МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

МИНИСТЕРСТВО ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
ВНИИСТ

ПРАВИЛА

ПРОИЗВОДСТВА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

ВСН 2-112-79
Миннефтегазстрой

Москва 1979

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

МИНИСТЕРСТВО ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ВНИИСТ

СОГЛАСОВАНО:

ЦК Профсоюза рабочих нефтяной и газовой промышленности
Постановление № 24
24 января 1979 г.

УТВЕРЖДЕНО:

Заместитель министра газовой промышленности
В.Динков
12 февраля 1979 г.

ПРАВИЛА

ПРОИЗВОДСТВА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

ВСН 2-112-79
Миннефтегазстрой

Москва 1979

УДК 621.643.004.67

В Правилах изложены общие положения по технологии производства ремонтно-строительных работ на линейной части магистральных газопроводов, приведены методы производства отдельных видов работ, технологическая схема расстановки подъемных механизмов при производстве подъемно-очистных и изоляционно-укладочных работ для газопроводов диаметром от 529 до 1020 мм.

Предложен метод ремонта газопроводов большой протяженности с применением общестроительных машин и механизмов.

Правила предназначены для проектных, ремонтно-строительных, строительных и эксплуатационных организаций, занимающихся капитальным ремонтом линейной части магистральных газопроводов.

С выпуском настоящих Правил отменяется действие ранее выпущенных работ: "Рекомендаций по технологии капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов диаметром 529-1220 мм в различных условиях" Р 114-72 (М., ВНИИСТ, 1972); "Инструкции по технологии производства ремонтно-строительных работ на газопроводах диаметром 1020 мм с применением ремонтно-очистной машины РОМ" ВСН 2-68-76 (М., ВНИИСТ, 1976).

В разработке Правил принимали участие: А.М.Зиневи В.И.Прокофьев, Н.Х.Халлыев, А.Н.Московкин, С.П.Пяткин, В.П.Ментюков, Е.А.Аникин, В.П.Глазунов, Г.И.Карташев, (ВНИИСТ); З.Т.Галиулин, А.П.Альшанов, В.А.Спирин (ВНИИ газ); Е.Б.Лисаков, Д.Г.Аликов, Ю.И.Авдеев (ВПО Союзтрансподземгаз); В.Т.Алексеев (Госгазинспекция).

В Правилах учтены замечания и предложения ВПО Союзтрансподземгаз(Управление по транспортировкам и поставкам газа) и Производственных объединений Мострансгаз, Уралтрансгаз, Средазтрансгаз,Саратовтрансгаз, Ташкенттрансгаз, а также Госгазинспекции Мингазпрома СССР (Госгазнадзор СССР).

© Всесоюзный научно-исследовательский институт по строительству магистральных трубопроводов (ВНИИСТ), 1979

Министерство строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности Министерство газовой промышленности	Ведомственные строительные нормы	ВСН 2-II2-79 Миннефтегазстрой
	Правила производства капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов	Разработаны впервые

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящие Правила распространяются на производство капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов.

I.2. Под капитальным ремонтом магистрального газопровода понимается производство ремонтно-строительных работ с целью восстановления проектных характеристик линейной части эксплуатируемого газопровода в плановом порядке на основе специально разработанной и утвержденной проектно-сметной документации.

I.3. Капитальный ремонт по характеру выполняемых работ может быть:

с заменой старой и дефектной изоляции;

с заменой изоляции и восстановлением стенки трубы или с частичной заменой труб;

с полной заменой труб.

I.4. При организации капитального ремонта магистральных газопроводов необходимо соблюдать следующие требования:

а) комплексное выполнение всех видов работ по ремонту в установленные сроки;

б) поточность производственных процессов (технологическая последовательность, максимальная ритмичность отдельных видов работ).

I.5. При разработке проектной документации, организации работ, а также при производстве ремонтно-строительных работ

Внесены ВНИИСТом	Утверждены Министерством газовой промышленности I2 февраля 1979 г.	Срок введения с I июля 1979 г.

следует руководствоваться следующими нормативными документами:

"Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов" (М., "Недра", 1973);

СНиП III-А. 11-70 "Техника безопасности при строительстве";

СНиП III.Д.10.72 "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ";

СНиП II-45-75 "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования";

СНиП III-1-76 "Организация строительного производства";

СНиП III-8-76 "Земляные сооружения. Правила производства и приемки работ";

ГОСТ 8242-69 "Швы сварных соединений. Методы контроля качества";

"Инструкцией по применению ультразвукового метода дефектоскопии для контроля качества сварных стыков трубопроводов при строительстве в различных климатических условиях". ВСН 2-47-74 (М., ВНИИСТ, 1974);

ГОСТ 14782-76 "Швы сварных соединений. Методы ультразвуковой дефектоскопии";

"Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности" (М., "Недра", 1974);

"Правилами техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов" (М., "Недра", 1972);

"Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", утвержденными Госгортехнадзором СССР 19/У 1970 г.;

"Типовой инструкцией на производство огневых работ на действующих магистральных газопроводах, газосборных сетях газовых промыслов и станций подземного хранения газа, транспортирующих природный и попутный газы", утвержденной Мингазпромом 9/УП 1971 г.;

ГОСТ 7512-75 "Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод";

"Правилами охраны магистральных трубопроводов", утвержденными постановлением Совета Министров СССР от 12/IУ 1979 г., № 341;

"Указаниями по безопасному ведению работ при строительстве в охранной зоне и полосе отвода действующих магистральных

газопроводов, конденсатопроводов и шлейфов газовых скважин", утвержденными Мингазпромом 26/П 1970 г.;

"Инструкцией о порядке составления и утверждения проектов организации и проектов производства работ" (СН 47-74);

"Положениями о планово-предупредительном ремонте линейной части и технологического оборудования магистральных газопроводов", утвержденными зам.министра газовой промышленности тов.М.В.Сидоренко I/IX 1973 г.;

Указаниями по производству работ при сооружении магистральных стальных трубопроводов . К ним относятся:

"Разгрузка, складирование и транспортировка труб". ВСН I-2I-70 (М., ОНТИ ВНИИСТа, 1971);

"Подготовительные и земляные работы". ВСН I-23-70 (М., ОНТИ ВНИИСТа, 1971);

"Сварочно-монтажные работы". ВСН I-24-73 (М., ОНТИ ВНИИСТа, 1973);

"Очистка полости и испытание магистральных трубопроводов", ВСН I-50-74 (М., ОНТИ ВНИИСТа, 1974);

"Схемы комплексной механизации работ по строительству линейной части магистральных трубопроводов" (М., ОНТИ ВНИИСТа, 1972);

"Технологические карты на отдельные виды работ при строительстве магистральных газопроводов" (М., Оргтрубстрой, 1973) и настоящие Правила.

I.6. Капитальному ремонту линейной части магистрального газопровода должна предшествовать четкая разработка мероприятий организационной подготовки, которая осуществляется на основании материалов предварительного обследования участка газопровода.

I.7. Организационная подготовка капитального ремонта газопроводов осуществляется в два этапа:

первый этап - организационные мероприятия выполняются до начала производства работ;

второй этап - организационные мероприятия начинаются с подготовки трассы газопровода к ремонту.

I.8. Основным документом, определяющим организацию и производство ремонтно-строительных работ по каждому объекту, является проект производства работ (ППР), который разрабатывает-

ся и утверждается ремонтно-строительной организацией (подрядная организация).

I.9. ППР согласовывается с эксплуатационной организацией (заказчиком).

I.IO. Капитальный ремонт газопровода разрешается проводить только при наличии разработанного и утвержденного проекта производства работ с включением в него специального раздела по технике безопасности.

I.II. Ремонтно-строительные работы на магистральном газопроводе должны осуществляться линейными комплексными потоками, состоящими из специализированных и частных потоков по выполнению подготовительных, земляных, подъемно-очистных, сварочно-восстановительных и изоляционно-укладочных работ.

I.I2. Линейные комплексные потоки необходимо рационально использовать при проведении капитального ремонта магистрального газопровода в различных географических районах.

I.I3. До начала организационно-подготовительных работ по капитальному ремонту участка газопровода заказчик обязан:

оформить разрешение на право производства работ, согласованное с землепользователем, лесхозами, службами дорог, территориальной государственной газовой инспекцией;

документально оформить временный отвод земель;

обследовать по всем ниткам состояние труб и глубины их заложения;

при осмотре вскрытых мест или участков газопроводов определить вид повреждения изоляционного покрытия (оплывы, растрескивание, отслоение, обдиры и др.) и степень повреждения металла труб, в частности, характер коррозии (точечная или сплошная), величину и глубину каверн, площадь поражения, трещины в сварных швах и др. Все выявленные дефекты изоляционного покрытия и металла труб фиксируют в актах;

обозначить на местности местоположение ремонтируемой и прилегающих ниток, а также других коммуникаций;

обозначить указателями участки на прилегающих нитках с недозаглубленной трубой (менее 0,8 м) и указать на них толщины слоя грунта до верхней образующей газопровода;

освободить ремонтируемый участок полностью от газа и конденсата согласно специальному проекту производства работ на эти виды работ;

перекрыть линейные краны и стравить газ на ремонтируемом участке, а также принять меры, предупреждающие утечку газа через неплотности закрытых кранов в ремонтируемый участок (установка вытяжных свечей, резиновых шаров и др.);

отключить станции катодной и дренажной защиты на участке газопровода, подлежащего ремонту;

отрезать ремонтируемый участок от действующего газопровода. На концы вырезанного участка наваривают сплошным швом временные плоские заглушки для предотвращения его от затопления. В местах разреза на концы газопровода, оставшегося под давлением, наваривают сферические заглушки, рассчитанные на максимальное давление на данном участке газопровода;

обеспечить связью строительные участки с диспетчерской ЛПУ и ближайшей компрессорной станцией;

выдать для подрядчика письменное разрешение на производство работ по капитальному ремонту с оформлением акта сдачи-приемки газопровода в ремонт (прил.I).

I.I4. Ремонт линейной части магистральных газопроводов оформляют согласно формам исполнительной производственной документации на скрытые работы при сооружении магистральных трубопроводов, утвержденной Госгазинспекцией Мингазпрома (см. прил.I).

I.I5. При капитальном ремонте магистральных газопроводов продувку и испытание отремонтированных участков выполнять в соответствии со СНиП Ш.Д-I0.72 "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ" по схеме, согласованной с территориальной газовой инспекцией и эксплуатирующей организацией.

I.I6. Приемку законченных капитальным ремонтом участков газопровода осуществлять рабочими комиссиями, назначенными объединениями, с участием представителей территориальных газовых инспекций.

2. МЕТОДЫ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

2.1. Капитальный ремонт линейной части магистральных газопроводов следует осуществлять тремя методами:

первый метод - капитальный ремонт газопровода на берме траншеи;

второй метод - капитальный ремонт газопровода с подъемом и укладкой его на лежки в траншее;

третий метод - капитальный ремонт газопровода с прокладкой новой нитки параллельно действующему газопроводу.

2.2. Методы капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов, изложенные в настоящих Правилах, не распространяются на ремонт газопровода из нестальных труб, транспортирующих газ, содержащий агрессивные компоненты, и в специфических условиях, где ремонтные работы производятся по специальной технологии:

на болотах;

в вечной мерзлоте.

2.3. Первый метод. Капитальный ремонт газопровода на берме траншеи (рис.1) необходимо производить в такой последовательности: после планировки трассы вскрытый, приподнятый и очищенный от старой изоляции участок газопровода укладывают на берму траншеи, осматривают, отмечают места, поврежденные коррозией, и выполняют сварочно-восстановительные работы. Затем участок газопровода окончательно очищают, изолируют, укладывают с бермы на дно траншеи и засыпают.

Преимущество этого метода состоит в том, что ремонтно-строительные работы можно выполнять обычными строительными машинами, которые применяют при сооружении магистральных трубопроводов. Этот метод позволяет поточно выполнять ремонт газопроводов на участках большой протяженности.

2.4. Второй метод. Капитальный ремонт газопровода с подъемом и укладкой его на лежки в траншее (рис.2).

Газопровод вскрывают специальным экскаватором, очищают от старой дефектной изоляции и укладывают на лежки в траншее.

После выявления повреждений на трубопроводе осуществляют сварочно-восстановительные работы. Затем производят оконча -

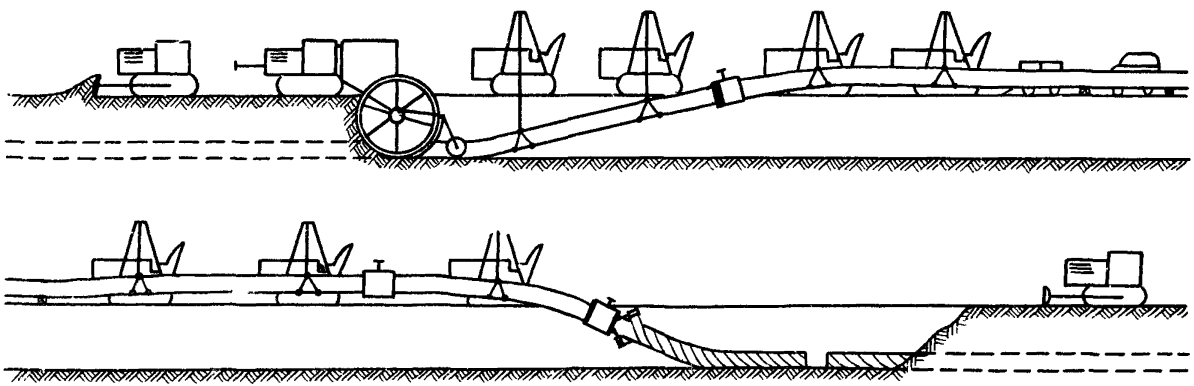

Рис.I. Схема капитального ремонта газопровода на берме траншеи

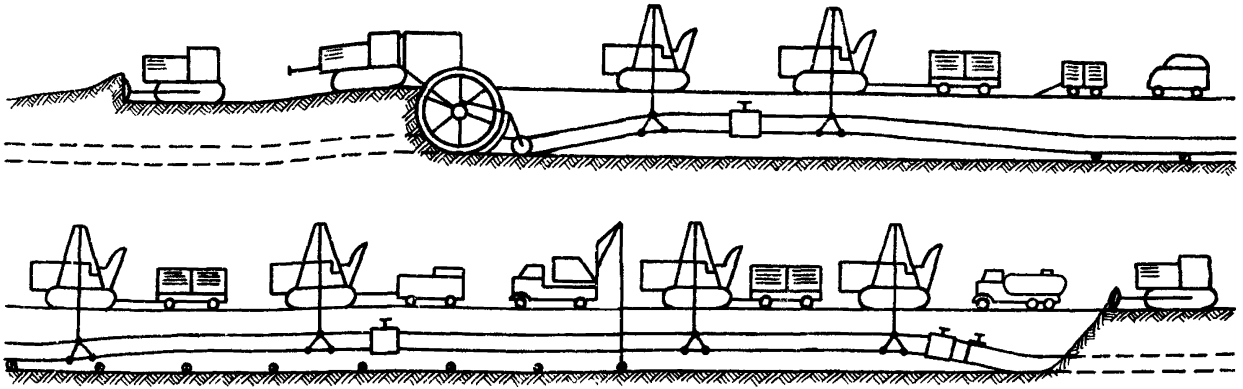

Рис.2. Схема капитального ремонта газопровода с подъемом и укладкой на лежки в траншее

тельную очистку, наносят новое изоляционное покрытие. Отремонтированный участок газопровода укладывают в траншею и засыпают.

Для очистки и изоляции газопроводов применяют специальные ремонтно-строительные машины, которые имеют разъемный рабочий орган, позволяющий устанавливать их в любом месте действующего газопровода без его разрезки.

Этот метод также рационален при капитальном ремонте линейной части газопровода большой протяженности и дает возможность выполнять все виды работ поточным методом только без разрезки газопровода.

2.5. Третий метод. Капитальный ремонт газопровода с прокладкой новой нитки параллельно действующему газопроводу.

На всем протяжении ремонтируемого участка (от крана до крана или от КС до КС) параллельно действующему газопроводу прокладывается новая нитка. Весь комплекс работ по прокладке новой нитки ведется в соответствии с действующими нормативными документами по строительству и с учетом накопленного опыта строительно-монтажных работ на ранее построенных магистральных трубопроводах.

Расстояние между нитками (старой и вновь прокладываемой) принимается в зависимости от конкретных условий согласно СНиП П-45-75 "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования."

После прокладки новой нитки действующий участок газопровода отключают и в него врезают вновь проложенную нитку газопровода.

Этот метод ремонта применяется в случаях, когда газопровод проложен в одну нитку.

На двухниточных газопроводах ремонт производят в три этапа (рис.3).

На I этапе по всей длине ремонтируемого участка, параллельно действующим двум ниткам газопровода, прокладывается одна новая нитка того же диаметра (лупинг).

После прокладки лупинга одна из действующих ниток отключается и взамен нее врезается вновь смонтированная нитка.

На П этапе вторая нитка этого же ремонтируемого участка отключается (в работе первая нитка и лупинг), вскрывается,

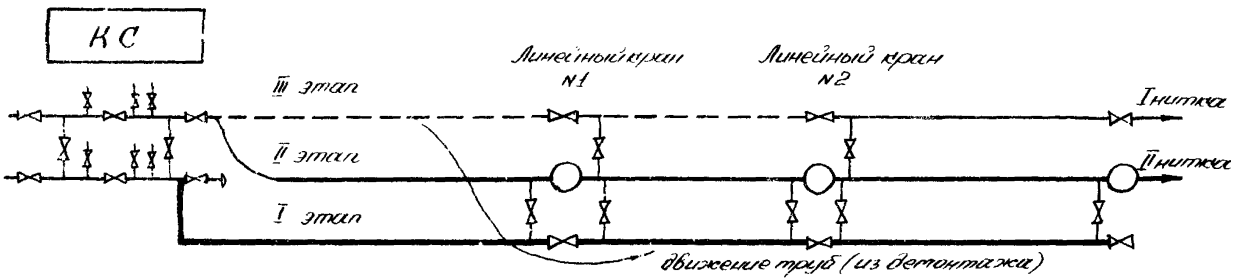

Рис.3. Схема капитального ремонта газопровода в три этапа

поднимается из траншеи, очищается от старой изоляции, укладывается на берму траншеи и осматривается, при этом бракованные участки трубы вырезаются и заменяются новыми, затем труба, сваренная в нитку, окончательно очищается от ржавчины, изолируется и укладывается в траншею. После засыпки полость трубы продувается и вводится в эксплуатацию.

После включения отремонтированного участка второй нитки в работу приступают к Ш этапу. Участок магистрального газопровода, подлежащий демонтажу, выключается из работы путем перекрытия кранов в начале и конце участка. Газ из ремонтируемого участка газопровода полностью стравливается. Участок отсоединяют от действующего вырезкой "катушек", с обеих сторон участка к действующему газопроводу приваривают сферические заглушки.

Подготовительные, земляные работы, подъем и очистку трубы от старой изоляции, отбраковку ее производят в той же последовательности, что и на П этапе. Трубу разрезают на плети, годные для дальнейшей эксплуатации, и перевозят для дальнейшего использования при ремонте последующих участков, а отбракованные участки вывозят на стационарную базу для ремонта с последующим использованием.

3. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

3.I. Подготовительные работы при капитальном ремонте газопроводов включают в себя:

определение положения газопровода перед вскрытием;

планировку трассы.

3.2. Положение газопровода определяется специальными трассоискателями (прил.2) или шурфованием.

3.3. Результаты измерений глубины заложения газопровода наносят на колышки, забиваемые строго по оси газопровода через 50 м, а на участках с малой глубиной заложения, сильно пересеченных микрорельефом, на углах поворота и в местах пересечения с различными коммуникациями - через 25 м.

3.4. Планировку трассы производят для устойчивой и надежной работы машин и механизмов на ремонтируемом участке трубопровода. Срезку валика, бугров и неровностей на ремонти-

руемом участке осуществляют бульдозером (характеристики бульдозеров даны в прил.3).

3.5. Ширина полосы отвода определяется проектом производства работ. При этом ширина полосы не должна превышать ширины, предусмотренной СН 452-73 "Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов" (табл.I).

3.6. Получение разрешения у землепользователей на производство ремонтных работ полосы земли требуемой длины и ширины и оформление этого разрешения соответствующими документами производит заказчик линейно-производственного управления (ЛПУ)

3.7. В тех случаях, когда участок газопровода после ремонта подлежит укладке на другое место, расстояние между параллельными нитками должно выдерживаться в соответствии с требованиями СНиП П-45-75 "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования". Расстояние между параллельными нитками приведено в табл.2.

Таблица I

Диаметр трубопровода, мм	Ширина полосы земель для одного подземного трубопровода, м	
	на землях несельскохозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства и на землях государственного лесного фонда	на землях сельскохозяйственного назначения худшего качества (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
Более 426 до 720	23	33
Более 720 до 1020	28	39

3.8. Способы и средства расчистки полосы для ремонтно-строительных работ от растительности и валунов зависят от степени залесенности участка, крутизны склонов, структуры грунта и других местных условий и определяются проектом.

Таблица 2

Условный диаметр проектируемого магистрального трубопровода, мм	Расстояние между осями проектируемого и действующего трубопровода, м	
	на землях несельскохозяйственного назначения или не пригодных для сельского хозяйства и на землях государственного лесного фонда	на землях сельскохозяйственного назначения (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
Свыше 400 до 700 включительно	I4	23
Свыше 700 до I000 включительно	I5	28

4. ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ

4.I. Земляные работы следует производить в строгом соответствии с проектно-технической документацией с учетом следующих положений:

осуществление работ с применением наиболее рациональных средств механизации;

своевременное выполнение подготовительных работ для обеспечения планомерного эффективного производства земляных работ в течение всего ремонтно-строительного периода;

организация поточного производства земляных работ землеройными машинами и максимальное совмещение их во времени с подъемно-очистными, сварочно-восстановительными и изоляционно-укладочными работами;

строгое соблюдение правил техники безопасности и производственной санитарии.

4.2. К земляным работам по вскрытию газопровода можно приступить только после того, как местоположение его на местности будет уточнено и зафиксировано знаками (вешками).

4.3. До начала земляных работ заказчику необходимо уточнить места пересечения газопровода по трассе с подземными и наземными коммуникациями, которые могут быть повреждены во время вскрышных работ.

4.4. Работы по вскрытию газопровода в местах прохождения подземных коммуникаций различного назначения, шоссейных и железных дорог разрешается производить только после официального письменного согласования с организациями, эксплуатирующими данное сооружение.

К письменному согласованию должен быть приложен план с указанием трасс и глубин заложения коммуникаций в месте пересечения с газопроводом. Согласование оформляет заказчик.

4.5. В случае обнаружения на месте производства работ подземных коммуникаций различного назначения, не значащихся в проектной документации, необходимо поставить в известность заинтересованные организации и вызвать их представителей. Одновременно должны быть приняты меры к защите от повреждений обнаруженных коммуникаций и сооружений.

4.6. Земляные работы при пересечении действующего электрического кабеля, а также в пределах 1,5 м от него допускается выполнять в присутствии лица, ответственного за производство ремонтно-строительных работ, и представителя организации, эксплуатирующей кабельную линию.

4.7. Срезку плодородного слоя грунта и транспортировку его для хранения во временный отвал при ремонте газопровода, проходящего по засеваемым землям и другим сельскохозяйственным угодьям, производить до начала основных земляных работ в соответствии с требованиями:

СНиП Ш-Д.10-72 "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ";

"Норм отвода земель для магистральных трубопроводов" (СН 452-73);

"Инструкции по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов". ВСН 2-59-75 (М., ВНИИСТ, 1975).

4.8. Сдача участка земли с восстановленным плодородным слоем возлагается на организацию, производившую земляные работы. Акт сдачи должен оформляться при участии представителей землепользователей, местных административно-хозяйственных органов и представителей организации, эксплуатирующей газопровод.

4.9. Способы вскрытия газопровода для ремонта его в местах пересечения шоссейных и железных дорог необходимо согласовать с организациями, в ведении которых эти дороги находятся. В местах пересечения, при приближении к газопроводу на 0,5 м, земляные работы разрешается производить только вручную. В необходимых случаях это расстояние может быть увеличено.

Зона производства земляных работ определяется совместно с представителем эксплуатирующей организации.

ВСКРЫТИЕ ГАЗОПРОВОДА

4.10. При вскрытии ремонтируемого участка газопровода размеры траншеи зависят от метода производства работ, заложенного в проектно-технической документации.

4.11. При механизированном выполнении ремонтных работ на участке газопровода, уложенном на лежки в траншее, габариты траншеи должны быть достаточными для свободного перемещения по трубе очистных и изоляционных машин. Ширина траншеи по низу должна быть не менее $D_{пр.}$+0,8 м.

4.12. Тип землеройной машины для вскрытия газопровода на различных участках выбирается в зависимости от диаметра, местных грунтовых и топографических условий.

4.13. При благоприятных условиях наиболее целесообразно при вскрытии газопровода применять специальные вскрышные экскаваторы с укороченной средней секцией, позволяющей вскрывать трубу до ее нижней образующей, и автоматическим устройством, предохраняющим ее от повреждения (рис.4). Технические характеристики вскрышных экскаваторов приведены в прил.3.

4.14. На участках, на которых разработка траншеи вскрышным экскаватором затруднена, необходимо использовать одноковшовые экскаваторы с обратной лопатой. Технические характеристики одноковшовых экскаваторов приведены также в прил.3.

4.15. При вскрытии газопровода одноковшовыми экскаваторами вешки устанавливают по оси ремонтируемого газопровода.

4.16. Вскрышные работы одноковшовым экскаватором могут выполняться следующим образом (рис.5):

снимается слой грунта над трубой и с правой стороны (по ходу движения потока) на глубину, превышающую первоначальную глубину заложения трубопровода на 15-20 см, с учетом осыпания оставшегося грунта при подъемно-очистных работах, который при последующей планировке дна траншеи выполняет роль мягкой подушки.

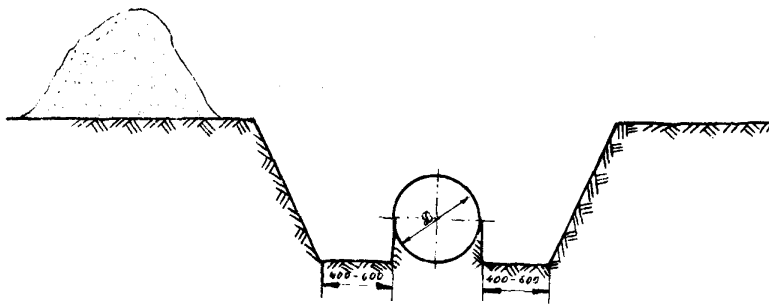

Рис.4. Профиль траншеи после прохода специального вскрышного экскаватора

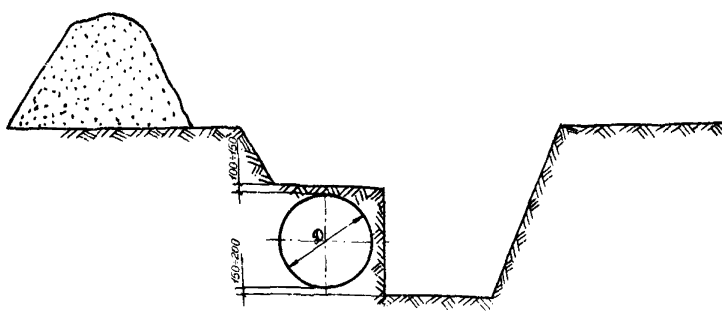

Рис.5. Профиль траншеи после вскрытия газопровода одноковшовым экскаватором

4.17. В отдельных случаях для укладки отремонтированного участка газопровода на проектную глубину допускается засыпка ранее вскрытой траншеи с целью последующей разработки траншеи общестроительным роторным экскаватором.

4.18. Для увеличения производительности землеройной бригады вскрытие газопровода рекомендуется выполнять методом "захваток" несколькими одноковшовыми экскаваторами, их количество определять в соответствии с темпом потока.

4.19. При производстве работ в водонасыщенных грунтах вскрытие газопровода следует начинать с пониженных мест для спуска и откачки воды. При значительном притоке воды такое пониженное место выносят в устроенное для этой цели расширение траншеи, где сооружают колодец для забора воды.

4.20. Рытье траншей и котлованов должно предусматриваться планом ремонтных работ в сроки, обеспечивающие возможно минимальный разрыв во времени между их рытьем и засыпкой.

4.21. Траншею перед укладкой газопровода необходимо очистить от обвалов и спланировать так, чтобы отремонтированный газопровод лежал без провисаний на дне траншеи.

4.22. При нанесении изоляции из полимерных материалов в условиях пустынь в летнее время, во избежание вздутия и образования воздушных пузырей между пленкой и металлом, необходимо производить засыпку газопровода сразу же после ее укладки на дно траншеи (расстояние между изоляционной машиной и засыпающей траншею техникой не должно превышать 200 м).

ЗАСЫПКА ГАЗОПРОВОДА

4.23. Отремонтированный участок газопровода (после проверки качества изоляции и составления акта на скрытые работы) для предохранения от механических повреждений и температурных влияний должен быть засыпан.

Засыпка газопровода с образованием валика должна выполняться траншеезасыпателями или бульдозерами (см.прил.3).

Засыпку газопровода бульдозерами выполняют в зависимости от конкретных условий местности следующими способами: прямолинейными, косопоперечными параллельными, косоперекрестными и комбинированными проходами.

При достаточной ширине отвода земель засыпку отремонтированного и уложенного в траншею газопровода производят прямолинейными проходами, т.е. отвал грунта перемещают поперек оси траншеи.

При производстве работ в стесненных условиях засыпку **траншеи осуществляют бульдозерами с косыми ножами.**

При применении бульдозеров с прямыми ножами, в целях предотвращения наездов на параллельно проложенный газопровод, засыпку необходимо осуществлять под углом 45^0 к оси траншеи.

4.24. При наличии горизонтальных кривых на газопроводе вначале засыпают криволинейный участок, а затем остальную часть, причем засыпку криволинейного участка следует начинать от середины его в обе стороны.

4.25. На участках местности с вертикальными кривыми газопровода (**оврагах, балках, суходолах и т.п.**) **засыпку следует вести с двух сторон понижения - сверху-вниз.**

4.26. Засыпку на участках захлестов выполняют таким образом, чтобы перемещение бульдозера, а,следовательно, и направление засыпки осуществлялось с двух сторон (на длине не менее 300 м) к границам разрыва, необходимого для монтажа газопровода.

4.27. В горных условиях засыпку газопровода осуществляют грунтом, уложенным на полосу производства работ, при помощи бульдозера или траншеезасыпателя. Если грунт расположен у подошвы склона, траншею засыпают одноковшовыми экскаваторами. Засыпка траншеи на уклонах должна вестись бульдозерами вдоль или под углом к траншее.

4.28. Если устройство постели и присыпка из мягкого грунта связаны со значительными трудностями и с выполнением больших объемов земляных работ, то газопровод покрывается сплошной футеровкой из деревянных реек или соломенных (камышовых) матов.

4.29. Устройство постели на дне траншеи, присыпка трубопровода, а также окончательная засыпка должны выполняться с применением мер,предохраняющих грунт от оползания и размыва ливневыми водами.

ЗАКРЕПЛЕНИЕ ПЕСКОВ

4.30. При производстве ремонта газопроводов в песчано-пустынных районах после укладки и засыпки траншей с образованием валика необходимо выполнять работы по закреплению песков.

4.31. Закрепление песков производить посевом трав и кустарников. Вспомогательным средством, останавливающим движение песков в период прорастания семян и укрепления корневой системы, служит механическая защита.

4.32. При механическом способе создание защитной корки на поверхности песка может быть осуществлено путем обработки его различными составами:

битумной эмульсией, в результате чего получается пористая корка, обеспечивающая проникновение в песок дождевой влаги, а также прорастание побегов из семян;

с использованием местных природных материалов (например, полив песков растворами извести, получаемыми из известняков, пригодных для обжига);

с применением в качестве связующих различных синтетических продуктов - отходов нефтяной промышленности (например, инденовой смолы, значительно увеличивающей связность частиц песка и пылеватых грунтов);

распылением жидкого препарата нерозина, получаемого из отходов горносланцевой промышленности.

4.33. Одним из эффективных способов закрепления подвижных барханных песков является облесение - глубокая посадка крупномерных сеянцев (без механической защиты) в районах с пресными и слабоминерализованными грунтовыми водами, доступными для корней. Посадка этим способом может осуществляться без предварительной обработки закрепляемых площадей и последующего ухода.

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА И ПРИЕМКИ ЗЕМЛЯНЫХ РАБОТ

4.34. Качество земляных работ должно систематически контролироваться, а также проверяться соответствие выполняемых работ проектной документации, требованиям СНиП Ш-8.76 "Земля-

ные сооружения. Правила производства и приемки работ", СНиП III-Д.10-72 "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ" и настоящих Правил.

4.35. В процессе работ по планировке трассы, вскрытию газопровода, устройству насыпей, постели, засыпки отремонтированного участка постоянно ведут контроль и проверяют:

отметки планируемой полосы, дна траншеи и гребней насыпей;

размеры и крутизну откосов траншей и насыпей;

соответствие грунтов карьеров требованиям проекта;

степень уплотнения грунта при возведении насыпей и засыпку траншей (на плодородных поливных землях);

качество выполнения водопропускных сооружений.

4.36. Перед засыпкой траншеи после укладки газопровода, кроме технического контроля за качеством работ, должны быть составлены промежуточные акты на скрытые работы. При фиксировании скрытых работ устанавливают их объем и качество выполнения, а также соответствие проекту, действующим строительным правилам и настоящим Правилам.

4.37. Контроль качества земляных работ ведется представителями заказчика.

4.38. Правильность устройства основания под газопровод, укладки его, а также глубины заложения, опирания газопровода по всей длине, качества отсыпки постели из мягкого грунта и т.д. должны проверяться ремонтно-строительной организацией и заказчиком на основании геодезического контроля до засыпки отремонтированного участка грунтом с составлением соответствующего акта.

Изменение глубин заложения и радиусов углов поворота запрещается.

5. ПОДЪЕМНО-ОЧИСТНЫЕ РАБОТЫ

5.1. Подъем, очистку и укладку газопровода на лежки выполнять только в присутствии лица, ответственного за производство работ.

5.2. При поточной организации капитального ремонта газопровода, когда нет необходимости восстанавливать стенку трубы,

работы осуществлять механизированным линейным комплексным потоком.

5.3. При частичной замене участков газопровода или восстановлении стенок трубы подъемно-укладочные работы ведутся двумя звеньями: подъемно-очистным и изоляционно-укладочным.

5.4. Подъемно-очистные работы включают в себя:

подъем вскрытого участка газопровода и насадку очистной машины;

очистку от старой изоляции и визуальный осмотр трубы;

укладку на лежки.

5.5. Очистку поверхности газопровода при ремонте необходимо проводить в два этапа: I) предварительный - при подъеме газопровода; 2) окончательный - после выполнения сварочно-восстановительных работ.

5.6. К моменту начала подъемно-очистных работ на участке производства работ должны быть расставлены подъемные механизмы, подготовлены необходимые материалы и оборудование для сварочно-восстановительных работ.

5.7. Работы по подъему газопровода диаметром 529-720 мм, очистке его от старой изоляции, укладке в траншею на лежки должны выполняться с помощью подъемных механизмов. Их марки, рабочие параметры и расстановка в зависимости от диаметра ремонтируемого газопровода приведены на рис.6 и в табл.4. Технические характеристики подъемных механизмов приведены в прил.4.

5.8. Подъем газопровода диаметром 1020 мм, очистка от старой изоляции и укладка на лежки на берме траншеи должны производиться подъемными механизмами, расстановка и рабочие параметры которых приведены на рис.7 и в табл.5.

Технологическая последовательность подъемно-очистных работ производится в следующем порядке:

первый трубоукладчик T_1 приподнимает газопровод над дном траншеи, т.е. выдергивает его из защемления;

трубоукладчик T_2 с троллейной подвеской находится на расстоянии ℓ_1 от первого трубоукладчика и приподнимает газопровод на высоту h_2 ;

третий трубоукладчик T_3 с троллейной подвеской, находясь на расстоянии ℓ_2 от второго трубоукладчика, сопровождает

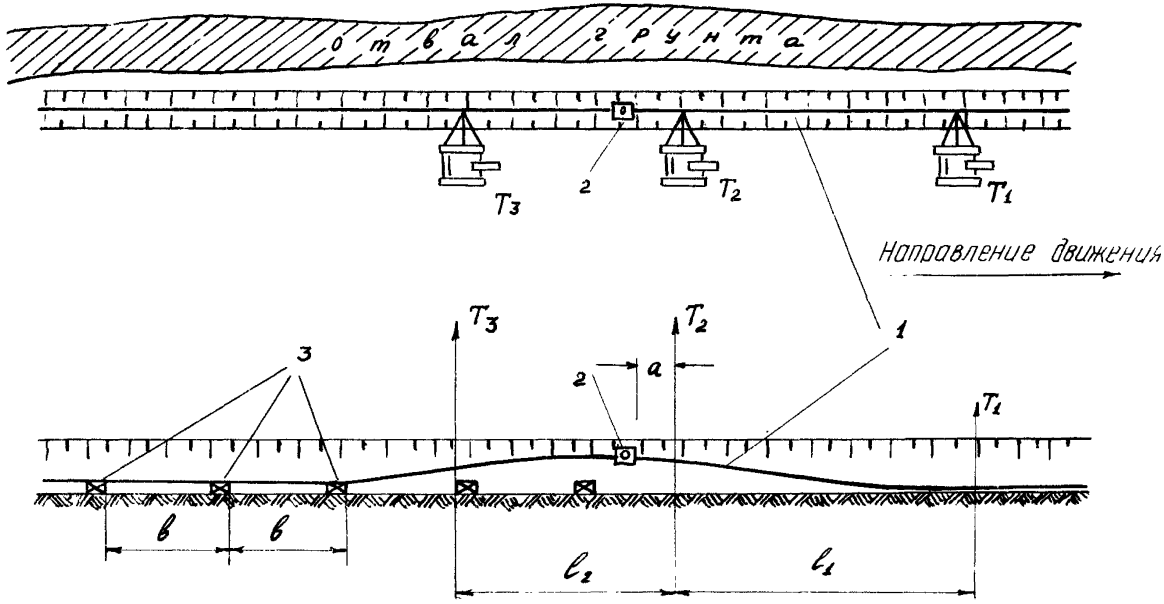

Рис.6. Схема расположения механизмов при ремонте газопровода на лежках в траншее (подъемно-очистные работы):
1-газопровод; 2-очистная машина; 3-лежки

Таблица 4

Диаметр трубопровода, мм	Марка трубоукладчика			Вылет стрелы $\mathcal{S}$, м	Интервалы (по рис.6), м				Высота подъема трубоукладчиками h_{max}, см		Нагрузка на трубоукладчик P, т	
	T_1	T_2	T_3		ℓ_1	ℓ_2	a	b	T_2	T_3	T_2	T_3
529	TOI224	TOI224	TOI224	2,0	20	I5	6-8	I5	I00	I00	4-6	4-6
720	TI530	TI530	TI530	2,4	25	20	6-8	20	I00	I00	6-8	7-9

Таблица 5

Марка трубоукладчика				Интервалы (по рис.7), м			Высота подъемной трубы от бровки траншеи, см				Вылет стрелы трубоукладчика, м	Расстояние до трубоукл. очист. маш., м	Расстояние между лежаками, м
T_1	T_2	T_3	T_4	ℓ_1	ℓ_2	ℓ_3	h_1	h_2	h_3	h_4		a	b
T3560	T3560	T3560	T3560	30	30	25	0	Ниже бровки траншей	50-60	40-50	3,I	6-8	20-25

очистную машину, предназначенную для снятия старого изоляционного покрытия (т.е. для предварительной очистки).

В процессе работы очистная машина должна находиться на расстоянии 6-8 м от трубоукладчика T_3 (сзади по ходу движения потока).

Трубоукладчик T_4 двигается на расстоянии ℓ_3 от трубоукладчика T_3 и укладывает поднятую трубу на специальные лежки на берме траншеи, расположенные через 20-25 м одна от другой.

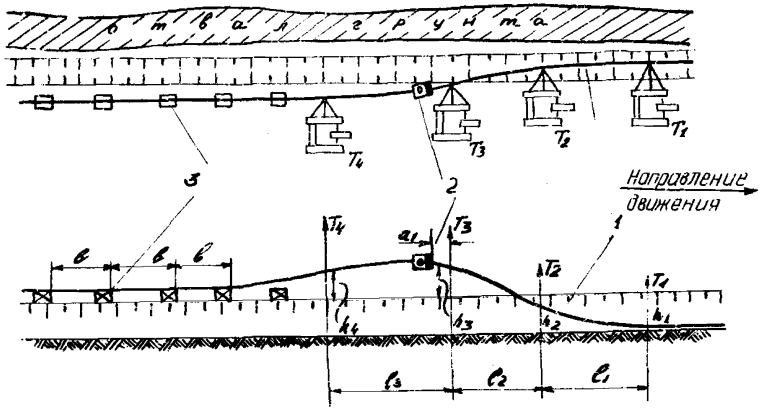

Рис.7. Схема расстановки механизмов при ремонте газопровода диаметром 1020 мм на берме траншеи (подъемно-очистные работы):
1-газопровод; 2-ремонтно-очистная машина; 3-лежки

5.9. Предварительная очистка ремонтируемого газопровода заключается в удалении с его поверхности старой изоляции, продуктов коррозии, земли и т.д.

5.10. Для очистки газопровода диаметром 529-720 мм от старого изоляционного покрытия могут применяться очистные машины типа ОмС, а для очистки газопровода диаметром 720-1020мм - строительные очистные машины, оборудованные специальным рабочим органом РОМ (прил.5).

5.II. Подъемно-очистные работы на газопроводе с продольным уклоном местности до 15^0 должны выполняться согласно рис.8 и 9, а рабочие параметры-согласно табл.6 и 7 (заякоривание подъемно-транспортных средств и очистной машины не производится).

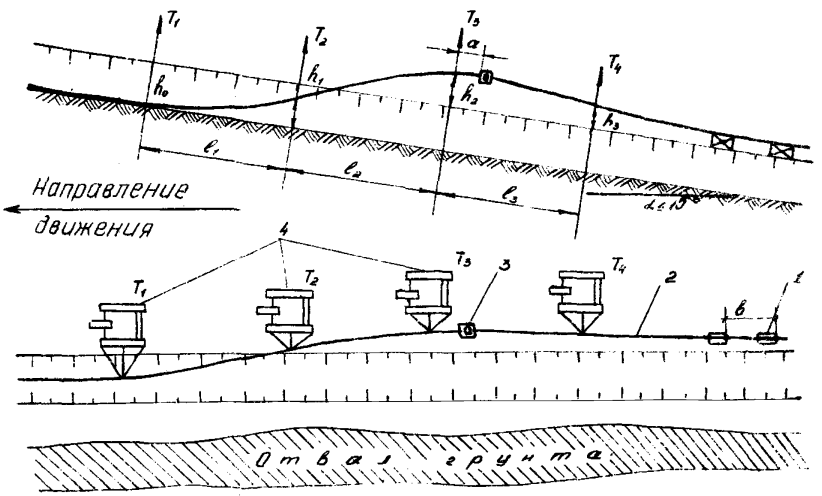

Рис.8. Схема расстановки механизмов при подъемно-очистных работах в горных условиях на берме траншеи:
I-лежки; 2-газопровод; 3-очистная машина; 4-трубоукладчики

5.I2. Подъемно-очистные работы в условиях пустынь и пылеватых песков (пухляк) должны производиться согласно рис.I0 и II, а расстановка механизмов и их рабочие параметры, в зависимости от диаметра ремонтируемого газопровода, принимаются согласно табл.8 и 9.

5.I3. Предварительная очистка поверхности трубопровода должна осуществляться непосредственно после его вскрытия. Технологический разрыв между вскрышными и подъемно-очистными работами должен быть минимальным.

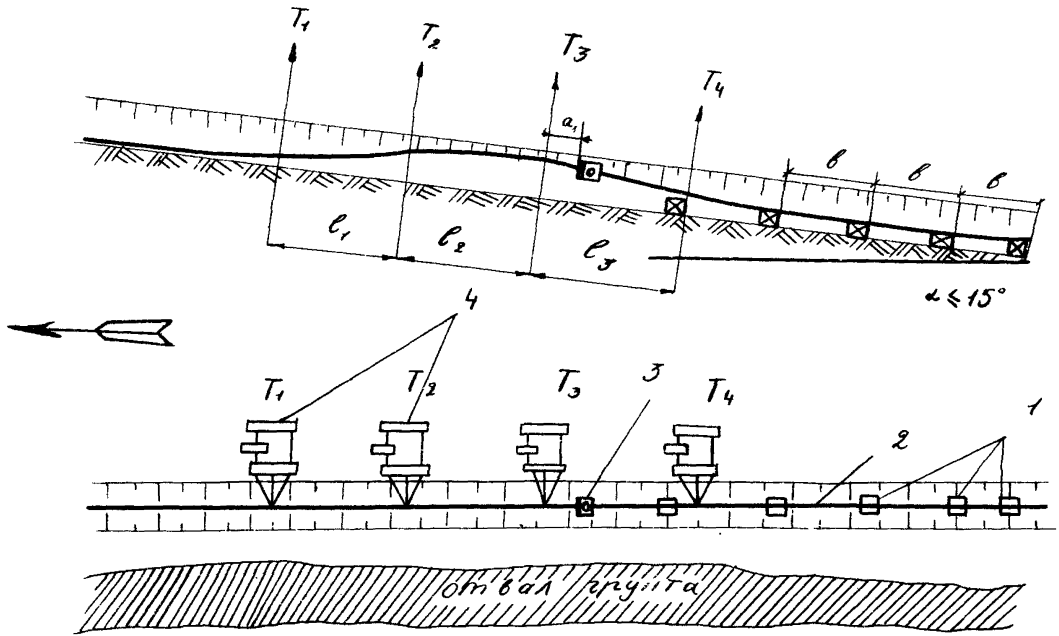

Рис.9. Схема расстановки механизмов при подъемно-очистных работах в горных условиях на лежках в траншее:

I-лежки; 2-газопровод; 3-очистная машина; 4-трубоукладчики

Таблица 6

Диаметр газопровода $D_н$, мм	Марка трубоукладчика				Интервалы (по рис.8), м			Высота подъема газопровода от бровки траншеи, см				Расстояние до трубоукл. очист.маш., м	Расстояние между лежками, м
	T_1	T_2	T_3	T_4	ℓ_1	ℓ_2	ℓ_3	h_0	h_1	h_2	h_3	a	b
1020	TI530	T3560	T3560	T3560	35	30	20-22	0	Ниже бровки траншеи	50-60	40-50	6-8	20

Таблица 7

Диаметр газопровода, мм	Марка трубоукладчика						Интервалы (по рис.9), м			Высота подъема газопровода, см	Расстояние до трубоукл. очист.маш., м	Расстояние между лежками, м
	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	ℓ_2	ℓ_3	ℓ_1	h_{max}	a	b
529	TOI224	TOI224	TOI224	TI530	-	-	I4-I6	-	25	I00	6-8	
720	TI530	TI530	TI530	TI530	-	-	I6-I8	-	30	I00	6-8	20

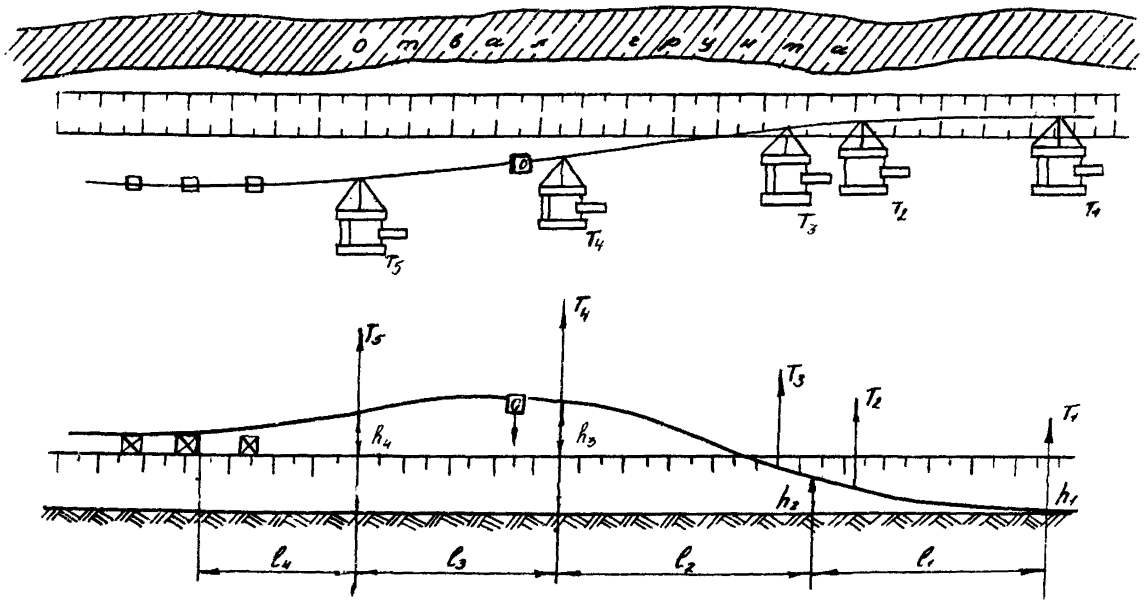

Рис.10. Схема расстановки механизмов при производстве подъемно-очистных работ в условиях пылеватых песков (пухляков)

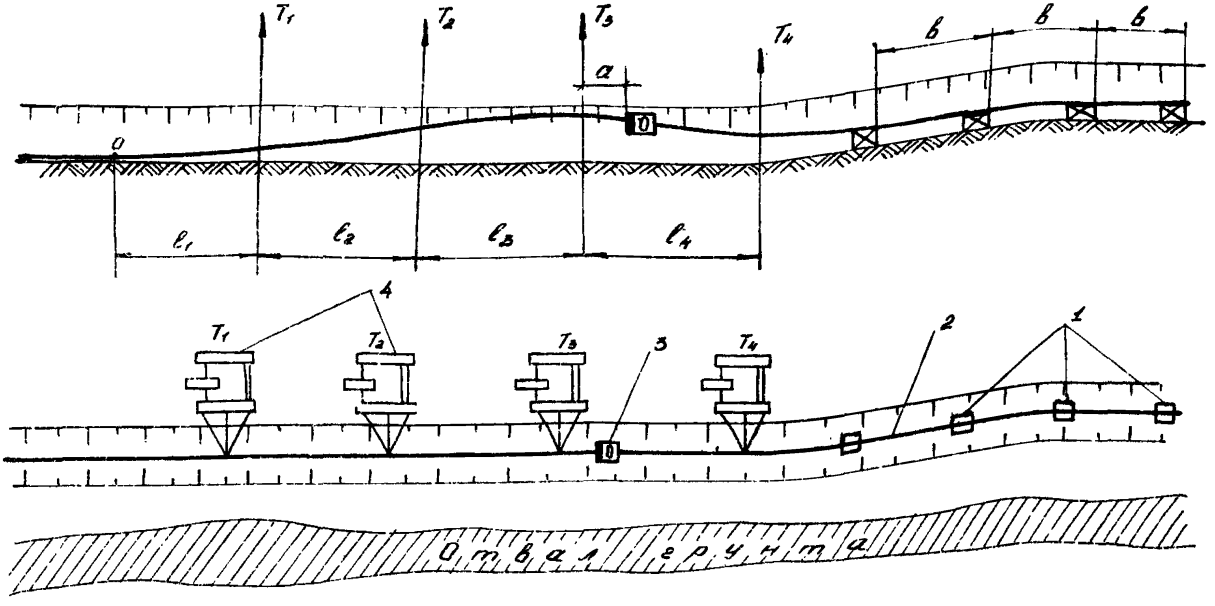

Рис.II. Схема расстановки механизмов при подъемно-очистных работах в условиях пустынь: I-лежки; 2-газопровод; 3-очистная машина РОМ; 4-трубоукладчики

Таблица 8

Марки трубоукладчиков					Интервалы (по рис.10), м				Высота подъема трубы от бровки траншеи, см				Расстояние между лежками, м
T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	ℓ_1	ℓ_2	ℓ_3	ℓ_4	h_1	h_2	h_3	h_4	$в$
T3560	T3560	T3560	T3560	T3560	65	56	38	46	0	Ниже бровки траншеи	80–100	50–60	20–25

Таблица 9

Диаметр газопровода, мм	Марка трубоукладчика				Интервалы (по рис.11), м				Высота подъема газопровода, см	Расстояние до трубоук. очистн.ман., м	Расстояние между лежками, м
	T_1	T_2	T_3	T_4	ℓ_1	ℓ_2	ℓ_3	ℓ_4		a	$в$
529	TOI224	TOI224	TOI224	-	20	I5	-	I5	I00	4–6	20
720	TI530	TI530	TI530	TI530	25	20	20	25	I00	4–6	20

5.14. Для производства работ по отбраковке труб и сварочно-восстановительных работ очищенный от старой изоляции газопровод должен быть уложен на лежки высотою 35-50 см. В качестве лежек допускается применять инвентарные металлические подставки.

6. СВАРОЧНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.1. После очистки газопровода от старого изоляционного покрытия и укладки его на лежки приступают к производству работ по отбраковке труб.

6.2. Отбраковка труб осуществляется специальной комиссией в соответствии с требованиями "Инструкции по отбраковке труб, поврежденных коррозией" (М., ВНИИгаз 1978), утвержденной Мингазпромом 7/УП 1978 г.

6.3. Сварочно-восстановительные работы на газопроводе должны выполняться после отбраковки уложенного на лежки газопровода.

6.4. Производство сварочных работ осуществляется согласно действующим техническим условиям и инструкциям на производство сварки различных марок стали.

6.5. Перед наплавкой поверхность трубы в местах коррозии должна быть тщательно зачищена до металлического блеска, так как ржавчина и окалина недопустимы. Зачистка поврежденной поверхности производится шлифовальной машинкой.

6.6. При наплавке металла необходимо делать плавные переходы от наплавленного металла к телу трубы; подрезы, поры и трещины недопустимы.

6.7. Наплавленную поверхность выравнивают шлифовальной машинкой.

6.8. Заварка поврежденных участков должна выполняться ручной дуговой сваркой с применением электродов фтористокальциевого типа (УОНИ-13/55, "Гарант") диаметром 4 мм.

6.9. Первый слой должен выполняться на минимальных токах во избежание прожога (140-160 А).

6.10. Дуга должна возбуждаться не на дне кратера, а в верхней или боковой части кратера.

6.II. Заварка поврежденных участков глубиной более 3 мм должны осуществляться не менее чем в два слоя.

6.I2. Облицовочный слой должен иметь превышение над поверхностью трубы I-2 мм и плавный переход к основному металлу.

6.I3. Необходимость подогрева стыков, температура подогрева определяются в соответствии с требованиями "Инструкции по сварке трубопроводов из дисперсно-твердеющих сталей с нормативным пределом прочности до 60 кгс/мм^2 при температуре воздуха до минус 50^{0}С" ВСН 2-39-72 (М., ВНИИСТ, I972).

6.I4. При сварке с подогревом сила тока должна снижаться на I5-20% ввиду увеличения глубины проплавления.

Подогрев может выполняться кольцевыми газовыми подогревателями (по всему периметру).

6.I5. Установка заплат на газопроводе допускается только в случаях, предусмотренных технической документацией.

6.I6. Вварка заплат производится согласно "Типовой инструкции на производство огневых работ на действующих магистральных газопроводах, газосборных сетях газовых промыслов и станций подземного хранения газа, транспортирующих природный и попутный газы" (М., Госгазинспекция, I97I).

6.I7. Участки газопровода с недопустимыми дефектами подлежат вырезке и на их место врезают технологические катушки или трубы.

6.I8. Катушку изготавливают из труб той же марки стали и толщины стенки, что и ремонтируемый газопровод. Минимальная длина ее должна быть равной или больше диаметра ремонтируемой трубы.

6.I9. Катушки изготавливают газо-кислородной резкой при помощи машинок типа РФ, "Спутник" и др.

Разделка кромок - У-образная, угол скоса 25-30^0; притупление - I,5-2,5 мм.

6.20. Технологический зазор между свариваемыми кромками должен быть 3-3,5 мм.

Сварка катушек должна выполняться электродами фтористо-кальциевого типа (УОНИ-13/55, "Гарант") не менее чем в три слоя.

6.21. Сварные стыки катушек и все сварные стыки вновь заменённых участков труб подвергают контролю рентгеновским или гамма просвечиванием. Требования по качеству стыков принимаются в соответствии со СНиП III.Д-10.72 "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ".

7. ИЗОЛЯЦИОННО-УКЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

7.1. Изоляционно-укладочные работы при капитальном ремонте магистральных газопроводов выполняют в такой последовательности:

окончательная очистка газопровода;

нанесение грунтовки (праймера);

нанесение нового изоляционного покрытия;

укладка газопровода на дно траншеи.

7.2. Изоляционные материалы. Для защиты газопроводов от почвенной коррозии применяются изоляционные покрытия как на битумной основе, так и в виде полимерных лент с подклеивающим слоем. В конструкции этих изоляционных покрытий обязательно следует предусматривать защитную обертку от механических повреждений.

7.3. Антикоррозионные покрытия должны состоять из следующих слоев:

на битумной основе - из грунтовки, мастики, армирующего и оберточного материалов;

на основе полимерных изоляционных лент - из грунтовки, одного или двух слоев липкой изоляционной полимерной ленты, защитной обертки.

7.4. Типы и конструкции противокоррозионных покрытий на битумной основе приведены в табл.10, а полимерных - в табл.11.

7.5. При выборе типов и конструкций покрытий газопроводов следует руководствоваться соответствующими положениями:

ГОСТ 9.015-74 "Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования";

СНиП II-45-75 "Нормы проектирования".

Таблица I0

Тип изоляционного покрытия	Конструкция изоляционного покрытия	Общая толщина покрытия без обертки не менее, мм
Нормальный	Грунтовка, слой мастики 4 мм, стеклохолст I слой, защитная обертка	4
Усиленный	Грунтовка, мастика 6 мм, стеклохолст I слой, защитная обертка	5,5
Усиленный	Грунтовка, мастика 3 мм, стеклохолст I слой, мастика 3 мм, стеклохолст I слой, защитная обертка	5,5

Таблица II

Тип изоляционного покрытия	Конструкция изоляционного покрытия	Общая толщина покрытия без обертки не менее, мм
Нормальный	Грунтовка, полимерная изоляционная лента I слой, защитная обертка	0,35
Усиленный	Грунтовка, полимерная изоляционная лента 2 слоя, защитная обертка	0,65

7.6. Покрытия на основе битумных мастик можно применять для изоляции газопроводов диаметрами не более 820 мм при температуре транспортируемого продукта не выше +40°С.

7.7. для изоляции ремонтируемых газопроводов, как правило, следует применять битумные мастики заводского изготовления. Битумные мастики как заводского, так и полевого изготовления должны подбираться по физико-механическим свойствам с учетом конкретных условий производства изоляционных работ и

эксплуатации газопровода и должны отвечать требованиям, изложенным в табл.I2.

Таблица I2

Марка мастики (ГОСТ I5836-70)	Физико-механические свойства			Допустимая температура, °С	
	Температура размягчения по КиШ не менее, °С	Глубина проникания иглы при 25°С не менее	Растяжимость при 25°С не менее, см	транспортируемого продукта не более	окружающего воздуха при нанесении в пределах
МБР-65	65	40	4	25	+5 -30
МБР-75	75	30	4	25	+I5 -I5
МБР-90	90	20	3	35	+35 -I0
МБР-I00	I00	I5	2	40	+40 -5

Примерные составы битумно-резиновых мастик приведены в табл.I3.

Таблица I3

Марка мастики	Состав в % по массе			
	Битумы нефтяные изоляционные		Резиновая крошка	Пластификатор
	БН И-У	БН И-IУ		
МБР-65	88	-	5	7
МБР-75	88	-	7	5
МБР-90	93	-	7	-
МБР-I00	45	45	I0	-
	-	83	I2	5

7.8. Свойства и качество изоляционных, армирующих, обертоочных и других материалов, применяемых для противокоррозионной защиты газопроводов, должны удовлетворять требованиям соответствующих стандартов (ГОСТов) или технических условий (ТУ)

на эти материалы. Использование материалов, не отвечающих техническим требованиям ГОСТов и ТУ, запрещается. Перечень основных изоляционных полимерных лент отечественного производства приведен в табл.I4.

Таблица I4

Наименование материала	ГОСТ или ТУ
Поливинилхлоридная, липкая лента для изоляции газонефтепроводов	ТУ 6-I9-I03-78
Поливинилхлоридная морозостойкая с бутилкаучуковым подслоем (ПВХ-БК)	ТУ I02-I66-78
Поливинилхлоридная, липкая, со сланцевым пластификатором для изоляции подземных газонефтепродуктопроводов (ПВХ-СЛ)	ТУ 5I-525-75
То же, морозостойкая (МИЛ-ПВХ-СЛ)	ТУ 5I-456-78
Лента изоляционная, термостойкая для противокоррозионной защиты трубопроводов (ЛЭТСАР-ЛПТ)	ТУ 38- I03 4I8-78

7.9. На участках газопроводов диаметром более 820 мм применяют только полимерные изоляционные покрытия усиленного типа с защитой их от механических повреждений прочными обертками, а на "горячих" участках - полимерные покрытия типа ЛЭТСАР-ЛПТ.

7.I0. Полиэтиленовыми и поливинилхлоридными (морозостойкими) липкими лентами можно пользоваться преимущественно при отрицательных температурах окружающего воздуха; поливинилхлоридные липкие ленты (неморозостойкие) - при температуре окружающего воздуха выше +5°С.

7.II. Полимерные изоляционные ленты, так же, как и изоляционные мастики на основе битумов, в каждом конкретном случае выбирают в зависимости от максимальной температуры транспортируемого газа и температуры окружающего воздуха при выполнении изоляционных работ.

7.I2. Поливинилхлоридные ленты ПИЛ (ТУ 6-I9-I03-78) применяют на участках трубопроводов с температурой газа не выше +40°С; ленты ПВХ-СЛ (ТУ 5I-525-75) и МИЛ-ПВХ-СЛ (ТУ 5I-456-78)- не выше +30°С.

7.I3. Полимерные ленты зарубежного производства, используемые в СССР для изоляции трубопроводов, приведены в табл.I5.

Таблица I5

Наименование ленты с указанием страны-изготовителя	Толщина, мм	Температурные интервалы применения, °С	
		не ниже, минус	не выше, плюс
"Поликен 980-20" (США)	0,5I	60	75
"Нитто-53" (Япония)	0,5	60	70
"Фурукава-Рапко НМ" (Япония)	0,5	60	60
"Секисюи-84I" (Япония)	0,5	60	60
"денсолен Р-20" (ФРГ)	0,5	60	60
"Плайкофлекс 440-20" (США)	0,5I	60	60

7.I4. Под полимерные липкие ленты применяют клеевые или битумно-клеевые грунтовки, составы которых приведены в табл.I6.

7.I5. Для каждого типа ленты следует применять только соответствующую клеевую грунтовку (табл.I7).

7.I6. Полимерные ленты необходимо наносить одновременно с защитной оберткой и, как правило, механизированным способом при совмещенном методе производства изоляционно-укладочных работ согласно "Временной инструкции по технологии снятия старой битумной изоляции и нанесению двухслойного изоляционного покрытия из полимерных лент" (М., ВНИИгаз, I979). Рекомендуемые защитные обертки приведены в табл.I8.

Таблица I6

Марка клея и объемное соотношение его с бензином, состав битумно-клеевой грунтовки	ТУ на клей	Вязкость грунтовки по вискозиметру, с		Плотность грунтовки, гс/см³
		ВЗ-I	ВЗ-4	
Грунтовка ГТ-752	ТУ I02-I42-77	-	I5-25	0,7-0,75
Полиизобутиленовый (I8-20%-ный)	ТУ Охтинского химкомбината	I5	65	0,77I
Битумная грунтовка с добавкой I0% полиизобутилена П-20 или клея		4	I5	0,850

Таблица I7

Клеевая грунтовка	Плотность грунтовки, гс/см³
"Поликен-9I9" (США)	0,78
"Нитто-Б" (Япония)	0,77
"Фурукава Рапко Н " (Япония)	0,75
"Секисюи" (Япония)	0,78
"денсолен м"(ФРГ)	0,78
"Плайкофлекс-I05"(США)	0,8I

7.I7. Изоляцию газопровода с применением полимерных липких лент выполняют в соответствии с требованиями "Инструкции по антикоррозионной защите наружной поверхности металлических трубопроводов полимерными липкими лентами" ВСН 2-8I-7I (М., ВНИИСТ, I972).

При применении для изоляции газопроводов полимерных лент зарубежного производства следует руководствоваться положениями "Инструкции по применению импортных изоляционных полимерных лент и оберток" ВСН 2-84-77 (М., ВНИИСТ, I977).

Таблица I8

Обертки	Толщина, мм	Температурные интервалы применения, °С	
		минус	плюс
"Бишоф" (ФРГ)	0,5	60	75
"Асахи-Дау" № 45 (Япония)	0,5	60	70
"Фурукава" (Япония)	0,5	30	60
"Бикарул" (СССР) ТУ I02-38-76	I,0	20	50
"ПДБ" (СССР) ТУ I02-3I-74	I,0	20	50

7.I8. При использовании мастик заводского изготовления на месте производства работ освобожденную от тары и измельченную на куски массой до 8-I0 кг мастику загружают в варочный котел и, постепенно поднимая температуру в котле до I80°С при периодическом перемешивании, расплавляют всю массу.

7.I9. В случае приготовления изоляционной мастики в трассовых условиях ее состав подбирают построечной лабораторией. Дозировка компонентов, входящих в состав мастики, должна быть весовой.

Если свойства мастики не соответствуют предъявленным к ней требованиям, то ее физико-механические свойства можно изменить, вводя дополнительные дозы резиновой крошки или пластификатора.

Мастику приготовляют в такой последовательности:

на площадке с дощатым настилом под навесом битум освобождают от тары и раскалывают на куски 8-I0 кг, которые загружают в битумоварочный котел не более 2/3 его объема. Битум расплавляют и обезвоживают; при температуре расплавленной массы I60-I80°С котел догружают остальной частью битума. После расплавления всей массы специальной сеткой удаляют бумагу, попавшую в котел вместе с битумом. Затем в обезвоженный битум небольшими порциями вводят просеянную и сухую резиновую крошку, непрерывно перемешивая массу в котле. Пластифицирующие добавки вводят в конце варки. Продолжительность варки массы при

температуре 170-180°С должна быть не более 3 и не менее 1,5 ч при непрерывном перемешивании.

Во избежание коксования битумную мастику при температуре 180-190°С рекомендуется варить не более одного часа.

Не допускается длительный нагрев мастики до 200°С и более, так как в этом случае резиновая крошка может растворяться и, действуя как пластификатор, снизит температуру размягчения мастики; при значительном перегреве резиновая крошка способна даже обугливаться.

7.20. Качество изоляционной мастики проверяют путем отбора проб от каждой варки котла и определения в лаборатории температуры размягчения по методу КиШ. Растяжимость и пенетрацию мастики проверяют периодически по требованию представителя заказчика.

7.21. Исходные изоляционные материалы обязательно проверяют на их соответствие требованиям ГОСТов или ТУ.

7.22. Битумные грунтовки представляют собой раствор нефтяного битума марки БН-IУ в бензине в соотношении 1:3 по объему или 1:2 по массе. Плотность грунтовки составляет 0,8-0,82 г/см^3. В качестве растворителя применяют авиационный бензин Б-70. В летнее время можно пользоваться автомобильным бензином высокой очистки А-72 и А-76. Применять этилированный бензин запрещается.

7.23. Место приготовления грунтовки должно быть удалено от источников огня не менее чем на 50 м. Для смешения битума с бензином применяют смеситель типа "ГС" емкостью 1,4 м^3. Обезвоженный и разогретый до температуры не более 100°С битум постепенно вливают в бензин при непрерывном перемешивании смеси до полного растворения битума в бензине. Приготовленную грунтовку следует процедить через сетку с 400 отверстиями/см^2. Хранят грунтовку в емкостях с плотно закрывающимися пробками или крышками.

При разгрузке бочек с грунтовкой или бензином их нужно опускать по покатям, не допуская сбрасывания и ударов. Пробки бочек следует открывать специальными ключами. Не допускается вывинчивание при помощи ударов по зубилу.

Места, где была пролита грунтовка или бензин, следует присыпать песком или грунтом.

7.24. Грунтовки под битумные изоляционные покрытия должны быть быстротвердеющими.

При капитальном ремонте газопровода грунтовки следует наносить, как правило, механизированным способом по сухой и очищенной от продуктов коррозии, грязи и т.п. поверхности, обеспечивая равномерный, без пропусков и подтеков, пузырей и посторонних включений, грунтовочный слой. Очищенная поверхность трубопровода должна быть серого цвета с металлическими проблесками. Наличие пыли на поверхности газопровода не допускается. В случае незначительных объемов работ грунтовку можно наносить вручную при помощи кистей.

7.25. В случае нарушения слоя грунтовки поврежденные места следует промыть бензином и после того, как поверхность просохнет, нанести грунтовку вновь.

7.26. Качество очистки и нанесения грунтовки проверяют визуально.

В рабочем журнале записывают результаты проведенных работ.

7.27. Изоляционные покрытия на основе битумных мастик наносят на сухую и незагрязненную поверхность газопровода по просохшей грунтовке.

7.28. Битумные изоляционные покрытия нормального или усиленного типа обязательно армируют стеклохолстом и от механических повреждений защищают прочными оберточными материалами. Как правило, изоляционные покрытия следует наносить механизированным способом.

7.29. Доставку разогретой битумной мастики к месту производства работ осуществляют специальными автобитумовозами или в передвижных котлах.

7.30. Перед началом изоляционных работ необходимо проверить правильность установки на изоляционной машине обечайки, отрегулировать и зафиксировать величину зазора между поверхностью трубы и обечайки с целью получения требуемой толщины мастичного слоя.

7.31. Толщина наносимого битумного слоя, его сплошность и прилипаемость, степень погружения стеклохолста в слой мастики в основном зависят от ее вязкости, которую при данном составе регулируют изменением температуры в ванне изоляционной машины в зависимости от температуры окружающего воздуха.

Изоляцию нормального типа следует наносить изоляционной машиной, используя вторую скорость передвижения, а усиленного - первую скорость.

Температура мастики, необходимая для получения 6 мм покрытия за один проход машины, приведена в табл.19.

Таблица 19

Температура окружающего воздуха, °С	Температура мастики в ванне изоляционной машины, °С	Температура окружающего воздуха, °С	Температура мастики в ванне изоляционной машины, °С
От +30 до +10	145-155	От -5 до -15	165-175
От +10 до -5	155-165	От -15 до -25	175-185
		Ниже -25	185-190

Примечание. При нанесении 4 мм покрытия температура мастики в ванне изоляционной машины поддерживается на 5-10°С выше значений, указанных в таблице.

7.32. Изоляционные покрытия на битумной основе следует наносить на очищенную сухую поверхность трубопровода сразу после отверждения грунтовки.

7.33. Изоляционную мастику необходимо накладывать по длине и периметру трубопровода равномерным слоем заданной толщины без пузырей и посторонних включений с обеспечением необходимого сцепления мастики с защищаемой поверхностью.

7.34. Армирование битумного покрытия стеклохолстом и обертку защитными рулонными материалами следует производить спирально без гофр, морщин и складок с нахлестом края последующего витка на предыдущий на 20-25 мм. Нахлест концов рулонного материала должен быть не менее 100 мм. Стеклохолст во всех случаях должен полностью погружаться в мастичный слой, так как только в этом случае достигается наиболее полное армирование битумного покрытия.

7.35. При нанесении на трубопровод по горячей мастике армирующих материалов существенное влияние на качество изоляционного покрытия оказывает усилие натяжения полотнища материала. Натяжение должно быть тщательно отрегулировано тормозными устройствами шпуль изоляционной машины.

При слабом натяжении оберточных материалов могут образовываться складки, гофры и отвисания материалов. Сильное натяжение или резкое изменение усилия натяжения могут привести к растягиванию материала и его разрыву.

7.36. При ремонте газопровода с заменой труб можно применять трубы с изоляционными покрытиями, нанесенными в заводских или базовых условиях. В этих случаях на трассе выполняют работы по очистке и изоляции сварных стыков, а также ремонтируют поврежденные места изоляционного покрытия. Особенности и требования технологии строительно-монтажных работ при применении таких труб изложены в "Рекомендациях по технологии строительства трубопроводов из труб обычной длины с заводской изоляцией и из труб длиной 24 м с трассовой и заводской изоляцией" Р 187-75 (М., ВНИИСТ, 1975).

7.37. При применении оберточных материалов необходимо строго соблюдать основные требования:

эти материалы наносить на газопровод изоляционной машиной спирально с нахлестом в 2-3 см;

при нанесении оберток на трубопровод по горячей битумно-резиновой мастике необходимо следить за тем, чтобы шпули обмоточного механизма вращались свободно и не изменяли силу натяжения, так как это может привести к растягиванию материала;

при хранении и транспортировке необходимо предохранять оберточные материалы от загрязнений, увлажнений и повреждений.

7.38. Полимерные оберточные материалы типа ПДБ и ПРДБ применяют в соответствии с "Рекомендациями по применению полимерных оберточных материалов в летних и зимних условиях" Р 3-52-70 (М., ВНИИСТ, 1971); при использовании оберточного материала "Бикарул" следует руководствоваться "Рекомендациями по применению оберточного рулонного материала "Бикарул" (М., ВНИИСТ, 1975).

7.39. Во время выпадения атмосферных осадков (дождь, туман, снег) в трассовых условиях без укрытия трубопровода и его подогрева не допускается производить работы по очистке, нанесению грунтовки и изоляционных покрытий.

7.40. В случае образования влаги на трубопроводе нанесение грунтовки и изоляционных покрытий разрешается производить только после предварительной просушки поверхности трубопрово-

да, для этого пользуются сушильными устройствами, исключающими образование копоти и попадание топлива на поверхность трубопровода. Поверхность трубопровода при любой просушке должна быть очищена от ржавчины, грязи, пыли, снега, наледи, влаги, смазок и т.п. и сразу же загрунтована.

7.41. Длительные перерывы (более одной смены) между операциями нанесения грунтовки и изоляционного покрытия в зимних условиях не допускаются, в противном случае грунтовочный слой необходимо нанести вновь.

7.42. При производстве изоляционно-укладочных работ операции по опуску и укладке газопровода следует выполнять совмещенным способом при наличии не менее трех трубоукладчиков. Этот способ укладки можно использовать для всех описанных выше методов капитального ремонта газопроводов.

Порядок укладки газопровода при капитальном ремонте первым методом заключается в следующем (рис.12):

трубоукладчик T_I поднимает газопровод на 40-50 см над бровкой траншеи, при этом лежки удаляют;

трубоукладчик T_2, сопровождающий очистную машину, которая производит окончательную очистку, поддерживает газопровод на высоте h_2 от бровки траншеи и находится на расстоянии ℓ_1 от трубоукладчика T_I;

В качестве очистных машин могут применяться строительные очистные машины, специальные ремонтные машины (см.прил.5);

трубоукладчик T_3, сопровождающий изоляционную машину, поддерживает газопровод на высоте h_3 и находится на расстоянии ℓ_2 от трубоукладчика T_2.

Тип трубоукладчиков и их расстановка приведены в табл.20.

Порядок укладки газопровода при производстве капитального ремонта вторым методом заключается в следующем (рис.13).

Первый трубоукладчик T_I поднимает газопровод на 10 см выше лежек, после чего лежки удаляют;

второй трубоукладчик T_2, сопровождающий очистную машину, поддерживает газопровод на высоте 60-70 см от дна траншеи и находится от первого трубоукладчика на расстоянии ℓ_1;

третий трубоукладчик T_3, сопровождающий изоляционную машину, поддерживает газопровод на высоте 60-70 см от дна траншеи и находится на расстоянии ℓ_2 от второго трубоукладчика.

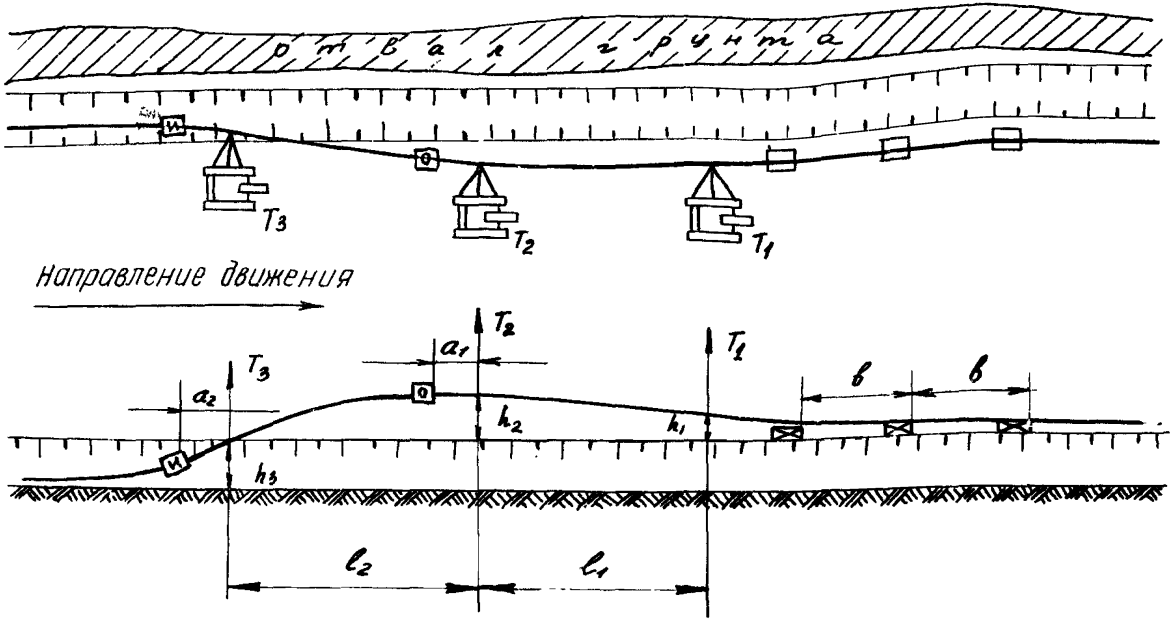

Рис.I2. Схема расстановки механизмов при производстве изоляционно-укладочных работ

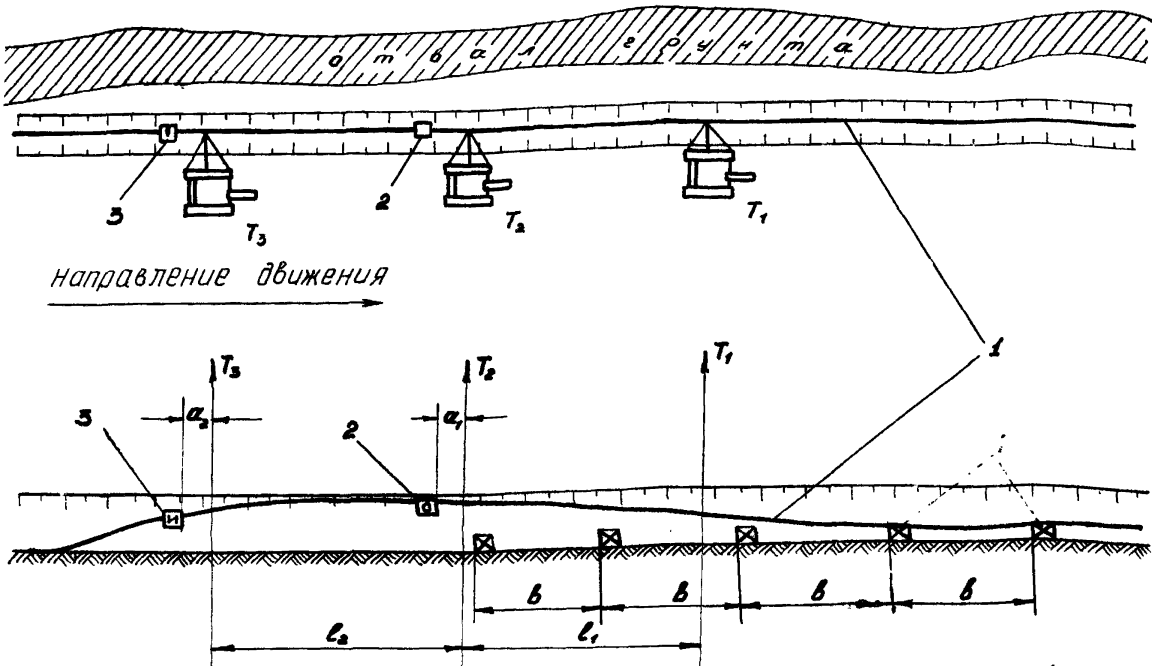

Рис.I3. Схема расстановки механизмов при ремонте газопровода на лежках в траншее (изоляционно-укладочные работы):

I-газопровод; 2-очистная машина; 3-изоляционная машина; T_I; T_2; T_3 - трубоукладчики

Таблица 20

Диаметр трубопровода D, мм	Марка трубоукладчика			Вылет стрелы S, м	Интервалы (по рис.I2), м					Высота подъема трубы от бровки траншеи, см			Нагрузка на трубоукладчик, т		
	T_1	T_2	T_3		ℓ_1	ℓ_2	a_1	a_2	b	h_1	h_2	h_3	T_1	T_2	T_3
I020	T3560	T3560	T3560	3,0	25-33	25-33	6-8	6-8	20-25	40-50	50-60	Ниже бровки траншеи	I4-I8	I2-I6	I8-24

Таблица 2I

Диаметр трубопровода D, мм	Марка трубоукладчика			Вылет стрелы S, м	Интервалы (рис.I3), м			Высота подъема трубы трубоукладчиком h_{max}, см	Нагрузка на трубоукладчик, т		
	T_1	T_2	T_3		ℓ_1	ℓ_2	b		T_1	T_2	T_3
529	TOI224	TOI224	TOI224	2,0	20	25	I5	I00	4-6	4-6	6-8
720	TI530	TI530	TI530	2,4	25	20	20	I00	7-9	6-8	9-I2

Технические данные ремонтных изоляционных машин приведены в приложении 5.

Тип трубоукладчиков, их расстановка и рабочие параметры приведены в табл.21 (при a_1 = 6-8 м и a_2 = 5-6 м).

Окончательную очистку, изоляцию и укладку газопровода выполняют при одновременном перемещении трубоукладчиков.

7.43. При укладке изолированного газопровода в условиях пылеватых песков (пухляк) к технологической схеме на рис.12 добавляется еще один трубоукладчик, который должен сопровождать изоляционную машину, расположившись рядом с трубоукладчиком T_3.

7.44. При выполнении изоляционно-укладочных работ раздельным способом, т.е. когда очистка и изоляция газопровода технологически отделены от работ по укладке, требуется тот же комплект машин и оборудования, что и при совмещенном способе производства работ, однако, при этом количество трубоукладчиков при изоляции газопровода уменьшается. При раздельном способе механизированная колонна, кроме этих машин, должна иметь дополнительный комплект машин и бригаду рабочих, выполняющих укладку трубопровода.

Расстояние между трубоукладчиками при укладке изолированного газопровода в траншею указано в табл.22.

7.45. Ремонт газопровода в горных условиях на продольных уклонах от 0^0 до 15^0 выполняют согласно схеме, приведенной на рис.14, по рабочим параметрам, которые даны в табл.23 (заякоривание подъемно-транспортных механизмов и изоляционной машины не производится).

7.46. Основными поддерживающими трубоукладчиками в колонне являются трубоукладчики T_1 и T_2, которые обеспечивают условия работы для очистной и изоляционной машин и придают плавное очертание оси изогнутого газопровода.

7.47. Окончательная очистка газопровода производится после проведения сварочно-восстановительных работ, непосредственно перед нанесением грунтовки.

После окончательной очистки на поверхности трубы не должно быть окалины и следов коррозии.

Таблица 22

Диаметр трубопровода D, мм	Марка трубоукладчика			Интервалы между трубоукладчиками, м		Нагрузка на трубоукладчик Р, т		
	T_1	T_2	T_3	ℓ_1	ℓ_2	T_1	T_2	T_3
529	TOI224	TOI224	TOI224	30	30	4-6	4-6	6-8
720	TI530	TI530	TI530	35	35	7-9	6-8	9-I2
I020	T3560	T3560	T3560	40	20	I4-I8	I2-I6	I8-24

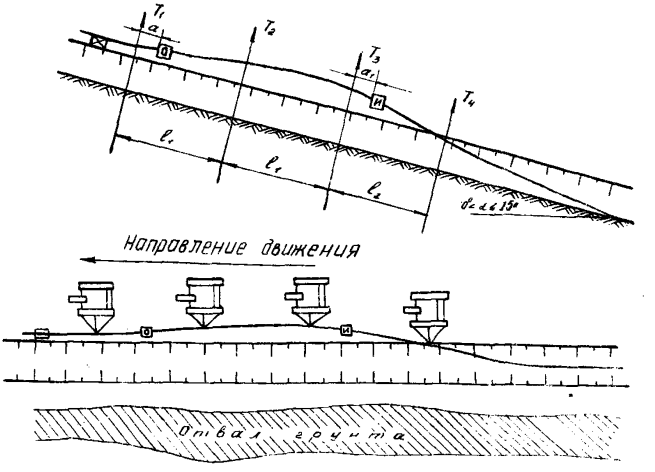

Рис.I4. Схема расстановки механизмов при изоляционно-укладочных работах на бровке траншеи на уклонах от 0° до I5°

7.48. При совмещенном способе производства изоляционно-укладочных работ трубопровод необходимо укладывать строго по оси траншеи, не касаясь ее стенок. Температура битумного покрытия при укладке трубопровода не должна превышать +30°С.

7.49. Дно траншеи должно быть спланировано и освобождено от камней, сухих комьев, коряг и других твердых включений. На участках трассы, сложенных из твердых пород, на дно траншеи подсыпают мягкий грунт слоем не менее 10 см. Уложенный трубопровод перед засыпкой должен быть присыпан мягким грунтом слоем не менее 20 см.

Таблица 23

Диаметр трубопровода D, мм	Марка трубоукладчика				Интервалы (по рис.14), м				Высота подъема трубы от бровки, м
	T_1	T_2	T_3	T_4	ℓ_2	ℓ_3	a	a_1	
1020	Т3560	Т3560	Т3560	Т3560	20-22	35	3-4	4-6	0,50

7.50. При раздельном способе производства изоляционных и укладочных работ изолированный трубопровод следует укладывать на деревянные или металлические лежки на берме траншеи с мягкими прокладками. Расстояние между трубой и поверхностью земли должно быть не менее 10 см.

7.51. Изолированный трубопровод не должен находиться на берме траншеи без укрытия более 1 сут во избежание оплывания изоляции в летних условиях и растрескивания ее зимой. При укладке трубопровода в траншею с лежек необходимо предусмотреть возможность повреждения изоляционного покрытия.

7.52. В осенне-весенний период очистные и изоляционно-укладочные работы, ввиду сложности их выполнения, должны вестись особенно тщательно.

7.53. При температуре воздуха ниже -10°С неморозостойкие и гигроскопичные рулонные материалы следует транспортировать (по мере их расходования и передвижения изоляционной машины) в специальных обогреваемых камерах или вагончиках-тепляках.

7.54. Противокоррозионную защиту ремонтируемых участков магистральных газопроводов изоляционными покрытиями и средствами электрохимзащиты (ЭХЗ) следует осуществлять в строгом соответствии с проектом.

7.55. Применяемые для защиты от коррозии газопроводов изоляционные материалы должны соответствовать требованиям

ГОСТов или ТУ на эти материалы. Запрещается применять материалы, не отвечающие указанным требованиям.

7.56. Качество очистки наружной поверхности газопровода, нанесения грунтовки и изоляционного покрытия контролируют как визуально, так и с помощью приборов. Изоляцию проверяют на сплошность, прилипаемость и по толщине.

7.57. Для защиты от механических повреждений изоляционного покрытия любого типа следует применять защитные обертки в строгом соответствии с ТУ на эти материалы.

7.58. Качество изоляционных покрытий следует контролировать пооперационно, предусматривая контроль качества исходных изоляционных материалов, пооперационный контроль при производстве изоляционно-укладочных работ и приемочный контроль законченных ремонтных работ.

7.59. При проверке качества битумных изоляционных покрытий определяют: видимые дефекты - при наружном осмотре; толщину покрытия - при помощи толщиномера любой конструкции (толщину покрытия замеряют через 100 м не менее чем в четырех точках по окружности); скрытые дефекты (сплошность) - искровым дефектоскопом при напряжении не менее 4 кВ на каждый миллиметр толщины битумного покрытия; прилипаемость покрытия к металлу - при помощи адгезиметра или путем выреза треугольника через 500 м и в местах, вызывающих сомнение. Сопротивление покрытия на сдвиг, определяемое адгезиметром, должно быть не менее 2,5 кгс/см^2 при +20^{0}С.

7.60. Качество изоляционных покрытий из полимерных лент проверяют на сплошность, прилипаемость (адгезию) и по толщине. Особенно тщательно необходимо проверять сплошность изоляции нижней части газопровода.

7.61. Качество покрытий из полимерных липких лент проверяют:

наружным осмотром (на видимые дефекты);

непрерывно искровым дефектоскопом с напряжением на щупе 5 кВ плюс 5 кВ на каждый 1 мм толщины (включая обертку);

адгезиметром или отслаиванием по надрезу (на прилипаемость лент к металлу и ленты к ленте) в местах, вызывающих сомнение.

Кроме того, проверяют число слоев ленты в местах, вызывающих сомнение.

7.62. Контроль качества изоляционных материалов и покрытий при капитальном ремонте газопровода следует производить в соответствии с "Указаниями по контролю качества изоляционных покрытий трубопроводов при строительстве" ВСН I-58-74 (М., ВНИИСТ, I975).

7.63. Отремонтированные участки газопровода протяженностью до 50 км проверяют на сплошность изоляции методом катодной поляризации.

Порядок проведения этих испытаний регламентирован "Инструкцией по контролю состояния изоляции законченных строительством участков трубопроводов катодной поляризацией" ВСН 2-28-7I (М., ВНИИСТ, I97I).

8. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

8.I. При производстве работ по капитальному ремонту магистральных газопроводов следует руководствоваться "Положением о лицах, осуществляющих надзор за исправным состоянием и безопасной эксплуатацией грузоподъемных кранов на предприятиях Мингазпрома" (М., Мингазпром, I975).

8.2. В ремонтно-строительных подразделениях должны быть разработаны и утверждены главным инженером и согласованы с комитетом профсоюза инструкции по технике безопасности по видам работ и профессиям.

8.3. К производству работ по ремонту магистральных газопроводов допускаются лица не моложе I8 лет, прошедшие инструктаж, обучение и проверку знаний в соответствии с "Положением о порядке обучения и проверке знаний по охране труда рабочих, служащих и административно-технического персонала (должностных лиц) на предприятиях и в организациях Министерства газовой промышленности" (Грозный, Мингазпром, I975).

8.4. Рабочие должны быть обеспечены соответствующей спецодеждой.

8.5. Ремонтные работы должны производиться только в защитных противоударных касках (согласно существующим нормам).

8.6. Работы по ремонту газопроводов должны осуществляться под руководством технического персонала, назначенного приказом по ремонтно-строительному управлению.

8.7. На участке производства ремонтных работ **посторонним лицам, не принимающим участия в проводимых работах, находиться запрещается.**

8.8. На местах производства работ должны быть медицинские аптечки для оказания пострадавшим первой помощи.

8.9. Курение на участке производства ремонтных работ разрешается только в специально отведенных местах.

8.10. Ввиду возможных утечек газа нельзя находиться на расстоянии менее 5 м от продувочных свечей, метанольниц и конденсатосборников действующего магистрального газопровода.

8.11. В охранной зоне действующих газопроводов без письменного согласия эксплуатирующей организации запрещается:

складировать горюче-смазочные материалы, бризол, битум, древесину и другие материалы, разводить костры;

располагать базы, места ремонта механизмов и автотранспорта, вагоны-домики и другие постройки, сооружать проезды и переезды через трассы трубопроводов;

производить любые взрывные работы.

8.12. Перед началом работ в охранной зоне действующего магистрального газопровода строительная и монтажная организации должны разработать и утвердить согласованные с организацией, эксплуатирующей магистральный газопровод, схему и инструкцию по производству работ, в которых необходимо предусмотреть:

порядок производства работ на данном участке газопровода;

размещение потоков, баз, стоянок механизмов, складов ГСМ, жилых городков и другого оборудования;

места и порядок переезда механизмов через действующий газопровод;

мероприятия по сохранности приборов и оборудования действующего газопровода и сооружений вдоль него.

8.13. При работах по прокладке магистрального газопровода параллельно действующему необходимо соблюдать все требования безопасности, изложенные в соответствующих документах на строительство нового газопровода.

8.I4. Если перед или во время производства ремонтно-строительных работ обнаружена утечка газа из параллельно следующих ниток, последние должны быть освобождены от газа полностью или понижено в них давление не менее чем на 30% в соответствии с требованиями "Типовой инструкции на производство огневых работ...".

8.I5. Утечку газа из действующего газопровода можно обнаружить с помощью специальных приборов-газоанализаторов или без приборов по следующим признакам:

побурению зеленой травы в местах выхода газа на поверхность;

появлению темных маслянистых пятен на снегу, грунте или поверхности луж скопившейся воды; образованию бугорков грунта, вынесенного с газом на поверхность;

8.I6. До начала работ руководитель строительно-монтажных работ должен ознакомиться на месте с расположением и обозначением знаков действующего газопровода. При отсутствии указанных знаков работы не производить.

8.I7. Ремонтные работы на участках газопроводов, расположенных вблизи населенных пунктов, следует выполнять с дополнительными мерами предосторожности, обеспечивающими пожарную безопасность населенных пунктов.

8.I8. Лица, нарушающие производственную дисциплину и не соблюдающие правила техники безопасности, привлекаются к ответственности согласно специальным инструкциям в порядке, установленном Правилами внутреннего трудового распорядка и Уголовными кодексами союзных республик.

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ И ВСКРЫШНЫЕ РАБОТЫ

8.I9. Подготовительные работы на ремонтируемом участке газопровода разрешается производить только после отключения и снятия давления в газопроводе.

8.20. Работа в траншее на глубине более I м допускается при условии устройства откосов.

8.2I. При необходимости выполнения работ в загазованной траншее рабочие должны быть в шланговых противогазах, причем

конец шланга должен выводиться на поверхность земли в зону чистого воздуха с наветренной стороны.

8.22. Рабочим, находящимся в траншее, необходимо иметь спасательные пояса с привязанными к ним веревками, а на поверхности земли в это время должно находиться не менее двух рабочих, готовых в случае опасности немедленно оказать им помощь.

При производстве работ в траншее следует применять ставные переносные лестницы.

В котлованах необходимо устраивать два выхода на его противоположных сторонах в виде пологих откосов.

8.23. Разработанный грунт при вскрытии трубопровода как при механизированном способе, так и при ручном, должен находиться только с одной стороны траншеи не ближе 0,5 м от бровки траншеи, оставляя другую сторону свободной для передвижения автотранспорта и ремонтной техники.

8.24. Движение транспортных средств и строительных машин вблизи бровки траншеи допускается за призмой обрушения грунта.

8.25. Во время перерыва в работе экскаватора даже на короткое время машинист должен опустить ковш на грунт.

8.26. Очищать ковш можно только тогда, когда он опущен на грунт, а лебедка заторможена.

8.27. Во время работы одноковшовым экскаватором гусеницы его должны быть заторможены.

8.28. Рыхлить мерзлый грунт взрывом при ремонте газопровода запрещается.

8.29. Газопроводы в скальных грунтах рекомендуется вскрывать одноковшовым экскаватором с предварительным его рыхлением механическими методами.

8.30. Передвижение механизмов, машин и автомобилей через валик грунта над действующим газопроводом допускается только по специально устроенным переездам и в местах, указанных эксплуатирующей организацией.

Категорически запрещается проезд всех видов транспорта при проведении ремонтных работ через действующие газопроводы в местах, не оборудованных специальными переездами.

8.31. Земляные работы в охранной зоне действующих газопроводов разрешаются только по письменному разрешению эксплу-

атирующей организации, которое выдается вместе со схемой (планом) трассы на данном участке.

При этом земляные работы ведутся под руководством мастера или производителя работ.

8.32. Разработка траншеи в непосредственной близости действующих газопроводов и при заглублении ниже уровня его заложения осуществляется только при обязательном принятии мер против осадки грунта и в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

ПОДЪЕМНО-ОЧИСТНЫЕ РАБОТЫ

8.33. Грунт, обвалившийся при подъеме (и укладке) газопровода, разрешается удалять из-под висящей над траншеей плети только после укладки под газопровод поперек траншеи (в местах обвала) надежных лежек.

8.34. Стропы, необходимые при подъеме и укладке газопровода, должны быть испытаны и иметь трехкратный запас прочности, кроме того, они должны снабжаться прочно прикрепленной металлической биркой с указанием номера, грузоподъемности и даты испытания. Стропы, не снабженные свидетельством об их испытании, к использованию не допускаются.

8.35. Стропы после изготовления подлежат техническому освидетельствованию. При техническом освидетельствовании стропы должны подвергаться осмотру и испытанию нагрузкой, в 1,25 раза превышающей их номинальную грузоподъемность.

8.36. В процессе эксплуатации стропы должны периодически осматриваться в установленные сроки, но не реже чем через каждые 10 дней, за исключением редко используемых, которые осматриваются каждый раз перед выдачей их в работу.

8.37. Выявленные в процессе осмотра поврежденные стропы должны изыматься из работы до проведения их ремонта. Результаты осмотра строп должны заноситься в журнал учета и осмотра их.

8.38. Места захвата газопровода стропами перед началом строповки следует очистить от грунта и грязи.

8.39. Уложенный на берме траншеи газопровод располагается на расстоянии не менее 1,5 м от траншеи.

8.40. К работе на ремонтно-строительной очистной машине РОМ допускаются лица, прошедшие специальную техническую подготовку и медицинский осмотр. Машинист должен иметь удостоверение на право управлять машиной.

8.41. Перед началом работы на строительной очистной машине, оборудованной рабочим органом РОМ, необходимо проверить:

газоанализатором степень загазованности воздуха в траншее;

правильность установки предохранительных щитков рабочего органа машины;

положение машины на газопроводе, т.е. машина должна быть слегка отклонена от вертикального положения в сторону опорного колеса во избежание опрокидывания в противоположную сторону (насадку очистной машины на трубопровод производить при снятых резцах, с поднятыми державками);

надежность крепления основных узлов и деталей машины, после чего опробировать на ходу исправность машины.

8.42. Во время работы на ремонтно-строительной очистной машине необходимо:

применять очки для предохранения глаз от пыли, образующейся при очистке трубы;

замену резцов и прочие наладочные ремонтные и регулировочные работы на машине производить при полностью остановленном двигателе.

8.43. При выполнении очистных работ на газопроводе запрещается:

оставлять без присмотра очистную машину во время работы;

допускать посторонних лиц к ремонтной очистной машине;

производить какие-либо работы на газопроводе в зоне действия машины;

находиться в зоне действия рабочего органа машины;

сливать масло или горючее на газопровод, землю или пол. Пролитое масло, горючее или другие жидкости следует удалять.

8.44. Машинист очистной машины должен носить не стесняющую его движения спецодежду, без развевающихся пол.

8.45. Сменный машинист очистной машины обязан предупредить своего сменщика о всех неисправностях, имеющихся на очистной машине, чтобы принять меры по их устранению.

СВАРОЧНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

8.46. К электросварочным работам допускаются электросварщики, сдавшие испытания в соответствии с "Правилами аттестации электросварщиков" Госгортехнадзора СССР и имеющие соответствующие удостоверения.

8.47. Дефектные места сварных стыков, устраняемые путем вырубки пневматическим или ручным зубилом, производить только в предохранительных противоосколочных очках.

8.48. Ацетиленовый генератор или баллоны со специальным газом, а также кислородные баллоны размещают вне котлована на расстоянии не менее 10 м от него, в стороне от проезда транспорта.

8.49. До начала и периодически в процессе проведения огневых работ проверяют загазованность воздуха в котловане. Проверку загазованности производят газоанализаторами. Содержание газа в воздухе не должно превышать 1% по объему.

ИЗОЛЯЦИОННО-УКЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

8.50. Подготавливать битумно-резиновую мастику необходимо только на специально отведенной площадке. Последнюю выбирают на ровной местности с удобными подъездами на расстоянии не менее 200 м от жилых городков, 50 м от деревянных строений и складов, 30 м от линий электропередачи. Битумоплавильные установки следует размещать на расстоянии не менее 5 м друг от друга.

8.51. Нельзя опускать в битумоплавильный котел влажный битум, так как попавшая вода в разогретом битуме может вызвать сильное парообразование и выброс брызг битумной мастики. При работающей циркуляционной системе не разрешается загружать битум в котел.

8.52. Битумоплавильные котлы следует оборудовать крышками. Около мест приготовления мастики должен быть приготовлен комплект противопожарных средств.

8.53. При наполнении ванны изоляционной машины битумной мастикой битумовоз следует располагать вдоль трубопровода так,

чтобы от места закрепления шланга на битумовозе до изоляционной машины было расстояние не менее 2 м, шланг необходимо закрепить металлическими хомутами как на битумовозе, так и на ванне изоляционной машины.

8.54. Во время перекачивания мастики машинисты изоляционной машины должны находиться вне опасной зоны, а другие лица- на расстоянии не менее 10 м от шланга и ванны изоляционной машины.

8.55. При работе со стекловолокнистым холстом следует выполнять следующие меры предосторожности:

погрузку, выгрузку и транспортировку производить осторожно, чтобы не нарушить упаковку;

запрещается сбрасывать рулоны с транспортных средств;

рулоны стеклохолста после распаковки следует покрывать по торцам водным раствором коалина, чтобы уменьшить пылеобразование в процессе его намотки на трубопровод;

для защиты от стеклянной пыли необходимо носить комбинезон из плотного гладкого молескина (манжеты рукавов и низ брюк стягивать резинками); на руки надевать рукавицы с крагами;

для защиты органов дыхания пользоваться многослойной марлевой повязкой или противопылевым респиратором "Лепесток", марлевую повязку менять ежедневно, а респиратор - через 3-5 дней;

для защиты глаз носить очки с эластичной полумаской;

спецодежду после каждой смены очищать от пыли и еженедельно стирать в горячей воде.

8.56. По окончании рабочей смены, а также при длительных перерывах в работе со стеклохолстом необходимо удалить пыль с одежды и тщательно вымыться с мылом.

8.57. Наложение стеклохолста на трубопровод производить только изоляционной машиной. Обмотка вручную не допускается.

8.58. К работе с искровым дефектоскопом допускаются лица, прошедшие специальную подготовку.

Ручки искровых дефектоскопов должны быть изготовлены из диэлектрического материала. Во время проверки изоляционного покрытия корпус искрового дефектоскопа должен быть заземлен.

8.59. При работе с искровым дефектоскопом оператору запрещается:

работать без диэлектрических перчаток и резиновых галош;

производить ремонт прибора;

прикасаться к щупу и заземлителю, предварительно не отсоединив дефектоскоп от сети питания электрическим током;

проверять качество изоляции при влажной поверхности изоляционного покрытия трубопровода.

ЗАСЫПКА ГАЗОПРОВОДА

8.60. Засыпка изолированного и уложенного на дно траншеи газопровода разрешается только после оформления акта приемки изоляции.

8.61. Траншею, вырытую параллельно действующему газопроводу, рекомендуется засыпать скребковыми траншеезасыпателями или бульдозерами с косыми ножами.

При применении бульдозеров с прямыми ножами в целях предотвращения наездов на действующие газопроводы засыпку производить под углом 45° к оси траншеи.

8.62. Границы возможного передвижения бульдозера при засыпке траншей грунтом должны быть обозначены вешками.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение I

ИСПОЛНИТЕЛЬНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ
КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Формы № I-27 исполнительной документации на строи - тельство и приемку работ при сооружении магистральных трубопроводов разработаны Государственной газовой инспекцией Минтазпрома в соответствии с п.I.I4 СНиП Ш-Д. I0-72 "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ". В разработке форм принимали участие Государственная инспекция по качеству строительства Миннефтегазстроя, Управление капитального строительства Миннефтепрома и Специализированное управление пусконаладочных работ.

С введением настоящих форм отменяются формы, утвержденные Госгазинспекцией II февраля 1960 г. (Приложение к "Правилам проектирования и сооружения магистральных газопроводов". М., Госгазинспекция, I960).

Форма № I

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП Ш-Д.10-72 (п.I.I4)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____

СПИСОК СВАРЩИКОВ

_____

_____

№ п/п	Фамилия, имя, отчество	№ удостоверения, когда и кем выдано	Срок действия (продлено.....)	Присвоенное клеймо	Разряд	Примечание
I	2	3	4	5	6	7

Начальник СМУ (СУ) _____
(Ф., И., О.)

Начальник ПиЛ _____
(Ф., И., О.)

Форма № 2

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Основание: СНиП Ш-Д.10-72 (п.1.14)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

Строительство _____
_____

Ж У Р Н А Л

регистрации результатов механических испытаний допускных и контрольных сварных соединений*

(См. таблицу на вклейке)

* Выдаваемые заключения о результатах механических испытаний составляются по форме этого журнала.

Форма № 3

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП Ш-Д.10-72
(п.1.14)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____

Ж У Р Н А Л*

сварки труб _____
(на трассе, на сварочной базе)
от км _____ (ПК _____) до км _____ (ПК_____)

(См. таблицу на вклейке)

* Графа 8 заполняется после окончания всех сварочных работ на сдаваемом в эксплуатацию участке и трубопроводе с № 1 до последнего.

Форма № 4

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП Ш-Д.10-72 (п.1.14)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией
Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____ Строительство _____

СМУ (СУ) _____ _____

Участок _____

Ж У Р Н А Л

регистрации результатов контроля сварных соединений физическими методами контроля

(См. таблицу на вклейке)

К стр.66

№ п/п	Номер заключения или протокола испытания и дата	Наименование трубопровода	Катушка или номер контрольного стыка по журналу	Привязка контрольного стыка		Сварщик	Дата		Сварка		Труба				Образцы					Разрывное усилие, кг	Результаты испытания					Место разрушения и обнаруженные дефекты (гр.24,25,26)	Заключение: указать соответствие ТУ или необходимость производства повторных испытаний	Подпись проведшего испытания	Подпись начальника или инженера ПИЛ
				км	ПК	Ф., и., о., № присвоенного клейма	сварки	испытания	Способ	Положение	Диаметр и толщина стенки, ГОСТ или ТУ	Марка стали, предел прочности по ТУ, кгс/мм²	Завод-поставщик, № сертификата	Марка сварочных материалов	Тип по ГОСТ	Условная маркировка	Размер, мм: ширина	Размер, мм: толщина	Площадь поперечного сечения		Излом с надрезом (указать дефекты)	Предел прочности, кгс/мм²	Угол загиба, град.: на ребро	Угол загиба, град.: корнем внутрь	Угол загиба, град.: корнем наружу				
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23	24	25	26	27	28	29	30

К стр.67

№ п/п	Дата сварки, температура воздуха, °С	Диаметр и толщина стенки трубы, ГОСТ или ТУ	Марка стали, завод-поставщик труб, № сертификата	Температура подогрева стыка	Трассовый № стыка или № секции и № стыка в секции (дробью)	Привязка: километр	Привязка: пикетаж	Способ сварки и положение при сварке	Марка сварочных материалов: электродов, флюса, проволоки	Сварщик, Ф., и., о., № клейма	Оценка качества стыка по внешнему осмотру	Приемка по внешнему виду: Начальник участка или прораб (подпись)	Приемка по внешнему виду: Работник ПИЛ (подпись)	Номер, дата заключения по контролю качества физическим методом или механическим испытаниям	Дата и отметка об удалении забракованных стыков	Примечание
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7

К стр.68

№ п/п	Трассовый № стыка или секции и № стыка в секции (дробью)	Привязка: км	Привязка: ПК	Сварщик	Диаметр и толщина стенки трубы	Способ сварки и положение при сварке	Дата контроля	Способ контроля	Процент контроля стыков по проекту	№ и дата выдачи заключения	Тип и № дефектоскопа	Форма и размер искусственного дефекта в эталонном образце	Общая оценка качества сварного шва	Заключение: указать соответствие ТУ или исправить, вырезать, производство повторного контроля	Подпись радиографа	Подпись начальника или инженера ПИЛ	Примечание
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8

Форма № 5

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____

СМУ (СУ) _____

Участок _____

Основание: СНиП Ш-Д. 10-72
(п.1.14)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

Строительство _____

_____

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № _____

от _____ 19_____ г.

по проверке качества сварного стыка физическими методами контроля. Проверка качества сварных швов произведена _____
(указать способ проверки)

№ п/п	Привязка		Труба		№ стыка по журналу сварки	% контроля стыков	Сварщик	Пленка		Выявленные дефекты	Оценка качества шва		Заключение: указать соответствие ТУ или исправить, вырезать, производство повторного контроля	Примечание
	км	ПК	диаметр, толщина стенки, ГОСТ или ТУ	марка стали, завод-поставщик			Ф., и., о., № клейма	№ снимка	чувствительность снимка в %		по каждому снимку	общая по стыку		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5

Начальник ПИЛ _____
(Ф., и., о.)

Заключение дал _____
(должность, Ф., и., о.)

Расположение снимков при просвечивании стыков

Стык № _____ Стык № _____

Клеймо _____ Клеймо _____

Диаметр _____ Диаметр _____

Радиографирование (магнитографирование) произвел _____
(подпись, должность, Ф., и., о.)

" " _____ I9____ г.

Форма № 6

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП Ш-Д. 10-72 (п.1.14)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

(министерство)

Трест _____

СМУ (СУ) _____

Участок _____

Строительство _____

Заключение № _____ от _____ 19____ г.

по ультразвуковому контролю качества сварных стыков _____
(указать ТУ, по которым выполнялась дефектоскопия)

Результаты контроля

№ п/п	Трассовый № стыка	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Ф., и., о., клеймо сварщика или бригады	Тип дефектоскопа	Частота, мГц	Угол ввода луча, град	Форма и размер искусственного дефекта в эталонном образце	Описание обнаруженных дефектов	Оценка качества стыка	Оператор	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Начальник ПИЛ _____
(Ф., и., о.)

Оператор-дефектоскопист _____
(Ф., и., о.)

Форма № 7

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП Ш-Д. 10-72
(п.1.14)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____
Подводный переход через _____
_____
(ПК трассы)

А К Т

на сварку межсекционного (гарантийного) стыка

" " _____ 19_____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, начальник участка тов. _____
_____ и представитель ПИЛ _____
(Ф., И., О.) (Ф., И., О., мастер-радиограф)
составили настоящий акт в том, что " " _____ 19___ г. в нашем присутствии произведена сварка межсекционного (гарантийного) стыка на переходе газопровода _____
диаметром _____ мм через реку _____
электросварщиками тт. _____,
клейма _____, № стыка _____, сварочный журнал № _____, сварной шов проконтролирован _____
(чем, когда)
_____ и согласно заключению № _____ от
" " _____ 19____ г. признан годным.

Подписи: начальник участка _____
начальник ПИЛ _____
радиограф _____

Форма № 8

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП Ш-Д. 10-72 (п.1.14)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____

А К Т
на вварку "заплат"

" " _____ 19___ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель монтажной организации _____ (Ф., И., О., должность),
представитель генподрядчика _____ (Ф., И., О., должность),
представитель заказчика _____ (Ф., И., О., должность)
составили настоящий акт в том, что на пикете _____км _____ произведена вварка "заплаты" размером _____. Заплата изготовлена из труб _____, сталь _____и установлена на подкладном кольце. Вварка "заплаты" производилась электродами _____ обратнопоступательным методом электросварщиком _____, клеймо № _____. Сварной шов проконтролирован _____ физическим методом _____ _____ и признан годным. Заключение № _____ от " " _____ 19___ г.

Подписи:

Форма № 9

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП Ш-Д. 10-72
(п.I.I4)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____

А К Т

на приемку постели и глубину заложения дна траншеи

" " _____ 19____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика тов.

_____,
(Ф., И., О., должность)

начальник механизированной колонны (участка) СУ (СМУ) № ____ тов. _____
(Ф., И., О., должность)

и производитель землеройных работ СУ (СМУ) № _____ тов.

_____
(Ф., И., О., должность)

составили настоящий акт в том, что глубина и постель траншеи:

от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____
от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____
от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____

подготовлены для укладки _____ провода и соответствуют требованиям проекта и СНиП _____.
(шифр СНиП, № чертежа)

Участок траншеи общей протяженностью _____ считается принятым под опуск _____ провода.

Подписи:

Форма № IO

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Основание: СНиП Ш-Д. IO-72
(п. I.I4)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

Строительство _____
_____

Р А З Р Е Ш Е Н И Е
на право производства изоляции от " " _____ I9____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика тов. _____,
(ф., и., о., должность)
представитель подрядчика тов. _____
(ф., и., о., должность)
и представитель ПИЛ тов. _____
(ф., и., о., должность)
разрешаем производить очистку, праймирование и изоляцию _____ провода на участках:

от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____
от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____
от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____

общей протяженностью _____ м, в соответствии с требованиями проекта и СНиП _____
(шифр СНиП, № чертежа)

На концах сваренного трубопровода установлены временные заглушки.

Подписи:

Форма № II

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Основание: СНиП Ш-Д. 10-72
(п.1.14)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

Строительство _____
_____

Ж У Р Н А Л

работ по очистке, праймированию,
изоляции и засыпке _____провода

от км _____ ПК _____
до км _____ ПК _____

№ п/п	Очистка и праймирование _____ провода						Изоляция _____ провода										Подпись принявших изоляцию по качеству			Засыпка _____ провода			Подпись, принявших засыпку по качеству		Примечание
	км трассы	Границы участка		Дата выполнения работ	Подпись принявших работу по качеству		Дата выполнения работ	Границы		Температура размягчения мастики по проекту	Тип изоляции и название армирующих материалов	Температура воздуха, °С	Результаты проверки качества изоляции					Представитель лаборатории	Представитель подрядчика	Представитель технадзора	Дата выполнения работы	Границы участка		Представитель подрядчика	Представитель технадзора	
		от ПК	до ПК		представитель подрядчика	представитель технадзора		от ПК	до ПК				Температура размягчения мастики	На липкаемость	На толщину слоя изоляционного покрытия	На сплошность дефектоскопом	Оценка качества					от ПК	до ПК			
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23	24	25	26	27

Форма № I2

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября I975 г.

Основание: СНиП Ш-Д. I0-72
(п. I.I4)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября I975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____

А К Т

на приемку работ по изоляции и опуску трубопровода в траншею

" " _____ I9____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика тов. _____
(Ф., И., О., должность),
начальник механизированной колонны (участка) СУ (СМУ) № _____
тов. _____
(Ф., И., О.)
составили настоящий акт в том, что на участке _____
провода протяженностью _____ м

от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____
от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____

проверено качество изоляционного _____
(конструкция покрытия)
покрытия _____ типа, толщиной _____ мм с оберткой
_____ в _____ слоя, _____ провод опущен в
(тип обертки)
траншею на проектную отметку и уложен на мягкую постель.

Работы по изоляции и опуску _____ провода в траншею выполнены в соответствии с проектом и СНиП _____
(шифр СНиП, № чертежа).

Подписи:

Форма № I3

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября I975 г.

Основание: СНиП Ш-Д. I0-72
(п.I.I4)

Утверждено
Государственной газовой
инспекцией Мингазпрома
3 ноября I975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____

А К Т

на засыпку заизолированного и уложенного
_____ провода

" " _____ I9____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика тов.
_____,
(Ф., И., О., должность)
начальник мехколонны (участка) СУ (СМУ) № _____ тов.
_____
(Ф., И., О., должность)
и производитель земляных работ СУ (СМУ) № _____ тов.
_____
(Ф., И., О., должность)
составили настоящий акт в том, что на участке _____
провода протяженностью _____ м

от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____
от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____
от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____

_____ провод засыпан в соответствии с проектом
и СНиП _____ .
(шифр СНиП, № чертежа)

Подписи:

Форма № I4

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября I975 г.

Основание: СНиП Ш-Д. I0-72
(п.I.I4)

Утверждено
Государственной газовой
инспекцией Мингазпрома
3 ноября I975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____

А К Т

определения состояния изоляционного покрытия
участка _____ провода методом катодной
поляризации

" " _____ I9_____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика тов.

_____
(Ф., И., О., должность)

и представитель подрядчика _____
(Ф., И., О., должность)

составили настоящий акт в том, что " " _____ I9____ г. были проведены испытания методом катодной поляризации участка (начало _____ км, конец _____ км); перехода через _____ ; отвода к _____ протяженностью _____ км. Диаметр трубы _____ мм; изоляция: тип _____,толщина _____ км.

Место подключения генератора постоянного тока _____ км. Напряжение на выходе с генератора _____ В. Продолжитель - ность поляризации _____ .

Результаты измерения и расчета

№ п/п	Время измерения	Сила тока	Разность потенциалов труба-земля						Примечание
			естественная, т-з		наложенная, т-з		смещение, т-з		
			в начале участка	в конце участка	в начале участка	в конце участка	в начале участка	в конце участка	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	IO

Заключение: состояние изоляции _____ (удовлетворительное, _____ неудовлетворительное).

Подписи:

Форма № I5

Согласовано
с Госстроем СССР

30 октября I975 г.

Основание: СНиП III-Д. I0-72
(п.I.I4)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября I975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____

А К Т

на очистку внутренней полости магистрального _____ провода

" " _____ I9_____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель комиссии тов. _____
(Ф., И., О., должность) и члены комиссии тт.

(Ф., И., О., должность)

составили настоящий акт в том, что на участке от ПК _____ до ПК _____ произведена очистка полости трубопровода из труб диаметром _____ мм способом продувки (промывки) _____ (воздухом, газом, водой) с пропуском (очистного поршня, разделителя, шара и др.). В соответствии с требованиями проекта и СНиП (шифр СНиП, № чертежа) очистка внутренней полости производилась до выхода чистого агента (воздуха, газа, воды).

Комиссия признает очистку внутренней полости трубопровода законченной, а _____ провод чистым.

Подписи: председатель комиссии _____
члены комиссии _____
_____

Форма № I6

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября I975 г.

Основание: СНиП Ш-Д. I0-72
(п.I.I4)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября I975 г.

_____
(министерство)

Трест _____ Строительство _____
СМУ (СУ) _____ _____
Участок _____

А К Т

на приемку _____ узла трубопровода на ПК _____

" " _____ I9_____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика тов. _____ и представитель подрядчика
(Ф., И., О., должность)

_____ составили настоящий акт в
(Ф., И., О., должность)

том, что узел _____
(название узла, тип кранов, марка,

_____
с деталями и т.д.)

на ПК _____ трубопровода смонтирован и испытан (на ___ $P_р$ _____) акт № _____ от " " _____ I9_____ г. в соответствии с проектом и СНиП _____ .
(шифр СНиП, № чертежа)

На основании вышеизложенного _____
узел считается принятым с оценкой _____
Разрешается _____

Подписи:

Форма № I7

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП Ш-Д. I0-72
(п.I.I4)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____ Строительство _____
СМУ (СУ) _____ _____
Участок _____

А К Т

на предварительное испытание _____ провода
перехода через _____ на км _____
от ПК _____ до ПК _____

" " _____ I9____ г.

Переход выполнен из труб _____
(диаметр, толщина)
марка стали _____ .
(ГОСТ, ТУ)

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика тов. _____, генподрядчика тов. _____.
(Ф., и., о., должность)
_____ и монтажной организации тов. _____
(Ф.и.о., должность)
_____ составили настоящий акт в том, что
(Ф., и., о., должность)
трубопровод перехода, выполненный согласно чертежу № _____ , в течение двух часов был подвергнут испытанию давлением _____ , равным I,25 или I,5 рабочего _____ кгс/см^2.
(воды, воздуха)

Давление замерялось манометрами № _____, проверенными госповерителем _____ (дата). После снижения давления до рабочего все сварные соединения были осмотрены, потений и пропусков не обнаружено, _____ провод разрешается изолировать.

Подписи:

Форма № I8

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября I975 г.

_____
(министерство)

Основание: СНиП Ш-Д. I0-72
(п.I.I4)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября I975 г.

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____
Переход через _____
_____

Р А З Р Е Ш Е Н И Е
на право производства изоляции

" " _____ I9____ г.

Разрешается произвести очистку и изоляцию трубопровода

от ПК _____ до ПК _____ ;
от ПК _____ до ПК _____ ;
от ПК _____ до ПК _____ ,

сваренного, проверенного и испытанного в соответствии с проектом и СНиП (№ чертежа, шифр СНиП).

Подписи: представитель заказчика _____
(Ф.,И.,О.,должность)

начальник участка _____
(Ф.И.О.)

начальник ПИЛ _____
(Ф., И., О.)

Форма № I9

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября I975 г.

Основание: СНиП Ш-Д. I0-72
(п.I.I4)

Утверждено
Государственной газовой
инспекцией Минтазпрома
3 ноября I975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____
Переход через _____
_____

А К Т

на изоляцию трубопроводов диаметром _____ мм

" " _____ I9_____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика тов. _____
(Ф., и., о., должность)
и подрядчика тов. _____
(Ф., и., о., должность)
составили настоящий акт в нижеследующем:

на участке перехода протяженностью _____ м от ПК _____ до ПК _____ выполнена антикоррозионная _____ (битумная, пленочная) изоляция _____ типа.

Изоляция выполнена по проекту (черт. № _____).

Качество изоляции проверялось в соответствии с требованиями СНиП _____ .
(шифр СНиП)

Разрешается _____ провода.

Подписи:

Форма № 20

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП III-Д. 10-72
(п.1.14)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

(Министерство) _____

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____
Переход через _____
_____

А К Т

на футеровку изолированного трубопровода
диаметром _____ мм

" " _____ 19____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика тов. _____ (Ф., И., О., должность) и представитель подрядчика тов. _____ (Ф., И., О., должность) составили настоящий акт о нижеследующем:

На участке перехода _____ провода через _____ протяженностью _____ м от ПК _____ до ПК _____ произведена футеровка трубопровода _____ футеровочной рейкой размером _____ мм. Футеровка произведена в соответствии с требованиями СНиП _____ (шифр СНиП) по чертежу № _____ .

На основании вышеизложенного _____ провод разрешается _____
_____

Подписи:

Форма № 21

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП Ш-Д. 10-72
(п.1.14)

Утверждено
Государственной газовой
инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____
Переход через _____
_____

А К Т

на балластировку _____ провода диаметром _____ мм

" " _____ 19____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика тов. _____
(Ф., И., О., должность)
и представитель подрядчика тов. _____
(Ф., И., О., должность)
составили настоящий акт в том, что _____ провод от ПК _____ до ПК _____ забалластирован _____
(характеристика пригрузки пригрузами, анкерами, обетонированием)
в количестве _____ шт. т _____ .

Балластировка выполнена в соответствии с требованиями проекта (черт. № _____).

Разрешается производство последующих работ _____
_____

Подписи:

Форма № 22

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП III-Д. 10-72 (п.1.14)

Утверждено
Государственной газовой инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____

А К Т

на приемку перехода _____ провода диаметром _____ мм через _____
(автомобильную, железную дорогу)

« » _____ 19____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика тов. _____
(Ф., И., О., должность)
и представитель подрядчика тов. _____
(Ф., И., О., должность)
составили настоящий акт в том, что укладка трубопровода и футляра длиной _____ от ПК до ПК _____ через _____
(автомобильную, железную) дорогу _____ категории протяженностью _____ м выполнена _____
(метод прохождения, укладки)
в соответствии с проектом и СНиП _____
(шифр СНиП, № чертежа)

Работу считать законченной и принятой с оценкой _____

Разрешается _____

Подписи:

Форма № 23

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП Ш-Д. 10-72
(п.1.14)

Утверждено
Государственной газовой
инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____
Переход через _____
_____

А К Т

приемки готовой траншеи для укладки перехода _____ провода

" " _____ 19_____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика тов. _____
(Ф., И., О., должность)
и представитель подрядчика тов. _____
(Ф.,И.,О., должность)

составили настоящий акт в том, что траншея на участке от ПК _____ до ПК _____ соответствует проекту (чертежи № _____).

Траншею считать готовой для укладки _____ нитки перехода. Ведомость промера глубин и отметки дна траншеи прилагаются к данному акту.

Подписи:

Форма № 24

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП III-Д.10-72
(п.1.14)

Утверждено
Государственной газовой
инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____ Строительство _____

СМУ (СУ) _____ _____

Участок _____ Переход через _____

_____

В Е Д О М О С Т Ь

промера глубин, проектных и фактических отметок дна реки по оси _____ нитки перехода через _____ провода _____

от ПК _____
(начало промера)

до ПК _____
(конец промера)

Отметки горизонта воды, м:

а) в начале промеров _____

б) в конце промеров _____

Дата промеров

№ п/п	Расстояние между промерными точками, м	Глубина воды по оси нитки переходов, м	Фактические отметки дна реки, м	Проектные отметки дна реки по чертежу № _____, м	Примечание
1	2	3	4	5	6

Представитель заказчика _____
(Ф., и., о., должность)

Представитель подрядчика _____
(Ф., и., о., должность)

Форма № 25

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП III-Д. 10-72
(п. 1.14)

Утверждено
Государственной газовой
инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____
Переход через _____
_____

В Е Д О М О С Т Ь

отметок заложения _____ провода
по _____ нитке

" " _____ 19____ г.

№ п/п	Номера пикетов и плюсовых точек участка	Расстояние между точками промеров, м	Дюкер, диаметр, мм			Примечание
			Фактическая глубина заложения трубы в траншее, м (по верхней образующей трубы)	Отметка верхней образующей трубы, м	Проектные отметки по верхней образующей трубы, м	
1	2	3	4	5	6	7

Отметка горизонта воды: в начале промеров _____
в конце промеров _____

Подписи: представитель заказчика _____
(Ф., и., о., должность)

представитель подрядчика _____
(Ф., и., о., должность)

промеры произвел (водолаз) _____
(Ф., и., о., должность)

Форма № 26

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП III-Д. 10-72
(п.1.14)

Утверждено
Государственной газовой
инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____
Переход через _____
_____

А К Т

на берегоукрепительные и дноукрепительные работы
" " _____ 19_____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика тов. _____ и представители подрядчика тов. _____,тов. _____
(Ф.,И.,О., должность) (Ф.,И.,О., должность) (Ф.,И.,О., должность)

составили настоящий акт в том, что на подводном переходе через _____ произведены берегоукрепительные и дноукрепительные работы:

1. На левом берегу _____
(указывается конструкция укрепления
_____
в надводном и подводном положениях)

2. На правом берегу _____
_____

3. По дну _____
_____

Берегоукрепительные и дноукрепительные работы выполнены в соответствии с проектом перехода (чертеж № _____).

Подписи:

Форма № 27

Согласовано
с Госстроем СССР
30 октября 1975 г.

Основание: СНиП III-Д. 10-72
(п.1.14)

Утверждено
Государственной газовой
инспекцией Мингазпрома
3 ноября 1975 г.

_____
(министерство)

Трест _____
СМУ (СУ) _____
Участок _____

Строительство _____
_____
Переход через _____
_____

А К Т

приемки _____ нитки перехода _____ провода
диаметром _____ мм от ПК _____ до ПК _____
" " _____ 19____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, председатель комиссии тов. _____ и члены комиссии тт. _____
(ф.,и.,о., должность)
_____
(ф.,и.,о., должность)
составили настоящий акт в том, что укладка _____ нитки произведена согласно проекту (чертеж № _____) и в соответствии со СНиП _____ .
(шифр СНиП)

Трубопровод испытан до укладки в траншею " " _____ 19____ г. (акт № _____) на _____ атм, при этом дефектов не обнаружено.

Поверхность труб защищена антикоррозионной изоляцией _____ типа (акт № _____).

Комиссия считает работу законченной и принятой с оценкой _____ .

Ведомость промеров отметок глубин и заложения трубопроводов и исполнительный профиль прилагается.

Подписи: председатель комиссии _____
члены комиссии _____
_____
_____

Дополнение к формам

Мингазпром СССР

Объединение _____

А К Т

сдачи-приемки в капитальный ремонт участка газопровода _____
протяженностью _____ км, от км _____ ПК _____ до км _____ + ПК _____
сооруженного из труб _____
_____

" " _____ 19____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт в том, что в соответствии с распоряжением Объединения _____ _____ Передвижная механизированная колонна (ПМК) по рассмотрении прилагаемой к настоящему акту техдокументации и производственного осмотра указанного участка газопровода в натуре приняла его от _____ Линейного производственного управления магистрального газопровода для производства капитального ремонта.

Силами _____ ЛПУ МГ выполнены следующие подготовительные работы:

1) _____
2) _____
_____
_____
_____

По настоящему акту от _____ ЛПУ МГ передается РСУ (ПМК) следующая техдокументация:

1) _____
2) _____
3) _____
_____
_____

_____ ЛПУ МГ предъявило не для передачи РСУ (ПМК) следующие документы на отвод полосы земли протяжением _____ км и шириной _____ м во временное пользование для производства капитального ремонта указанного участка газопровода _____

_____

_____

_____

_____

По настоящему акту

Сдал: начальник _____ ЛПУ МГ _____
(подпись)

Принял: начальник _____ РСУ (ПМК) _____
(подпись)

Дополнение к формам

Мингазпром СССР

_____

_____

А К Т

осмотра вскрытого газопровода при капитальном ремонте

" " _____ 19____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представители ЛПУ МГ _____

_____

_____

РСУ (ПМК) _____

_____

произвели осмотр вскрытого участка газопровода _____

от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____

общей протяженностью _____ км.

При осмотре установлено:

I. Состояние изоляции:

а) тип _____;

б) толщина _____;

в) прилипаемость _____;

г) наличие и характер повреждений _____;

_____.

2. Состояние труб:

а) характеристика трубы _____;

б) диаметр _____, толщина стенки _____

(заполняется из исполнительной документации);

в) наличие продуктов коррозии на поверхности трубы и их характер _____;

г) наличие и характер каверн _____

_____

_____

_____;

д) площадь участков, пораженных групповыми каверн ами _____, глубина каверн _____ мм, число каверн _____;

е) наличие сплошной (равномерной) коррозии _____ площади _____ ;

ж) размеры _____ км, глубина _____ мм одиночных каверн;

з) расположение одиночных каверн (сверху, снизу, с боков) _____. Число каверн на I $м^2$ _____ .

3. Объем необходимого ремонта:

а) удаление старой изоляции _____ $м^2$;

б) _____

в) замена пораженных коррозией труб годными ____ м;

г) наварка заплат _____ шт. ;

д) _____ ;

е) зачистка и заварка каверн _____ шт. ;

ж) очистка труб _____ $м^2$;

з) нанесение грунтовки _____ $м^2$;

и) нанесение изоляции нормального типа _____ $м^2$,

усиленного типа _____ $м^2$.

4. Дополнительные работы:

_____

_____

_____

Представитель ЛПУ МГ _____

Представитель РСУ (ПМК) _____.

Дополнение к формам

Мингазпром СССР

_____

_____

А К Т

о приемке в эксплуатацию законченного капитальным ремонтом участка газопровода

" " _____ 19____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, комиссия в составе _____

_____

_____

составили настоящий акт в том, что в период времени _____ произведен капитальный ремонт участка газопровода _____ _____ от км _____ ПК _____ до км _____ ПК _____ диаметром _____ мм, общей протяженностью _____ согласно заданию на ремонт от _____, выданного _____, и проекта производства работ, согласованного с _____.

Комиссия считает, что работы по ремонту указанного участка и исполнительно-технической документации выполнены в соответствии с нормами и правилами Госстроя СССР, СНиП Ш-Д.10-72 оценкой качества _____ .

На основании вышеуказанного, комиссия считает данный участок газопровода годным к эксплуатации _____.

К акту прилагается следующая исполнительная техническая документация:

_____

_____

_____

Председатель комиссии:

Члены комиссии:

ПРИБОРЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА

В подготовительный период при капитальном ремонте магистрального газопровода одной из основных операций является определение положения подземных газопроводов, т.е. уточнение оси трассы и глубины заложения.

Правильное определение положения газопровода до его вскрытия позволяет произвести предварительный подсчет объемов земляных работ для разработки проектно-технической документации на капитальный ремонт и обеспечить сохранность трубы при работе землеройных машин и механизмов.

В настоящее время для этих целей применяется целый ряд приборов: трассоискатель ВТР IУ-М, УТ-3, искатель повреждений ИП-74, прибор для контроля подземной изоляции ПКТ-I, трубоискатель ТИ-I2 и др.

ТРАССОИСКАТЕЛЬ ВТР-IУМ

Высокочувствительный трассоискатель ВТР-IУм предназначен для определения оси траншеи и глубины заложения трубопроводов, кроме того, он позволяет также без вскрытия грунта найти повреждения кабелей и места расположения муфт на них.

Техническая характеристика ВТР IУ-М

Чувствительность приемного устройства, мкВ/м ...	I0
Питание приемного устройства от батареи КБС-Х-0,70, В	4,
Питание генератора от аккумуляторной батареи, В	24
Частота генератора, Гц	I300-2200
Максимальное выходное напряжение генератора, В	220
Точность определения глубины заложения трубопровода, %	±I0

Точность определения оси трассы, %	±10
Максимально контролируемая длина проверяемой трассы от места подключения генератора, км	2,0
Максимальная определяемая глубина заложения трубопровода, м	10,0
Масса комплекта трассоискателя, кг	26

Трассоискатель ВТР IУ-М разработан институтом Гипронии-газ и МКХ РСФСР.

ТРАССОИСКАТЕЛЬ УТ-3

Трассоискатель УТ-3 разработан межрайонной лабораторией "Север" Московского управления магистральных газопроводов. Он состоит из генератора и приемника, снабженного телефоном и специальной антенной.

Трассоискатель позволяет определить глубину заложения газопровода от поверхности земли до центра трубы.

Техническая характеристика УТ-3

Чувствительность усилителя приемника, мкВ	0,3
Основная рабочая частота, Гц	1000
Потребляемая мощность, Вт	0,15
Погрешность измерений при определении расположения и глубины залегания, % от диаметра трубы	±20
Питание приемника, сухие элементы	1,6 ПМЦ-У-8 и 49САМЦГ
Масса приемника, кг	2
Номинальная выходная мощность генератора, Вт	5
Диапазон частот, Гц	900-1000
Напряжение питания, В	12
Размеры, мм	320х 120х 120
Масса генератора, кг	3

ИСКАТЕЛЬ ПОВРЕЖДЕНИЙ ИП-74

Искатель повреждений типа ИП-74 предназначен для обнаружения сквозных дефектов в изоляционных покрытиях трубопроводов, уложенных в грунт или в грунт на дно водоема, без вскрытия траншеи.

Применяется при строительстве (для контроля состояния методом катодной поляризации) и в процессе эксплуатации магистральных трубопроводов.

Техническая характеристика ИП-74

Температура окружающей среды от 5 до 50° и относительной влажности до 80% при температуре 30°С

Выходная мощность генератора в режиме непрерывной генерации не менее 35 Вт (при выходном напряжении генератора I5 В и выше)

Частота генератора, Гц	I000 ± 50
Напряжение питания генератора, В	I2 ±I0-I5%
Коэффициент усиления усилителя	I500
Полоса пропускания фильтра, Гц	I000 ±200
Источник питания усилителя	Батарея типа "Сатурн" напряжением I,5 В
Масса, кг:	
генератора	4,2
блока генератора	9,0
усилителя	0,74
ящика с набором сменных частей	II,4

Прибор ИП-74 разработан Всесоюзным научно-исследовательским институтом по строительству магистральных трубопроводов (ВНИИСТ).

Изготовитель - Киевский экспериментально-механический завод (КЭМЗ).

ПРИБОР ПКТ-I

Прибор для контроля подземных трубопроводов ПКТ-I предназначен для контроля состояния изоляции, а также для определения глубины залегания и трассы подземных трубопроводов.

Техническая характеристика ПКТ-I

Максимальная длина обследуемого участка газопровода по одну сторону от точки подключения генератора мощностью I кВт	Не менее 3 км
Погрешность в измерении амплитуды полного сектора напряженности переменного магнитного поля трубопровода	Не более 5%
Погрешность определения трассы и глубины залегания подземных трубопроводов	Не более 4%
Входное сопротивление микровольтметра	I0 мОм
Максимальная чувствительность микровольтметра	I0 мкВ
Общая масса приемного устройства прибора ПКТ-I	I2 кг

Питание прибора осуществляется от трех батарей типа КБС-Л-0,5.

Прибор ПКТ-I обслуживают на трассе два человека. Прибор позволяет проводить измерения в зоне влияния блуждающих токов от электрифицированных железных дорог.

Прибор для контроля подземных трубопроводов разработан и изготовлен во Всесоюзном научно-исследовательском институте по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть).

ТРУБОИСКАТЕЛЬ ТИ-I2

Трубоискатель типа ТИ-I2 предназначен для определения осевой линии и глубины заложения трубопровода в процессе его эксплуатации.

МАШИНЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЗЕМЛЯНЫХ РАБОТ

БУЛЬДОЗЕРЫ

Бульдозер относится к землеройно-транспортным машинам. Он состоит из тягача колесного или гусеничного и прицепного или навесного рабочего оборудования. Бульдозер применяется при капитальном ремонте трубопровода при планировке местности, срезке валиков, при устройстве земляных призм, а также при засыпке трубопровода и насыпке валиков. Технические характеристики применяемых бульдозеров приведены ниже.

МАШИНЫ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ГАЗОПРОВОДА

Для вскрытия траншей при капитальном ремонте трубопроводов применяют многоковшовые роторные экскаваторы, одноковшовые экскаваторы с объемом ковша до I,6 $м^3$, а также вскрышные экскаваторы ЭТР-377 РС, ЭТР-720 РС, разработанные институтом БНИИСПТнефть.

Применение специальных вскрышных экскаваторов позволяет вскрывать газопровод до его нижней образующей за один проход рабочего органа.

Роторные экскаваторы предназначены для разработки траншей в грунтах I-IУ категорий под магистральные трубопроводы, а также могут разрабатывать мерзлые грунты небольшой глубины промерзания.

Одноковшовые экскаваторы применяют для рытья траншей в сыпучих, сильно влажных грунтах, для траншей с большими откосами, в разрыхленных скальных грунтах и с наличием каменистых включений на всех переходах через балки, овраги, а также на участках гнутых вставок в трубопровод.

Техническая характеристика роторных экскаваторов

Показатели	Марка экскаватора					
	ЭТР-161	ЭР-7Т	ЭР-7А	ЭР-7Е	ЭР-7П	ЭТР-231
База	Т-74	Специальная (с использованием узлов трактора Т-100М)				
Марка двигателя	СМД-14А	Д-108	Д-108	Д-108	Д-108	УИД6-250ТК
Мощность двигателя, л.с.	75	108	108	108	108	250
Глубина траншеи (максимальная), м	1,6	2,2	2,0	1,8	2,2	2,3
Ширина траншеи, м	0,8	1,7	1,2	1,4	0,85	1,8
Профиль отрываемой траншеи	Прямоугольный	Прямоугольный, с откосами крутизной 1 : 0,3				
Начало откосов от дна траншеи, м	-	0,96	0,8	0,8	1,0	0,8
Производительность теоретическая, $м^3/ч$	300	500	500	500	450	800
Скорость рабочего хода, м/ч	54-266	14-140	31-310	31-310	14-140	38-220
Скорость транспортного хода, км/ч	2,4-5,6	1,42-6,12	1,42-6,12	1,42-6,12	1,42-6,12	1,34-3,68
Скорость резания, м/с	1,7	1,96	1,7	1,7	1,6	1,72
Число оборотов ротора, об/мин	11,7	9,6	9,6	9,6	8,4	7,9
Диаметр ротора, м	2,9	3,93	3,5	3,5	3,65	4,15

Техническая характеристика бульдозеров

Показатели	Марка бульдозера									
	Д-275	БМ-54	Д-I596	ДЗ-24 (Д-52I)	ДЗ-53 (Д-686)	ДЗ-540 (Д-6870)	ДЗ-I9 (Д-694)	ДЗ-25 (Д-522)	ДЗ-340 (ДЗ-340)	ДЗ-IIОХЛ
Марка трактора	Т-I40	ДТ-54	ДТ-54	Т-I40	I-I00М	Т-I00МГП	Т-I00МЬГП	Т-I80ГП	ДЭТ-250М	Т-I30-I-Г-I
Система управления	Канатная		Гидравлическая канатная					Гидравлическая		
Размер отвала, мм:										
длина	3350	2280	2280	3360	3200	3200	4000	4430	4540	3220
высота	I385	800	790	I350	I200	I200	I200	I200	I>50	I300
Наибольший подъем отвала, мм	I400	650	600	II50	900	850	I000	900	840	900
Наибольшее заглубление отвала, мм	I000	800	I50	430	I00	370	400	300	340	500
Тип отвала	Неповоротный	-	Неповоротный	Неповоротный	Неповоротный	Неповоротный	Поворотный	Поворотный	Неповоротный	Неповоротный
Угол установки отвала в плане, град.	90	-	-	90	90	90	45-90	30-90	90	90
Угол резанья, град.	-	-	-	-	55 ±5	55 ±5	55	45-50	45-50	55
Угол поперечного наклона отвала (в обе стороны), град.	-	-	-	-	-	м ±4	±5	±5	±8	±6
Габаритные размеры, мм:										
длина	6705	4800	4335	6585	5300	5I00	6I20	7000	6290	5530
ширина	3350	2280	2280	3360	3200	3200	5500	4430	3640	3220
высота	2800	2380	2300	2825	3040	3040	2745	2850	2886	3065
Масса, т.	I7,98	6,6	6,3	I6,97	I3,8	I3,7I	I7,I	I9,3	I8,56	I6,24

Техническая характеристика одноковшовых экскаваторов с обратной лопатой

Показатели	Марка экскаватора										
	80-3322А	ЭКБ	Э-656	Э-304В	80-4121	Э-5015А	Э-652БС	КБ-3120	КМ-602А (Польша)	80-5122	80-6121
Тип экскаватора	Пневмоколесный полноповоротный					Гусеничный полноповоротный					
Марка двигателя	СМД-14	Д-48	КДМ-100	Д-48Л	А-01М	СМД-14	Д-108-1	А-01М	-	-	-
Мощность двигателя, л.с.	75	48	100	48	130	75	82	130	80	170	300
Емкость ковша, $м^3$:											
для грунтов I-II групп	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
для грунтов I-IУ групп	0,4; 0,5	-	-	-	0,6; I	0,5	-	I,25; I,4; 2	0,6	I,25	I,6
Виды сменного оборудования	Грейфер, отвал	Драглайн, грейфер	Прямая лопата, драглайн, грейфер, кран	Прямая лопата, драглайн, грейфер	Прямая лопата, грейфер	Грейфер	Прямая лопата, грейфер, кран	Прямая лопата, погрузчик, отвал, планированное оборудование	Прямая лопата	Прямая лопата, погрузчик, грейфер	Прямая лопата
Скорость передвижения, км/ч	3,8-22	0,9-4,0	2,15-17,6	0,83-1,93	2,8	I,47-I,85	I,7-3	2,3	I,48-2,96	2,4	I,5
Конечный радиус выгрузки	-	-	7,9	6,8	-	4,9	8,I	-	6,9	-	7,6
Наибольшая глубина копания, м	5,4	-	5,3	4,2	5,8	4,5	5,8	6,8	6,9	6,2I	7,3
Наибольшая высота выгрузки, м	5,2; 4,8	-	5,6	5,44	6	3,9	6,I4	4,25	7,0	5,3I	6,5
Наибольший радиус копания, м	8,6; 7,8	-	9,4	7,8	9,2	7	9,2	I0,6	9,8	9,95	II,8
Удельное давление на грунт, кгс/$см^2$	-	0,I	-	0,6	0,65	0,35	0,72	0,75	0,52	0,82	-
Габаритные размеры, мм:											
длина	9250	6460	4600	4700	-	6I00	46I0	-	-	-	-
ширина	2700	5290	2420	3220	2930	2770	2825	3000	-	-	-
высота	3I40	3725	3950	3030	3000	5700	3500	3700	-	-	-
Масса (с обратной лопатой), т	I4,8	I7,2	22,I	II,45	20,9	I2,25	2I,2	26,5	I9,8	36	55,25

Показатели	Марка экскаватора					
	ЭТР-161	ЭР-7Т	ЭР-7А	ЭР-7Е	ЭР-7П	ЭТР-231
Количество ковшей, шт.	10	14	14	14	16	14
Емкость ковшей, л	70	190	90	130	60	160
Ширина ленты транспортера, мм	600	800	800	800	800	1000
Среднее удельное давление на грунт, кгс/см²	0,66	0,55	0,5	0,5	0,5	0.65
Габаритные размеры в транспортном положении, мм:						
длина	8300	11400	10300	10300	11000	12800
ширина	2100	3220	3220	3220	3220	3220
высота	3160	4800	3800	3800	3800	4380
Масса, т	13,1	31,2	24,5	25,8	24,5	43,0

ВСКРЫШНОЙ РЕМОНТНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ ЭКСКАВАТОР ЭТР-377 РС

Экскаватор ЭТР-377 РС является первой машиной с роторным рабочим органом, полностью механизирующий процесс вскрытия траншей действующих магистральных трубопроводов (нефтепроводов, газопроводов, водопроводов и т.д.) при их ремонте или демонтаже.

Экскаватор позволяет отрывать уложенные в землю трубопроводы диаметром 377-529 мм. Трубопровод отрывается полностью за один проход машины без применения ручного труда.

Экономия на каждые 1000 м вскрытой траншеи составляет 1200 руб. по сравнению с одноковшовым экскаватором. Экскаватор ЭТР-377 РС представляет собой самоходную землеройную машину непрерывного действия на гусеничном ходу.

Отличительной особенностью экскаватора является применение трехсекционного роторного рабочего органа со специальной подвеской его и полуавтоматическим управлением относительно отрываемого трубопровода.

Техническая характеристика

База	Трактор Т-100М
Габаритные размеры в транспортном положении, мм:	
длина	12150
ширина без транспортера	3220
ширина с транспортером	4400
высота в транспортном положении	4500
Масса, кг	26000
Профиль траншеи	Прямоугольный с откосами
Глубина копания, м	До 2,0
Ширина копания, м	1,5
Производительность, м/ч	64-147
Транспортные скорости, км/ч	Тракторные

Рабочее оборудование ..... Трехсекционный ротор

Категории разрабатываемых грунтов ..... I-IУ

Конструкция экскаватора разработана научно-исследовательским институтом по транспорту и хранению нефти и нефтепродуктов (НИИтранснефть).

Производство экскаваторов ЭТР-377 РС освоено Армавирским опытным машиностроительным заводом Главнефтеснаба РСФСР.

ВСКРЫШНОЙ РЕМОНТНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ ЭКСКАВАТОР ЭТР-720 РС.

Экскаватор ЭТР-720РС представляет собой самоходную землеройную машину непрерывного действия на гусеничном ходу, в качестве базы которого принят без изменения тягач экскаватора ЭР7А. Экскаватор состоит из двух основных частей: тягача и рабочего органа, шарнирно соединенных между собой в вертикальной плоскости.

На экскаваторе ЭТР-720РС использована оригинальная конструкция рабочего органа, отличающаяся от конструкции, применяемой в экскаваторах для вскрытия труб средних и малых диаметров. Рабочий орган экскаватора представляет собой два ротора, установленных на раме рабочего органа, с отвальным ножом, смонтированным на раме между роторами. Отвальный нож состоит из ножа с приваренными к нему окрылками, образующими плуг.

С помощью роторов рабочего органа разрабатывается траншея до нижней образующей трубы, при этом одновременно ножом разрезается грунт над трубой и разваливается на обе стороны в ковши роторов, затем грунт поднимается вверх и ссыпается на транспортер.

Независимая установка роторов рабочего органа и привод каждого из них от отдельных полувалов позволяет производить вскрытие трубопроводов различных диаметров одним и тем же рабочим органом.

Установленный на экскаваторе ЭТР-720РС транспортер состо-

ит из горизонтальной и навесной частей. Грунт, попадая на навесную часть транспортера, выбрасывается под большим углом наклона, создавая брустверр. По желанию можно изменить угол наклона, а, следовательно, и дальность отбрасывания грунта.

Техническая характеристика

База экскаватора	Трактор Т-108М
Профиль траншеи	Прямоугольный с откосами
Глубина копания, м	До 2
Ширина копания, м	2
Производительность, $м^3$	470
Производительность (рабочие скорости тягача), м/ч	От 31 до 310
Скорости транспортного хода, км/ч:	
передний ход	От 1,42 до 6,12
задний ход	От 1,68 до 4,60
Рабочий орган	Два ротора с отвальным ножом
Габаритные размеры в транспортном положении:	
длина, мм	12650
ширина с транспортером в рабочем положении, мм	5240
ширина с опущенным транспортером, мм	3600
Высота, мм	4400
Масса экскаватора, т	36,5

Экскаватор разработан институтом ВНИИСПТнефть.

Серийно выпускается Армавирским опытным машиностроительным заводом Главнефтеснаба РСФСР.

МАШИНА ДЛЯ ЗАСЫПКИ ТРАНШЕИ

Роторный траншеезасыпатель ТР2А предназначен для засыпки разрыхленным грунтом со стороны бруствера, уложенного в траншею трубопровода. Траншеезасыпатель может разрабатывать как талые грунты, так и брустверс промерзанием до 0,5 м. для работы траншеезасыпателя ТР2А не требуется увеличенной полосы отчуждения, так как при засыпке траншей машина передвигается по следу разрабатываемого бруствера. Процесс засыпки идет непрерывно.

Навесное оборудование позволяет эксплуатировать машину при температуре до -40°С.

Техническая характеристика роторного траншеезасыпателя ТР2А

База	Трактор Т-100М измененной конструкции
Двигатель:	
тип	Д-108
мощность, л.с.	108
Скорость вращения вала, об/мин	1070
Ширина захвата рабочего механизма, мм:	
с откосниками	5000
без откосников	2480
Скорость передвижения (рабочая), м/ч	60; 95; 113; 146; 162; 235; 280; 401
Транспортная скорость	Как у трактора Т-100М
Производительность расчетная (максимальная) при работе на талых грунтах, $м^3/ч$	650
Удельное давление на грунт, $кгс/см^2$:	
при работе (максимальное)	1,41
в транспортном положении	1,08
Рабочий орган	Роторный, восьмиковшовый
Диаметр ротора (по кромкам зубьев), мм	1900
Скорость резания, м/с	1,44

Транспортер:

тип	Ленточный
ширина ленты, мм	800
скорость движения ленты, м/с	4,7
Гусеничный ход	Тракторный, удлиненный вперед до восьми опорных катков
Размеры, мм:	
длина (с откосниками в транспортном положении)	7720
ширина (по откосникам максимальная)	6100
высота	3040
Масса, кг	21200

Конструкция разработана СКБ Газстроймашина.

ВОДООТЛИВНЫЕ УСТАНОВКИ

Водоотливные установки типа УОВ используют для откачивания больших объемов воды из траншеи. Базой установки служит гусеничный трактор типа ДТ-54 или ДТ-74. Самовсасывающие центробежные насосы установлены на специальной раме, прикрепленной к заднему мосту трактора. Установка укомплектована приемным и выкладным рукавами. На свободном конце приемного рукава прикреплен фильтр для предотвращения засорения насоса.

В случае откачки небольшого количества воды из траншеи используют водоотливной насос типа С-490 "Андижанец".

Технические характеристики водоотливных установок

Показатели	УОВ-2Б	УОВ-3А	СВА-2
База установки (тип трактора)	Т74-СЗ	Т74-СЗ	Т-100Б
Марка насоса	С-569-I--0-0	ВСА-200--0IA	ВСА-200--0IA

Показатели	УОВ-2Б	УОВ-3А	СВА-2
Число насосов	2	I	I
Подача насоса, $м^3/ч$	500	700	700
Высота всасывания, м	5	4,5	4,5
Напор, мм вод.ст.	20	I2	I2
Диаметр всасывающего и напорного шлангов, мм	I25	200	250, 200
Длина всасывающего и напорного шлангов, м	6	8	4,8
Ширина гусениц, мм	390	390	I000
Среднее удельное давление на грунт, $кгс/см^2$	0,5I	0,5	0,27
Габаритные размеры, мм:			
длина	45I0	5I50	5470
ширина	I865	2I20	3280
высота	2580	2300	2990
Масса установки в рабочем состоянии с трактором, т	6,73	6,69	I4,63

Техническая характеристика насоса С-490 "Андижанец" самовсасывающего типа с двигателем внутреннего сгорания

Производительность, $м^3/ч$	I20
Высота всасывания, м	6
Напор, м	20
Диаметр шлангов, мм:	
всасывающего	I00
нагнетательного	I00
Мощность двигателя, л.с.	I2

Габаритные размеры, мм:

длина	1670
ширина	800
высота	1100
Масса, кг	957

УГЛЕКИСЛОТНАЯ УСТАНОВКА УП-8

Углекислотная установка УП-8, смонтированная на автомобильном прицепе, используется для тушения горящего газа.

Установка углекислотного пожаротушения представляет собой автомобильный одноосный прицеп с батареей из восьми баллонов жидкого углекислого газа под давлением до 140 кгс/см^2, уложенных в два ряда (по четыре в каждом). Баллоны снабжены вентилями и присоединены к общему коллектору. Тушение пламени производят струей углекислого газа и снега, образующегося при выходе CO_2 из баллонов. CO_2 выпускается из баллонов через бронированный шланг, оканчивающийся диффузором-снегообразователем. Горение прекращается при введении в воздух от 12 до 25% углекислоты по объему.

На углекислотной установке должно работать не менее двух человек: один с диффузором, другой - у установки по подаче углекислоты из баллона.

Техническая характеристика УП-8

Тип автомобильного прицепа	Одноосный
Масса в рабочем состоянии, кг	1670
Основные размеры, мм:	
длина с дышлом	3400
ширина	1880
высота	1550
Колея колес, мм	1580
Тип баллонов	А-50
Вес CO_2 в одном баллоне, кг	35
Время опорожнения одного баллона через диффузор-снегообразователь, мин	7-8

Число бронированных шлангов, шт. 4
Число диффузоров-снегообразователей, шт. 2
Диаметр бронированных шлангов, мм 9,5
Длина каждого бронированного шланга, м 20

ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ И ТРАНСПОРТНЫЕ МАШИНЫ

ТРУБОУКЛАДЧИКИ

При капитальном ремонте подъем газопровода из траншеи на поверхность земли, поддерживание его в подвешенном состоянии в процессе производства работ по очистке и нанесению изоляции, а также опуск газопровода в траншею выполняются трубоукладчиками – самоходными грузоподъемными машинами, созданными на базе гусеничных тракторов или специальных гусеничных тележек и представляющими собой краны с неповоротной стрелой сбоку слева.

Техническая характеристика трубоукладчиков

Показатели	Марка трубоукладчика		
	ТОI224В	Т1550В	Т3560А
Марка базовой машины	Т-I00М	Т-I00М	Д-804
Грузоподъемность (максимальная), т	I2,0	I5,0	35,0
Наибольший вылет крюка при подъеме максимального единичного груза на горизонтальной площадке, м	2,0	2,0	I,7
Высота подъема крюка (максимальная), м	4,6	5,0	5,9
Момент устойчивости на горизонтальной площадке (максимальный), тс·м	33,6	42	75,0
Удельное давление на грунт максимальное (расчетное) при работе (на левую границу), кгс/см^2	2,42	I,75	2,5
Скорость передвижения, км/ч:			
вперед	2,36-6,45	2,0-5,56	2,09-6,68
назад	2,73-7,6I	2,7I-4,43	3,08

Показатели	Марка трубоукладчика		
	ТОI224В	Т1530В	Т3560А
Марка двигателя	Д-I08	Д-I08	Д-I80
Мощность номинальная, л.с.	I08	I08	I80
Просвет дорожный при нагруженных почтозацепах, мм	33I	420	440
Габаритные размеры с поднятой стрелой и придвинутым контргрузом, мм:			
длина	4230	4380	5400
ширина	4340	4290	4260
высота (со стрелой)	6060	6540	7860
Масса, т	I9,2	25	36,4

ПЛЕТЕВОЗЫ

В настоящее время для перевозки труб применяют плетевозы ПВ-9I, ПВ-92, ПВ-202 на базе машин повышенной проходимости с колесной формулой 6х6 и плетевозы ПВ-30I и ПВ-36I и ПВ-48I - на базе машин с колесной формулой 8х8.

Плетевозы ПВ-9I, ПВ-92 и ПВ-202 построены по одинаковой схеме и состоят из тягового автомобиля и роспуска. Тяговый автомобиль каждого плетевоза оборудован надрамником и предохранительным щитом. На подрамнике установлен полноповоротный коник с переставными стойками-упорами для удержания труб от скатывания в сторону. Размеры и конструкция стоек позволяют перевозить трубы диаметром от 529 до I420 мм в пределах грузоподъемности плетевоза.

Плетевозы ПВ-30I, ПВ-36I и ПВ-48I перевозят трубы и плети по дорогам и вне дорог в тяжелых условиях снежной целины, грязи и барханных песков.

Для перевозки плетей диаметром от 529 до I420 мм длиной до 36 м по местности, труднопроходимой для автомобильных плетевозов используют тракторные плетевозы ПТК-40I, ПТК-25I.

Техническая характеристика плетевозов

Параметр	Марка плетевоза							
	ПВ-9I	ПВ-92	ПВ-202	ПВ-30I	ПВ-36I	ПВ-48I	ПТК-40I	ПТК-25I
База	УРАЛ-875Е	ЗИЛ-I3I	КрАЗ-255Б	мАЗ-54	мАЗ-73I0I	мАЗ-537	Т-I00м или Т-I30	"Кировец" К-700
Грузоподъемность, кг:								
по дорогам I и II категории	9000	9000	I8000	-	-	50000	-	-
по всем видам дорог и местности	9000	4500	I3000	30000	36000	-	40000	25000
Мощность двигателя, л.с.	I75	I50	240	525	525	525	I08; I35	200
Удельная мощность относительно полной массы, л.с/т	8,04	8,04	6,85	8,75	7,25	6,28	-	-
Масса в снаряженном состоянии, кг	II880	9650	I7060	30000	364I0	32300	(Без тягового трактора) 6620	(Конструктивная) I9I00
Полная масса с наибольшей нагрузкой, кг	20880	I8650	35060	60000	72410	82300	-	-
Габариты (без груза), мм:								
длина	II000	I0460	I2640	I6000	I6540	I2768	5900	(С плетью 36 м) 42300
высота	2800	2725	3I35	3475	3500	3475	2I75	2745
ширина	2630	2630	3050	3050	3050	3050	2630	2630
Колея, мм	2000	I820	2I60	2375	2375	2200	2I00	-
Погрузочная высота, мм	I840	I820	I950	2I00	2I00	2I00	I725	I725
Дорожный просвет, мм	400	330	360	400	440	500	-	-

ПОЛУАВТОМАТИЧЕСКИЕ КЛЕЩЕВЫЕ ЗАХВАТЫ

Полуавтоматические клещевые захваты КЗ предназначены для подъема и перемещения секций из труб диаметром до 1420 мм при их сварке в нитку на строительстве трубопроводов и на трубосварочных базах, а также могут быть использованы при погрузке и разгрузке труб.

Техническая характеристика

Марка захвата	Параметры		
	Диаметр поднимаемой трубы, мм	Максимальная грузоподъемность, т	Масса, кг
КЗ III	89-114	0,75	7,4
КЗ 161	114-168	1,0	9,6
КЗ 2	219	2,0	20,5
КЗ 3	325	3,0	33,0
КЗ 5	529	3,7	108,3
КЗ 7	720	5,0	214,0
КЗ 8	820	6,5	313,0
КЗ 10	1020	12,0	488,0

Конструкция разработана СКБ Газстроймашина.

Изготовитель - Серпуховский комбинат строительных конструкций.

ПОЛОТЕНЦА МЯГКИЕ

Мягкие полотенца предназначены для подъема, перемещения и опускания в траншею изолированного трубопровода, а также для подъема изолированных труб и секций длиной не более 36 м для их стыковки на строительстве магистральных трубопроводов.

Техническая характеристика

Показатели	Марка полотенца	
	ПМ-52I	ПМ-82I
Грузоподъемность, т	I2,5	20,0
Диаметр поднимаемого трубопровода, мм	426-529	720-820
Удельное давление на трубу, кгс/см^2	2,45	2,55
Толщина ленты, мм	8	8
Материал ленты	Прорезиненная капроновая ткань	
Длина ленты, мм	2270	3080
Ширина ленты, мм	600	600
Масса ленты, кг	35	40
Масса полотенца с траверсой, кг	69	8I,8

Конструкция разработана СКБ Газстроймашина.
Изготовитель-Львовский механический завод.

ТРОЛЛЕЙНЫЕ ПОДВЕСКИ

Троллейные подвески предназначены для поддержания трубопровода трубоукладчиками при сопровождении очистных и изоляционных машин. Они состоят из подвесок и опорных катков; удерживаются на крюке с помощью петли.

Благодаря шарнирной подвеске катков все опорные ролики имеют контакт с трубой, что снижает удельное давление на трубу.

Опорные катки троллейной подвески ТБ20А представляют собой пневматические баллоны, благодаря которым праймер предохраняется от повреждения.

Техническая характеристика

Марка подвесок	Параметры			Масса, кг
	Диаметр поднимаемого трубопровода, мм	Максимальная грузоподъемность, т	Количество катков	
ТП52IхЛ	377-529	I2,5	6	2I2
ТП82IхЛ	630-820	20,0	6	543
ТП1028хЛ	I020	35,0	8	742

Конструкция троллейных подвесок (кроме ТП-6) разработана СКБ Газстроймашина, конструкция троллейной подвески ТП-6 - Ленинградским машиностроительным заводом.

Изготовитель - Ленинградский машиностроительный завод.

ТРОЛЛЕЙНЫЕ ПОДВЕСКИ НА ПНЕВМАТИЧЕСКИХ БАЛЛОНАХ

Во время очистки и изолнции трубопровод поддерживается трубоукладчиком при помощи троллейных подвесок.

Применяемые в настоящее время подвески имеют металлические катки (их число зависит от диаметра трубы и грузоподъемности подвески). Металлические катки, соприкасаясь с трубой, нарушают грунтовку. При неравномерной нагрузке на подвески, когда возникают большие удельные давления, не могут образоваться на трубе вмятины и другие повреждения. Неплавное (рывками) перемещение подвески по трубопроводу также осложняет работу.

Подвеска ТБ-20 предназначена для труб диаметром 720-820мм.

Подвеска ТБ-20 состоит из сварной рамы, через которую проходят две оси с четырьмя колесами на пневмобаллонах, а также четыре резиновых опорных ролика. Ролики расположены на верхних концах рамы по два с каждой стороны. Ролики регулируются в

зависимости от диаметра поддерживаемой трубы. Колеса расположены параллельно на расстоянии 270 мм одно от другого.

Пневматические баллоны имеют небольшие размеры и выдерживают значительные нагрузки.

Техническая характеристика подвески ТБ-20

Грузоподъемность, т	18
Размер пневмобаллонов, мм	660х220
Рабочее давление в баллонах, кгс/см^2	12 ($\pm$0,5)
Максимальная нагрузка на колесо, кгс	4500
Габаритные размеры подвески, мм:	
ширина	1300
длина	1380
высота	1890
Масса, кг	680
Гарантийный срок работы шин (истирание протектора до корда) с момента выпуска, годы	3,5
Максимальная грузоподъемность, т	20

Запроектирован и несколько измененный вариант подвески ТБ-20 с расположением колес под углом 60^0 одно к другому. Видоизмененная подвеска получила индекс ТБ-20А.

Наклонное размещение колес обеспечивает устойчивое положение трубы во время подъема и исключает необходимость в боковых поддерживающих роликах. Конструкция подвески ТБ-20А проще (ее длина 1340 м, высота 1730 мм), масса меньше 620 кг, а эксплуатационные качества выше, чем у подвески ТБ-20.

Спроектированы отделом малой механизации и нестандартного оборудования СКБ Газстроймашина.

Приложение 5

МАШИНЫ ДЛЯ ОЧИСТКИ И ИЗОЛЯЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ ДИАМЕТРОМ 529-1020 мм

ОЧИСТНЫЕ МАШИНЫ

Очистка труб при капитальном ремонте газопровода производится дважды: после вскрытия траншей и освобождения газопровода от земли для удаления старой изоляции и после сварочно - восстановительных работ перед нанесением изоляции.

Для локанизированной очистки магистральных газопроводов диаметром 529-720 мм применяют специальные очистные машины типа ОмС с надземным рабочим органом конструкции ВНИИСПТнефть.

Для механизированной очистки газопровода диаметром 1020 мм при ремонте участков магистрального газопровода на берме траншеи с разрезкой применяют строительные очистные машины типа ОмЛ, Ом, оснащенные рабочим органом РОм конструкции ВНИИСТа.

ОЧИСТНАЯ МАШИНА ОмС-2

Очистная машина ОмС-2 предназначена для очистки наружной поверхности действующего магистрального трубопровода диамет - ром 508-529 мм от старой битумной изоляции, грязи и ржавчины.

Машина работает по принципу механического срезания старой битумной изоляции с наружной поверхности ремонтируемого трубопровода, расположенного в траншее.

Машина ОмС-2 состоит из рабочего органа, ходового меха - низма, электродвигателей привода и пульта управления, установленных на общей раме. Электродвигатели привода рабочего органа и ходового механизма приводятся в действие от передвижной электростанции трехфазного тока мощностью не менее 14 кВт.

Рабочий орган представляет собой одноступенчатый цилиндрический зубчатый редуктор с полым разъемным зубчатым венцом. Корпус редуктора рабочего органа также имеет разъем. Это дает

возможность устанавливать машину на действующем трубопроводе без врезки, в любом его месте.

В процессе передвижения машины по трубопроводу рабочие инструменты машины совершают вращательно-поступательное движение относительно обрабатываемой поверхности трубопровода, при этом ножи срезают изоляцию. Прижатие рабочих инструментов к наружной поверхности обрабатываемого трубопровода осуществляется за счет центробежных сил.

Техническая характеристика ОМС-2

Наружный диаметр обрабатываемых труб, мм	508-529
Электродвигатели привода	КОМ-3I-4; КОМ-II-4
Число оборотов рабочих инструментов вокруг трубы, об/мин	2I2, 860
Производительность машины, м/ч	II7, I5I, 205, 257
Сменные рабочие инструменты (резцы), шт.	2
Система смазки	Барботажная
Сорт смазки	Автол I0, 8 по ГОСТ I862-5I
Габаритные размеры, мм	60х945хII70
Масса, кг	400

Очистная машина ОМС-2 является первой машиной, применяемой при капитальном ремонте магистральных трубопроводов для очистки наружной поверхности труб с продольным сварным швом от старой битумной изоляции, грязи и ржавчины.

Машина механизирует процесс очистки на 85% и обеспечивает поточность работ при капитальном ремонте магистральных трубопроводов. Сменная производительность машины при очистке нормальной изоляции - 700 м. Качество очистки хорошее.

Трудоемкость очистной машины по сравнению с ручным трудом снижается в 20-40 раз (в зависимости от типа изоляции).

Фактическая экономия на I км трубопровода составляет 830 руб. (по данным предприятия Главнефтеснаба РСФСР, где эксплуатируется эта машина).

Машина управляется с бровки траншеи одним человеком.

Конструкция машины разработана лабораторией надежности магистральных нефтепродуктопроводов НИИтранснефти (ныне ВНИИСПТнефть) в 1963 г.

Очистная машина ОМС-2 выпускается серийно на Армавирском опытном машиностроительном заводе Главнефтеснаба РСФСР.

ОЧИСТНАЯ МАШИНА ОМС-529 РС

Очистная машина ОМС-529 РС предназначена для очистки наружной поверхности труб ремонтируемого магистрального трубопровода диаметром 508-529 мм от старой битумной изоляции, грязи и ржавчины.

Машина работает по принципу механического срезания старой битумной изоляции.

Она состоит из двух рабочих органов, ходового механизма, электродвигателей привода и пульта управления, установленных на общей раме. Электропитание электродвигателей привода рабочих органов и ходового механизма производится от передвижной электростанции трехфазового тока мощностью не менее 30 кВт.

Рабочий орган представляет собой одноступенчатый цилиндрический зубчатый редуктор с полым разъемным зубчатым венцом. Корпус редуктора рабочего органа, как и венец, имеет разъем, что дает возможность устанавливать машину на действующий трубопровод без врезки.

В процессе передвижения машины по трубопроводу ее рабочие инструменты совершают вращательно-поступательное движение относительно наружной поверхности трубопровода, при этом ножи срезают изоляцию. Прижатие рабочих инструментов к обрабатываемой поверхности труб происходит за счет центробежных сил, возникающих при вращении резцедержателей.

Машина механизирует процесс очистки на 99% и обеспечивает поточность работ при капитальном ремонте магистральных трубопроводов. Сменная производительность машины при очистке нормальной изоляции - 500-1000 м. Качество очистки хорошее.

Трудоемкость работ по очистке трубопровода при помощи очистной машины, по сравнению с ручным трудом, в зависимости от типа изоляции снижается в 30-50 раз.

Экономия на I км трубопровода по сравнению с машиной ОмС-2 составляет 480 руб.

Машина управляется с бровки траншеи одним человеком при помощи пульта, укрепленного на телескопической штанге.

Техническая характеристика ОМС-529 РС

Наружный диаметр обрабатываемых труб, мм	508-529
Электродвигатели привода, шт.:	
ВАО-II-4	I
ВАО-42-4	2
Число оборотов рабочих инструментов вокруг трубы, об/мин	212
Производительность машины, м/ч	II4, I43, I84, 220, 278, 348
Сменные рабочие инструменты (резцы), шт.	4
Система смазки	Барботажная
Сорт смазки	Автол I0, 8 по ГОСТу I862-5I
Габаритные размеры, мм	235х946хII70
Масса, кг	500
Стоимость (ориентировочно), руб.	2500

Конструкция машины разработана лабораторией надежности магистральных нефтепродуктопроводов ВНИИСПТнефть в I968 г.

Очистная машина ОМС-529 РС выпускается серийно Армавирским опытным машиностроительным заводом Главнефтеснаба РСФСР.

ОЧИСТНАЯ МАШИНА ОмС-720РС

Очистная машина ОМС-720РС предназначена для обработки наружной поверхности труб при капитальном ремонте магистральных трубопроводов и приспособлена для работы в траншее.

В процессе работы машина выполняет следующие операции: очищает наружную поверхность трубопровода от ржавчины, грязи и старой битумной изоляции. Машина рассчитана для обработки электросварочных труб диаметром 720 мм.

Техническая характеристика ОМС-720РС

Наружный диаметр обрабатываемой трубы, мм	720
Число оборотов венца рабочего органа, об/мин	222,3
Скорость передвижения машины по трубе, м/ч	78; 121,2; 168
Привод рабочего органа	2 электродвигателя ВАО-51-4: N =7,5 кВт; n =1460об/мин
Число рабочих органов	2
Привод ходового механизма	Электродвигатель ВАО-21-4: N=1,1 кВт n=1420об/мин
Потребляемая мощность	16,1 кВт
Рабочие инструменты	Резцы, оснащенные твердым сплавом, в количестве 8 шт.
Система смазки редукторов	До заполнения
Сорт смазки	Автол по ГОСТ 1862-68
Система смазки подшипников и втулочно-роликовых цепей	Ручная-шприцеванием
Сорт смазки	Солидол по ГОСТ 4366-56
Габаритные размеры, мм	3330х1650х1350
Масса, кг	900

Конструкция машин разработана БНИИСПТнефть и изготавливается на Армавирском опытном машиностроительном заводе Главнефтеснаба РСФСР.

РЕМОНТНО-СТРОИТЕЛЬНАЯ ОЧИСТНАЯ МАШИНА

В настоящее время при капитальном ремонте магистрального газопровода с разрезкой на берме траншеи применяют строительную очистную машину типа ОМ,ОМЛ, оборудованную рабочим органом РОМ, предназначенным для очистки поверхности трубы от дефектного изоляционного покрытия и продуктов коррозии.

Рабочий орган состоит из комплекта резцедержателей с резцами, которые устанавливают на ротор существующих строительных очистных машин типа ОМ. Его можно применять как для переизоляции дефектных участков газопровода при строительстве, так и для снятия старого изоляционного покрытия, потерявшего свои защитные свойства в процессе эксплуатации.

Прижим рабочего инструмента к поверхности очищаемого трубопровода осуществляется принудительно с механической регулировкой, что позволяет снимать изоляцию различного типа без повреждения сварных швов и стенки трубопровода.

Для повышения стойкости к абразивным воздействиям и динамическим нагрузкам клинообразные резцы рабочего органа снабжены наплавками твердого сплава типа ВК.

Опытно-промышленные испытания рабочего органа, проводившиеся на магистральном газопроводе Бухара-Урал в 1973 г., показали его работоспособность при хорошем качестве очистки.

Применение рабочего органа РОМ позволило полностью ликвидировать ручной труд в процессе очистки поверхности трубопровода. Экономический эффект от применения рабочего органа РОМ составил 3000 руб. на 1 км очищаемого трубопровода диаметром 1020 мм.

Конструкция рабочего органа РОМ разработана и изготовлена ВНИИСТом.

Техническая характеристика строительных очистных машин

Параметры	Марка машины			
	ОМЛ-4	ОМЛ-I2	ОМ-I2I	ОМ529
Наружный диаметр обрабатываемых труб, мм	63I, 720, 820	I020	I020, I220	325, 530
Скорости передвижения машины, км/ч:				
I	0,I09	0,090	0,078	0,I50-
II	0,222	0,I96	0,I70	0,400
III	0,408	0,359	0,292	
IУ	0,690	0,650	0,495	
Задний ход	0,088	0,078	0,067	
Скорости вращения передних рабочих органов, об/мин:				
I	I00	80	65	I00 и I30
II	-	-	-	
Скорости вращения задних рабочих органов, об/мин:				
I	I4,3	I2,8	5,64	-
II	27,8	26,5	II,53	
III	53,8	48,5	2I,80	
IУ	9I,6	82,0	34,20	
Двигатель:				
тип	ЯАЗ-204	ЯАЗ-205Б	ЯАЗ-206Б	СМД-I4
мощность, л.с.	II0	200	200	75
скорость вращения, об/мин	2000	2000	2000	I700
Сменный рабочий инструмент, шт.:				
щетки	36	42	48	27
скребки	60	84	80	54
резцы				
Масса машины, кг	40I8	5860	6270	4I00
Сменный рабочий инструмент, резцы, шт.	4	6	8	4

Техническая характеристика строительных очистных машин, оборудованных РОМ

База машины	Строительная очистная машина типа ОМ,ОМЛ
Диаметр очищаемого трубопровода, мм	720-1020
Тип рабочего инструмента	Комплект резцедержателей со сменными резцами
Количество резцов в комплекте	4-8 в зависимости от диаметра трубопровода
Среднесменная производительность машины, оснащенной рабочим органом РОм, м ...	500
Масса одного резцедержателя с резцом, кг	10
Габариты резцедержателя, мм	470x330x50

ИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАШИНЫ

Для нанесения изоляции на газопровод при капитальном ремонте на берме с разрезкой могут использоваться изоляционные машины типа ИМ и ИЛ, применяющиеся на строительстве магистральных газопроводов. Это самоходные машины, наносящие изоляционное покрытие и защитную обертку.

При капитальном ремонте магистрального газопровода, уложенного на лежки в траншее, применяются специальные изоляционные машины типа: УИМ-20НРС, УИМ-72ОРС, УИМ-102ОРС с разъемным рабочим органом конструкции ВНИИСПТнефть.

Технические характеристики строительных изоляционных машин

Показатели	Марка машин		
	ИМ-17	ИМЛ-7	ИМ-121
Наружный диаметр изолируемой трубы, мм	631-820	1020	1220 (1020)
Скорость передвижения, км/ч	0,263-1,700	0,120-0,750	0,240-1,500

Показатели	Марка машин		
	ИМ-17	ИМЛ-7	ИМ-121
Тип двигателя	ЗМЗ-321Б	ЗМЗ-321Б	ЗМЗ-321Б
Мощность двигателя, л.с.	30	30	40
Емкость бензобака, л	70	70	70
Тип битумного насоса	Д-171	Д-171	Д-171
Производительность битумного насоса, л/мин	540	540	540
Объем битумного резервуара, л	980	1000	1000
Габаритные размеры, м:			
длина	3390	3250	3500
ширина	1600	1850	2100
высота	3100	3115	3350
Масса, т	2,82	3	3,3

Техническая характеристика строительных изоляционных машин

Показатели	Марка машин		
	ИЛ-521	ИЛ-821	ИЛ-1422
Наружный диаметр изолируемой трубы, мм	325-530	630, 720, 820	1020, 1220, 1420
Скорость передвижения, км/ч	0,3-0,7	0,3-0,6	0,1-1,0
Двигатель:			
тип	ЗМЗ-321-01	ЗМЗ-321-01	ЗМЗ-321-01
мощность, л.с.	30	30	40
частота вращения вала, об/мин	1500	1500	2000
Изоляционный материал	Пленка в рулонах		
Объем бака, л:			
топливного	60	70	70
праймерного	180	240	270

Показатели	Марка машин		
	ИЛ-52I	ИЛ-82I	ИЛ-I422
Габаритные размеры, мм:			
длина (без хобота и подножки)	3400	5000	3700
ширина	I7I0	2600	2400
высота (без хобота)	2360	2500	3950
Масса, кг	3730	4300	5800

Техническая характеристика изоляционных машин для ремонта

Показатели	Марка машины		
	УИМ-20 НРС	УИМ-720РС	УИМ-I020РС
Диаметр изолируемого трубопровода, мм	508, 529	720	I020
Скорость передвижения машины, м/ч	I50, 225, 337	I40, 2I0, 285	I30, 226, 305
Привод	Электродвигатель ВА05I-6	Электродвигатель ВА052-6	Электродвигатель ВА062-6
Потребляемая мощность, кВт	4,5	5,0-6,0	II,0
Напряжение сети, В	220,380	220, 380	220, 380
Изоляционный материал	Битумная мастика, липкая лента, бризол, стеклохолст и др.	Битумная мастика, липкая лента, бризол, стеклохолст и др.	Битумная мастика, липкая лента, бризол, стеклохолст и др.
Толщина слоя изоляции, мм	3-6	3-6	3-6
Ширина рулонного материала, мм	250-500	250-500	250-500
Масса машины, кг	600	I000	I500
Обслуживающий персонал, чел.	2	2	2

СВАРОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

МАШИНКИ ДЛЯ РЕЗКИ ТРУБ ПОД ФАСКУ

Для резки труб под фаску используют специальные машинки, позволяющие обеспечивать правильность реза, что в свою очередь сокращает время центровки стыков и способствует лучшему качеству сборки.

Машинки бывают с ручным приводом типа РФ и с механическим типа "Спутник".

Для получения нужного скоса резак, закрепленный на каретке, может быть установлен под любым углом к продольной оси трубы.

Благодаря простоте конструкции и небольшой массе они удобны для использования в трассовых условиях.

Техническая характеристика машинок типа РФ

Диаметр разрезаемых труб, мм	529	720	820	I020
Толщина разрезаемого металла, мм	7	8	9	I2
Скорость резки, мм/мин	2,8-3,0	3,4-3,9	4,2-4,4	6,0-6,5
Давление кислорода, кгс/см^2	3,0-3,5	3,0-3,5	3,0-3,5	4,0-5,0
Масса приспособлений, кг:				
с зубчатой скобой...	30	40	43	-
с цепью	22,5	30,0	30,0	40,0

Техническая характеристика газорежущей машинки типа "Спутник 2"

Диаметр разрезаемых труб, мм 529-1420
Толщина разрезаемого металла, мм 4,5-5,0
Скорость резки, мм/мин 200-700
Питание мотора тележки:
переменный ток, В 220
постоянный ток, В 24
Масса, кг 14

РУЧНЫЕ РЕЗАКИ

Ручные резаки применяют для резки металла, преимущественно труб. Резаки типа "Пламя" и РР-53 являются универсальными. Резак РЗР-56 используют для разделительной резки с пропанбутановой смесью вместо ацетилена. Резаки РГС-70 и РГм-53 присоединяются к стволу сварочной горелки при помощи накидной гайки.

Техническая характеристика

Показатели	Типы резаков				
	"Пламя"	РР-53	РГС-70	РГМ-53	РЗР-56
Горючее	Ацетилен	Ацетилен	Ацетилен	Ацетилен	Пропан, бутан, метан
Толщина разрезаемой стали, мм	3-300	3-300	до 50	30	до 300
Давление, кгс/см^2:					
кислорода	2,5-14	3-14	3-7	3-6	3-12
горючего	-	0,01-0,5	0,01-0,5	0,01-0,5	-
Расход, м^3/ч:					
кислорода	2,4-42	2,6-42	2,5-8,5	2,5-5,2	3,6-40
горючего	0,5-1,2	0,8-0,6	0,35-0,6	0,35-0,55	0,4-0,7 / 1,1-1,9

Показатели	Типы резаков					
	"Пламя"	РР-53	РГС-70	РГМ-53	Р8Р-56	РАП-60
Количество мундштуков:						
наружных	5	2	I	I	2	I
внутренних	3	5	2	I	5	I
Длина, мм	-	520	260	255	550	700
Масса, кг	-	I,3	0,5	0,47	I,I	I,2

СВАРОЧНЫЕ УСТАНОВКИ

В качестве источников питания дуги при производстве сварочно-восстановительных работ на магистральных газопроводах применяют однопостовые, монтируемые на раме, или передвижные многопостовые сварочные установки с двигателями внутреннего сгорания. Сварочные многопостовые установки предназначены для сварки неповоротных стыков труб в полевых условиях, главным образом в труднопроходимых и заболоченных местах.

Установки могут быть использованы в условиях Севера при температуре воздуха до -40°С.

Техническая характеристика

Показатели	Тип агрегата			
	АСБ 300	СДУ 2Б	СДУ 2БI	СЧУА
Количество сварочных постов, ед	I	2	2	4
Удельное давление на грунт, кгс/см²	-	0,59	0,34	0,62
Скорость движения, км/ч	-	2,35-I0,I5	2,36-5,4	2,36-I0,I5
Потребляемая номинальная мощность, л.с.	-	42	42	74
Габариты, мм:				
длина	I900	5235	5730	5770
ширина	800	2460	3250	2460
высота	I370	3040	3040	3040
Масса, кг	900	I3500	I540	I460

Показатели	Тип агрегата			
	АСБ 300	СДУ 2Б	СДУ 2БІ	СЧУА
Двигатель, марка	ГАЗ-МК	Д-I08	Д-I08	Д-I08
Мощность двигателя, л.с.	39	I08	I08	I08
Сварочный генератор, тип	СМГ-2Г	ГСО-300-5	ГСО-300-5	ГСО-300-5
Мощность, кВт	7,5-9,0	7,5-9,0	7,5-9,0	7,5-9,0
Напряжение номинальное, В	30	30	30	30

СОДЕРЖАНИЕ

I. Общие положения 3

2. Методы капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов 8

3. Подготовительные работы I3

4. Земляные работы I5

5. Подъемно-очистные работы 22

6. Сварочно-восстановительные работы 33

7. Изоляционно-укладочные работы 35

8. Техника безопасности при производстве капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов 54

Приложения 63

Приложение I. Исполнительная документация капитального ремонта магистрального газопровода 65

Приложение 2. Приборы для определения положения газопровода I00

Приложение 3. Машины для производства земляных работ I04

Приложение 4. Грузоподъемные и транспортные машины..... II5

Приложение 5. Машины для очистки и изоляции газопроводов диаметром 529-I020 мм I2I

Приложение 6. Сварочное оборудование I3I

Правила

производства капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов

ВСН 2-II2-79

Миннефтегазстрой

Издание ВНИИСТа

Редактор Л.С.Панкратьева
Корректор С.П.Михайлова
Технический редактор Т.В.Берешева

Л-66953 Подписано в печать 2/XI 1979 г. Формат 60х84/I6
Печ.л. 9,0 Уч.-изд.л. 7,3 Бум.л. 4,5
Тираж 750 экз. Цена 73к. Заказ 60

Ротапринт ВНИИСТа

gost.e-ecolog.ru