора, $м^3/с$;
h – разность высотных отметок между концом очищаемого участка и поршнем при его перемещении по газопроводу, проложенному по пересеченной местности, м. (При прохождении поршня через точки газопровода, расположенные по продольному профилю выше конца очищаемого участка, величину h принимают отрицательной);
g – ускорение свободного падения, равное 9,81 $м/с^2$;
n – коэффициент запаса.

Предварительное удаление воды после гидравлического испытания

30. При удалении воды с помощью поршней-разделителей, перемещающихся по газопроводу под давлением воздуха, подаваемого в очищаемый участок непосредственно от передвижных компрессорных станций, используют следующие расчетные зависимости.

Минимальное давление нагнетания компрессоров ($P_н$) определяют по формуле

$$P_н = n\left[\frac{\rho}{10^6}\left(\lambda\frac{L-Z}{2D}v_{min}^2 + gh\right) + \Delta P + P_к\right] - P_a \qquad (12)$$

Необходимое количество компрессорных станций (K) вычисляют из соотношения

$$K = \frac{F\vartheta_{min} \cdot T_{нор}}{10Q \cdot P_{нор} T}\left[\frac{P}{10^5}\left(\lambda\frac{L-Z}{2D}\vartheta_{min}^2 + gh\right) + 10(\Delta P + P_K)\right], \quad (13)$$

где λ = 0,015 при удалении воды из предварительно очищенных (протягиванием или продувкой) участков газопровода;

λ = 0,025 – при удалении воды из газопровода после его предварительной промывки;

n = 1,10 – для газопроводов, проложенных по равнинной местности;

n = 1,25 – для газопроводов, проложенных по пересеченной местности.

В формулах (12) и (13) величина P_K может принимать следующие значения:

а) при удалении воды на свободный конец газопровода без линейного крана или при полностью открытом кране (рис.4,б; г)

$$P_K = P_a;$$

б) при удалении воды на свободный конец газопровода при частично перекрытом линейном кране (рис.4,б), а также при удалении воды через сливной патрубок, оборудованный запорной арматурой меньшего диаметра (рис.4,в) или арматурой, перекрытой до определенных размеров для стабилизации скорости передвижения поршней-разделителей (см.ниже п.13)

$$P_K = \left(\frac{F}{f}\right)^2 \frac{\vartheta_{min}^2}{2 \cdot 10^6 \cdot \mu^2}\rho + P_a, \quad (14)$$

где f – площадь поперечного сечения неравнопроходной или частично перекрытой запорной арматуры;

в) при удалении воды через сливной патрубок, оборудованный полностью открытой равнопроходной запорной арматурой

$$P_K = 0{,}25\left(\frac{F}{F_1} - 1\right)\frac{F}{F_1} \cdot \frac{\vartheta_{min}^2}{10^6}\rho + \lambda\rho\frac{\ell}{2 \cdot 10^6 d}\vartheta_{min}\left(\frac{F}{F_1}\right) + P_a. \quad (15)$$

Расчет значений $P_н$ и K по формулам (I2) и (I3) проводят для ряда характерных точек очищаемого участка: начала ($Z = 0$), конца ($Z = L$), а также нижних точек перегиба продольного профиля трассы газопровода ($Z = X_1$ и $Z = X_3$, см. рис.4). Для этих же точек по продольному профилю трассы газопровода определяют величины h.

Величину минимальной скорости перемещения поршней-разделителей V_{min} принимают в соответствии с табл.3, 4 (см.пп.5.3 и 5.4).

Из ряда полученных величин $P_н$ и K выбирают максимальные и принимают их за исходные значения давления нагнетания $P_{н.опт}$ и необходимого количества компрессорных станций $K_{опт}$. Величину K при этом округляют до ближайшего большего целого числа.

Если нет необходимого количества компрессорных станций заданной производительности Q, то подачу воздуха в осушаемый участок следует проводить из ресивера.

3I. При удалении воды поршнями-разделителями, перемещающимися по газопроводам под давлением воздуха (или газа), подаваемого в очищаемый участок от ресивера, используют следующие соотношения.

Начальное давление воздуха (или газа) в ресивере определяют по формуле

$$P_р = \left(n + \frac{D^2 Z T_р}{D_р^2 L_р T}\right)\left[\frac{P}{10^6}\left(\lambda \frac{L-Z}{2D} V_{min}^2 + gh\right) + \Delta P + P_к\right] - P_а , \quad (I6)$$

где $P_к$ и λ – выбирают в соответствии с п.30;

$n = 1{,}10$ – для газопроводов, проложенных по равнинной местности;

$n = 1{,}25$ – для газопроводов, проложенных по пересеченной местности.

Расчет значений $P_р$ по формуле (I6) ведут для ряда характерных точек очищаемого участка, начала ($Z = 0$), конца ($Z = L$), а также нижних точек перегиба продольного профиля трассы газопровода ($Z = X_1$ и $Z = X_3$, см.рис.5).

Для этих же точек по продольному профилю трассы газопровода определяют величины h. Величину минимальной скорости перемещения поршней-разделителей V_{min} принимают в соответствии с табл.3, 4 (см.пп.5.3 и 5.4).

Из ряда полученных величин P_p выбирают максимальную и принимают ее за оптимальную величину начального давления в ресивере ($P_{p\,опт}$).

Условный диаметр запорной арматуры или диаметр байпасной линии от ресивера к очищаемому участку равен:

$$d_y = (0{,}15 - 0{,}20)\,D.$$

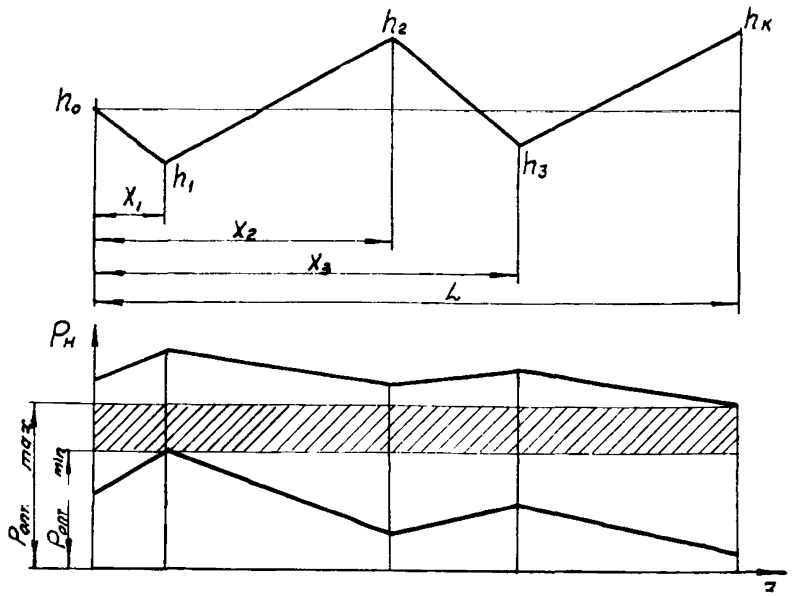


Рис.5. Схема определения параметров стабилизации скорости движения поршней-разделителей:

L – длина участка, освобождаемого от воды; z –координата поршня-разделителя; $P_{опт.min}$ и $P_{опт.max}$ –верхняя и нижняя границы изменения начального давления ресивера для оптимального режима удаления воды; h_0, h_1, h_2, h_3, h_4 –индексами обозначены соответствующие точки продольного профиля

32. Если воду удаляют из трубопровода, не регулируя параметры этого процесса, то для уменьшения колебаний скорости передвижения поршней-разделителей устанавливают на узлах приема

сливные патрубки заданного размера (диаметра d_1 и длины ℓ).

Оптимальные размеры сливного патрубка определяют в зависимости от диаметра очищаемого участка D и отношения длины к диаметру этого патрубка $\frac{\ell}{d_1}$ по табл.5.

Таблица 5

Отношение длины к диаметру сливного патрубка $\frac{\ell}{d_1}$	$\frac{\ell}{d_1} < 100$	$100 < \frac{\ell}{d_1} < 500$	$500 < \frac{\ell}{d_1} < 1000$	$\frac{\ell}{d_1} > 1000$
Отношение диаметра сливного патрубка к диаметру трубопровода $\frac{d_1}{D}$	0,20–0,30	0,30–0,40	0,40–0,50	0,50–0,60

Примечание. Если по условиям материально-технического снабжения узлы приема невозможно оборудовать сливными патрубками оптимальных размеров, допускается устанавливать патрубки меньшего диаметра. Однако необходимо учитывать, что при значительном уменьшении диаметров патрубков скорость передвижения поршней-разделителей существенно уменьшена, что ухудшит качество проведенного процесса удаления воды, увеличит энергетические затраты и увеличит время этой операции.

33. Если одна или несколько точек продольного профиля расположены выше конца очищаемого участка, то необходимо перекрыть запорную арматуру на сливном патрубке в узле приема поршней-разделителей, чтобы предотвратить слив воды самотеком из участка за перевальной точкой в процессе передвижения поршня-разделителя.

Оптимальную степень перекрытия запорной арматуры определяют из соотношения

$$\frac{F}{f} = \frac{\mu}{v_{min}} \sqrt{2g\Delta h},$$

где Δh – разность высотных отметок между наиболее высокой (перевальной) точкой и концом очищаемого участка трубопровода, м.

После того как поршень-разделитель прошел перевальную точку газопровода, запорную арматуру на сливном патрубке открывают на полное сечение (в соответствии с табл.5). Время от нача-

ла пропуска поршня до момента открытия арматуры определяют из выражения

$$t = \frac{L_{пер}}{\vartheta_{min}}, \qquad (17)$$

где $L_{пер}$ - расстояние от начала очищаемого участка до перевальной точки, м.

Окончательное удаление воды
(контрольный пропуск поршней-разделителей)

34. При контрольном пропуске поршней-разделителей, перемещающихся по газопроводу под давлением воздуха, подаваемого в осушаемый участок непосредственно от передвижных компрессорных станций, используют те же компрессорные станции, что и при предварительном удалении воды после гидравлического испытания.

Необходимое количество передвижных компрессорных станций для контрольного пропуска поршней-разделителей вычисляют по формуле

$$K = \frac{n\left(\Delta P + \frac{P_a}{B}\right) F \vartheta_{опт}}{Q P_{нор}}, \qquad (18)$$

где n = 1,1-1,2 - для газопроводов, проложенных по равнинной местности;

n = 1,2-1,5 - для газопроводов, проложенных по пересеченной местности;

$\vartheta_{опт}$ - оптимальная скорость передвижения поршня-разделителя.

При необходимости повторения контрольного пропуска коэффициент n принимают n = 1.

В формуле (18) величина B может принимать следующие значения:

при $\frac{L}{D} > 50000$ будет $B = \sqrt{\frac{1 - \lambda \vartheta_{опт}^2 L}{RTD}}$;

при $\frac{L}{D} < 50000$ принимают $B = 1$.

Величину оптимальной скорости перемещения поршней-разделителей при контрольных пропусках рекомендуется принимать из соотношения

$$2\vartheta_{min} \leq \vartheta_{опт} \leq 0{,}7\ \vartheta_{max}\ , \qquad (19)$$

где значения ϑ_{min} и ϑ_{max} выбирают в соответствии с табл.3, 4 (см. ш.5.3 и 5.4).

Величину коэффициента гидравлического сопротивления λ принимают $\lambda = 0{,}015$. Полученную по формуле (18) величину округляют до ближайшего большего целого числа.

35. При контрольном пропуске поршней-разделителей, перемещающихся по газопроводу под давлением воздуха (или газа), подаваемого в осушаемый участок от ресивера, используют следующие соотношения.

Начальное давление воздуха или газа в ресивере определяют по формуле

$$P_p = \left(n + \frac{D^2 z\, T_p}{D_p^2 L_p T}\right)\left(\Delta P + \frac{P_a}{B_1}\right) B_2 - P_a\ , \qquad (20)$$

где n = 1,5–2,0 – для газопроводов, проложенных по равнинной местности;

n = 2,0–2,5 – для газопроводов, проложенных по пересеченной местности.

При необходимости повторения контрольного пропуска значения коэффициента n принимают n = 1,2–1,5.

В формуле (20) величины B_1 и B_2 принимают следующие значения:

при $\frac{L}{D} > 50000$ будет

$$B_1 = \sqrt{1 - \frac{\lambda \vartheta_{опт}^2}{RTD}(L - z)}\ ; \qquad (21)$$

$$B_2 = \sqrt{1 + \frac{\lambda \vartheta_{опт}^2 z}{2RTD}}\ ; \qquad (22)$$

при $\frac{L}{D} < 50000$ будет $B_1 = B_2 = 1$.

Величину оптимальной скорости перемещения поршней-разделителей принимают из соотношения (I9), а коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = 0{,}015$.

Расчет значений P_p по формуле (20) проводят для двух точек осушаемого участка начала $z = 0$ и конца $z = L$. Из полученных величин выбирают максимальную и принимают ее за оптимальную величину начального давления в ресивере ($P_{p\,опт}$).

Условный диаметр запорной арматуры или диаметр байпасной линии от ресивера к осушаемому участку принимают

$$d_y = (0{,}10 - 0{,}12)D. \qquad (23)$$

Регулирование скорости поршней-разделителей при предварительном удалении воды после гидравлического испытания

36. При удалении воды с помощью поршней-разделителей, перемещающихся по газопроводу под давлением воздуха, подаваемого в очищаемый участок непосредственно от передвижных компрессорных станций, для поддержания равномерного передвижения поршней по всей длине очищаемого участка необходимо плавно регулировать параметры процесса, изменяя степень открытия запорной арматуры в узле приема поршней и контролируя эти параметры по показаниям образцового манометра.

Изменение давления в узле приема $P_к(t)$ при регулировании скорости передвижения поршней определяют по формуле

$$P_к(t) = \frac{\kappa Q P_{нор} T}{F \vartheta^2 T_{нор}} - \frac{\rho}{10^6}\left[\frac{\lambda \vartheta^3}{2D}\left(t_к - t\right) + gh\right] - \Delta P - P_a, \qquad (24)$$

где

$$t = \frac{z}{\vartheta}, \qquad t_к = \frac{L}{\vartheta}.$$

Параметры регулирования вычисляют с учетом реальной производительности используемых компрессорных станций KQ для следующих значений:

$$t_1 = 0;$$
$$t_2 = 0{,}25\, t_к;$$
$$t_3 = 0{,}5\, t_к;$$
$$t_4 = 0{,}75\, t_к;$$
$$t_5 = t_к,$$

а также для значений, соответствующих всем точкам перегиба продольного профиля трассы газопровода (см.рис.4):

$$t_6 = \frac{x_1}{v}; \qquad t_7 = \frac{x_2}{v}; \qquad t_8 = \frac{x_3}{v}.$$

Для этих же точек по продольному профилю трассы газопровода определяют величины h.

Величину оптимальной скорости перемещения поршней-разделителей v принимают равной минимально допустимой скорости их движения, установленной при выборе исходных параметров процесса в соответствии с табл.3, 4 (см.пп.5.3 и 5.4). Величину λ выбирают в соответствии с п.30 настоящего приложения.

37. При удалении воды с применением поршней-разделителей, которые перемещаются по газопроводу под давлением воздуха или газа, подаваемого в очищаемый участок от ресивера, чтобы предотвратить отклонение скорости поршней-разделителей от допустимых значений, необходимо ограничить величину давления в начале очищаемого участка; для этого перекрывают запорную арматуру на перемычке от ресивера и контролируют величину давления по показаниям образцового манометра.

Такое ограничение давления рекомендуется осуществлять в случаях, когда по условиям проведения предшествующих или последующих этапов очистки полости и удаления воды подачу воздуха (или газа) от ресивера целесообразно проводить через байпасную линию большего диаметра, чем указано в п.31, или, если давление воздуха (или газа) превышает расчетную величину давления в ресивере ($P_р > P_{р\,опт}$).

Для определения оптимального давления в начале очищаемого участка $P_н$ используют графоаналитический метод расчета параметров процесса.

Величину давления в начале очищаемого участка вычисляют по формуле

$$P_н = \frac{\rho}{10^6}\left(\lambda \frac{L-z}{2D} v^2 + gh\right) + \Delta P + P_к, \qquad (25)$$

где λ выбирают в соответствии с п.30.

В формуле (25) величина $P_к$ может принимать следующие значения:

а) при удалении воды на свободный конец газопровода без линейного крана или при полностью открытом линейном кране (см.рис.4,б,г)

$$P_к = 0;$$

б) при удалении воды на свободный конец газопровода при частично перекрытом линейном кране (см.рис.4,б), а также при удалении воды через сливной патрубок, оборудованный неравнопроходной запорной арматурой меньшего диаметра (рис.4,в) или арматурой, перекрытой до определенных размеров для стабилизации скорости передвижения поршней-разделителей,

$$P_к = \left(\frac{F}{f}\right)^2 \frac{v^2}{2 \cdot 10^6 \cdot \mu^2} \rho,$$

где f - площадь поперечного сечения неравнопроходной или частично перекрытой запорной арматуры;

в) при удалении воды через сливной патрубок, оборудованный полностью открытой равнопроходной запорной арматурой (рис.4в)

$$P_к = 0{,}25\left(\frac{F}{F_1} - 1\right)\frac{F}{F_1}\frac{v^2}{10^6}\rho + \lambda\rho\frac{\ell}{2 \cdot 10^6 d_1} v^2 \left(\frac{F}{F_1}\right)^2. \qquad (26)$$

Расчет $P_н$ по формуле (25) проводят для двух значений скорости перемещения поршней-разделителей: максимально допустимой v_{max} и минимально допустимой v_{min} - табл.3, 4 (см. пп.5.3 и 5.4).

Значения $P_н$ определяют для всех характерных точек очищаемого участка: начала $z = 0$, конца $z = L$, а также при значениях в верхних и нижних точках перегиба продольного профиля трассы газопровода $z = x_1$; $z = x_2$ и $z = x_3$ (см.рис. 4а). Для этих же точек по продольному профилю трассы газопровода определяют величины h

По полученным значениям $P_н$ строят график изменения давления в начале очищаемого участка при равномерном перемещении поршней-разделителей по всей его длине с максимальной и минимальной скоростями (см.рис.5). В этом случае для стабилизации

скорости поршней-разделителей достаточно поддерживать давление $P_н$ в пределах

$$P_{опт(min)} \leq P_н \leq P_{опт(max)}.$$

Изменение давления в начале очищаемого участка в указанных пределах не приведет к отклонению скорости поршней-разделителей от допустимых величин при их перемещении по всей длине магистрали.

Регулирование параметров при окончательном удалении воды (контрольный пропуск поршней-разделителей)

38. При контрольном пропуске очистных устройств, перемещающихся по газопроводам под давлением воздуха или газа, подаваемого в осушаемый участок от ресивера, для предотвращения значительного отклонения скорости поршней-разделителей от оптимальных значений, необходимо ограничить величину давления в начале продуваемого участка, перекрывая запорную арматуру на перемычке от ресивера.

Такое регулирование проводят, если по условиям выполнения предшествующих этапов очистки полости и удаления воды целесообразно использовать запорную арматуру большего диаметра, чем указано в п.35, или в случаях превышения давления газа расчетной величины давления в ресивере ($P_р > P_{р\,опт}$).

Величину давления в начале очищаемого участка определяют по формуле

$$P_н = n\left(\Delta P + \frac{P_а}{B_1}\right) B_2 - P_а , \qquad (27)$$

где n = 1,5–2,0 – для газопроводов, проложенных по равнинной местности;

n = 2,0–2,5 – для газопроводов, проложенных по пересеченной местности.

При необходимости повторения контрольного пропуска коэффициент n принимают n = 1,2–1,5.

В формуле (27) величины B_1 и B_2 принимают следующие значения.

При контрольном пропуске поршней-разделителей ДЗК, ДЗК-РЭМ, ОПР-М для $\frac{L}{D} > 50000$ значения B_1 и B_2 вычисляют по формулам (20) и (21), принимая $\lambda = 0{,}015$, а для $\frac{L}{D} < 50000$, $B_1 = B_2 = 1$.

Расчет значений $P_н$ по формуле (27) проводят для двух точек очищаемого участка: начала $Z = 0$ и конца $Z = L$. Оптимальную скорость перемещения поршней-разделителей по осушаемому участку принимают в соответствии с соотношением (19).

Из двух полученных значений $P_н$ выбирают максимальное и принимают его за оптимальную величину начального давления в осушаемом участке ($P_{н.опт}$). Перекрывая запорную арматуру на перемычке от ресивера, поддерживают величину оптимального давления в начале осушаемого участка в процессе всего времени передвижения поршней-разделителей.

Пример расчета параметров удаления воды

На участке газопровода длиной $L = 50.10^3$ м, диаметром $D = 1{,}2$ м (укрупненный профиль приведен на рис.4,а настоящего приложения).

Воду удаляли в два этапа:

I этап - предварительное удаление с пропуском поршня-разделителя ОПР-М;

II этап - окончательное удаление с пропуском поршня-разделителя ДЗК-РЭМ.

Для данного участка газопровода характерные точки профиля имеют следующие координаты: $x_0 = 0$, $x_1 = 5.10^3$ м, $x_2 = 20.10^3$ м; $x_3 = 35.10^3$ м, $L = 50.10^3$ м.

Высота столба воды перед поршнем в момент прохождения им этих точек, т.е. разность отметок между концом газопровода и рассматриваемой точкой по продольному профилю трассы составит:

$h_0 = 25$ м; $h_2 = 15$ м; $h_3 = 40$ м;
$h_1 = 50$ м; $h_к = 0$.

Воду удаляли через сливной патрубок, оборудованный равнопроходной запорной арматурой. По условиям проведения работ воду отводили в сторону от узла приема на расстояние $\ell = 30$ м.

Рассмотрим два варианта подачи воздуха:

I вариант - от компрессора;

II вариант - из ресивера.

Дополнительные данные, необходимые для расчета: $T = 20^{0}C$; $L_p = 50.10^3$ м; $T_p = 20^{0}C$; $D_p = D$

Расчет

Для I и II вариантов по табл.5 данного приложения определяем оптимальный диаметр сливного патрубка $d_1 = 0,3$ м.

Минимальную скорость перемещения поршней-разделителей принимают равной $v_{min} = 0,5$ м/с (в соответствии с табл.4,п.5.4).

Давление в конце продуваемого участка в соответствии с п.30 данного приложения (формула I5) составит

$$P_к = 0,16 \text{ МПа}.$$

Подача воздуха от компрессоров (I вариант)

Предварительное удаление воды. По формуле (I2) рассчитываем минимальное давление нагнетания для нескольких характерных точек участка:

$P_{н_1} = 0,91$ МПа; $P_{н_2} = 0,50$ МПа; $P_{нк} = 0,34$ МПа;

$P_{н_0} = 0,54$ МПа; $P_{н_3} = 0,68$ МПа.

По наибольшей величине $P_н$ выбираем (по табл.6, п.6.I) компрессоры АМС-4 производительностью $Q = 57,5$ м^3/мин.

По формуле (I3) определяем количество компрессоров

$$K = 4,98.$$

Принимаем К = 5 шт.

Окончательное удаление воды. Оптимальная скорость перемещения поршней (из п. 34 данного приложения) принимаем равной $v = I,3$ м/с.

Количество компрессоров вычисляется по формуле (I8) данного приложения

$$K = 2,76.$$

Принимаем $K = 3$ шт. (так как $\frac{l}{D} = \frac{50000}{I,2} < 50000$, то В = I).

В связи с необходимостью применения большого количества компрессоров удалять воду целесообразно с подачей воздуха от ресивера.

Подача воздуха от ресивера (II вариант)

Предварительное удаление воды. По формуле (16) определяют давление в ресивере для нескольких характерных точек:

P_{p_1} = 0,88 МПа; P_{p_2} = 0,65 МПа; P_{p_3} = 0,59 МПа,

P_{p_0} = 0,61 МПа; $P_{p_к}$ = 1,44 МПа.

Принимаем давление в ресивере P_p = 1,44 МПа.

Диаметр байпасной линии (по п.31) принимаем равным d_y = 0,15 м.

Окончательное удаление воды. Так как $\frac{L}{D} = \frac{50000}{1,2} <$ 50000, то B_1 = 1, B_2 = 1.

Начальное давление в ресивере при первом пропуске по формуле (20) данного приложения составит.

$P_{p_к}$ = 0,35 МПа;

P_{p_0} = 0,20 МПа.

За расчетную величину принимаем P_p = 0,35 МПа.

Диаметр байпасной линии (по п.35) принимаем равным d_y = =0,15 м.

Параметры регулирования скорости поршней-разделителей

При удалении воды поршнями-разделителями, которые перемещаются по газопроводу под давлением воздуха, подаваемого в очищаемый участок непосредственно от передвижных компрессорных станций, изменение давления в узле приема определяют по формуле (24) данного приложения.

Полученные результаты сводят в табл. 6.

Таблица 6

t, с	$t = 0$	$t = \frac{x_1}{v}$	$t = 0,25t_к$	$t = \frac{x_2}{v}$	$t = 0,5t_к$	$t = 0,75t_к$	$t = \frac{x_3}{v}$	$t = t_к$
P,МПа	0,84	0,57	0,76	0,95	0,72	0,75	0,72	0,10

При удалении воды поршнями-разделителями, перемещающимися по газопроводу под давлением воздуха или газа от ресивера, для определения оптимального давления в начале очищаемого участка используют графоаналитический метод расчета параметров процесса.

В соответствии с п. 37 настоящего приложения вычисляем давление в узле приема при движении поршня ОПР-М со скоростью $\vartheta_{min} = 0{,}5$ м/с и $\vartheta_{max} = 4{,}0$ м/с.

По формуле (25) просчитываем давления во всех характерных точках при скоростях ϑ_{min} и ϑ_{max} и полученные результаты сводим в табл.7 (по рис. 5).

Таблица 7

x	x_0	x_1	x_2	x_3	L
$P(\vartheta_{min})$	0,30	0,68	0,36	0,58	0,I6
$P(\vartheta_{max})$	9,38	9,08	7,28	6,04	4,I3

По полученным данным строим график в соответствии с рис. 5 данного приложения. Анализ этого графика показывает, что для стабилизации скорости поршней-разделителей давление в начале очищаемого участка необходимо поддерживать в пределах 0,68 МПа $\leq P_н \leq$ 4,I3 МПа.

Большая величина верхнего предела этого давления объясняется тем, что удаление воды ведется через сливной патрубок оптимального сечения, препятствующий резкому увеличению скорости воды и поршней-разделителей.

В связи с этим для достижения оптимальной скорости движения поршней-разделителей практически достаточно поддерживать в начале очищаемого участка давление не ниже P = 0,7 МПа.

При контрольном пропуске поршней-разделителей, перемещающихся по газопроводу под давлением воздуха от ресивера, оптимальную величину давления в начале очищаемого участка определяют по формуле (27) данного приложения при $B_1 = B_2 = I$ $P_н = 0{,}2$ МПа.

Этапы и параметры испытаний магистральных трубопроводов
(выписка из СНиП III-42-80, табл.17)

Категория участка	Название участка магистральных трубопроводов	Этапы испытания на прочность и проверки на герметичность	Давление				Продолжительность, ч		
			при испытании на прочность			при проверке на герметичность	при испытании на прочность		при проверке на герметичность
			гидравлическим способом		пневматическим способом		гидравлическим способом	пневматическим способом	
			в верхней точке (не менее)	в нижней точке					
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10
В	Газопроводы внутри зданий и в пределах территорий компрессорных и газораспределительных станций, станции подземного хранения газа, а также трубопроводы топливного и пускового газа	После укладки и засыпки крепления на опорах (при технической возможности с подключенными агрегатами и аппаратами)	-	$P_{зав}$ (В)	Не испытываются	принимается равным $P_{раб}$	24	-	в соответствии с п.2 примечаний
В,I	Переходы нефте- и нефтепродуктопроводов через водные преграды и прилегающие прибрежные участки	Первый этап - после сварки на стапеле или площадке, но до изоляции (только участки, укладываемые с помощью подводно-технических средств)	-	$P_{зав}$ (В) или $P_{зав}$ (I)	То же		6	-	

		Второй этап - после укладки, но до засыпки:						
		для трубопроводов категории В	I,5 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (В)	"		I2	-
		для трубопроводов категории I	I,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$ (I)	"		I2	-
		Третий этап - одновременно с прилегающими участками категорий:						
		I-П	I,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$(I-П)	"		24	-
		Ш-IУ	I,I $P_{раб}$	$P_{зав}$(Ш-IУ)	"		24	-
I	Нефте- и нефтепродуктопроводы внутри зданий и в пределах территорий перекачивающих насосных станций	После укладки и засыпки или крепления на опорах (при технической возможности с подключенными агрегатами и аппаратами)	-	$P_{зав}$(I)	"		24	-
I	Узлы подключения пересекающих насосных и компрессорных станций, всасывающие и нагнетательные трубопроводы, а также узлы пуска и приема очистных устройств между охранными кранами газопроводов или между задвижками нефте- и нефтепродуктопроводов	Первый этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах	-	$P_{зав}$(I)	"		24	-
		Второй этап - одновременно с прилегающими участками категорий:						
		I-П	I,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$(I-П)	"		24	-
		Ш-IУ	I,I $P_{раб}$	$P_{зав}$ (Ш-IУ)	"		24	-

Давление при проверке на герметичность

Продолжительность проверки на герметичность принимают

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	Переходы магистральных газопроводов через водные преграды и прилегающие прибрежные участки	Первый этап - после сварки на стапеле или на площадке, но до изоляции (только участки, укладываемые с помощью подводно-технических средств)	-	$P_{зав}$ (I)	"		6	-	
		Второй этап - после укладки, но до засыпки	I,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$(I)	I,I $P_{раб}$		I2	I2	
I	Переходы магистральных газопроводов через водные преграды и прилегающие прибрежные участки	Третий этап - одновременно с прилегающими участками категорий:							
		I-П	I,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$(I-П)	I,I $P_{раб}$		24	I2	
		Ш-IУ	I,I $P_{раб}$	$P_{зав}$(Ш-IУ)	I,I $P_{раб}$		24	I2	
I	Переходы через железные и автомобильные дороги; пересечения с воздушными линиями электропередачи напряжением 500 кВ и более	Первый этап - до укладки и засыпки или крепления на опорах	-	$P_{зав}$(I)	Не испытывают		24	-	
		Второй этап - одновременно с прилегающими участками категорий:							
		I-П	I,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$(I-П)	I,I $P_{раб}$ (только газопроводы)		24	I2	
		Ш-IУ	I,I $P_{раб}$	$P_{зав}$ (Ш-IУ)	То же		24	I2	
I,П	Переходы газо-, нефте- и нефтепродуктопроводов через болота Ш типа	Одновременно с прилегающими участками категорий (если требования об испытании в два этапа специально не оговорены проектом):							
		I-П	I,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$(I-П)	"		24	I2	
		Ш-IУ	I,I $P_{раб}$	$P_{зав}$(Ш-IУ)	"		24	I2	

герметичность принимают равным $P_{раб}$

на герметичность принимают в соответствии с п.2 примечаний

I,II	Участки нефте- и нефтепродуктопроводов протяженностью не менее расстояния между соседними линейными задвижками	Первый этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах	I,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$(I-II)	Не испытывают	Давление при проверке на	24	-
		Второй этап - одновременно с прилегающими участками категорий:						
		I-II	I,25 $P_{раб}$	$P_{зав}$(I-II)	То же		24	-
		III-IУ	I,I $P_{раб}$	$P_{зав}$(III-IУ)	"		24	-
II,III, IУ	Участки трубопроводов, кроме указанных выше	-	I,I $P_{раб}$	$P_{зав}$(III-IУ)	I,I $P_{раб}$ (только газопроводы)		24	I2
II-IУ	Трубопроводы или их участки, построенные из цельнотянутых труб	-	I,25 $P_{раб}$	I,5 $P_{раб}$, но не выше $P_{зав}$	I,I $P_{раб}$ (только газопроводы)		24	I2

Продолжительность проверки

Примечания: I. Индексами обозначены следующие величины: $P_{зав}$(В), $P_{зав}$(I), $P_{зав}$ (III-IУ) - гарантированные заводом испытательные давления без учета осевого подпора, определяемые по ТУ на трубы, уложенные на участках соответствующих категорий; $P_{раб}$ - рабочее (нормативное) давление, устанавливаемое проектом.

2. Продолжительность проверки на герметичность определяется временем, необходимым для тщательного осмотра трассы с целью выявления утечек, но не менее I2 ч.

3. При совместном испытании на прочность участков I(II) с участками III (IУ) категорий нижнюю точку принимают на участке III(IУ) категории, при этом испытательное давление в любой точке этих участков не должно превышать величины заводского испытательного давления.

4. Временные трубопроводы для подключения наполнительных, опрессовочных агрегатов и компрессоров должны быть предварительно подвергнуты гидравлическому испытанию на рабочее давление с коэффициентом I,25 (испытываемых трубопроводов).

Приложение 4
Рекомендуемое

НОМОГРАММЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

НОМОГРАММА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВРЕМЕНИ ЗАПОЛНЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ВОДОЙ ИЛИ ВОЗДУХОМ

Номограмма для определения времени заполнения трубопроводов водой или воздухом состоит из двух частей (рис.I). В правой части по оси абсцисс отложена протяженность L участков трубопровода от I до I00 км. Наклонные линии этой части номограммы обозначают условные диаметры D_y, трубопроводов от I00 до I400 мм.

По оси абсцисс в левой части номограммы отложена продолжительность наполнения трубопровода $t_н$ от 0,I до I000 ч. Наклонные линии в этой части номограммы обозначают производительность Q (в $м^3/ч$) компрессорных станций и наполнительных агрегатов.

По оси ординат отложена емкость трубопровода (в $м^3$). Для сокращения размеров и удобства использования номограмма построена по логарифмической сетке с соответствующими делениями осей абсцисс и ординат.

Она предназначена для определения времени заполнения трубопроводов воздухом до создания в нем избыточного давления 0,I МПа (I $кгс/см^2$) или до полного наполнения водой.

Для определения по номограмме времени $t_н$ заполнения трубопровода длиной L и диаметром D_y с помощью компрессорной станции или наполнительного агрегата производительностью Q необходимо выполнить действия в соответствии с ключом номограммы, нанесенным пунктирной линией со стрелками. Рассмотрим следующие примеры.

Пример I - для гидравлического испытания

Дано: D_y^* - условный диаметр D_y = I000 мм;
протяженность участка L = 20 км.

Для заполнения участка водой используют один агрегат АН-I00I производительностью Q = I000 $м^3/ч$.

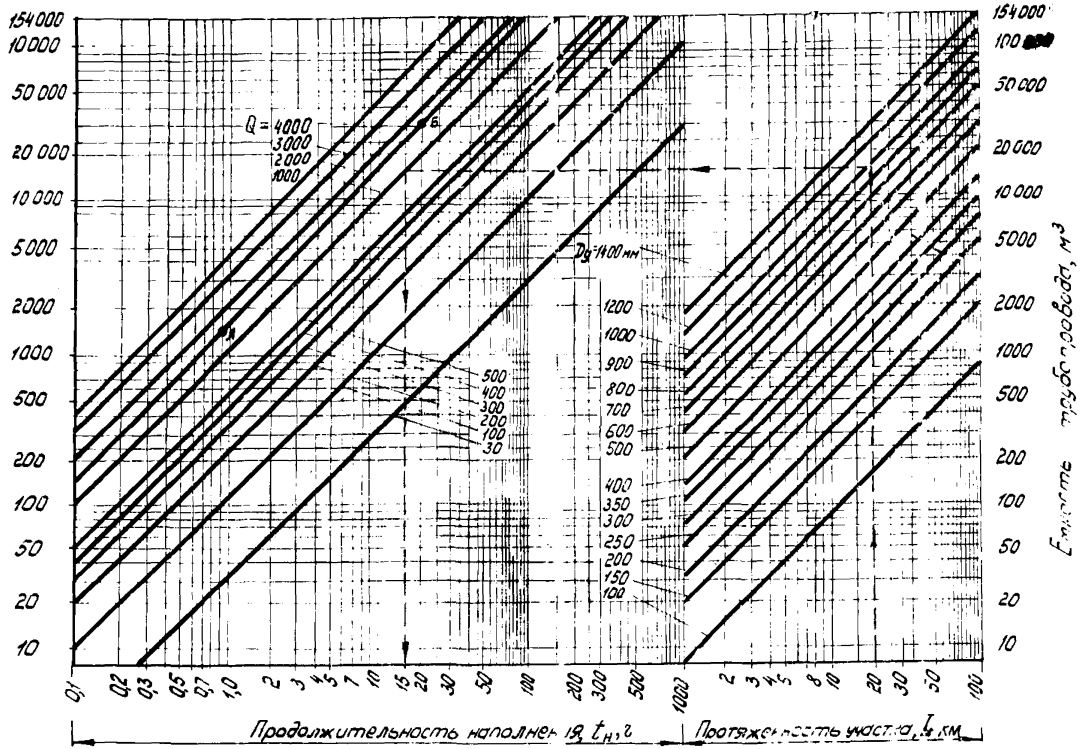


Рис.I. Номограмма для расчета времени заполнения трубопровода водой или воздухом

Определить время заполнения водой участка трубопровода .

Решение. На оси абсцисс правой части номограммы (см.рис.I) находим точку, соответствующую L = 20 км, и от нее проводим вертикальную линию до пересечения с наклонной линией, обозначающей D_y = I000 мм. Из точки пересечения этих линий проводим горизонтальную линию в левую часть номограммы до пересечения с наклонной линией, обозначающей производительность Q = =I000 м^3/ч.

Из полученной точки опускаем перпендикуляр на ось абсцисс и находим, что время заполнения $t_н$ равно I5 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.

$$t_{нр} = 10Kt_н .$$

Пример 2 - для гидравлического испытания

Определить время заполнения водой участка трубопровода для данных примера I, при использовании двух агрегатов АН-I00I.

Решение. Время $t_{н(n=2)}$ для этого случая будет

$$t_{н(n=2)} = \frac{t_н}{2} = \frac{15}{2} = 7{,}5 \text{ ч.}$$

Если трубопровод заполняют воздухом последовательно компрессорами низкого и высокого давления, т.е. в два приема, то время заполнения следует определять раздельно для каждого приема и затем суммировать оба результата.

Пример 3 - для гидравлического испытания

Для заполнения трубопровода водой используют агрегат производительностью I500 м^3/ч, данные те же, что и в примере I.

Решение. На номограмме не нанесена линия, обозначающая такую производительность.

На левой шкале ординат найдем точки А и Б, соответствующие емкостям трубопровода, которые будут заполнены при работе агрегата в течение I и 20 ч.

В данном примере это будет соответственно I500 и 30000 м^3.

Из этих точек проведем горизонтальные линии до пересечения с вертикальными линиями, обозначающими продолжительность заполнения I и I00 ч (соответственно это будут точки А и Б).

Затем через полученные точки проведем наклонную линию, которая будет соответствовать производительности I500 $м^3$/ч и пройдет параллельно ранее нанесенным наклонным линиям.

Пример 4 - для продувки

Дано: условный диаметр D_y = 600 мм;
протяженность L = I5 км;
создают давление P = 0,6 МПа.

Для заполнения используют компрессорную станцию ЗИФ-55 производительностью 300 $м^3$/ч.

Определить время заполнения воздухом участка трубопровода.

Решение. Выполнив действие согласно ключу номограммы, аналогичное приведенному в примере I, найдем, что время $t_н$ =I5 ч.

Время $t_{нр}$ для этого примера будет

$$t_{нр} = 10 K t_н \text{ , т.е. } 10 \cdot 0.6 \cdot 1.05 = 90 \text{ ч.}$$

При использовании для наполнения трубопровода группы наполнительных агрегатов (или компрессоров), состоящей из n агрегатов, время наполнения $t_н$ необходимо разделить на число этих агрегатов.

Пример 5 - для пневматического испытания

Дано: условный диаметр трубопровода D_y = 200 мм;
протяженность L = 20 км;
создают давление P =6,I МПа.

Для заполнения используют три компрессора ДК-9М и один компрессор КС-I00.

Определить время заполнения воздухом участка трубопровода.

Решение. Компрессоры ДК-9М создают давление 0,6 МПа, повышает же давление до 6,I МПа компрессор КС-I00.

Время работы компрессоров ДК-9М будет

$$t_{н(р=6)} = 10 K \frac{t_н}{3} = \frac{10 \cdot 0,6 \cdot 1,05}{3} = 2,1 \text{ ч,}$$

а компрессора КС-100

$$t_{н\,(p=5,5)} = 10 к t_н = 10 \cdot 5{,}5 \cdot 0{,}66 = 36{,}3 \text{ ч}.$$

Общее время заполнения трубопровода составит

$$t_{н(p=6)} = t_{н(p=0,6)} + t_{н(p=5,5)} = 38{,}3 \text{ ч}.$$

При необходимости определить время заполнения трубопроводов с помощью механизмов, производительность которых не указана в номограмме, на последнюю следует нанести линию, обозначающую производительность используемого механизма.

НОМОГРАММА ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЗМЕРА НЕПЛОТНОСТИ В ТРУБОПРОВОДАХ ПО ПАДЕНИЮ ДАВЛЕНИЯ

Пневматическое испытание

Зависимость между падением давления ($P_1 - P_2$) за время τ, свойствами (k, R) и параметрами (P, T) газа в трубопроводе, размерами неплотности (μ, d) и испытываемого участка ($D_{вн}, L$) выражаем формулой

$$\frac{P_1 - P_2}{P_1 \tau} = 3{,}6 \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{2(k-1)}} \sqrt{kRT} \cdot \frac{\mu}{L} \left(\frac{d}{D_{вн}}\right), \qquad (I)$$

где P_1, P_2 – абсолютное давление газа в трубопроводе, МПа;
τ – время, ч;
k – показатель адиабаты;
R – газовая постоянная, $м^2/с^2 \cdot град$;
T – температура газа в трубопроводе, К;
μ – коэффициент сжатия струи при истечении газа через неплотность в трубопроводе, $0{,}65 \leq \mu \leq 1{,}0$;
d – диаметр условного отверстия, площадь которого равна площади неплотности в трубопроводе, мм;
$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, мм;
L – протяженность испытываемого участка трубопровода, км.

Отсюда

$$d = \sqrt{\frac{(P_1 - P_2)\, L\, D_{вн}^2}{3{,}6 \cdot P_1 \tau \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{2(k-1)}} \sqrt{kRT\mu}}} \qquad (2)$$

Пример I

Дано:

D – диаметр трубопровода D = I200 мм;

протяженность участка 30 км испытывают воздухом :

P – давление 5,5 МПа.

Примем: k = I,4; T = 283 К;

R = 287 м^2/с^2.град; μ = 0,65.

Определить размер неплотности в трубопроводе, если падение давления составило 0,I МПа за 6 ч.

Решение (I вариант). Определим по формуле (2) диаметр отверстия, через которое происходит утечка

d = I6,8 мм.

Решение (II вариант). На основании исходной формулы, принятых выше значений постоянных k, R, T для воздуха и μ = 0,65 построена номограмма (рис.2), которая позволяет решать практические задачи в процессе подготовки и проведения испытания трубопровода.

Вычислим относительное падение давления в трубопроводе в единицу времени

$$\frac{P_1 - P_2}{P_1 \tau} \cdot 100 = 0{,}3\ \%/ч.$$

По номограмме в пересечении вертикальной линии L =30 км и горизонтальной $\frac{\Delta P}{P_1 \tau}$ I00 = 0,3 %/ч находим $\frac{d}{D}$ = 0,0I4.

Определим диаметр отверстия в трубопроводе

d = 0,0I4 . I200 = I6,8 мм.

Пример 2

Дано:

D диаметр трубопровода D = I200 мм;

L протяженность участка, испытываемого природным газом, – 30 км.

Примем k = I,3; T = 283 К;

R = 500 Дж/кг·град; μ = 0,65.

Определить диаметр отверстия, через которое происходит утечка, для исходных данных примера I.

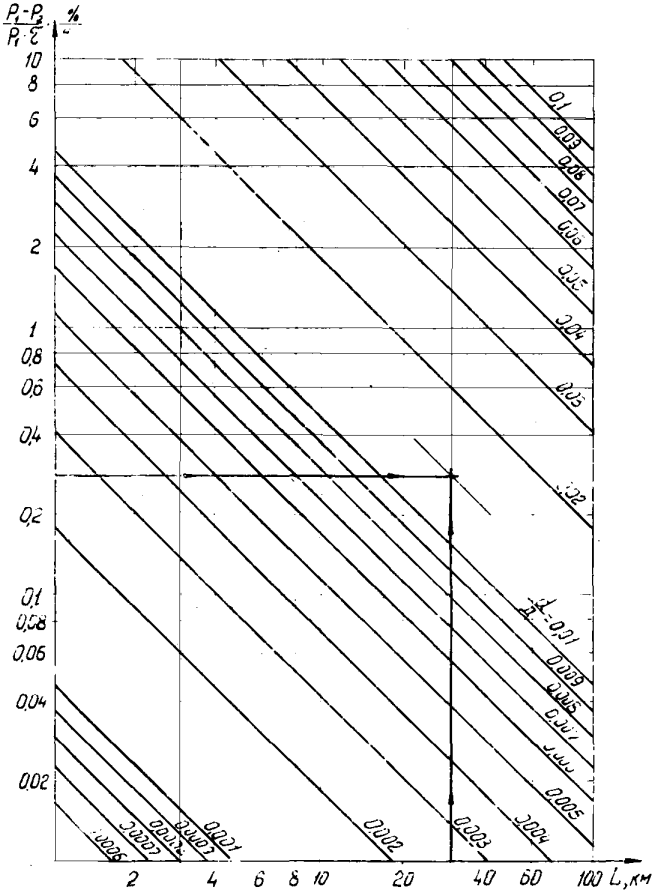


Рис.2. Номограмма для определения размера неплотности в трубопроводе при испытании воздухом

Решение. Определим диаметр отверстия по формуле (2)

$$d = 14{,}8 \text{ мм.}$$

Размер отверстия можно найти и с помощью номограммы (см рис.2). Полученное по номограмме значение диаметра отверстия необходимо умножить на коэффициент 0,88.

Для рассматриваемого примера

$$d = 0{,}88 \cdot 16{,}8 = 14{,}8 \text{ мм.}$$

Гидравлическое испытание

С учетом изменения объема жидкости и трубопровода, обусловленного падением давления от утечки жидкости, размер неплотности в трубопроводе можно определить из соотношения

$$\frac{P_1 - P_2}{\sqrt{P_1 \tau}} = 0{,}036 \frac{\mu}{L} \left(\frac{d}{D}\right)^2 \sqrt{\frac{2}{\rho_ж}} \frac{1}{\beta(P) + \frac{(1-\mu_1^2) D}{\delta E}}, \qquad (3)$$

где кроме указанных выше обозначений,

$\rho_ж$ – плотность жидкости, кгс.с^2/см^4;

$\beta(P)$ – коэффициент объемного сжатия жидкости, $\frac{1}{\text{кгс/см}^2}$;

E – модуль упругости металла трубы, МПа;

δ – толщина стенки трубы, мм;

μ_1 – коэффициент Пуассона.

Отсюда

$$d = \sqrt{\frac{(P_1 - P_2) L D^2 \left[\beta(P) + \frac{D}{\delta E}(1-\mu_1^2)\right]}{0{,}036 \tau \mu \sqrt{\frac{2P_1}{\rho_ж}}}} \qquad (4)$$

Пример 4

Дано

D – диаметр трубопровода 1220 мм;

толщина стенки трубопровода 12 мм;

протяженность участка, испытываемого водой, – 30 км;

P – давление 5,5 МПа.

Определить размер неплотности, если падение давления составило 0,1 МПа за 6 ч.

Решение. Примем $\beta(P) = \frac{1}{21500} = 4{,}65 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{кгс/см}^2}$;

$E = 2{,}1 \cdot 10^5$ МПа; $\mu = 0{,}65$;

$\rho_ж = 1 \cdot 10^{-6}$ кгс.с^2/см^4; $\mu_1 = 0{,}3$.

Определим по формуле (4) диаметр отверстия, через которое происходит утечка;

$d = 1{,}6$ мм.

Сравнение результатов решения примеров 1 и 4 показывает, что при одинаковых размерах трубопровода и параметрах испытания возможность выявления дефектов при испытании водой приблизительно в 100 раз выше, чем при испытании воздухом.

Так, в рассмотренных примерах испытание водой позволяет выявить дефект, площадь которого в $(\frac{16{,}8}{1{,}6})^2 = 110$ раз меньше, чем при испытании того же участка трубопровода воздухом.

НОМОГРАММА ДЛЯ РАСЧЕТА ВРЕМЕНИ ПЕРЕПУСКА ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗ ОДНОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА В ДРУГОЙ

Номограмма для расчета времени перепуска природного газа из одного участка трубопровода в другой состоит из четырех частей (рис.3).

В правой нижней части номограммы (рис.3,а) показаны кривые отношений длин обоих участков $\frac{L_1}{L_2}$ от 0 до 5. Предполагается, что диаметры обоих участков одинаковы, т.е. $D_1 = D_2 = D$.

При различных диаметрах участков вместо отношения длин $\frac{L_1}{L_2}$ следует брать отношение объемов этих участков, т.е. $\frac{V_1}{V_2}$.

В левой нижней части номограммы даны прямые коэффициентов сужения потока в арматуре m от 0,05 до 1, в левой верхней части -прямые отношений диаметра перемычки d к диаметру D_1 участка трубопровода высокого давления для $\frac{d}{D_1} = 0{,}1\text{–}0{,}5$ и в правой верхней части - прямые длин участков высокого давления $L_1 = 5\text{–}100$ км.

В правой части номограммы по оси абсцисс отложено время перепуска газа τ в мин, а на той же оси снизу - отношение

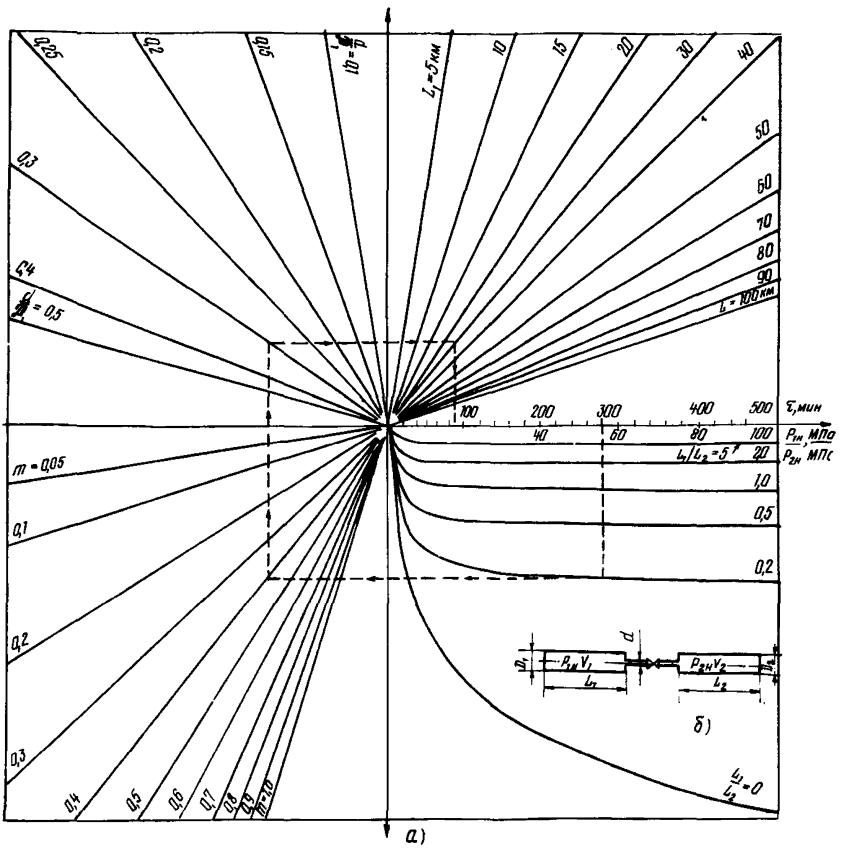


Рис.3. Номограмма для расчета времени перепуска природного газа из одного участка трубопровода в другой (Для воздуха $\tau_{пер.в} = 1{,}32)\ \tau_{пер.\beta}$);

а-номограмма; б-расчетная схема; L_1, L_2 - длина первого и второго участков испытания; D_1, D_2 -диаметр трубы на первом и втором участках испытания; $P_{1н}, P_{2н}$- начальное давление в первом и втором участках испытания; V_1, V_2 - объемы первого и второго участков испытания; d -диаметр байпасной линии

начальных абсолютных давлений природного газа в обоих участках $\frac{P_{1н}}{P_{2н}}$.

Схема перепуска с условными обозначениями приведена на рис.3,б.

Для определения времени перепуска воздуха $\tau_{пер.в}$ из одного участка трубопровода в другой до полного выравнивания давлений в них следует полученное по номограмме время перепуска природного газа $\tau_{пер.г}$ увеличить в I,32 раза, т.е.

$$\tau_{пер.в} = 1{,}32\,\tau_{пер.г}$$

Пример

Дано:

D диаметр трубопровода D = I200 мм;

длина I-го участка L_1 = 30 км;

$P_{1н}$ – начальное давление I-го участка $P_{1н}$ =5,5 МПа;

L_2 – длина 2-го участка, в который перепускают воздух при D = I200 мм L_2 = I50 км;

$P_{2н}$ – начальное давление 2-го участка (давления во 2-м участке нет) $P_{2н}$ = 0 МПа.

Перепуск осуществляют через перемычку диаметром d =400мм при полностью открытом кране того же диаметра до полного выравнивания давлений в обоих участках. Коэффициент сужения потока в кране можно принять m = 0,4.

Определить время перепуска воздуха.

Расчет. Определяем отношения:

а) начальных давлений воздуха в обоих участках:

$$\frac{P_{1н}}{P_{2н}} = \frac{5{,}5 + 0{,}I}{0 + 0{,}I} = 56;$$

б) длин участков:

$$\frac{L_1}{L_2} = \frac{30}{I50} = 0{,}2;$$

в) диаметров перемычки и трубопровода:

$$\frac{d}{D} = \frac{400}{I200} = 0{,}3.$$

Находим на горизонтальной оси номограммы точку со значением $\frac{P_{1н}}{P_{2н}}$ = 56 и опускаем из нее перпендикуляр до пересечения с кривой $\frac{L_1}{L_2}$ = 0,2.

Из полученной точки последовательно проводим горизонталь до пересечения с прямой линией, обозначающей $m = 0,4$, далее - вертикаль до пересечения с прямой $\frac{d}{D} = 0,3$, а затем горизонталь до пересечения с прямой $L_1 = 30$ км и перпендикуляр на ось τ.

Далее находим время перепуска природного газа $\tau = 92$ мин.

Последовательность определения времени перепуска по исходным данным примера указана на номограмме пунктирными линиями со стрелками.

Время перепуска воздуха до полного выравнивания давлений в обоих участках равно:

$$\tau_{пер.в} = 1,32.92 = 121,5 \text{ мин} = 2 \text{ ч}.$$

НОМОГРАММА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНЕЧНОГО ДАВЛЕНИЯ ПЕРЕПУСКА ГАЗА

Номограмма для определения конечного давления перепуска газа состоит из двух частей (рис.4).

В левой части номограммы показана зависимость относительного давления перепуска газа $\frac{P_{пер}}{P_{2н}}$ от отношения начальных абсолютных давлений газа в обоих участках $\frac{P_{1н}}{P_{2н}}$ при различных отношениях длин $\frac{L_1}{L_2}$ и одинаковых диаметрах этих участков.

При различных диаметрах участков вместо отношения длин $\frac{L_1}{L_2}$ следует пользоваться отношением объемов этих участков $\frac{V_1}{V_2}$.

В правой части номограммы дана зависимость конечного избыточного давления перепуска газа $P_{пер}$ от отношения $\frac{P_{пер}}{P_{2н}}$ при различных начальных избыточных давлениях $P_{2н}$ газа в участке низкого давления.

Пример

Дано:

D - диаметр трубопровода $D = 1200$ мм;

L - протяженность трубопровода $L = 30$ км;

$P_н$ - начальное давление воздуха:

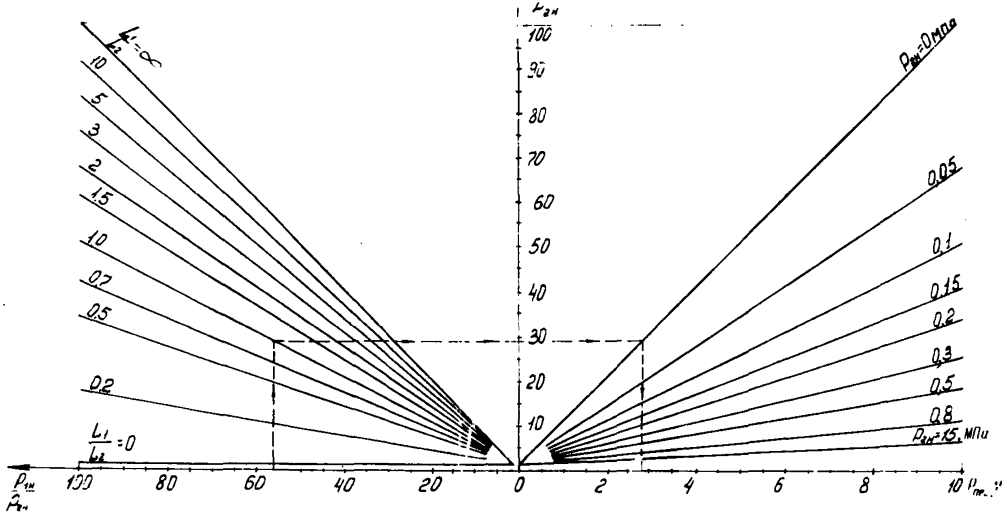


Рис.4. Номограмма для определения конечного давления перепускного газа

а) I участка трубопровода $P_{1н}$ = 5,5 МПа (55 кгс/см^2);

б) II участка трубопровода $P_{2н}$ = 0 МПа.

Определить конечное давление перепуска воздуха из одного участка трубопровода в другой того же диаметра и длины, но в котором нет начального избыточного давления воздуха.

Расчет

$$\frac{P_{1н}}{P_{2н}} = \frac{5,5 + 0,1}{0 + 0,1} = 56.$$

Находим на горизонтальной оси точку со значением $\frac{P_{1н}}{P_{2н}}$ =56 и восстанавливаем из нее перпендикуляр до пересечения с прямой, обозначающей $\frac{l_1}{l_2}$ = I. Из полученной точки проводим горизонталь до пересечения с прямой, обозначающей $P_{2н}$ = 0, опускаем перпендикуляр из точки пересечения на ось $P_{пер}$ и находим $P_{пер}$ = 2,75 МПа (27,5 кгс/см^2).

СОДЕРЖАНИЕ

I. Общие положения 3
2. Очистка полости магистральных трубопроводов 4
3. Испытание магистральных трубопроводов на прочность и проверка на герметичность 24
4. Удаление воды из трубопроводов 42
5. Технологические варианты комплексного проведения работ по очистке полости, гидравлическому испытанию и удалению воды из газопроводов 46
6. Машины, устройства и приборы для очистки полости и испытания трубопроводов, а также для удаления из них воды 49
7. Техника безопасности 60
Приложения 6I

ИНСТРУКЦИЯ

по производству очистки полости
и испытанию строящихся магистральных
трубопроводов

ВСН I57-83
Миннефтегазстрой

Редактор Т.Я.Разумовская

Корректор Г.Ф.Меликова

Технический редактор Т.В.Берешева

Подписано в печать I8/У I984 г. Формат 60x84/I6

Печ.л. 7,75 Уч.-изд.л.7,0 Бум.л. 3,875

Тираж I000 экз. Цена 70 коп. Заказ 43

Ротапринт ВНИИСТа

МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

ВНИИСТ

ИЗМЕНЕНИЕ № 1

ИНСТРУКЦИИ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ОЧИСТКИ ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЮ СТРОЯЩИХСЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

ВСН 157-83
Миннефтегазстрой

Москва 1985

МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

ВНИИСТ

ИЗМЕНЕНИЕ № 1

ИНСТРУКЦИИ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ОЧИСТКИ ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЮ СТРОЯЩИХСЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

ВСН 157-83
Миннефтегазстрой

Москва 1985

В Изменение № I включены новые данные по технологии очистки полости и удаления воды на строящихся трубопроводах с пропуском очистных поршней и поршней-разделителей.

Изменение разработано сотрудниками ВНИИСТа кандидатами техн.наук Е.М.Климовским и А.И.Тоутом.

© Всесоюзный научно-исследовательский институт по строительству магистральных трубопроводов (ВНИИСТ), I985

ИЗМЕНЕНИЕ № I

Инструкции по производству очистки полости и испытанию строящихся магистральных трубопроводов (ВСН I57-83 Миннефтегазстрой)

Утверждено приказом Миннефтегазстроя № 374 от 23.09.I985 г.

Срок введения в действие установлен с I октября I985 г.

I. Пункты 6.I6 и 6.I8 изложить в следующей редакции:

6.I6. Поршни-разделители манжетные переменного сечения РМ-ПС следует применять на трубопроводах, имеющих местные сужения сечения, для удаления воды после гидравлического испытания; скорость перемещения поршней в этом процессе должна быть в пределах 3-I0 км/ч.

6.I8. Поршни-разделители РМ-ПС запрещается:

применять для продувки и промывки трубопроводов;

пропускать по участкам трубопровода общей протяженностью свыше I50 км;

пропускать при скоростях более I0 км/ч.

2. Раздел 6 дополнить пунктами 6.25; 6.26; 6.27 и 6.28 следующего содержания:

6.25. Поршни-разделители манжетные ПР применяют:

для промывки трубопроводов и одновременного освобождения их от воздуха в процессе заполнения водой для гидравлического испытания; скорость перемещения поршней-разделителей в этом процессе должна быть не менее I км/ч;

для удаления воды после гидравлического испытания при движении поршней-разделителей под давлением воздуха или перекачиваемого продукта (природный газ, нефть и нефтепродукты); скорость перемещения поршней-разделителей в этом процессе должна быть не менее 3 км/ч.

6.26. Техническая характеристика поршней-разделителей ПР приведена в табл.I3.

6.27. Поршни-разделители ПР запрещается:

применять для продувки трубопроводов;

пропускать по участкам трубопровода общей протяженностью свыше 300 км;

пропускать при скоростях более I5 км/ч.

6.28. Для повышения технико-экономических показателей строительства из имеющегося типажа очистных устройств необходимо выби-

ИЗМЕНЕНИЕ № I

Инструкции по производству очистки полости и испытанию строящихся магистральных трубопроводов (ВСН I57-83 Миннефтегазстрой)

Таблица I3

Поршень-разделитель	Диаметр трубопровода, мм	Длина поршня, мм	Масса поршня, кг	Минимальный радиус кривизны трубопровода, м
ПР-II2	II4	260	I,I	0,7
ПР-I62	I68	350	3,2	0,8
ПР-222	2I9	440	5	I,I
ПР-272	273	525	II	I,4
ПР-322	325	6I5	I8	I,7
ПР-372	377	705	25	I,9
ПР-422	426	770	32	2,2
ПР-532	530	880	I00	2,8
ПР-722	720	I200	207	3,6
ПР-822	820	I350	267	4,I
ПР-I022	I020	I770	478	5,2
ПР-I222	I220	2064	800	6,2
ПР-I422	I420	2I50	II00	7,I

Примечание. Максимальное давление в трубопроводе I0 МПа (I00 кгс/см^2).

рать очистные поршни или поршни-разделители, обеспечивающие наиболее высокую эффективность очистки полости и удаления воды в конкретных условиях производства строительных работ. Рекомендации по преимущественному применению очистных устройств при проведении основных технологических процессов очистки полости и удаления воды на строящихся трубопроводах приведены в табл.I4.

ИЗМЕНЕНИЕ № I

Инструкции по производству очистки полости и испытанию строящихся магистральных трубопроводов ВСН I57-83 Миннефтегазстрой

Таблица I4

Очистные устройства	Очистка полости трубопроводов			Удаление воды из трубопроводов	
	Протягивание	Продувка	Промывка	Предварительное	Окончательное
Очистные поршни ОП	+	+	–	–	–
Поршни-разделители ПР	–	–	+	+	+
Очистные поршни ОПКЛ	–	–	+	–	–
Поршни-разделители ДЗК-РЭМ	–	–	–	–	+
Поршни-разделители ДЗК	–	–	–	–	+
Поршни-разделители ОПР-М	–	–	+	+	–
Поршни-разделители ОПР-М-Э	–	–	–	–	+
Поршни-разделители РМ-ПС	–	–	–	+	–

Примечания: I. Знаками + обозначены наиболее эффективные области применения очистных устройств.

2. Поршни-разделители ОПР-М предпочтительно применять при необходимости двустороннего пропуска по очищаемому участку (без вскрытия узла приема и перезапасовки поршня).

Изменение № I
Инструкции по производству очистки полости и испытанию строящихся магистральных трубопроводов (ВСН I57-83 Миннефтегазстрой)

Издание ВНИИСТа
Редактор Г.К.Храпова
Корректор Г.Ф. Меликова

Подписано в печать I2/XI I985 г. Формат 60x84/I6
Печ.л. 0,8 Уч.-изд.л.0,5 Бум.л. 0,4
Тираж I000 экз. Цена 5 коп. Заказ 89

Репродукция ВНИИСТа

gost.e-ecolog.ru