

**Национальная академия наук Украины
Институт геофизики им. С.И. Субботина**

В.П. Нагорный, В.М. Глоба

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Киев – 2012

Магистральные трубопроводы / В.П. Нагорный, В.М. Глоба: под редакцией В.П. Нагорного; НАН Украины, Институт геофизики им. С.И. Субботина. – Киев, 2012. – С. 310, ил. 225, табл. 22, библ. 48.

ISBN 978-966-02-6361-1

Приведена краткая история и основные этапы развития нефтегазотранспортных артерий – магистральных трубопроводов. Описаны основные сооружения трубопроводов, их классификация, категоричность и параметры.

Рассмотрены технологические процессы при строительстве линейной части трубопроводов: подготовительные, земляные, транспортные, сварочно-монтажные, изоляционно-укладочные работы, вопросы испытания трубопроводов на прочность и герметичность.

Описана технология строительства морских трубопроводов и переходов через естественные и искусственные препятствия. Изложены вопросы охраны окружающей среды при строительстве трубопроводов.

Кроме линейной части магистральных трубопроводов, в книге нашли отражение и сосредоточенные объекты: компрессорные и нефтеперекачивающие станции, резервуарные парки для хранения нефти и нефтепродуктов, подземные газонефтехранилища.

Для широкого круга читателей, и в первую очередь для молодежи, выбирающей будущую профессию.

Магістральні трубопроводи / В.П. Нагорний, В.М. Глоба: за редакцією В.П. Нагорного; НАН України, Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна. – Київ, 2012. – С. 310, іл. 225, табл. 22, бібл. 48.

Приведена коротка історія і основні етапи розвитку нафтогазотранспортних артерій – магістральних трубопроводів. Описані основні споруди трубопроводів, їх класифікація, категоричність і параметри.

Розглянуті технологічні процеси при будівництві лінійної частини трубопроводів: підготовчі, земляні, транспортні, зварювально-монтажні, ізоляційно-укладальні роботи, питання випробовування трубопроводів на міцність і герметичність.

Описана технологія будівництва морських трубопроводів і переходів через природні і штучні перешкоди. Викладені питання охорони навколишнього середовища при будівництві трубопроводів.

Окрім лінійної частини магістральних трубопроводів, в книзі знайшли відображення і зосереджені об'єкти: компресорні і нафтоперекачувальні станції, резервуарні парки для зберігання нафти і нафтопродуктів, підземні газонефтоховища.

Для масового читача, і в першу чергу для молоді, яка обирає майбутню професію.

Рекомендовано до друку Робочою секцією геодинаміки вибуху Вченої ради Інституту геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України (протокол № 2 від 15.02.2012 р.).

ISBN 978-966-02-6361-1 © Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна
НАН України, 2012
© В.П. Нагорний, В.М. Глоба, 2012

Содержание

Введение	6
Раздел 1. История и этапы развития магистральных трубопроводов	8
1.1. Первые шаги трубопроводов	8
1.2. У истоков транспорта нефти и нефтепродуктов	9
1.3. Этапы развития трубопроводного транспорта углеводородов	16
1.3.1. Нефтепроводы	17
1.3.2. Газопроводы	30
Раздел 2. Назначение, состав и основные сооружения магистральных трубопроводов	49
2.1. Назначение магистральных трубопроводов	49
2.2. Состав и основные сооружения магистральных газопроводов	51
2.3. Состав и основные сооружения магистральных нефтепроводов	55
Раздел 3. Конструктивные решения, классификация и основные параметры магистральных трубопроводов	59
3.1. Конструктивные решения магистральных трубопроводов	59
3.2. Классификация трубопроводов и категоричность участков	62
3.3. Трасса магистральных трубопроводов	63
3.3.1. Характеристика и основные требования к трассе	63
3.3.2. Выбор оптимальной трассы	65
3.4. Основные параметры магистральных трубопроводов	71
3.4.1. Трубы и их характеристика	71
3.4.2. Пропускная способность трубопроводов	75
3.4.3. Толщина стенки и прочность трубопроводов	76
3.4.4. Металлоемкость и капитальные затраты на строительство трубопроводов	77
Раздел 4. Основы проектирования и организации строительства магистральных трубопроводов	79
4.1. Основные сведения о проектировании магистральных трубопроводов	79
4.2. Основы организации строительства магистральных трубопроводов	83
4.2.1. Некоторые понятия и термины	83
4.2.2. Поточный метод строительства магистральных трубопроводов	85

4.2.3.	Транспортная схема строительства магистральных трубопроводов	88
4.2.4.	Продолжительность строительства магистральных трубопроводов	90
Раздел 5.	Подготовительные работы	91
5.1.	Строительная полоса и ее параметры	91
5.2.	Технология проведения подготовительных работ	94
Раздел 6.	Погрузочно-разгрузочные и транспортные работы	101
Раздел 7.	Земляные работы	107
7.1.	Параметры земляных сооружений	107
7.2.	Технология проведения земляных работ	112
7.2.1.	Разработка траншей в нормальных условиях и в мерзлых грунтах	113
7.2.2.	Разработка траншей в условиях болот и обводненной местности	122
7.2.3.	Земляные работы в горных условиях	128
7.2.4.	Земляные работы в условиях пустынь и орошаемых земель	135
Раздел 8.	Сварочно-монтажные работы	137
8.1.	У истоков сварки	137
8.2.	Способы сварки трубопроводов	144
8.3.	Технология сварочно-монтажных работ	152
8.4.	Контроль качества сварных соединений	169
Раздел 9.	Изоляционно-укладочные работы	173
9.1.	Изоляционные покрытия трубопроводов и их конструкции	173
9.2.	Технология проведения изоляционно-укладочных работ	179
9.2.1.	Технология проведения изоляционно-укладочных работ в нормальных условиях трассы	180
9.2.2.	Укладка трубопроводов из труб с заводской изоляцией	185
9.2.3.	Проведение изоляционно-укладочных работ в горных условиях	189
9.2.4.	Проведение изоляционно-укладочных работ в условиях болот	195
9.3.	Контроль качества изоляционно-укладочных работ	199
Раздел 10.	Переходы магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия	203
10.1.	Подземные переходы трубопроводов через автомобильные и железные дороги	203
10.2.	Переходы трубопроводов через водные преграды	209
10.3.	Надземные переходы трубопроводов	218

10.4.	Прокладка трубопроводов в тоннелях	224
Раздел 11.	Морские трубопроводы	227
11.1.	Технология строительства морских трубопроводов	228
11.2.	Газ в Европе по дну Балтийского моря («Северный поток»)	235
Раздел 12.	Очистка полости и испытания трубопроводов	238
12.1.	Очистка полости магистральных трубопроводов	239
12.2.	Испытания магистральных трубопроводов на прочность и герметичность	243
Раздел 13.	Электрохимическая защита магистральных трубопроводов от коррозии	247
13.1.	Коррозия трубопроводов и ее разновидности	247
13.2.	Катодная защита магистральных трубопроводов.	250
13.3.	Протекторная защита магистральных трубопроводов	253
13.4.	Защита магистральных трубопроводов от блуждающих токов	254
Раздел 14.	Охрана окружающей среды при строительстве магистральных трубопроводов	257
14.1.	Влияние строительства магистральных трубопроводов на окружающую среду	257
14.2.	Основные мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистральных трубопроводов	260
Раздел 15.	Сосредоточенные объекты магистральных трубопроводов	267
15.1.	Компрессорные станции	267
15.2.	Нефтеперекачивающие станции	275
15.3.	Резервуарные парки для хранения нефти и нефтепродуктов	278
15.4.	Подземные газонефтехранилища	286
15.4.1.	Общие сведения	286
15.4.2.	Подземные хранилища природных газов	288
15.4.3.	Подземные хранилища в соляных структурах	291
15.4.4.	Подземные хранилища шахтного типа	294
15.4.5.	Подземные ледопородные хранилища	297
15.4.6.	Подземные хранилища, образованные глубинными (камуфлетными) взрывами	299
Заключение		301
Список используемой литературы		303
Хроника магистральных трубопроводов		305

Введение

Авторы данной книги, не претендуя на широкое и полное освещение всех аспектов и вопросов, связанных с магистральными трубопроводами, решили обобщить имеющиеся публикации, информацию, накопленный опыт в отрасли за последние 20–30 лет и ознакомить читателей, интересующихся этой проблемой.

Книга включает в себя введение, 15 разделов и заключение. В первом разделе приведены исторические моменты и этапы развития магистральных трубопроводов. Второй и третий разделы знакомят читателя с основными сведениями о магистральных трубопроводах (назначение, состав сооружений, классификация, основные параметры).

Вопросам проектирования и организации строительства посвящен четвертый раздел. Он знакомит читателя с основами проектирования, поточным методом строительства и транспортной схемой.

Вопросы технологии строительства рассматриваются в 5, 6, 7, 8 и 9 разделах. Здесь нашли описание технологические процессы строительства линейной части магистральных трубопроводов, в которые входят подготовительные, погрузочно-разгрузочные, транспортные, земляные, сварочно-монтажные и изоляционно-укладочные работы. Изложение вопросов тесно связано с механизацией процессов, применением современных методов и техники.

Учитывая сложность сооружения переходов магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия, эти вопросы сведены в отдельный десятый раздел. В нем рассмотрены вопросы сооружения переходов через автомобильные и железные дороги, водные препятствия и горные перевалы.

В книге нашло отражение и сооружение морских трубопроводов. В 11 разделе описаны методы и технология их строительства, особое внимание уделено строительству трубопровода «Северный поток» по дну Балтийского моря. Из 12 раздела читатели узнают как проводятся очистка и испытание магистральных трубопроводов. Описаны методы испытания, порядок проведения работ и необходимое оборудование.

Уложенный в траншею и засыпанный грунтом трубопровод, в процессе эксплуатации подвергается коррозии, поэтому необходимы

активные методы борьбы с ней. Противостоять коррозии призвана электрохимическая защита. Эти вопросы изложены в 13 разделе, где рассмотрены: катодная и протекторная защита, а также защита от блуждающих токов.

Линейная часть магистральных трубопроводов завершается 14 разделом «Охрана окружающей среды». В нем приведены основные мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистральных трубопроводов.

Магистральный трубопровод, как сложное комплексное инженерное сооружение, включает кроме линейных сооружений и целый ряд сосредоточенных объектов, без которых его нормальное функционирование невозможно. В 15 разделе рассмотрены эти сосредоточенные объекты: компрессорные и нефтеперекачивающие станции, резервуарные парки для хранения нефти и нефтепродуктов, подземные газонефтехранилища. Дано описание этих объектов, технологические схемы работы, методы и технологии строительства.

В конце книги приведена хроника строительства магистральных трубопроводов.

При написании книги авторы использовали опубликованные книги, монографии, Интернет.

Авторы признательны Я.А. Юшициной за подготовку компьютерной верстки книги.

Раздел 1

ИСТОРИЯ И ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

1.1. Первые шаги трубопроводов

Трубопроводом называется протяженное сооружение из труб, плотно соединенных между собой с помощью сварки или муфтовых соединений. Еще не было известно о нефти, а человек уже использовал трубы и трубопровод в повседневной жизни. В пятом тысячелетии до нашей эры китайцы транспортировали воду по бамбуковым трубам на рисовые поля. В древнем Египте, добываемая из глубоких колодцев вода, отводилась по деревянным, медным и свинцовым трубам. В Кносском дворце на о. Крит в 2 000 году до н. э. для водоснабжения и отвода сточных вод использовались керамические, а в древнеиндийском городе Махенджо-Даро для отвода стоков из домов применялись глиняные трубы.

Деревянный трубопровод прослужил человечеству достаточно долго. В XI веке в России был сооружен водопровод из деревянных труб для подачи воды в Новгород из р. Волхов. Внутренний диаметр труб составлял 140 мм, наружный – 300 мм. Последнее упоминание об использовании деревянных труб для водопровода относится к середине XVIII века. Это был водопровод, построенный в Санкт-Петербурге в 1735 г., для снабжения водой знаменитого фонтана Самсон (скульптор Б.К. Растрелли) (рис. 1.1).



Рис. 1.1. Фонтан Самсон (скульптор Б.К. Растрелли, 1735 г.)

В XVII веке в Лондоне функционировал деревянный водопровод, прослуживший 200 лет. В Бостоне (США) водопровод прослужил с середины XVII до середины XVIII века.

Около 3 000 лет до н. э. появились медные трубы. Известен водоток в древнегреческом храме, изготовленный за 2 700 лет до н. э. В Древнем Риме применялись свинцовые трубопроводы для подачи питьевой воды и снабжения общественных бань. Самый длинный из них имел длину 91 км.

В бронзовом веке появились бронзовые трубы. Так, в Иерусалиме из бронзовых труб был построен водопровод за 130 лет до н. э. Первый напорный водопровод на Руси был построен в 1631 г. из свинцовых труб на территории Московского Кремля. По трубам при помощи водоподъемной машины вода подавалась в различные службы.

По мере развития плавильного дела человечество научилось использовать для изготовления труб различные материалы. Появились, кроме медных и свинцовых – чугунные, стальные, асбестоцементные и, наконец, пластмассовые трубы.

Так, задолго до появления трубопроводов, по которым транспортируются углеводороды (нефть, газ, нефтепродукты), человечество использовало трубопроводы в повседневных потребностях.

1.2. У истоков транспорта нефти и нефтепродуктов

Как только была найдена нефть, началась ее промышленная добыча и поиски рынков сбыта. Возникла большая проблема, ограничивающая развитие нефтяной промышленности – транспорт. Перевозка нефтяных грузов обходилась очень дорого и нередко расходы на нее превышали стоимость готовых нефтепродуктов.

Еще за много лет до появления трубопроводов, нефть транспортировали от мест добычи к местам потребления различными транспортными средствами.

Археологи установили, что за 6 000 лет до н. э. на берегу реки Ефрат в Иудеи существовал нефтяной промысел. Добытая здесь нефть переправлялась вниз по Ефрату к городу Ур и применялась в строительном деле. Для перевозки нефти по реке строились специальные наливные сосуды. Грузоподъемность этих древних «танкеров» достигала 5 т.

Издавна нефть хранили и перевозили в амфорах, кожаных мешках (борюках) и бочках. Так, в Киевской Руси нефть с территории бывшего Тмутараканского княжества вывозилась византийскими кораблями в амбарах и использовалась ими для изготовления грозного боевого оружия – «греческого огня» (рис. 1.2).



Рис. 1.2. «Греческий огонь»

Во времена царствования Бориса Годунова (1598–1605 г.г.) нефть привозили в Москву из Печорских лесов с реки Ухта в бочках.

С открытием месторождений нефти в районе Баку и в Пенсильвании (США) в XIX веке началась эпоха нефти. В это время транспорт нефти был и оставался на долгий период одной из проблемных сфер.

В 60-е годы XIX века нефтяной бум захватывает Бакинский район. Балаханы, Сабучаны, Романы собирают тысячи людей, пытающихся разбогатеть на добыче, переработке и транспорте нефти. Только в районе Шайтан Базар, считавшимся перспективным по нефтедобыче, на территории в 150 десятин было заложено 120 скважин и работало 110 фирм (рис. 1.3).

Одновременно с добычей строились и нефтеперегонные заводы. В 1869 году в Сураханах их было два, в Баку – 23. Кроме нефтеперегонных заводов в жилых домах было размещено много нефтеперегонных установок.

Освоение Бакинских промыслов сопровождалось скоплением огромного количества людей, постоянными пожарами, загрязнением жилых помещений копотью, сажой и было, как сказал известный в то время промышленник В.И. Рагозин, «без счета и расчета».

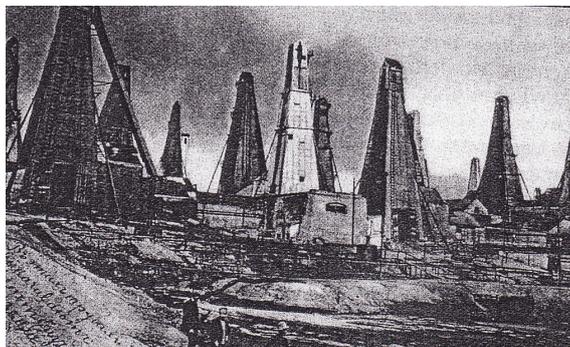


Рис. 1.3. Бакинские нефтепромыслы

Много лет спустя, побывавший на бакинских нефтепромыслах Максим Горький, писал: «Нефтяные промыслы остались в моей памяти гениально сделанной картиной мрачного ада» (рис. 1.4).



Рис. 1.4. Пожар на нефтяном промысле Баку

Все это заставило местные власти сосредоточить переработку нефти на удалении от города в так называемом Черном городе. Доставка нефти от промыслов к заводам Черного города осуществлялась на верблюдах (в бурдюках) и арбах. Более 10 тысяч извозчиков было занято доставкой нефти (рис. 1.5).



а)



б)

Рис. 1.5. Перевозка нефти на верблюдах (а) и арбах (б)

С 70-х годов XIX столетия бурдюки были вытеснены деревянными бочками емкостью по 20–25 пудов. Этот способ доставки был чрезвычайно дорогим. В начале 70-х годов доставка одного пуда нефти с промыслов в Баку гужевым транспортом (на расстояние 12 верст) обходилась в 5 коп., в то время как пуд сырой нефти стоил 3 коп., из которых 1,5 коп. тратили на доставку нефти от промыслов до берега моря, в 0,5 коп. обходилась добыча и 1 коп. составляла прибыль. В 1877 г. доставка пуда нефти из Балаханов в Черный город уже обходилась 20 коп.

Местное население покупало нефть в мелкой таре (в амфорах и банках). В торговлю нефтью подключались и дети (рис. 1.6). Уже в эти годы нефть доставлялась гужевым транспортом в бочках во многие города России (рис. 1.7).



Рис. 1.6. Дети-торговцы нефтью (Бакинский район конец XIX ст.)

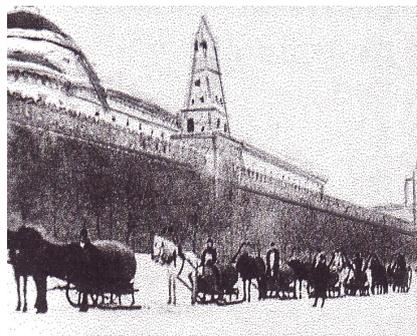


Рис. 1.7. Караван с нефтью в Москве возле Кремлевской стены

В США для хранения и транспортировки нефти также использовались деревянные бочки. Бочки изготавливались из американского дуба и были высокого качества. Для водостойкости они промазывались гудроном. Через водные преграды бочки с нефтью транспортировались на плотках (рис. 1.8).

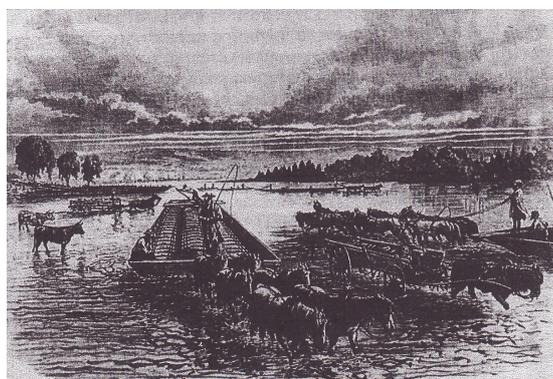


Рис. 1.8. Перевозка нефти на плотках (Пенсильвания, США)

В России с 1876 г. компанией братьев Нобель было освоено изготовление бочек из сосны, которые по качеству не уступали американским.

На год позже в США появились жестяные канистры для нефти, устанавливаемые по две штуки в специальные деревянные контейнеры. В этот же период появились и первые железные бочки на

заклепках. К концу XIX века деревянные бочки были окончательно вытеснены из обихода.

Огромную роль в транспорте нефтяных грузов играл (и продолжает играть) водный транспорт. Для этих целей использовались сухогрузы – гребные, парусные и паровые суда, на которые нефть грузилась в амфорах или бочках.

Большое внимание водным перевозкам нефти в России уделял Петр I. В 1725 г. была утверждена первая инструкция о правилах перевозки нефти на судах по Каспию и Волге. Первые суда для транспортировки нефти по Каспию имели деревянную обшивку. Для предохранения судна от загнивания его обтирали соленой рыбой, чтобы деревянная обшивка судна пропиталась рыбьим жиром. Затем судно использовалось для перевозки нефти.

В 1873 г. братья Артемьевы приспособили под налив нефти деревянную парусную шхуну «Александр». Первые железные баржи для перевозки нефти по Волге были построены в середине XIX века обществом «Кавказ и Меркурий». Длина судов с повышенной пожаробезопасностью достигала 55 м, ширина – от 1,4 до 4,3 м.

Первым в мире металлическим нефтеналивным судном стал пароход «Зороастр», построенный в 1877 г. по заказу «Товарищества братьев Нобель» на Линдхольменской верфи в Швеции. Пароход был назван в честь древнеиранского пророка, поклонявшегося огню. Для обеспечения пожарной безопасности его грузовые трюмы (танки) были отделены от машинного отсека двойной перегородкой, внутрь которой заливалась вода. Пароход «Зороастр» имел грузоподъемность 250 т, плавал по Каспийскому морю и был первым в мире танкером (рис. 1.9).



Рис. 1.9. Первый в мире наливной морской пароход «Зороастр» (1877 г.)

Большую роль в развитии нефтедобычи и транспорта нефтяных грузов в России сыграли шведские промышленники братья Нобель, которые включились, как и многие другие фирмы, в борьбу за Бакинскую нефть. В 1879 г. Роберт и Людвиг Нобель (рис. 1.10, 1.11) организовали в Баку компанию «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель». За короткий период Нобели стали владельцами больших нефтепромыслов и нефтеперерабатывающих заводов.

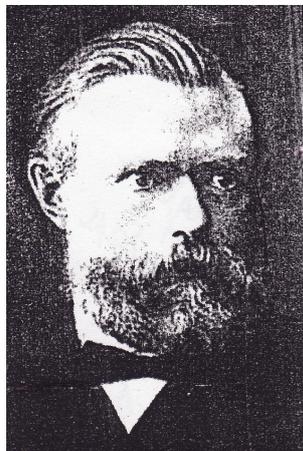


Рис. 1.10. Роберт Нобель (1820–1896 г.г.) Рис. 1.11. Людвиг Нобель (1831–1888 г.г.)

В 1880 г. фирма братьев Нобель построила в своих мастерских две железные баржи длиной по 75 м и грузоподъемностью до 35 тыс. пудов для перевозки керосина. Позже по заказу Нобелей в Швеции для перевозки керосина были построены еще две железные баржи длиной по 85 м.

В этот период большие инженерные разработки были выполнены выдающимся русским инженером и ученым В.Г. Шуховым (рис.1.12).

По его проекту и под его руководством в Саратове были построены первые речные нефтеналивные баржи. Впервые в мире они собирались из отдельных секций, что позволило сократить сроки спуска барж со стапелей. С начала XX века по Волге уже курсировало 117 железных барж для перевозки нефти и нефтепродуктов.



Рис. 1.12. В.Г. Шухов (1853–1939 г.г.)

Одновременно с водным транспортом к нефтеперевозкам подключается и железнодорожный. Железнодорожную цистерну придумали в 70-е годы XIX ст. в Америке. К началу нефтяной лихорадки цистерны на платформах стали обычным явлением на железных дорогах.

В России владельцы железных дорог сопротивлялись применению железнодорожных цистерн. Они справедливо опасались пожароопасности нефти и низкого коэффициента полезного действия грузооборота цистерн, так как груз перевозился только в одном направлении, а в обратную сторону цистерны двигались порожняком. Однако, учитывая их грузоподъемность, быструю разгрузку и заполнение, цистерны все же нашли свое применение. В 1872 г. мастерскими Московско-Нижегородской железной дороги были изготовлены первые в России железнодорожные нефтеналивные цистерны.

1.3. Этапы развития трубопроводного транспорта углеводородов

Развитие добычи нефти, первые шаги в нефтепереработке и поиске рынков сбыта, требовало изыскания новых, более эффективных видов транспорта – им стал трубопроводный. Сегодня в мире по трубам перекачивается нефть и нефтепродукты, природный

газ, химическое сырье и продукция из него, вода, пар, угольная суспензия, рудный концентрат, отходы руды, серы, магнезита, известняка и тому подобное. Как видим, нет ни одной отрасли промышленности, где бы ни применялся трубопроводный транспорт.

Из приведенного перечня трубопроводного транспорта мы начнем рассказывать читателю о магистральных нефтепроводах.

1.3.1. Нефтепроводы

Появление первых нефтепроводов относится ко второй половине XIX в. На заре промышленной нефтедобычи в США в 1865 г. между несколькими скважинами на месторождении Ойл-Крик был проложен деревянный трубопровод, в который нефть нагнеталась при помощи насоса. Извозчики, терявшие доход из-за появления новинки, сожгли нефтепровод, но уже через год большинство скважин нефтяного района вновь были соединены трубами друг с другом и с железной дорогой.

Появление трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов в России связано с промышленным освоением нефтяных месторождений Баку и Грозного. Идея о необходимости строительства нефтепровода в этом районе была выдвинута в 1863 г. великим русским ученым Д.И. Менделеевым (рис. 1.13).



Рис. 1.13. Д.И. Менделеев (1834–1907 г.г.)

В период нефтяного бума он посетил вблизи Баку нефтеперерабатывающий завод В.А. Кокорева и рекомендовал построить трубопровод для перекачки нефти с промыслов на завод и

от завода до причалов на Каспийском море, что позволило бы существенно сократить затраты на перевозку. Однако, на тот момент, его предложение не было осуществлено.

В Америке в то время успели опередить Д.И. Менделеева. В 1865 г. владелец нефтяных скважин в горах Пенсильвании Сэмюэль Ван Сикель вместе с инженером Уильямом Сноу построили и запустили в эксплуатацию первый нефтепровод протяженностью 8 км. Построив нефтепровод, Ван Сикель снизил цену транспортировки до 1 дол., при цене ее доставки в бочках до 6 дол. за баррель (рис. 1.14).



Рис. 1.14. Первый металлический нефтепровод в Пенсильвании (США)

Первый магистральный нефтепровод большой длины был построен в США у реки Делавер (рис. 1.15).



Рис. 1.15. Строительство первого в США магистрального нефтепровода

В эти годы Д.И. Менделеев с горечью писал: «Американцы будто подслушали и трубы завезли и учредили не подле колодцев, а там, где рынки, и сбыт, и торговые пути».

И все же нефтепроводу в Баку суждено было быть. В 1877 г. в Баку открылось отделение Строительной конторы предпринимателя А.В. Бари (рис. 1.16), где главным инженером становится известный уже в то время инженер В.Г. Шухов.

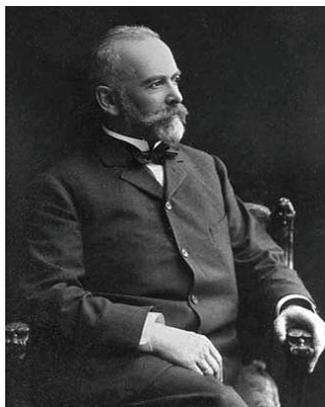


Рис. 1.16. А.В. Бари (1847–1913 г.г.)

Вскоре контора А.В. Бари получает подряд на строительство трубопровода от Балаханских промыслов к заводам Л. Нобеля в Черном городе, пропускной способностью 80 тыс. пудов нефти в сутки. Идея Д.И. Менделеева была воплощена в проекте В.Г. Шухова. Он рассчитал трубопровод на прочность и разработал графоаналитический метод расположения насосных станций. По проекту длина нефтепровода составляла 10 км, диаметр труб 76 мм.

В процессе строительства возникали трудности и противодействия противников – владельцев бондарных предприятий по перевозке нефти и самих извозчиков. Однако трудности не сломили В.Г. Шухова и трубопровод в 1879 г. был построен.

Этот год вошел в историю как год строительства первого промышленного нефтепровода в России, а сам трубопровод явился родоначальником гигантской сети магистральных трубопроводов (рис. 1.17).



Рис. 1.17. Первый в России нефтепровод Балаханы – Черный город

Преимущество нефтепровода быстро было оценено конкурентами Л. Нобеля, и контора Бари получает заказы на строительство новых трубопроводов, проектирование которых было поручено В.Г. Шухову.

Уже в 1879 г. вводится в эксплуатацию второй нефтепровод Балаханы – Черный Город протяженностью 12,9 км, диаметром 70 мм.

В период 1897–1906 г.г. по проекту В.Г. Шухова был построен самый большой на то время в мире по протяженности магистральный продуктопровод Баку – Батуми диаметром 200 мм и длиной 835 км.

Строительно-монтажные работы велись вручную, трубы соединялись между собой с помощью резьбовых муфт. Покрывались трубы антикоррозионной изоляцией – свинцовым суриком на олифе с последующей обмоткой джгутовой тканью. На трассе трубопровода было расположено 16 насосных станций. На горном участке трубопровод был проложен в четырехкилометровом Сурамском туннеле.

К концу XIX столетия общая протяженность нефтепроводов из районов Баку составила 230 км с ежегодным объемом перекачки до 1 млн. тонн. В 1881 г. В.Г. Шухов публикует свою работу «Трубопроводы и применение их в нефтяной промышленности», которая стала основным руководством при проектировании трубопроводов.

С увеличением нефтедобычи в Баку возникли проблемы с транспортом нефти и нефтепродуктов в другие районы России и даже на экспорт. Поэтому идея дальнейшего строительства трубопроводов постоянно волновала умы ученых и промышленников.

Период 1860–1914 г.г. в мировой экономике называли началом нефтяной эры. После старта в 1859 г. (начало добычи нефти в Пенсильвании, США), промышленная добыча нефти, ее рост шел неслыханно быстрыми темпами. Если в 1860 г. во всем мире было добыто всего 72 тыс. т, то к 1900 г. эта цифра выросла до 20,5 млн. т, а к 1914 г. – до 54 млн. тонн.

К концу 1914 г. почти все нефтепроводы находились в двух нефтедобывающих странах США и России. Общая протяженность нефте- и продуктопроводов в России составила 1 278 км. Хотя Россия и намного отставала по этому показателю от США (14 000 км), но уровень технической оснащенности строительства трубопроводов в России не уступал американскому.

События, последовавшие после 1914 года: Первая мировая война, революция 1917 г., Гражданская война, не способствовали строительству трубопроводов. После окончания Гражданской войны в СССР была проведена реконструкция трубопроводов и построены новые магистральные нефтепроводы на Кавказе – Сабунчи – Баку, Хадыженск – Туапсе, Махачкала – Грозный, Грозный – Туапсе.

В 1935 г. был спроектирован и построен магистральный нефтепровод Баку – Батуми, протяженностью 834 км и диаметром 250 мм, а позднее – нефтепровод Грозный – Туапсе протяженностью 649 км.

Дальнейшие успехи в развитии трубопроводного транспорта нефти в СССР были связаны с освоением месторождений Башкирии, Татарстана, Самары. В 1936 г. был построен нефтепровод Ишимбай – Уфа, протяженностью 168 км и диаметром 300 мм для перекачки нефти из первых скважин «Второго Баку» на Уфимский НПЗ.

До второй мировой войны протяженность системы магистральных нефтепроводов составила 4 100 км, 70 % которых применялись для перекачки сырой нефти.

С 1941 г. нефтяная промышленность страны перестраивалась на военный лад. Фронт и тыл надо было обеспечить горючим. Ставилась задача увеличить добычу нефти в старых и новых нефтяных районах и, прежде всего, между Волгой и Уралом, а также на Востоке.

Большую роль сыграла прокладка в 1942 г. бензопровода по дну Ладожского озера. Он был проложен за 43 дня под непрерывным огненным воздействием противника. Ежедневно по бензопроводу подавалось 400–600 т топлива в блокадный Ленинград.

Трубопровод помог ленинградцам выдержать блокаду и был второй «дорогой жизни». Первая «дорога жизни» проходила по поверхности замерзшего озера (рис. 1.18), вторая – бензопровод по дну. Бензопровод проработал без аварий более двадцати месяцев и был отключен после снятия блокады.



Рис. 1.18. «Дорога жизни» блокадного Ленинграда

Весной 1942 г. для обеспечения горючим армий Брянского и Ленинградского фронтов были проложены через речки Ока и Волхов металлические продуктопроводы диаметром 75 мм, а осенью этого же года для Сталинградского фронта был проложен трубопровод по дну Волги. В общей сложности с 1941 по 1945 г.г. было построено в стране 1 264 км магистральных трубопроводов.

В послевоенный период интенсивный рост добычи нефти в Закавказье и Урало-Поволжье потребовал создания сети магистральных трубопроводов. Для перекачки сырой нефти были построены нефтепроводы: Туймазы – Уфа-2, Туймазы – Омск, Ромашкино – Куйбышев, Куйбышев – Саратов, Ишимбай – Орск и др. Отличительными чертами того периода была механизация процесса сооружения трубопроводов, применение новых машин и материалов.

К концу 60-х годов XX в. общая протяженность магистральных нефтепроводов в СССР достигла 29 тыс. км и развивались они в трех основных направлениях:

- Урало-Сибирское (Альметьевск – Уфа – Омск – Новосибирск – Иркутск), длиной 8 530 км;

- Северо-Западное (Альметьевск – Горький – Ярославль – Кириши с ответвлением на Рязань и Москву), длиной более 1 700 км;
- Юго-Западное (от Альметьевска до Куйбышева и позже с вводом нефтепровода «Дружба»), длиной 3 500 км.

Открытие нефтяных залежей в 60-х годах в Татарии и Куйбышевской области послужило началом строительства трансевропейского нефтепровода «Дружба», по которому в 1964 г. нефть была подана на нефтеперерабатывающие и нефтехимические комбинаты Чехословакии, Венгрии, Польши и ГДР. Протяженность трубопровода с ответвлениями составила 5 500 км, из них 3 004 км в пределах России (рис. 1.19).



Рис. 1.19. Схема нефтепровода «Дружба» (1964 г.) [36]

Каждая из пяти стран строила на своей территории участки нефтепровода своими силами. Диаметр труб на трассе Куйбышев – Мозырь составила 1 020 мм, а северных и южных участков, разветвляющихся у Мозыря – от 529 до 820 мм.

По территории СССР нефтепровод пересек 18 больших рек (Волгу, Дон, Десну, Днепр и др.) и 440 небольших речек и балок, а также свыше 200 шоссе дорог. Трасса пересекла труднодоступные Пинские болота и горные участки Карпат (рис. 1.20). На трассе сооружено 46 насосных станций. По территории Польши нефтепроводу пришлось пересечь водные преграды – реки Вислу, Варту, Буг и Одер.

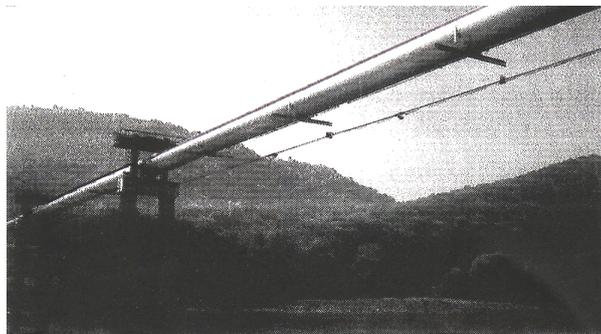


Рис. 1.20. Прокладка нефтепровода «Дружба» в Карпатах

Через пять лет возник вопрос об увеличении экспортных поставок СССР. Мощность нефтепровода «Дружба» стала недостаточной, и в 1974 г. по тем же трассам была проложена трубопроводная система «Дружба-2» диаметром труб до 1 220 мм (рис. 1.21).



Рис. 1.21. Строительство второй нитки нефтепровода «Дружба»

Пуск нефтепровода «Дружба-2» в эксплуатацию позволил увеличить экспортные возможности страны более чем в 2 раза. По масштабам проведения строительно-монтажных работ, нефтепровод «Дружба» был одной из грандиозных строек мира.

Разработка месторождений Западной Сибири стала началом расширения сети магистральных нефтепроводов. Появляются трубопроводы большой протяженности и больших диаметров.

Первыми крупными нефтепроводами, обеспечивающими транспорт нефти из Западной Сибири, становятся нефтепроводы Усть-Балык – Омск, Александровское – Анджеро-Судженск, протяженностью свыше 1 000 км каждый. В связи с освоением Тюменских месторождений основным направлением транспорта нефти становится Европейская часть страны.

Отличительными признаками 70-х годов стали высокие темпы строительства нефтепроводов. Строятся сверхдальние транзитные магистрали диаметром 1 000 и 1 200 мм. В этот период проложено более 3 500 км современных подземных трубопроводов диаметром 720 и 1 020 мм. Их доля составила 70 % от общей протяженности системы магистральных нефтепроводов, а грузооборот – 85 % суммарного грузооборота (рис. 1.22).

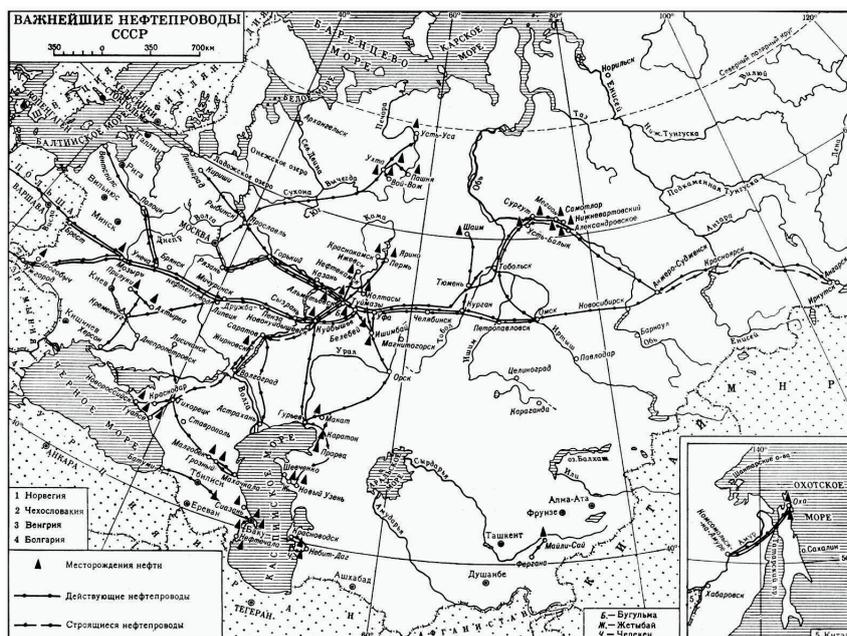


Рис. 1.22. Карта нефтепроводов СССР (1973 г.) [37]

В 80-е годы сооружаются северные магистральные трубопроводы: Сургут – Полоцк и Холмогоры – Клин, замкнувшие сеть магистральных нефтепроводов в единую систему нефтеснабжения страны. За 20 лет (1960–1980 г.г.) объем перекачки нефти по трубопроводам увеличился вдвое, грузооборот – в 5 раз, протяженность нефтепроводов составила 65 тыс. км.

Во второй половине XX века претерпела большие изменения нефтетранспортная система Западной Европы. Еще в 50-е годы начали сооружаться международные магистрали, обслуживающие несколько стран. Уже в 60-е годы в Западной Европе были проложены четыре основные системы нефтепроводов (табл. 1.1).

Таблица 1.1. Основные системы нефтепроводов Западной Европы 60-х годов

Наименование системы	Начальные и конечные точки	Протяженность, км	Пропускная способность, млн. т/год
Южно-Европейская	Фос (Франция) – Карлсруэ (ФРГ)	782	34,4
Центрально-Европейская	Генуя (Италия) – Ингольштадт (ФРГ)	931	7,0
Трансальпийская	Триест (Италия) – Ингольштадт (ФРГ)	480	25,0
Рейнско-Данайская	Карлсруэ (ФРГ) – Ингольштадт (ФРГ)	432	10,0

Нефтепроводы, как мощный вид транспорта XX века, строились в больших объемах во многих странах и континентах: США, Канаде, Новой Зеландии, Австралии и других странах. В 70-е годы первое место в мире занимали США, где сеть магистральных нефтепроводов составила около 70 % протяженности трубопроводов развитых капиталистических стран. В США нефтепроводы строились в основном диаметром 400–500 мм и только в 1968 г. был построен первый магистральный нефтепровод диаметром 1 000 мм.

Общая протяженность магистральных нефтепроводов в 70-е годы составила (тыс. км): СССР – 43, Северная Америка – 270, Южная Америка – 24, Западная Европа – 18, Страны Ближнего и Среднего Востока – 23, Африка – 15, Юго-Восточная Азия – 9.

Самым длинным в мире, на тот период, являлся нефтепровод «Дружба». Общая его протяженность, с разветвлениями в страны СЭВ, была 5 500 км. За ним следовал, проложенный в Канаде, нефтепровод Родуотер – Порт-Кредит – 4 800 км. Самым длинным трубопроводом в США считался продуктопровод «Литтл Бич Инг» Бьюмонт – Линдой – 2 400 км. Длинный на Среднем Востоке –

Трансаравийский нефтепровод – 1 700 км. Самым длинным нефтепроводом в Западной Европе считался бензопровод от порта Сен-Назер (Франция) до Нюрнберга (ФРГ) – 2 000 км.

В 70-е годы в США получила нефтяное развитие Аляска. В этом регионе было открыто пять крупных нефтяных месторождений, что предопределило строительство трансалюаскинского нефтепровода (с Севера арктической зоны к Тихоокеанскому побережью) протяженностью 800 миль (рис. 1.23).

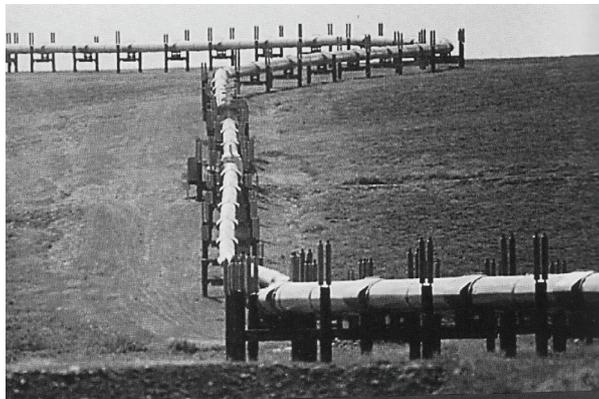


Рис. 1.23. Трансалуаскинский нефтепровод (США)

В СССР в 1980–1985 г.г. трубопроводная сеть нефти и нефтепродуктов увеличилась на 11 тыс. км. Только в 1983 г. были сданы в эксплуатацию нефтепроводы Павлодар – Чикмент, протяженностью 1 600 км с диаметром труб 850 мм и Грозный – Баку протяженностью 600 км с диаметром труб 720 мм, а также участок нового нефтепровода Холмогоры – Клин протяженностью 519 км с диаметром труб 1 200 мм.

После распада Советского Союза пятнадцать независимых государств разделили между собой имущество, в том числе и нефтепроводы. Произошла реорганизация нефтяной промышленности в целом и нефтетранспортной системы в частности. С этого момента берет отсчет новое время существования отрасли.

В России была основана нефтетранспортная компания «Транснефть», обеспечивающая транспорт 99,5 % добываемой в России нефти. Протяженность системы магистральных

нефтепроводов АК «Транснефть», соединяющей практически все районы добычи нефти в России с центрами переработки и экспортными терминалами, составила 48 500 км.

В 2003 году была начата прокладка транссибирского нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) со строительством ответвления для экспорта нефти в Китай. Нефтепровод соединил нефтяные месторождения Западной и Восточной Сибири с нефтетерминалом – портом Козьмино в заливе Находка (рис. 1.24).



Рис. 1.24. Участок строительства нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»

Этот нефтепровод позволил выйти на рынки США и стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Общая протяженность нефтепровода – 4 188 км.

При строительстве этой крупной нефтяной магистрали применялись современные методы и технологии производства работ. Трасса проходила по лесным массивам, пересекла много водных преград: реки Ангара, Амур и др. (рис. 1.25).

В декабре 2009 г. была запущена в эксплуатацию первая очередь нефтепровода ВСТО длиной 2 694 км и продуктивностью 30 млн. т в год.



Рис. 1.25. Прокладка нефтепровода под рекой Амур

Свою нефтепроводную историю имеет и Украина. Строительство нефтепроводов в Украине началось в 60-е годы прошлого столетия. Первым в 1962 г. был построен нефтепровод Долина – Дрогобыч длиной 58,4 км для снабжения нефтью Дрогобычского НПЗ.

Вторым нефтепроводом была первая нитка магистрального нефтепровода «Дружба». Его протяженность по территории Украины составила 684 км. В 1974 г. была введена в эксплуатацию вторая нитка диаметром 720 мм длиной по территории Украины 686,5 км.

С открытием в период 1970–1980 г.г. нефтяных месторождений в Черниговской и Полтавской областях была построена целая система нефтепроводов, в том числе нефтепровод Кременчуг – Херсон протяженностью 555 км и диаметром 720 мм, а с введением в строй Лисичанского НПЗ в 1975 г. был построен нефтепровод Тихорецк – Лисичанск, протяженностью 455 км.

С освоением в СССР нефтяных месторождений в Западной Сибири и необходимости поставок нефти в другие страны через нефтеперевальные комплексы в городах Одесса и Новороссийск в 1977–1978 г.г. были построены нефтепроводы Самара – Лисичанск и Тихорецкая – Лисичанск. В 1985 г. была введена в эксплуатацию вторая нитка нефтепровода Тихорецкая – Лисичанск протяженностью 185 км.

С распадом СССР и образованием самостоятельных государств Украина создала свою нефтетранспортную систему. Объемы строительства трубопроводов хотя и были снижены, все же вопросы увеличения нефтетранспортных связей, диверсификации поставок нефти на украинские НПЗ и расширения транзитных возможностей Украины были в центре внимания.

Нефтепроводная система Украины состоит из 19 магистральных нефтепроводов общей протяженностью 4 800 км. Главная задача системы – транзит российской нефти в Западную Европу по нефтепроводам «Дружба-1» и «Дружба-2».

Работу нефтепроводной системы Украины обеспечивает 51 нефтеперекачивающая станция, на которых работает 176 насосных агрегатов общей мощностью 356 тыс. кВт. Ежегодно по нефтетранспортной системе Украины может перекачиваться на Запад более 65 млн. т. нефти.

В 2002 году в Украине был построен нефтепровод Одесса – Броды. Длина нефтепровода составила 667 км, производительность – 14,5 млн. т в год. По нему предполагается транспортировать каспийскую и казахстанскую нефть из порта «Южный» под Одессой на НПЗ Восточной и Центральной Европы.

В 2005 году по нефтепроводам Украины было перекачано 46,6 млн. т, в том числе 31,3 млн. т транзитом, 15,2 млн. т – на НПЗ Украины, 5,0 млн. т – нефтепроводом Одесса – Броды. В 2010 году эти цифры выглядели так: перекачано – 29,8 млн. т нефти, в том числе транзитом – 20,1 млн. т, на нефтеперерабатывающие заводы Украины – 9,7 млн. т.

Географическое расположение Украины позволяет задействовать разнообразные источники поставки нефти из Азербайджана, Казахстана, Туркменистана, стран Ближнего и Среднего Востока и др., при этом существенно усилив роль государства как транзитера между нефтедобывающими регионами стран каспийского побережья и важными рынками сбыта в Европе.

1.3.2. Газопроводы

Первые упоминания о газопроводах уходят в далекие времена. В V веке н. э. в Китае впервые была осуществлена транспортировка газа по бамбуковым трубам. Бамбук в Китае считался хорошим строительным материалом (рис. 1.26).



Рис. 1.26. Так выглядит бамбук, нашедший широкое применение в Китае для транспортировки газа

Географ Чан Чу писал: «Люди использовали бамбуковые трубы, сохраняющие огонь и помогающие его перемещению из одного места в другое на расстоянии дня пути от колодца». В провинции Сычуань газ распределяли по бамбуковым трубопроводам на обширные площади и отправляли в другие города, где газ использовали также в качестве топлива (рис. 1.27).

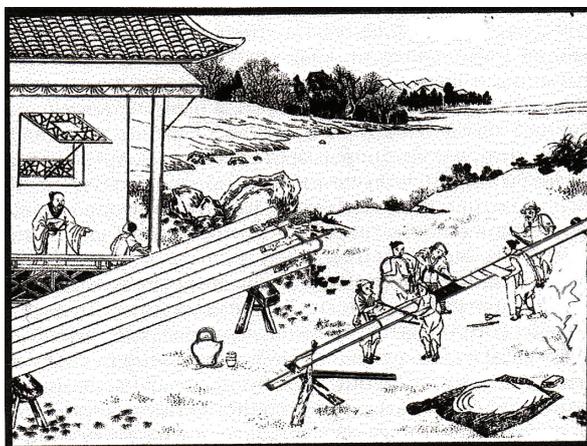


Рис. 1.27. Подготовка бамбуковых труб к укладке (Китай)

В X веке н. э. вблизи Баку местные жители научились отводить «дух вечных огней» (газ) к своим жилищам с помощью глиняных трубопроводов. На первых этапах широкое применение в быту и

технике имел не природный газ, который люди еще не научились хранить и транспортировать, а искусственный, получаемый в результате перегонки каменного угля и называемый светильным газом.

Родиной газовой техники была Англия. Английский механик и изобретатель Уильям Мердох (рис. 1.28) в конце XVII в. впервые в результате перегонки каменного угля получил газ для освещения и в 1809 году в Лондоне впервые были освещены улицы.



Рис. 1.28. Уильям Мердох (1754–1839 г.г.)

Немецкий ученый Вильгельм Август Лампидус (рис. 1.29) осветил улицу саксонского города Фрайберга. Вскоре газовое освещение распространилось и в других городах: Париже, Берлине, Дрездене.



Рис. 1.29. Вильгельм Август Лампидус (1772–1842 г.г.)

В России использование газа для освещения и отопления началось в первой половине XIX века, тогда же появились и первые газопроводы. В Санкт-Петербурге в 1835 г., а в Москве в 1865 г. были построены первые газовые заводы, производившие светильный газ из импортного каменного угля.

Широкому внедрению светильного газа для освещения способствовали работы русского ученого П.Г. Соболевского (1782–1841 г.г.). Он изобрел новый прибор для газового освещения – «термолампа». В 1819 году зажегся первый газовый фонарь в Санкт-Петербурге. В Москве газовое освещение появилось в 1850 году.

Однако человечество начало проявлять интерес и к природному газу. Со временем «чудо природы», «вечный огонь», как называли природный газ, перестал носить магический характер и получил естественнонаучное обоснование и широкое применение.

В 1834 году директор Бакинских нефтяных промыслов Н.И. Воскобойников подал записку министру финансов, в которой предлагал использовать природный газ как топливо. В 1860 году на керосиновом заводе в Баку природный газ применялся не только для отопления, но и для освещения.

Днем рождения современного газопроводного транспорта в мире считают 27 августа 1859 года. В этот день в США бывший железнодорожный кондуктор Эдвин Дрейк (рис. 1.30) при поисках нефти пробурил в штате Пенсильвания скважину глубиной 25 м.



Рис. 1.30. Эдвин Дрейк (1819–1880 г.г.)

Каково было удивление, когда вместо нефтяного факела из скважины неожиданно пошел природный газ. Дрейк построил трубопровод диаметром 5 см и длиной 9 км, по которому газ поступил в город Титусвилль и использовался для освещения и приготовления пищи.

Первые газопроводы в XIX в. были изготовлены из чугунных труб. К концу XX века добыча газа в ряде стран достигла больших объемов. В США на тот период добывалось 20 млрд. м³ природного газа и к 1918 году общая протяженность газопроводов в стране достигла 22 тыс. км. В связи с увеличением давления транспортируемого газа возникла необходимость замены чугунных труб на стальные (рис. 1.31).



Рис. 1.31. Первый стальной газопровод в США (1900 г.)

Развитие газовой промышленности России шло замедленными темпами, что сказалось на строительстве газовых магистралей.

До начала Великой Отечественной войны в СССР промышленные запасы природного газа были известны только в Прикарпатье, на Кавказе, в Заволжье и на Севере (Коми АССР). До 1941 года развитие газопроводного транспорта в СССР характеризовалось сооружением газопроводов из труб малых диаметров (100–350 мм). Они предназначались для подачи газа от месторождений с небольшими запасами газа.

Один из первых магистральных газопроводов протяженностью 1 300 км планировалось проложить от украинского месторождения

Дашава через Киев в Москву. В 1940 году началось строительство участка Дашава – Львов длиной 87 км, но помешала война и завершить строительство пришлось после войны. В 1940–1941 годах буквально перед войной все же удалось построить ряд мелких магистралей местного значения: Дашава – Выгода, Дашава – Ходоров, Опары – Дрогобыч.

Начало промышленного использования газа в энергетике и сооружение газопроводов пришлось на трудные годы войны. В условиях жесточайшего топливного кризиса первостепенное значение имело использование газового топлива.

В 1941 году геологи открыли в 18 км от Саратова богатейшее, по тем временам, Елшанское месторождение природного газ. В 1942 году за 35 дней и ночей было закончено строительство газопровода протяженностью 17 км, по которому Саратовская ГРЭС и промышленные предприятия получили первый газ.

В тяжелые годы войны были построены газопроводы от Бугуруслана и Похвистьево до Куйбышева протяженностью 160 км с диаметром труб 300 мм. На этом газопроводе 29 км стальных труб были изолированы в стационарных условиях, а для испытания трубопровода впервые был применен газ.

В начале 1942 года начало разрабатываться первое газовое месторождение Коми АССР – Седельское, от которого была построена и введена в эксплуатацию газовая магистраль Войвож – Ухта, протяженностью 135 км, диаметром 300 мм. Это был первый в мире надземный самокомпенсирующий магистральный газопровод на качающих опорах.

Первый газопровод дальнего газоснабжения – газопровод «Теннеси», протяженностью 3 300 км, диаметром 600 мм был построен в США в 1944 году.

В период 1946–1950 г.г. в СССР сооружаются крупные магистральные газопроводы для подачи газа из месторождений Саратовской области в Москву и из месторождений Прикарпатья в Киев и другие города Украины.

Еще в 1944 г. было принято решение о строительстве первого газопровода большой протяженности Саратов – Москва. Протяженность газопровода – 843 км, диаметр 325 мм. Трасса газопровода пересекла 5 областей, 80 рек и ручьев, 16 железнодорожных и 12 шоссейных дорог, 125 километров болот и лесных массивов. На то время, эта стройка была уникальной по

своему масштабу и объему работ. Было уложено 50 тыс. тонн стальных труб, сварено 100 тыс. стыков.

Впервые в отечественной практике было построено шесть компрессорных станций. Само строительство стало опытным полигоном, на котором отработывались новые методы и технологии: поточно-скоростной метод ведения линейных работ, сварка в стык (рис. 1.32).



Рис. 1.32. На строительстве газопровода Саратов – Москва

В 1947 году газопровод вступил в строй и по нему ежедневно перекачивалось 1,2–1,35 млн. м³ газа. С введением в эксплуатацию газопровода Саратов – Москва начался этап современной газовой промышленности в СССР.

В 1948 году построен газопровод Дашава – Киев, протяженностью 512 км, диаметром труб 520 мм. С введением в эксплуатацию газопровода столица Украины получила газ Прикарпатья и этот год принято считать годом основания газотранспортной системы Украины. На то время газопровод Дашава – Киев был самым мощным газопроводом в Европе, его пропускная способность составляла около 2 млрд. м³ в год. На этой стройке впервые была применена автоматическая сварка труб под слоем флюса, разработанная в Институте электросварки им. Е.О. Патона Академии наук Украины. В 1951 году газопровод был продлен до Москвы и его общая длина составила 1 302 км.

В послевоенные годы темпы строительства газопроводов повысились. Это было связано с открытием газовых месторождений: Северо-Ставропольского, в Поволжье – Арчединского, в Украине – Шебелинского, газоносного района в Западной Сибири, Газли в Узбекистане. В этот период были введены в эксплуатацию газовые магистрали: Дашава – Киев – Москва (1 300 км), Ставрополь – Москва (1 310 км), Серпухов – Ленинград (813 км), Шебелинка – Курск – Орел – Брянск (507 км), Саратов – Горький – Череповец (1 300 км) и др.

Шестидесятые годы прошлого столетия ознаменовались важной вехой – открытием нефтегазовых провинций: Западно-Сибирской, Уренгой, Губкинской, Ямбургской, Самотлор, Усть-Балык, Оренбургской.

В стране начали строиться двухниточные газотранспортные магистрали, крупнейшие из которых Бухара – Урал общей протяженностью 4 503 км, диаметром труб 1 020 мм, производительностью 21 млрд. м³ в год.

Большим событием в газовой индустрии страны было строительство двухниточного газопровода Средняя Азия – Центр (САЦ), протяженностью первой очереди свыше 3 000 км, ежегодной пропускной способностью 10,5 млрд. м³. Газопровод связал месторождения Туркменистана, Узбекистана и Казахстана с промышленным центром России (рис. 1.33).



Рис. 1.33. Схема прокладки газопровода Средняя Азия – Центр [38]

Строительство газопровода начиналось в песках с нивелировки трассы и проведения подготовительных работ. На рис. 1.34 показаны первые шаги на строительстве газопровода Средняя Азия – Центр.



Рис. 1.34. Здесь пройдет трасса газопровода Средняя Азия – Центр

Первая очередь газопровода была построена в 1967 году. На момент окончания строительства это был один из крупнейших газопроводов в мире. При строительстве газопровода САЦ впервые в истории отечественной и мировой газовой промышленности были использованы трубы диаметром 1 200–1 400 мм (рис. 1.35).



Рис. 1.35. Изоляционно-укладочные работы на строительстве газопровода Средняя Азия – Центр

Уникальный опыт, накопленный в ходе строительства и эксплуатации САЦ, лег в основу современных решений по организации транспортировки газа на дальние расстояния в сложных природно-климатических условиях (рис. 1.36).



Рис. 1.36. Строительство участка газопровода САЦ в песках пустыни Каракум

С годами газопровод САЦ еще больше развивался. В результате была построена многониточная система магистральных газопроводов и газопроводов-отводов с ежегодной пропускной способностью 80 млрд. м³. И сегодня газопроводная система САЦ не потеряла своего особого экономического и геополитического значения. Именно по ней осуществляется транзит значительных объемов среднеазиатского газа по территории России в соответствии с международными соглашениями.

Природный газ, поступающий по газопроводной системе Средняя Азия – Центр, является важным элементом формирования общей ресурсной базы ОАО «Газпром», обеспечивающей потребности внутреннего рынка России, стран СНГ и дальнего зарубежья.

Высокая степень механизации работ позволила резко повысить темпы трубопроводного строительства. Так, газопровод Саратов – Москва строился 2,5 года, Дашава – Киев – 2 года, Ставрополь – Москва – менее 2 лет. Повысились темпы строительства протяженных газопроводов. Первая очередь газопровода Бухара – Урал длиной 2 200 км и диаметром 1 020 мм была построена, несмотря на тяжелые природные условия (пустыня, скальный грунт), в течении 2 лет, а первая очередь газопровода Средняя Азия – Центр длиной более 2 700 км, диаметром 1 020 мм была сооружена за 1,5 года.

В 70-е годы в СССР сформировалась единая схема газотранспортной системы, что обеспечило эффективное и надежное газоснабжение.

Другая характерная особенность развития газотранспортной системы на тот период – увеличение удельного веса газопроводов большого диаметра с высокой экономической эффективностью.

В 70-е годы основные районы строительства магистральных газопроводов сместились на север страны, где были сосредоточены основные кладовые «голубого топлива». Началась промышленная разработка Оренбургского газоконденсатного месторождения и Медвежьего на Урале.

В 1976 году было открыто Астраханское газоконденсатное месторождение. В этот период вводится в эксплуатацию Вуктылское газовое месторождение, из которого по газопроводу «Сияние Севера» газ поступает в центральную часть страны. Был построен первый в мире газопровод диаметром 1 420 мм – Медвежье – Надым.

С открытием Оренбургского месторождения и подписания соглашения между странами СЭВ в 1975 году было начато строительство магистрального газопровода «Союз» от Оренбурга до Западной границы СССР .

Уже в 1978 году оренбургский газ получили страны Западной Европы: Венгрия, Болгария, Польша, Румыния, ФРГ. Диаметр газопровода составил 1 420 мм. Газопровод «Союз» прошел через всю территорию Украины, трасса пересекла горные массивы Урала и Карпат, реки Днепр, Днестр (рис. 1.37).

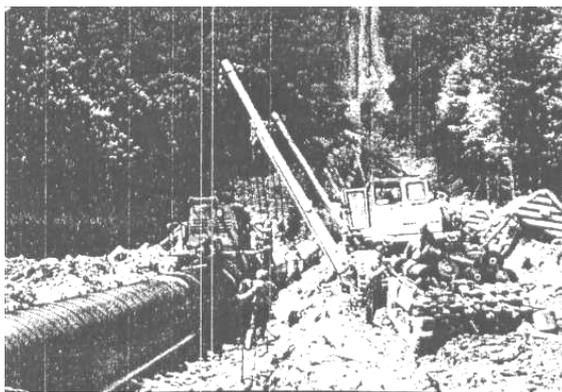


Рис. 1.37. Строительство газопровода «Союз» в Карпатах

Восьмидесятые годы ознаменовались расцветом газового комплекса СССР. В 1984 году Советский Союз вышел на первое место в мире по добыче газа – 587 млрд. м³ в год. Начинается освоение Ямбургского газоконденсатного месторождения в Заполярье, в 1988 году было открыто Штокманское месторождение.

В 1983 году с подписанием контракта «Газ – трубы» между СССР и ФРГ было начато строительство сверхмощного газопровода Уренгой – Помары – Ужгород, длина которого составила 4 450 км (рис. 1.38). Газопровод пересек 18 областей, 4 автономные республики и строился в сложных природно-климатических условиях. Трасса газопровода прошла 150 км вечной мерзлоты, свыше 700 км болот, 540 км горных массивов Урала и Карпат, 541 реку. Газ по магистрали перекачивает 41 компрессорная станция.



Рис. 1.38. Строительство газопровода Уренгой – Помары – Ужгород

Газопровод Уренгой – Помары – Ужгород был новым шагом научно-технического прогресса в транспорте газа и стал экспортной газовой магистралью, по которой газ поступал в Германию, Францию, Италию, Австрию. Он, впервые в мировой практике, был построен в рекордно короткие сроки – 1 год и 2 месяца.

В 1988 году было завершено строительство еще одного мощного газопровода «Прогресс», пролегающего через Украину. Газопровод связал, расположенное в Заполярье, Ямбургское газовое месторождение с западной границей СССР.

К 1986 году сложилась единая система газоснабжения страны, включающая 150 тыс. км магистральных газопроводов, 350 компрессорных станций, 689 компрессорных цехов мощностью

42 млн. кВт. Эта система наполнялась газом из Западно-Сибирской нефтегазовой провинции, газовых месторождений Поволжья, Урала, Северного Кавказа. По ней газ поступал в Центральную часть России, Прибалтику, Белоруссию, Молдавию, Украину и далее в страны Восточной и Западной Европы.

После распада СССР и образования самостоятельных государств, практически каждая из стран СНГ имела магистральные газопроводы.

Единая газотранспортная система России в настоящее время представляет собой 160 тыс. км магистральных газопроводов и отводов, 250 компрессорных станций мощностью 42 млн. кВт, 25 подземных газохранилищ с суммарным активным объемом газа 65,2 млрд. м³. Средняя дальность транспорта газа внутри России – 2 504 км, на экспорт – 3 292 км. Россия обеспечивает газом европейские страны СНГ и ближнего зарубежья (рис. 1.39).

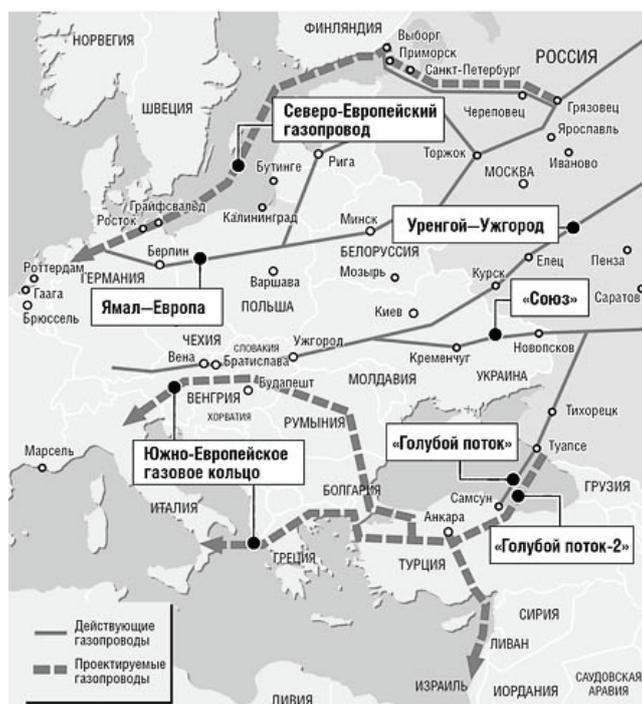


Рис. 1.39. Схема поставок российского газа в Европу и Азию [39]

В XXI век газовая индустрия России вступила с новыми проектами по строительству магистральных газопроводов. Этому способствовало введение в эксплуатацию месторождений природного газа в Западной Сибири и разработка месторождений Ямала.

На Ямале, как уникальном явлении на карте мира, было открыто одно из крупных газовых месторождений на планете – Бованенское. Здесь в условиях Арктики и ямальской тундры было начато строительство экспортного газопровода Ямал – Европа (рис. 1.40).

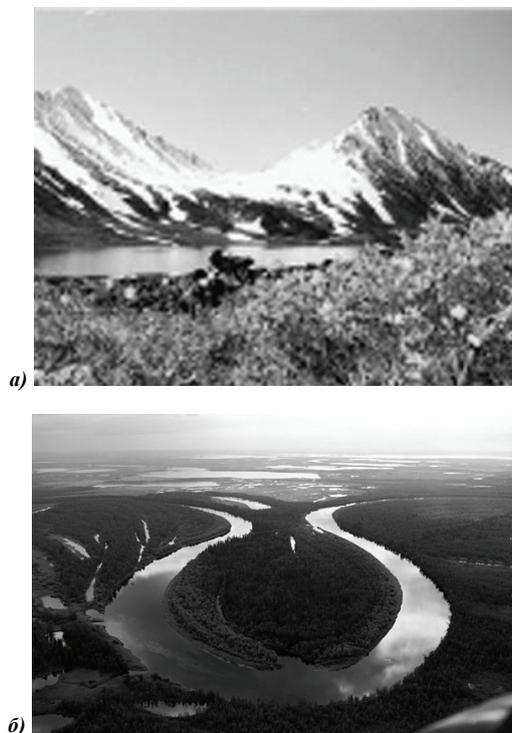


Рис. 1.40. Суровые ландшафты полуострова Ямал:
a) – вечная мерзлота; *б)* – непроходимые болота

Протяженность газопровода 5 802 км с 34 компрессорными станциями. Трасса газопровода прошла по ямальской тундре, 600 км по заболоченным участкам и вечной мерзлоте, 1 600 км по лесным массивам, а также по территории Беларуси и Польши.

Производительность газопровода Ямал – Европа 30 млрд. м³ газа в год. Уже в 2007 году в страны Западной Европы было подано 31 млрд. м³ газа.

В 2001 году в России началась прокладка через акваторию Черного моря газопровода «Голубой поток» для поставок российского газа в Турцию. Длина морского участка – 392 км. На своем пути газопровод пересекает горные массивы (рис. 1.41). На сложных участках горной трассы укладка труб осуществлялась в специально пройденных горных выработках – тоннелях (рис. 1.42). Тоннели сооружались щитовым методом, их диаметр составлял 2,15 м.



Рис. 1.41. Строительство газопровода «Голубой поток» (Россия – Турция)



Рис. 1.42. Прокладка газопровода «Голубой поток» через горные массивы в тоннелях

Производительность газопровода 16 млрд. м³, диаметр труб 1 420 мм, протяженность 1 213 км. В 2002 году газопровод был сдан в эксплуатацию.

2005 год ознаменовался в России подписанием соглашения между Россией и Германией о строительстве по дну Балтийского моря крупного магистрального газопровода «Северный поток» («Nord Stream»). Протяженность трассы – 1 200 км. Газопровод прокладывался от Выборга (Ленинградская область, Россия) до Грайфсвальда (Германия) (рис. 1.43).



Рис. 1.43. Схема трассы газопровода «Северный поток», прокладываемого по дну Балтийского моря [40]

Мощность газопровода составляет 55 млрд. м³ газа в год, максимальная глубина укладки в морское дно – 210 м. Это один из самых протяженных подводных газопроводов. Он строился в двухниточном исполнении из труб диаметром 1 420 мм.

Для обеспечения трубопровода газом в России создана крупная газодобывающая база: Южно-Русское и Штокманское газовые месторождения с общим запасом газа около 4 трлн. м³. В строительстве участвовали крупнейшие фирмы – Газпром, BASF и Eon.

Строительство газопровода «Северный поток» – это вершина технологического и конструктивного новшества. Для сооружения газопровода понадобились тысячи толстостенных труб длиной 12,5 м, способных выдерживать экстремально высокие давления в 220 бар.

Технология строительства заключалась в том, что трубы сваривались в плети и покрывались эпоксидной смолой и самоклеющейся лентой для противостояния коррозии. Для

предотвращения труб от всплытия они облицовывались бетонной оболочкой. Две трубы, сваренные в одну плеть и облицованные, при помощи судна (трубоукладчика «Castoro Dicci») погружались в воду и монтировались в общий трубопровод (рис. 1.44).



Рис. 1.44. Укладка труб на дно Балтийского моря при помощи трубоукладочного судна «Castoro»

Первая нитка газопровода «Северный поток» вошла в строй в конце 2011 года, вторая планируется в 2012 году. Поступающий на территорию Германии газ будет транспортироваться в южном направлении по строящемуся газопроводу «Орал». Газопровод «Орал», для строительства которого используются трубы диаметром 1 420 мм – самый крупный из всех европейских газопроводов. Он предназначен для соединения «Северного потока» с европейской сетью магистральных газопроводов.

С трассой, по которой проходит газопровод, связано много историй и вот одна из них. По водной глади трассы, в давние времена, проходил знаменитый торговый путь «из варяг в греки», пролегающий от Северной Германии через Русь в Византию (рис. 1.45). Свое название он получил потому, что соединил варяжские земли на юге Балтики с богатым Константинополем. Так, по водным трассам плыли караваны судов с мехом, медом, воском в Византию и никто не думал, что через века по дну Балтики будет проложена газовая магистраль, повторившая ключевой отрезок пути «из варяг в греки». Этим символизируются новые горизонты сотрудничества между странами.



Рис. 1.45. «Из варяг в греки» плыли караваны судов по Балтийскому морю

Одним из газовых проектов 2010 года российского «Газпрома» является строительство газопровода «Южный поток». Производительность газопровода 65 млрд. м³ в год, диаметр 1 420 мм. Этот мощный газопровод планируется прокладывать по дну Черного моря от Новороссийска (Россия) до болгарского города Варна (рис. 1.46).



Рис. 1.46. Схема трассы газопровода «Южный поток» [41]

Общая протяженность газопровода по дну Черного моря около 900 км, максимальная глубина – более 2 км. Транспортной базой «Южного потока» будет газотранспортная система России, а ресурсной базой – российский газ из Центральной Азии и Казахстана. Планируется запустить в эксплуатацию газопровод в 2015 году.

В этот период были проложены подводные трубопроводы и в других странах. Так, в 2006 году построен магистральный газопровод «Ленгелед» («Стремительный поток»), соединяющий норвежское газовое месторождение Ормен Ланге с британским терминалом Исингтоном.

Развитую газотранспортную систему имеет и Украина (рис. 1.47). Эта система наибольшая в Европе. Общая протяженность газопроводов Украины составляет 284 тыс. км, из них 37 тыс. км – магистральные, в том числе 14 тыс. км – трубопроводы диаметром 1 020–1 420 мм.



Рис. 1.47. Схема газотранспортной системы Украины [42]

Несмотря на то, что строительство магистральных газопроводов в Украине резко сократилось, все же за последние годы, были построены газопроводы небольшой протяженности: Джанкой – Феодосия – Керчь, Симферополь – Севастополь, Краматорск – Донецк, Донецк – Мариуполь, Хуст – Сату-Маре.

Газопроводная система Украины – крупнейшая транзитная система. Природный газ поступает в Украину по 22 магистральным газопроводам: «Союз», «Прогресс», Уренгой – Помары – Ужгород, Ямбург – Ужгород и др. и выходит за пределы Украины. Ежегодно через украинские газопроводы в Европу перекачивается свыше 100 млрд. м³ российского газа.

Газотранспортная система Украины объединяет 72 компрессорные станции, 122 компрессорных цеха и 13 подземных газохранилищ с самым большим в Европе, после России, активным объемом газа – более 32 млрд. м³ или 21,3 % от европейской активной емкости. Сеть подземных хранилищ газа включает четыре комплекса: Западноукраинский (Предкарпатский), Киевский, Донецкий и Южноукраинский.

Раздел 2

НАЗНАЧЕНИЕ, СОСТАВ И ОСНОВНЫЕ СООРУЖЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

2.1. Назначение магистральных трубопроводов

Нефть и газ, добываемые на нефтяных и газовых промыслах, а также нефтепродукты с нефтеперерабатывающих заводов, доставляются потребителям различными видами транспорта: трубопроводным, железнодорожным, морским, речным и автомобильным.

Нефть и нефтепродукты могут транспортироваться железнодорожным, морским, речным и трубопроводным; сжиженные газы – трубопроводным, железнодорожным, морским и речным; природные газы – трубопроводным транспортом.

Все виды транспорта имеют свои особенности по степени развития и регионального размещения, по уровню технической оснащенности и условиям эксплуатации, возможностям освоения различных грузопотоков по пропускной способности на отдельных направлениях и участках, по техническим параметрам, технико-экономическим показателям и потерям транспортируемых продуктов.

Если сравнить все виды транспорта углеводородов по показателям, пальма первенства принадлежит трубопроводному транспорту. Почему?

Трубопроводный транспорт имеет большой спектр достоинств:

- обеспечивает возможность подачи практически неограниченного потока углеводородов в любом направлении и на дальние расстояния;
- по трубопроводам можно осуществлять последовательную перекачку нефти разных сортов и нефтепродуктов разных видов;
- работа трубопроводов непрерывна, планомерна в течение года, месяца, суток и не зависит от климатических, природных, географических и других условий, что гарантирует бесперебойное обеспечение потребителей;
- трубопровод может быть проложен практически во всех районах, в любых инженерно-геологических, географических и климатических условиях;

- сооружение трубопроводов осуществляется в сравнительно непродолжительные сроки, что обеспечивает быстрое освоение месторождений и мощности нефтеперерабатывающих заводов;

- на трубопроводах можно быстро обеспечить применение автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) перекачки газа, нефти и нефтепродуктов;

- трубопроводный транспорт имеет лучшие технико-экономические показатели по сравнению с другими видами транспорта углеводородов. Так, себестоимость 1 т/км перекачивания нефтегрузов трубопроводами в 3 раза ниже себестоимости перевозки железной дорогой и в 1,5–2 раза ниже себестоимости перевозки их водным транспортом;

- для транспортировки природного газа трубопроводный транспорт является единственно возможным;

- путь доставки газа, нефти и нефтепродуктов по трубопроводам наиболее короткий, а потери продукта минимальные.

Трубопроводы – сложные инженерные сооружения. К магистральным трубопроводам относятся трубопроводы и ответвления (отводы) от них диаметром до 1 420 мм включительно с избыточным давлением транспортируемого продукта не выше 10 МПа и предназначенные для транспортировки:

- природного газа или нефтяного углеводородного газа из районов их добычи до мест потребления;

- искусственного углеводородного газа от мест производства до мест потребления;

- сжиженных углеводородных газов (пропана, бутана и их смесей) и других сжиженных углеводородов (с упругостью насыщенных паров не выше 1,6 МПа при температуре 45 °С) из мест их производства (заводы по сжижению природных и искусственных газов) до мест потребления (перевалочных баз, пунктов налива, портов, газораздаточных станций);

- нефти из районов ее добычи (от головных перекачивающих станций) к потребителям (нефтебазы, перевалочные базы, нефтеперерабатывающие заводы, нефтехимические комплексы, пункты налива и порты);

- нефтепродуктов от мест их производства (нефтеперерабатывающих заводов или нефтехимических комплексов) до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива, отдельных промышленных предприятий и портов).

В зависимости от вида транспортируемого продукта, трубопроводы получают названия, характеризующие их целевое назначение: газопровод, нефтепровод, нефтепродуктопровод, конденсатопровод.

2.2. Состав и основные сооружения магистральных газопроводов

Магистральный газопровод включает в себя систему сооружений, которые разделены на следующие группы: главные сооружения; линейная часть или сам газопровод; компрессорные станции (КС); газораспределительные станции (ГРС); подземные газохранилища (ПХГ); объекты ремонтно-эксплуатационной службы (РЭС); система электрохимической защиты трубопровода от коррозии; дополнительные сооружения, обеспечивающие работу газопровода (линии электропередач, водозаборные устройства и водопроводы и т. д.); административные и жилищно-эксплуатационные сооружения.

Газ добывается на газопромыслах (рис. 2.1) и к потребителю совершает длинный и сложный путь. На рис. 2.2 приведена схема магистрального газопровода. На газовом промысле 1 газ от скважин под действием пластового давления по сборным индивидуальным газопроводам поступает на газосборные пункты 2. От газосборных пунктов газ направляется в промысловый газосборный коллектор, а по нему – на головные сооружения 3.



Рис. 2.1. Общий вид газопромысла (Оренбург, Россия)

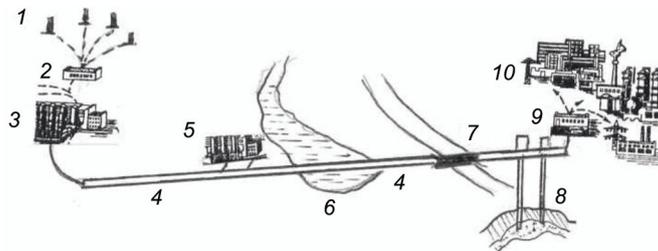


Рис. 2.2. Схема магистрального газопровода:

1 – газопromысел; 2 – газосборный пункт; 3 – головная компрессорная станция (КС);
 4 – линейная часть газопровода; 5 – промежуточная КС; 6, 7 – переходы через реку, дорогу; 8 – подземное газохранилище; 9 – конечная газораспределительная станция (ГРС);
 10 – потребители газа: промышленные объекты, электростанции, жилые массивы

Головными называются сооружения, на которых газ подготавливается к дальнейшему транспортированию. Здесь газ очищается от пыли и механических примесей, обезвоживается и доводится до товарной продукции. Для того, чтобы выявить и избежать возможного вытекания газа, перед подачей его в газопровод, ему придают при помощи одорантов специфический запах, для чего газ пропускают через одоризационную установку. Подготовленный таким образом газ поступает на головную компрессорную станцию (ГКС) 3 (рис. 2.3).

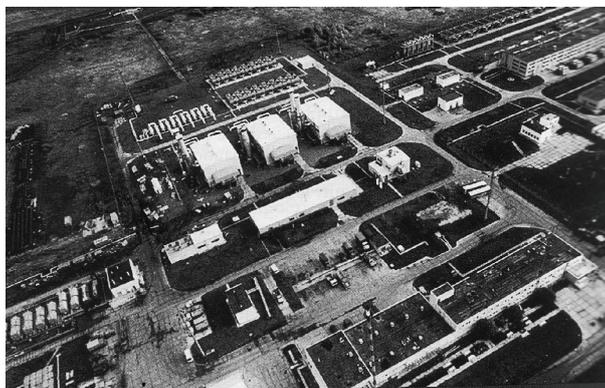


Рис. 2.3. Общий вид головной компрессорной станции

На территории головной КС, находящейся в начальной точке газопровода, и размещается весь комплекс установок по подготовке

газа к транспортировке. На головной компрессорной станции газ компримируется до номинального рабочего давления 7,5 МПа и подается в линейную часть магистрального газопровода 4.

Линейная часть – основная составляющая магистрального газопровода. Она представляет собой непрерывную нитку, сваренную из отдельных труб (рис. 2.4).



Рис. 2.4. Строительство линейной части газопровода

К линейной части также относятся лупинги и отводы от основных магистралей, линейная арматура, переходы через естественные и искусственные препятствия 6, 7 (железные дороги и автодороги, речки, болота, овраги и т. п.), линии технологической связи и электропередачи, вдольтрассовые и подъездные дороги, система электрохимической защиты газопровода от коррозии, узлы запуска и приема очистных устройств.

При транспортировке газа давление в трубопроводе падает. Для его поддержания и повышения до нормального уровня, по трассе трубопровода размещаются промежуточные компрессорные станции (ПКС) 5. На них газ компримируется до рабочего давления, попутно очищается от пыли и вредных примесей, осушается и охлаждается. Промежуточные компрессорные станции расположены одна от другой на расстоянии 120–150 км.

Современная КС – это сложный комплекс сооружений, от надежности работы которого зависят показатели эксплуатации магистрального газопровода. Компрессорный цех, в котором

размещаются газоперекачивающие агрегаты (ГПА), состоит из нагнетателя и привода (газовой турбины или электродвигателя). Нагнетатель – это одно- или двухступенчатый компрессор мощностью от 4 до 25 мВт.

Конечным объектом магистрального газопровода являются газораспределительные станции 9. Они предназначены для снижения давления газа до уровня необходимого потребителям (от 0,3 до 1,2 МПа). На газораспределительных станциях газ дополнительно обезвоживается, очищается, одоризируется и распределяется по трубопроводам отдельных потребителей.

Для регулирования сезонной неравномерности потребления газа, вблизи крупных городов и промышленных центров, создаются подземные газохранилища (ПГХ) 8. Летом хранилища наполняются газом, а зимой его из хранилищ подают потребителям.

Подземные газохранилища создаются либо в водоносных горизонтах, либо в выработанных нефтяных и газовых месторождениях. Наиболее экономичными считаются хранилища, сооружаемые в отработанных нефтяных и газовых месторождениях (рис. 2.5).

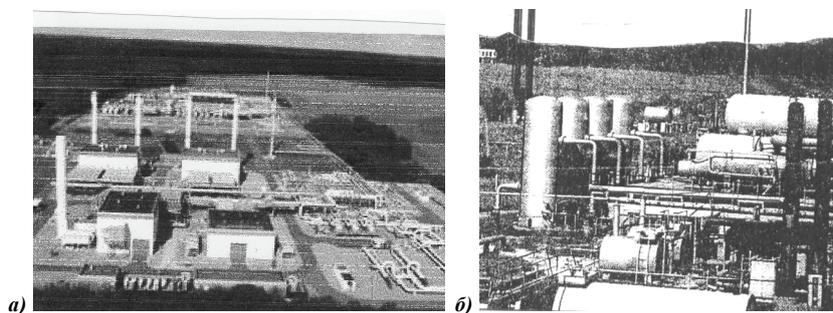


Рис. 2.5. Поверхностный комплекс подземного газохранилища:
а) – Реден (ФРГ); *б)* – Богородчаны (Украина)

В комплекс объектов такого хранилища входят: эксплуатационные и контрольные скважины, трубопроводные шлейфы от скважин к сборно-раздаточным пунктам, коллекторы, компрессорная станция с установками для подготовки газа к дальнейшей транспортировке.

2.3. Состав и основные сооружения магистральных нефтепроводов

Путь нефти, как и газа, начинается с промысла. На рис. 2.6 представлен общий вид нефтепромысла.

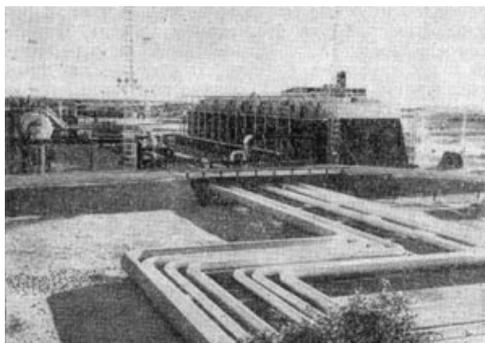


Рис. 2.6. Нефтепромысел

Состав магистрального нефтепровода отличается от состава магистрального газопровода. Все сооружения магистрального нефтепровода разделяются на следующие комплексы: главные сооружения, главная перекачивающая станция, промежуточные перекачивающие станции, линейная часть, конечный распределительный пункт, подземное нефтехранилище (рис. 2.7).

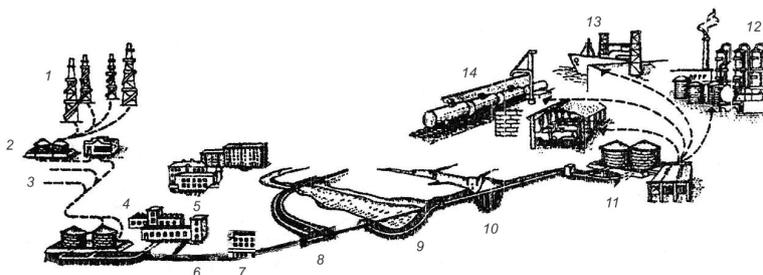


Рис. 2.7. Схема магистрального нефтепровода:

- 1 – нефтепромысел; 2 – нефтегазосборный пункт; 3 – соединительные трубопроводы; 4 – главные сооружения, 5 – головная перекачивающая (насосная) станция; 6 – линейная часть нефтепровода; 7 – промежуточная насосная станция; 8, 9, 10 – переходы через железную дорогу, реку, овраг; 11 – конечный распределительный пункт; 12, 13, 14 – пункты потребления и перегрузки нефти: НПЗ, порт, железнодорожная нефтеналивная эстакада

Нефть из скважин нефтепромысла 1 по индивидуальным нефтепроводам поступает на нефтесборный пункт 2 и далее на головные сооружения 4 – установку комплексной подготовки нефти (УКПН). Здесь нефть отстаивается, отделяется от нефтяного газа, обезвоживается и подается на головную нефтеперекачивающую станцию (ГНПС) 5.

На головной НПС осуществляется прием, учет, разделение поступающей с нефтепромысла нефти по сортам. На площадке ГНПС размещаются: резервуарный парк, основная и подпорная насосные станции, внутриплощадочные трубопроводы, установки очистки нефти и т. д. (рис. 2.8).

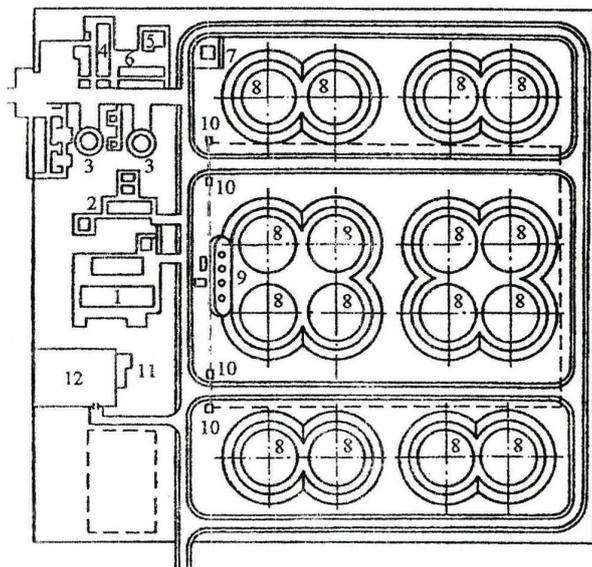


Рис. 2.8. Генеральный план головной нефтеперекачивающей станции:
 1 – основная насосная станция; 2 – подпорная насосная станция; 3 – противопожарный водоем; 4 – корпус вспомогательных помещений; 5 – котельная; 6 – ремонтно-механические мастерские; 7, 8 – резервуары для нефти и нефтепродуктов; 9 – площадка фильтров; 10 – площадка камер с задвижками; 11, 12 – закрытая и открытая части электростанции

Головная насосная станция предназначена для перекачивания разных сортов нефти и оборудована центробежными насосами. Подготовленная к транспорту нефть, поступает в линейную часть б

нефтепровода. Линейная часть магистрального нефтепровода является основной частью всего комплекса сооружений. К ней принадлежат: сам трубопровод с переходами через искусственные и естественные препятствия, ответвления, лупинги, запорная арматура, узлы запуска и приема очистных устройств. К составу линейной части трубопровода принадлежат также линии технологической связи, установки электрохимической защиты, вдольтрассовые дороги, линии электропередач, сооружения линейной службы эксплуатации.

Особенностью эксплуатации линейной части нефтепровода является необходимость периодически очищать внутреннюю поверхность трубы от отложений парафина, который в ряде нефтяных месторождений составляет от 2 до 10 %.

По трассе магистрального нефтепровода размещаются промежуточные насосные станции 7. Их основное назначение поддерживать рабочее давление, принимать и направлять нефть в следующую станцию. Расстояние между промежуточными насосными станциями определяется гидравлическими расчетами. Четкая синхронная работа насосных станций обеспечивается средствами автоматизации всего основного оборудования.

На территории нефтегазосборных пунктов, нефтеперекачивающих станций и конечных распределительных пунктов II размещаются резервуарные парки, предназначенные для приема и выдачи нефти и разделения ее по сортам (рис. 2.9).

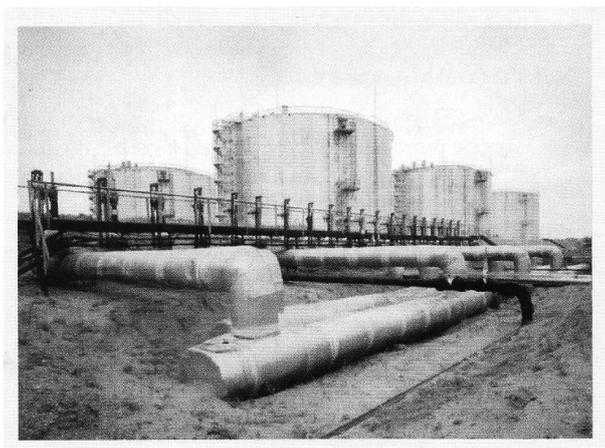


Рис. 2.9. Резервуарный парк головной насосной станции

Для создания гарантийных и аварийных сырьевых запасов нефти сооружаются подземные нефтехранилища в соляных отложениях или в плотных, стойких, непроницаемых горных породах (гипсах, ангидритах, гранитах и др.).

Конечной точкой магистрального нефтепровода являются распределительные пункты II: приемные емкости нефтеперерабатывающих заводов, нефтебаз, размещенные в узлах транспортных артерий, чаще всего в отводах к нефтебазам.

Так, пройдя длинный и сложный путь, нефть от нефтепромысла поступает к потребителям (рис. 2.10).

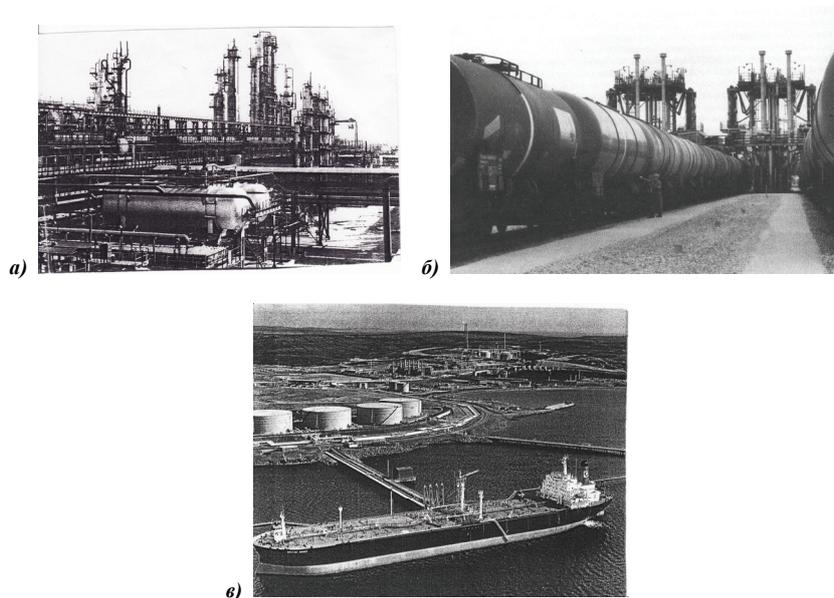


Рис. 2.10. Основные потребители нефти:
а) – нефтеперерабатывающий завод; б) – сливно-наливные эстакады перевалочных нефтебаз; в) – терминалы морских нефтебаз

Раздел 3

КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ, КЛАССИФИКАЦИЯ И ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Уже зная, что представляют собой магистральные трубопроводы и состав их сооружений, в этом разделе читатель ознакомится с конструктивными решениями, классификацией и параметрами трубопроводов.

3.1. Конструктивные решения магистральных трубопроводов

Основной составляющей магистрального трубопровода является линейная часть. Линейная часть трубопроводов прокладывается в различных географических, геологических, гидрологических и климатических условиях.

Построенные по всему миру трубопроводы пересекают горные массивы, непроходимые болота, вечную мерзлоту, тундру, пустыни, водные просторы, моря и континенты. Только в странах СНГ трассы магистральных трубопроводов протянулись от вечной мерзлоты Заполярья до жарких песков пустыни Каракум, от горных массивов Карпат до побережья Тихого океана.

Кроме того, магистральные трубопроводы пересекают значительное количество естественных и искусственных препятствий (реки, озера, железные и шоссейные дороги). Этот перечень различных условий требует соответствующих конструктивных решений, обеспечивающих эксплуатационную надежность трубопроводов.

При сооружении магистральных трубопроводов применяют: подземную, полуподземную, наземную и надземную их прокладку (рис. 3.1).

Как правило, магистральные трубопроводы прокладываются подземно (рис. 3.1, *a*). Этот способ составляет около 98 % от общего объема сооружаемой линейной части. При этой схеме прокладки трубопровод укладывается в траншею и засыпается грунтом.

Высота засыпки определяется в зависимости от района, по которому проходит трасса трубопровода, но не меньше чем предусмотрено строительными нормами и правилами. Увеличение высоты засыпки обусловлено необходимостью обеспечения упругого радиуса изгиба трубы для конкретного рельефа местности.

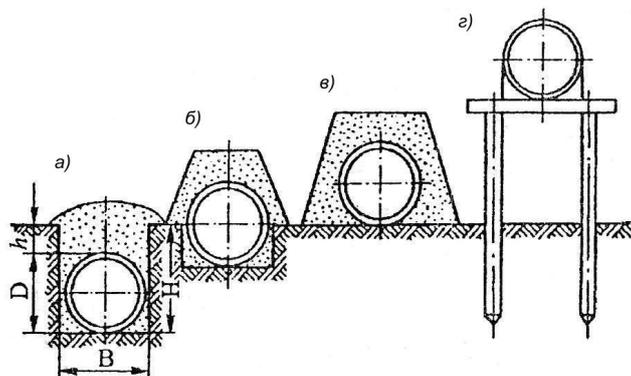


Рис. 3.1. Схемы прокладки трубопровода:
 а) – подземная; б) – полуподземная; в) – наземная; з) – надземная

Подземные газонефтепроводы в скальных и щебеночных грунтах укладываются на подсыпку из мягкого грунта слоем не менее 10 см и присыпают также мягким грунтом слоем 20 см для защиты изоляционного покрытия от повреждения.

Переходы магистральных трубопроводов через водные преграды, болота, овраги, железные и автомобильные дороги прокладываются преимущественно подземно. Подземная прокладка трубопроводов на болотах, в зависимости от мощности торфяного слоя и гидрорежима, предусматривается либо на грунт, либо непосредственно в торфяном слое.

Подземная схема укладки хотя и применяется практически в любых районах, однако для ряда участков оказывается экономически невыгодной по сравнению с другими схемами. Такими участками являются: участки многолетнемерзлых грунтов, участки горных выработок, активных оползней в горных районах и участки пересечения горных рек.

При полуподземной схеме укладки (рис. 3.1, б) трубопровод углубляется в грунт только на половину диаметра. В этом случае, от внешних воздействий верхнюю половину трубы защищают земляной насыпью. Полуподземную схему укладки применяют в условиях болот, скальных грунтов, заболоченной и обводненной местности.

В исключительных случаях трубопроводы могут быть проложены по поверхности земли в насыпях (наземно) (рис. 3.1, в) или на опорах (надземно) (рис. 3.1, з).

Наземная прокладка характерна тем, что нижняя поверхность трубы имеет отметку на уровне поверхности земли и весь трубопровод защищен земляной насыпью. При надземной прокладке трубопроводы находятся на некоторой высоте над поверхностью земли и укладываются на специальные металлические или железобетонные опоры.

Наземная и надземная схемы прокладки применяются при строительстве трубопроводов в пустынях, горах, болотах, на вечномёрзлых и неустойчивых грунтах, на переходах через естественные и искусственные препятствия. Эти схемы прокладки были внедрены при строительстве трубопроводов в Сибири, Якутии, Республике Коми, ряде районов Дальнего Востока.

Прокладка трубопроводов осуществляется одиночно или в составе параллельных трубопроводов в общем техническом коридоре. Число ниток в техническом коридоре регламентируется предельным количеством суммарного объема транспортируемого продукта.

Важным параметром при выборе конструктивных решений при строительстве магистральных трубопроводов, является глубина заложения. Эта величина (от верха трубы) зависит от диаметра, характеристик грунта местности и принимается не менее (м):

при условном диаметре менее 1 000 мм	0,8
при условном диаметре 1 000 мм и более	1
на болотах и торфяных грунтах, подлежащих осушению	1,1
в песчаных барханах (считая от межбарханных впадин)	1
в скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда транспорта и сельскохозяйственных машин	0,6
на пахотных и орошаемых землях	1
при пересечении искусственных каналов (от дна каналов)	1,1

Расстояние между параллельными нитками (при одновременном строительстве и строительстве параллельно действующему трубопроводу) принимают из условий и технологии поточного строительства, гидрогеологических особенностей района, обеспечения безопасности производства работ и надежности трубопроводов в процессе эксплуатации.

В целях безопасности магистральные трубопроводы прокладываются на определенном расстоянии от населенных

пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных комплексов, зданий и сооружений. Эти расстояния регламентируются соответствующими Строительными нормами и правилами (СНиП) и принимаются в зависимости от класса и диаметра трубопроводов, степени ответственности объектов и необходимости обеспечения их безопасности.

3.2. Классификация трубопроводов и категоричность участков

Классификация трубопроводов и категоричность участков во многом определяют выбор основных проектных, конструктивных и инженерно-технологических решений при их строительстве.

Магистральные трубопроводы в зависимости от номинального рабочего давления на выходе компрессорной станции подразделяются на два класса: I – от 2,5 до 10 МПа включительно; II – от 1,2 до 2,5 МПа включительно.

Магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы в зависимости от условного диаметра подразделяются на четыре класса: I – от 1 000 до 1 400 мм; II – от 500 до 1 000 мм; III – от 300 до 500 мм; IV – менее 300 мм.

По характеру линейной части трубопроводы могут быть: простыми, с постоянным диаметром труб от головных сооружений до конечных ГРС и НПС; телескопические, с разным диаметром труб по трассе; многониточными такого же или другого диаметра.

В зависимости от схемы прокладки трубопроводов (подземная, наземная, надземная), согласно СНиП 2.05.06-85, установлена категоричность для газопроводов, нефте- и нефтепродуктопроводов (табл. 3.1).

Таблица 3.1. Категории магистральных трубопроводов

Трубопровод	Подземная прокладка	Наземная прокладка	Надземная прокладка
Газопровод:			
диаметром меньше 1 200 мм	IV	III	III
диаметром 1 200 мм и более	III	III	III
Нефтепровод и нефтепродуктопровод:			
диаметром меньше 700 мм	IV	III	III
диаметром 700 мм и более	III	III	III

Сооружение магистральных трубопроводов – сложный технологический процесс, темпы и условия строительства которого зависят от условий местности и сложности трассы. В нормальных условиях (равнинная местность, отсутствие естественных и искусственных препятствий) темпы строительства и уровень механизации работ будут более высокими и эффективными, чем в условиях горной местности, болот, пустынь, вечномёрзлых пород и большого количества препятствий.

Поэтому на каждой трассе имеются сложные участки, на которых необходимо применять специальные машины, механизмы и технологические схемы ведения работ. По сложности ведения работ участки трассы разделяются на четыре категории (табл. 3.2).

Таблица 3.2. Категории сложности участков трубопроводов

Категория сложности	Характеристика участка
В	Переходы нефтепроводов через водные преграды при диаметре трубопровода 1 000 мм и более. Газопроводы в пределах территории КС ГРС
I	Подводные и надводные переходы через реки с шириной зеркала воды более 50 м, болота II и III типа. Горные участки с крутизной более 30°
II	Подводные и надводные переходы через реки шириной до 50 м, болота I типа, поперечные склоны с крутизной до 30°. Подземные и воздушные переходы через железные дороги, овраги и балки
III	Участки, которые не вошли в I и II категории

3.3. Трасса магистральных трубопроводов

3.3.1. Характеристика и основные требования к трассе

Трасса магистральных трубопроводов представляет собой линию, определяющую направление потока нефти, нефтепродуктов и газа. Она имеет начальную и конечную точки. Начальная точка – это нефтепромысел или газопромысел, где нефть и газ добываются, конечные точки – газонефтедистрибутивные пункты, где нефть и газ распределяются потребителям.

Трассы магистральных трубопроводов прокладываются в различных природно-климатических зонах, различающихся геологией, гидрогеологией, географическим ландшафтом, освоенностью, техногенным воздействием на окружающую среду, характером и размером их последствий.

Наряду с грунтовыми участками, обладающими большой несущей способностью, вдоль трассы часто встречаются участки с грунтами малой несущей способности, а также болотистые участки, участки многолетнемерзлых пород и др. Наличие их осложняет как процесс строительства, так и работу в период эксплуатации.

Трассы магистральных трубопроводов, по возможности, прокладываются на открытой местности со спокойным рельефом. При пересечении горных массивов трассы могут иметь различное направление, они могут быть проложены параллельно горизонталям, под углом и перпендикулярно им, то есть иметь продольную и поперечную кривизну с учетом рельефа местности.

Трассы все чаще прокладываются в зеленых и заболоченных районах, что вызвано не только изменением зон расположения источников транспортируемого продукта, но и в значительной степени стремлением к сохранению земель и лесов в культурных зонах. В этих условиях правильная инженерная подготовка трассы является важным фактором, влияющим на качество строительства трубопроводов.

В зависимости от категоричности участков трассы, их процентного состава в общей длине трубопроводов, трассы разделяются на три типа:

- трасса особой сложности – трасса, имеющая в наличии по отношению к общей длине более 50 % участков I и II категорий сложности, в том числе не менее 30 % – I категории;
- трасса повышенной сложности – трасса, имеющая в наличии к общей длине от 15 % до 50 % участков I и II категорий сложности, в том числе не менее 10 % – I категории;
- трасса нормальной сложности – трасса, имеющая в своем составе до 15 % участков I и II категорий.

Тип трассы определяет выбор технологии ведения строительномонтажных работ. Направление трассы магистральных трубопроводов увязывается в едином комплексе с направлением грузопотоков газа, нефти и нефтепродуктов. Учитывая ответственность и особые свойства трубопроводов (высокое давление, пожаро- и взрывоопасность), их прокладка осуществляется с соблюдением безопасных расстояний до объектов.

Главным требованием является то, что по территории городов, населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, морских и речных портов и причалов, в одном тоннеле

с железными и автомобильными дорогами, в одной траншее с кабелями или другими трубопроводами, а также по мостам железных и автомобильных дорог прокладка магистральных трубопроводов не допускается.

Согласно СНиП установлены безопасные расстояния от оси подземных и наземных (в насыпях) магистральных трубопроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений в зависимости от класса и диаметра трубопроводов, степени ответственности объектов. Эти расстояния варьируют в пределах: города и населенные пункты 100–200 м, железные дороги 75–100 м, территории КС и НПС – 50–125 м.

Расстояния от компрессорных, газораспределительных и насосно-перекачивающих станций до населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений так же регламентируются СНиПом и принимаются в зависимости от класса, диаметра трубопровода, категории нефтеперекачивающих станций и необходимости обеспечения безопасности.

Прокладка трубопроводов в техническом коридоре может осуществляться одиночно или параллельно с другими действующими или проектируемыми трубопроводами. Под техническим коридором понимается система параллельно проложенных трубопроводов по одной трассе, предназначенных для транспортировки нефти, нефтепродуктов и газа.

Расстояние между параллельно строящимися и действующими трубопроводами в одном техническом коридоре принимается в зависимости от диаметра трубопровода и условия обеспечения безопасности при производстве работ и надежности в процессе эксплуатации. При подземной прокладке эти расстояния при диаметрах трубопроводов от 400 до 1 400 мм составляют 11–32 м.

По всей трассе магистральных трубопроводов устанавливается запорная арматура, расстояние между ней определяется расчетом.

3.3.2. Выбор оптимальной трассы

Современные магистральные трубопроводы – крупные строительные объекты, характеризующиеся большими диаметрами труб (до 1 420 мм), высоким рабочим давлением (до 10 МПа) и значительной протяженностью (более 3 тыс. км), трассы которых проходят в самых разнообразных природно-климатических условиях.

Существующая практика выбора трасс магистральных трубопроводов показывает, что трасса, проложенная по прямой от начальной до конечной точки трубопровода, отнюдь не является самой оптимальной.

Вопросы выбора оптимальной трассы всегда были в центре внимания ученых, проектировщиков, строителей. В СССР были разработаны научные основы выбора оптимальной трассы, вошедшие в нормативные документы.

Выбор трассы магистральных трубопроводов связан с анализом многих факторов, влияющих на размер капиталовложений, затрат труда, воздействия на окружающую среду, а также на сроки строительства и надежность трубопроводов. То есть, при нахождении наилучшего варианта трассы, нужно исходить из критерия оптимальности.

В качестве критерия оптимальности принимаются приведенные затраты при сооружении, техническом обслуживании, ремонте и эксплуатации трубопровода, включая затраты по металлоемкости, безопасности, сооружению дорог, а также по обеспечению охраны окружающей среды.

При выборе трассы должны учитываться все факторы и, прежде всего, природные и региональные условия. В основе этого учета лежит классификация участков и категорий местности, отражающая не только природно-климатические условия, но и число крупных, средних и мелких рек и ручьев, оврагов, автомобильных и железных дорог, густоту населенных пунктов, наличие вблизи полосы строительства транспортной сети и инженерных сооружений (линий кабельной связи, действующих трубопроводов и т. п.), расположение и характеристики сельскохозяйственных угодий, залесенность территории и др.

Участки местности классифицируются следующим образом.

Равнины – участки суши с малыми колебаниями высот и высоким (или низким) стоянием грунтовых вод, сложенные песчаными, глинистыми, гравийно-галечниковыми грунтами, супесями и в незначительной степени скальными грунтами, занятые или незанятые сельскохозяйственными угодьями или лесом.

Пустыни – песчаные, глинистые, каменистые малонаселенные районы с жарким климатом, лишенные растительности. Выделяют три категории пустынь – с закрепленными и незакрепленными песками, орошаемые земли.

Болота – переувлажненные участки суши, покрытые слоем торфа толщиной не менее 0,5 м. Применительно к строительству магистральных трубопроводов выделяют три типа болот:

I – целиком заполненные торфом, допускающие проведение работ и многократный проход строительной техники с давлением на поверхность залежи 0,025 МПа или работ с помощью щитов, сланей или дорог, обеспечивающих снижение давления на поверхность залежи до 0,62 МПа;

II – целиком заполненные торфом, допускающие проведение работ и проход строительной техники только по щитам, сланям или дорогам, обеспечивающим снижение давления на поверхность залежи до 0,01 МПа;

III – допускающие проведение работ только при использовании специальной техники и плавучих средств.

Многолетнемерзлые участки – пучинистые с изменяющейся влажностью и наледеобразованием участки, сложенные мерзлыми грунтами с включением ледяных линз.

Задача поиска оптимальной трассы формулируется следующим образом. Имеются начальная точка *A* и конечная точка *B* проектируемого трубопровода, которые требуется соединить по такой траектории, чтобы свести к минимуму суммарные приведенные затраты, являющиеся критерием оптимальности.

Согласно существующих методик выбор оптимальной трассы между ее начальной и конечной точками проводят в пределах площади эллипса, в фокусах которого находятся эти точки (рис. 3.2).

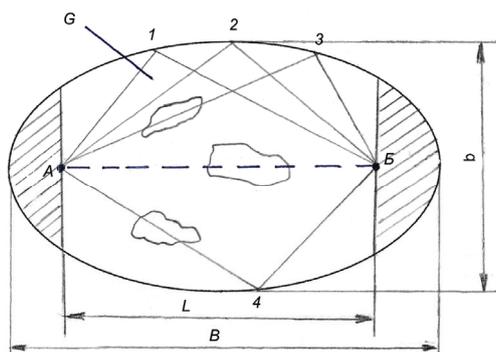


Рис. 3.2. Область поиска оптимальной трассы

Малая ось эллипса b , км определяется по формуле:

$$b = L\sqrt{K_p^2 - 1} \quad (3.1)$$

где L – расстояние между начальной и конечной точками по геодезической прямой; K_p – коэффициент развития линии трубопровода

$$K_p = W_1/W_2, \quad (3.2)$$

где W_1 и W_2 – соответственно приведенные затраты на 1 км трубопровода, прокладываемого по геодезической прямой между его начальной и конечной точками, и те же затраты без затрат на сооружение переходов через естественные и искусственные преграды.

Коэффициент развития линии трубопровода в основном зависит от природно-климатических и региональных условий. Для трубопроводов диаметром 1 020–1 420 мм K_p находится в пределах 1,02–1,03 (для равнинных участков местности) и 1,15–1,17 (для горных районов).

Большая ось эллипса:

$$B = L \cdot K_p. \quad (3.3)$$

Формулами (3.1)–(3.3) пользуются при отсутствии необходимых картографических данных или при их недостаточности.

В пределах эллипса выделяется область G , в которой осуществляется поиск оптимальной трассы. За пределами этой зоны любая другая трасса заведомо худшая. С помощью ЭВМ рассчитываются стоимости различных вариантов прохождения трассы с учетом коэффициента развития трассы по направлениям $A - 1 - B$, $A - 2 - B$ и т. д. и устанавливается оптимальный вариант ее прохождения.

В практике поиска трассы применяется и метод с сетевой постановкой задачи. На соответствующую топографическую карту местности с учетом коэффициента развития линии трубопровода наносят сетку различной конфигурации (квадратную, квадратную с диагоналями, прямоугольную и т. п.) (рис. 3.3).

Точку, в которой сходятся более двух линейных элементов сетки, называют узлом, а линию между двумя смежными узлами – дугой. Чтобы зафиксировать элементы сетки друг относительно друга, все дуги и узлы нумеруют, после чего определяют координаты узлов

сетки на местности. Эта операция позволяет увязать произвольно нанесенную сетку с картой.

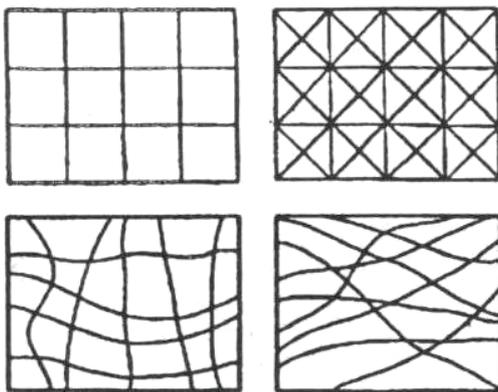


Рис. 3.3. Сетки, используемые при выборе трасс

При выборе оптимальной трассы трубопровода применяется известный алгоритм Ли.

На каждом шаге алгоритма, прежде всего, рассматривают пробные пути (дуги, выходящие из рассматриваемой точки) и определяют тот из них, которому соответствует минимальное значение критерия оптимальности. Этот путь считают перспективным на первом шаге. Построив этот путь на сетке, далее выполняют новый шаг (новые дуги). Из образовавшихся нескольких дополнительных путей, каждый из которых представляет собой увеличенный на одну дугу пробный «минимальный» путь, также выбирают наиболее перспективный на данном шаге.

По этой схеме процесс поиска продолжают до тех пор, пока среди возможных путей не будет найден тот, который начинается в точке *A* и заканчивается в точке *B* и имеет минимальное суммарное (по вошедшим в него дугам) значение критерия оптимальности среди всех прочих. Полученная таким образом трасса трубопровода будет оптимальной. После занесения информации о каждой дуге сетки на специальные бланки реализацию алгоритма поиска оптимальной трассы трубопровода проводят на ЭВМ в соответствии с Инструкцией по проведению расчетов оптимальных трасс трубопроводов на ЭВМ.

При строительстве магистральных трубопроводов особое внимание уделяется охране окружающей среды. Эта проблема решается и на стадии поиска оптимальной трассы. Существует методика выбора трассы с учетом характера и размеров воздействия на окружающую среду (ОС).

Для предполагаемого участка строительства магистрального трубопровода составляется комплексная карта с учетом охраны окружающей среды, учитывающая данные инженерно-строительных и природоохранных карт. При этом учитываются: состояние компонентов окружающей среды; предельно допустимые воздействия на компоненты ОС; динамика и направления развития экологической обстановки; характер и допустимые размеры воздействия при строительстве магистрального трубопровода на компоненты ОС и соответствующие последствия.

Оптимальной считается трасса, для которой критерии оптимальности или их совокупности достигают экстремального или преобладающего значения с учетом охраны окружающей среды. Для выполнения такой задачи в качестве критерия оптимальности принимаются также приведенные затраты, но с учетом затрат на покрытие ущерба, нанесенного окружающей среде.

Практически эта методика для нефтепровода реализуется так. На комплексную карту местности наносятся начальный A и конечный B пункты трубопровода и сетка возможных направлений трассы и ее участков. Известны основные технико-экономические показатели: стоимость строительства линейной части и перекачивающих станций в различных условиях местности, стоимость выполнения отдельных природоохранных мероприятий, характеристики надежности трубопровода и т.д.

Необходимо из возможных вариантов трассы от A до B , которые имеются в сетке, определить трассу, для которой суммарные приведенные затраты (Π) по строительству трубопровода, природоохранных сооружений и на покрытие ущерба, наносимого окружающей среде, будут минимальными.

Для любого i -го варианта трассы между A и B суммарные приведенные затраты составят:

$$\Pi_i = E \cdot K_i + b \cdot L_i + \sum_{n=1}^N C_{in} + \sum_{m=1}^M Q_{im} + \sum_{f=1}^F P_{if} \cdot Y_{if}, \quad (3.4)$$

где E – коэффициент, учитывающий эффективность капитальных вложений, нормы отчислений на текущий ремонт и амортизацию линейной части; K_i – капитальные вложения в линейную часть; b – коэффициент, учитывающий заработную плату линейного персонала и другие затраты; L_i – длина i -го варианта трассы; C_{in} – затраты на строительство n -перекачивающей станции; Q_{im} – затраты на выполнение m -го природоохранного мероприятия после окончания строительства; N – количество перекачивающих станций в i -том варианте; M – количество природоохранных мероприятий в i -том варианте; P_{if} – вероятность f -го отказа трубопровода, наносящего ущерб окружающей среде с учетом фактора времени Y_{if} ; F – количество отказов трубопровода.

Условие оптимальности будет следующее:

$$P_{opt} = \min(P_i). \quad (3.5)$$

Условия (3.4) и (3.5) описывают общую постановку задачи выбора оптимальной трассы с учетом охраны окружающей среды. При решении реальных задач Q_{im} , P_{if} , Y_{if} должны быть конкретизированы. Эта методика реализуется с использованием математических методов на ЭВМ.

3.4. Основные параметры магистральных трубопроводов

Основные параметры магистральных трубопроводов можно разделить на две группы: технологические и экономические. К технологическим относятся: характеристика труб (диаметры, толщина стенки, пропускная способность, прочность трубопровода). К экономическим – капитальные вложения, металлоемкость.

3.4.1. Трубы и их характеристика

Трубы магистральных газонефтепроводов изготавливаются из стали, как наиболее экономичного, прочного, хорошо свариваемого и надежного материала.

Производство сварных труб в накладку было впервые начато в Великобритании еще в 1842 г., стальных безшовных труб – в Германии в 1886 г. В России начало производства труб относится к 1880 году.

Сегодня трубная промышленность России и Украины обладает существенным потенциалом. Еще в СССР Украина обеспечивала трубами большого диаметра 100 % строительства магистральных трубопроводов.

По прогнозам экспертов производство труб в мире до 2050 г. составит 170 млн. тонн, из которых 60 % будет приходиться на такие страны как Россия, Бразилия, Индия, Китай.

Для строительства магистральных трубопроводов применяется целый арсенал стальных труб: бесшовные, электросварные прямошовные, спиральношовные и других специальных конструкций. Эти трубы изготавливаются из спокойных и полуспокойных углеродистых и низколегированных сталей диаметром до 500 мм включительно, из спокойных и низколегированных сталей диаметром до 1 020 мм и низколегированных сталей в термическом или термомеханическом упрочнениях диаметром до 1 420 мм.

Трубы изготавливаются на трубопрокатных заводах на трубосварочных станах и трубопрокатных агрегатах. Бесшовные трубы изготавливаются на трубопрокатном агрегате, позволяющем получать трубы диаметром до 700 мм и холоднокатанные трубы с диаметром до 450 мм (рис. 3.4).

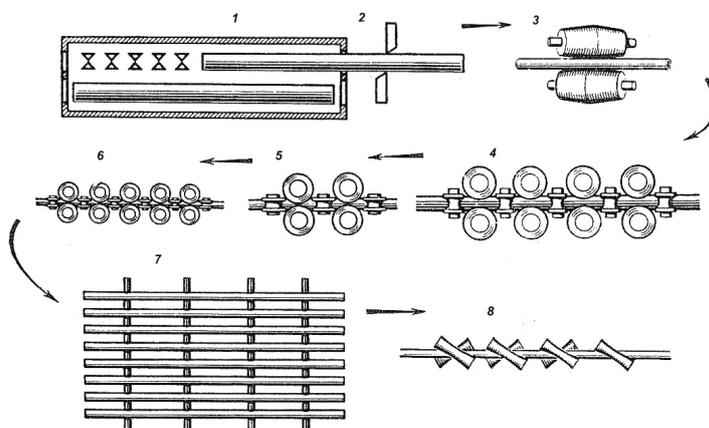


Рис. 3.4. Схема технологического процесса производства труб на трубопрокатном агрегате с непрерывным удлинительным станом:

1 – нагрев заготовок в секционных проходных печах; 2 – разрезка заготовок на ножницах; 3 – прошивка заготовок на прошивном стане; 4 – прокатка трубы на длинной оправке на непрерывном стане; 5 – прокатка на калибровочном стане; 6 – прокатка на редуционном стане; 7 – охлаждение готовых труб; 8 – правка труб на правильных машинах

Трубы большого диаметра изготавливаются на трубосварочных станках трубопрокатных заводов. Стан представляет собой систему машин для технологических операций при производстве стальных труб методом гибки их из полосы или листов и последующей сварки кромок. Главными признаками, характеризующими тип трубосварочного стана, является расположение сварного шва (продольный или спиральный, то есть расположенный по винтовой линии) и способ сварки. Наиболее распространены трубосварочные станы, в которых сварка осуществляется давлением (с нагревом свариваемых кромок током повышенной и высокой частоты) или плавлением (дуговая сварка под слоем флюса или в среде нейтральных газов).

На трубосварочных станках изготавливаются трубы диаметром от 500 до 1 650 мм. Сварка ведется снаружи и внутри трубы. Исходным материалом для изготовления труб на трубосварочном стане является рулонная полоса, при этом стан работает в так называемом бесконечном режиме, обеспечивающем стыковку сварной полосы без остановки стана.

Трубосварочный стан – это уникальное производство внушительных размеров. На рис. 3.5 показан один из цехов производства труб ОАО «Челябинский трубопрокатный завод» (Россия).

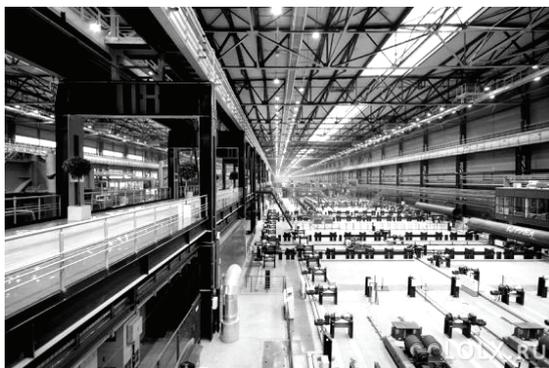


Рис. 3.5. Здесь изготавливаются трубы для магистральных трубопроводов

Производство делится условно на 2 части – операции со стальным листом (формирование трубы) и сформированной трубой

(сварка, шлифовка, ультразвуковой и рентгеновский контроль). Трубы изготавливаются из различных марок сталей. Марку стали для труб выбирают исходя из минимального расхода металла на трубопровод с учетом полного использования прочности.

Для труб диаметром 325–425 мм используют марки сталей 10, 20, а для труб диаметром 520–1 420 мм – 17Г2СФ, 17Г1С, 17ГС, 14ХГС. В табл. 3.3 представлены прочностные характеристики труб для сооружения магистральных трубопроводов.

У стальных труб отношение предела текучести к временному сопротивлению должно быть не более 0,75 – для труб из углеродистых сталей и не более 0,8 – для труб из низколегированных сталей. Такой важный показатель для труб, как ударная вязкость, зависит от диаметра. Так, для труб диаметром 1 200 мм при рабочем давлении от 5,5 до 7,5 МПа ударная вязкость должна составлять $6 \text{ кгс}\cdot\text{м}/\text{см}^2$, для труб 1 400 мм при рабочем давлении 5,5–7,5 МПа – $8 \text{ кгс}\cdot\text{м}/\text{см}^2$.

Трубы должны иметь сварное соединение равнопрочное основному материалу. Трубы диаметром 1 020 мм и более изготавливаются из рулонной и листовой стали, прошедшей 100 % контроль физическими неразрушающими методами.

Таблица 3.3. Прочностные характеристики труб

Внешний диаметр труб, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Марка стали	Конструкция сварного шва	Временное сопротивление разрыву, Н/мм ² , не менее	Предел текучести, Н/мм ² , не менее
1420	20,5	–	прямой	560	420
1420	16,5	–	прямой	600	420
1220	15,2	17Г1С	прямой	520	360
1220	12	17Г2СФ	спиральный	600	380
380	10,5	–	прямой	600	420
1020	14	17Г1С	прямой	520	360
1020	11	14ХГС	прямой	500	350
820	11	17Г1С	прямой	520	360
720	9	17Г1С	прямой	520	360
720	10,5	14ХГС	прямой	500	350
520	7,5	17ГС	прямой	520	360
426	10	20	бесшовный	420	250
325	8	20	бесшовный	420	250
325	7	10	прямой	340	220

3.4.2. Пропускная способность трубопроводов

Под пропускной способностью газонефтепроводов подразумевают количество нефти или газа, перекачиваемое на протяжении суток. Так, суточная пропускная способность газопровода может быть рассчитана по формуле:

$$Q = 0,326 \cdot 10^{-6} D^{2,5} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\mu T_{cp} L \Delta}} \text{ млн. м}^3/\text{сутки}, \quad (3.6)$$

где D – внутренний диаметр газопровода; P_n и P_k – рабочее давление в начале и в конце расчетного участка; T_{cp} – средняя температура газа; L – длина расчетного участка трубопровода; Δ – относительный вес газа по воздуху; μ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Годовая пропускная способность газопровода равна:

$$Q_{год} = Q \cdot 365 \cdot K_n, \quad (3.7)$$

где K_n – коэффициент неравномерности потребления газа, $K_n = 0,75$ – $0,85$.

В табл. 3.4 приведены данные о пропускной способности газопроводов в зависимости от диаметра и давления.

Таблица 3.4. Пропускная способность газопроводов (млрд., м³/год)

Диаметр, мм	При давлении $P = 5,6$ МПа	При давлении $P = 7,5$ МПа
325	0,47	0,66
377	0,62	0,9
426	0,91	1,36
530	1,65	2,5
630	2,61	3,95
720	3,65	5,5
820	5,85	7,5
1020	9,1	12,5
1220	14,6	19,5
1420	20	29

Пропускная способность нефтепроводов и нефтепродуктопроводов зависит от таких факторов: диаметра трубы, давления, создаваемого на выходе из насосной станции, размещения насосных станций по трассе, характеристики перекачиваемого продукта (табл. 3.5).

Таблица 3.5. Пропускная способность нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

Нефтепроводы			Нефтепродуктопроводы		
Внешний диаметр, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, млн. т/год	Внешний диаметр, мм	Рабочее давление, МПа	Пропускная способность, млн. т/год
530	5,4–6,5	6–8	219	9–10	0,7–0,9
630	5,2–6,2	10–12	273	7,5–8,5	1,3–1,6
730	5–6	14–18	325	6,7–7,5	1,8–3,2
820	4,8–5,8	22–26	325	5,5–6,5	2,5–3,2
920	4,6–5,6	32–36	377	5,5–6,5	2,5–3,2
1020	4,6–5,6	42–50	426	5,5–6,5	3,5–4,8
1220	4,4–5,4	70–78	520	5,5–6,5	6,5–8,5

3.4.3. Толщина стенки и прочность трубопровода

Толщина стенки трубопровода является определяющим параметром, характеризующим его прочность и металлоемкость. Хотя каждая труба имеет свой сертификат, она должна рассчитываться на прочность, для чего необходимо определить толщину стенки трубопровода с учетом рабочего давления и характеристики металла трубы.

Расчет толщины стенки осуществляется согласно СНиП по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2(R_1 + n \cdot P)}, \quad (3.8)$$

где n – коэффициент перегрузки давления в трубопроводе, для газопровода $n=1,1$; для нефтепровода $n=1,2$; $D_{\text{вн}}$ – внешний диаметр трубопровода; P – рабочее (нормативное) давление; R_1 – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб, определяемое по формуле:

$$R_1 = R_n \cdot m / (K_1 \cdot K_n), \quad (3.9)$$

где R_n – нормативное сопротивление растяжению металла труб, принимаемое равным временному сопротивлению по техническим условиям на трубы, то есть $R_n = \sigma_{\text{вр}}$; m – коэффициент условий работы, $m=0,6–0,9$; K_1 и K_n – соответственно коэффициенты безопасности ($K_1 = 1,34–1,55$) и надежности ($K_n = 1,15$).

Трубопровод с определенной толщиной стенки, проложенный под землей, проверяется на прочность исходя из условий:

$$\sigma_{np} < \psi R_1, \quad (3.10)$$

где σ_{np} – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок; ψ – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб. При растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{np} > 0$, $\psi = 1$). Когда имеют место сжимающие напряжения ($\sigma_{np} < 0$) ψ определяется по формуле:

$$\psi = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - \frac{0,5\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (3.11)$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевое напряжение от внутреннего давления

$$\sigma_{кц} = n \cdot P \cdot D_6 / (2\delta), \quad (3.12)$$

где D_6 – внутренний диаметр трубы; δ – толщина стенки трубы.

Продольное осевое напряжение определяется по формуле:

$$\sigma_{np} = \mu \frac{mPD_6}{2\delta} - \alpha E \Delta T, \quad (3.13)$$

где μ – коэффициент Пуассона (для стали $\mu = 0,28$); α – коэффициент линейного расширения, для стали $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/К; E – модуль упругости металла, для стали $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа; $\Delta T = T - T_y$ – температурный перепад (T и T_y – температура стенки трубопровода в рассматриваемый момент и во время укладки в траншею), °К.

По описанной выше методике рассчитывается толщина стенки трубопровода и проверяется его прочность.

3.4.4. металлоемкость и капитальные затраты на строительство трубопроводов

Экономические показатели магистрального трубопровода включают в себя металлоемкость и капитальные затраты на строительство. Удельная металлоемкость $M_{y\delta}$ – это отношение массы труб, расходуемая на 1 км трубопровода G , к суточной производительности Q_{cym} , то есть:

$$M_{y\delta} = G / Q_{cym}. \quad (3.14)$$

Капитальные вложения $K_{сум}$ в общем виде на строительство магистрального трубопровода состоят из затрат на строительство линейной части (K_1), на строительство компрессорных или насосных станций (K_2), резервуарных парков промежуточных хранилищ газа, если они необходимы (K_3), и других сооружений, то есть:

$$K_{сум} = K_1 + K_2 + K_3 + \dots + K_n. \quad (3.15)$$

Так, капитальные затраты на строительство газопровода, состоящего из линейной части и одной компрессорной станции составляют:

$$K_{2n} = \frac{K_{кc}\psi N}{L} + \frac{K_a}{L} + K_m G + K_{из} D, \quad (3.16)$$

где $K_{кc}$ – капитальные вложения на сооружение одной КС; (N – мощность одной КС, кВт; ψ – отношение между установленной и рабочей мощностью; L – расстояние между компрессорными станциями; K_a – капитальные затраты на сооружение административно-бытовых и жилищных сооружений КС; K_m – стоимость труб с доставкой их на трассу, сварки и укладки в траншею; G – масса труб, т; $K_{из}$ – капитальные затраты на изоляцию труб и разработку траншеи; D – внешний диаметр трубы.

Для трассы из нескольких компрессорных станций, общая стоимость строительства магистрального газопровода составит сумму стоимостей, рассчитанных по формуле (3.15).

Капитальные затраты на строительство магистрального нефтепровода можно рассчитать по формуле:

$$K = K_l + K_{nc}, \quad (3.17)$$

где K_l – капитальные вложения в линейную часть, определяемые согласно выражению

$$K_l = C_l L_{mp}, \quad (3.18)$$

где C_l – затраты на строительство одного километра линейной части; L_{mp} – длина нефтепровода; K_{nc} – капитальные затраты на сооружение перекачивающих станций:

$$K_{nc} = C_{зис} + (n-1)C_{нис} + V_p C_p, \quad (3.19)$$

где $C_{зис}$ и $C_{нис}$ – стоимость сооружения головной и промежуточной станции; n – общее количество перекачивающих станций;

V_p – необходимая вместимость резервуарного парка; C_p – стоимость строительства 1 м³ емкости.

Анализ технико-экономической эффективности магистральных трубопроводов показывает, что с увеличением диаметра трубопровода эти показатели улучшаются.

Раздел 4

ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

4.1. Основные сведения о проектировании магистральных трубопроводов

Началу строительства магистрального трубопровода предшествует большой объем проектных и организационно-технических работ. В СССР был накоплен определенный опыт проектирования трубопроводов с использованием аэрокосмических съемок, ЭВМ, графопостроителей, систем автоматизированного проектирования, которые воплотились в проекты таких нефтегазовых магистралей, как газопроводы: «Союз», «Уренгой – Помары – Ужгород», «Прогресс», «Ямал – Европа»; нефтепроводы: «Дружба», «Восточная Сибирь – Тихий океан» и др.

В проекты закладывались современные методы организации строительства и технологии проведения работ с использованием отечественного и зарубежного опыта, применения высокопроизводительных машин и оборудования, комплексной механизации и поточного метода строительства.

За многие годы была отработана определенная технологическая схема проектирования: технико-экономическое обоснование (ТЭО) – задание на проектирование (ПЗ) – технорабочий проект (ТРП) – проект организации строительства (ПОС) – проект производства работ (ППР).

При разработке проектной документации руководствуются законодательными и нормативными актами, Строительными нормами и правилами.

Технико-экономическое обоснование. Основным проектным документом на строительство магистральных трубопроводов является

технико-экономическое обоснование их строительства (ТЭО). Этим документом подтверждается экономическая целесообразность и народнохозяйственная необходимость строительства при наличии месторождения нефти и газа и необходимости подачи углеводородов в районы, где они будут использованы как сырье и топливо в соответствии с генеральными схемами развития и размещения нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности.

При разработке ТЭО решаются следующие основные задачи: выбор оптимальной трассы; определение числа и места расположения КС или НС; выбор оптимального диаметра труб, оптимального рабочего давления, определения максимального объема транспортировки продукта; выбор газоперекачивающего или нефтенасосного оборудования; определение рациональной технологической схемы управления трубопроводом при максимальной степени автоматизации и телемеханизации производственных процессов; расчет капитальных вложений, эксплуатационных и приведенных затрат; определение удельных затрат и расходов на единицу транспортируемого продукта; определение рентабельности и народнохозяйственной эффективности трубопровода.

ТЭО разрабатывается головной проектной организацией и оформляется в виде пояснительной записки с дополнением необходимых расчетов, табличных и графических материалов (карты, схемы, чертежи).

Задание на проектирование. На основании утвержденного в установленном порядке ТЭО организация-заказчик проекта при участии проектных организаций, которым поручена разработка проекта, составляют задание на проектирование. В задании на проектирование отражаются следующие вопросы: 1 – наименование магистрального трубопровода, начальная и конечная точки, протяженность магистрали; 2 – наименование генеральной проектной организации и генподрядной строительной организации; 3 – вид перекачки (для нефтепродуктопроводов совместная или последовательная); 4 – основные источники обеспечения сырьем (сырьевая база), электроэнергией, теплом для КС и НС; 5 – система очистки и сброса сточных вод; 6 – система технологической связи (кабельная, радиорелейная); 7 – необходимость и степень разработки автоматизированных и дистанционных систем управления

производством; 8 – сроки строительства; 9 – объем капитальных вложений; 10 – основные технико-экономические показатели.

Технорабочий проект и рабочие чертежи. Магистральные трубопроводы проектируются в одну или две стадии.

При двухстадийном проектировании разрабатывается технорабочий проект и рабочие чертежи, а при одностадийном – только технорабочий проект.

Технорабочий проект состоит из следующих частей:

1. Общая пояснительная записка с кратким изложением содержания проекта и результатов сопоставления вариантов, на основе которых приняты проектные решения, характеристики комплекса проектируемых сооружений с освещением всех вопросов, технологических параметров трубопровода, его строительства и эксплуатации.

2. Технико-экономическая часть, включающая обоснования основных технико-экономических показателей и расчеты эффективности использования в проекте новейших достижений науки и техники.

3. Генеральный план, транспорт и восстановление (рекультивация) нарушенных земель. В этот раздел входят линейная часть магистрального трубопровода, включающая схемы и чертежи участков трассы и крупных переходов через водные преграды; линейные сооружения, входящие в состав магистрального трубопровода (линии связи, система электрохимической защиты трубопровода, прочие сооружения и вдольтрассовые дороги); наземные сооружения магистрального трубопровода.

4. Технология транспорта продукта (газа, нефти, нефтепродуктов), обеспечение энергоресурсами и защита окружающей среды, определяющие характеристику технологического оборудования и производственных процессов.

5. Организация труда и системы управления магистральным трубопроводом.

6. Строительная часть. Она включает: линейную часть магистрального трубопровода, линейные и наземные сооружения.

7. Организация строительства. Объем и содержание этой части проекта устанавливают в соответствии с действующими инструкциями по разработке проектов организации строительства и проведении работ. Эта часть проекта включает два блока:

А. Линейная часть магистрального трубопровода и линейные сооружения. Проект организации строительства.

Б. Наземные сооружения – насосные станции (НС) и компрессорные станции (КС). Проект организации строительства.

8. Организация подготовки к освоению пропускной способности и ее освоение в нормативные сроки.

9. Сметная часть. Включает смету на строительство и сводку затрат.

10. Жилищно-гражданское строительство.

11. Паспорт проекта.

При двухстадийном проектировании разрабатываются и рабочие чертежи.

Рабочие чертежи для строительства линейной части магистральных трубопроводов разрабатываются и выдаются проектной организацией заказчику после утверждения технорабочего проекта. При разработке рабочих чертежей уточняются и детализируются технические, технологические и организационные решения. Рабочие чертежи линейной части магистрального трубопровода составляют на десятикилометровые участки трассы. Чертежи выполняют в горизонтальном 1:10 000 и вертикальном – 1:1 000 масштабах.

Проект организации строительства (ПОС). Это основная самостоятельная часть технорабочего проекта строительства магистрального трубопровода, имеющая целью обеспечить его ввод в эксплуатацию в установленные сроки при высоком качестве выполнения строительно-монтажных и специальных работ.

Исходным материалом для разработки ПОС являются: ТЭО строительства магистрального трубопровода, задание на проектирование, другие разделы технорабочего проекта, сводная смета, материалы инженерных изысканий, данные о состоянии транспортной схемы районов строительства, документы согласований, данные об уровне специализации и технической оснащенности строительных, монтажных и специализированных подразделений подрядных организаций.

В состав ПОС входят следующие разделы: календарный план строительства; ведомость объемов строительно-монтажных и специальных работ (включая инженерную подготовку трассы и работы по строительству переходов через искусственные и природные препятствия); ведомость объемов строительно-монтажных

работ, выполняемых в период подготовки строительного производства; строительный генеральный план объекта (стройгенплан); транспортная схема строительного объекта; пояснительная записка.

Среди документов, входящих в состав ПОС, наиболее важными являются: генеральный план строительства собственно линейной части магистрального трубопровода; генеральные планы строительства переходов трубопровода через крупные водные преграды; генеральные планы строительства наземных объектов КС или НС.

Генеральный план строительства линейной части магистрального трубопровода (линейный стройгенплан) представляет собой обобщенный графический документ, суммирующий все основные решения, принятые при разработке ПОС:

- графическое приложение трассы трубопровода и основную ситуацию (железные и автомобильные дороги, реки, мосты, населенные пункты, железнодорожные станции и др.);
- объекты магистрального трубопровода (собственно линейная часть, переходы через преграды, расположение КС и НС, промежуточных трубосварочных баз, полевых жилых городков и др.);
- участки трассы, закрепленные за генеральными подрядными организациями;
- основные виды и объемы работ по участкам трубопровода, в границах которых намечено осуществление линейных объектных строительных потоков (ЛОСП), график работы ЛОСП (директивный график строительства магистрального трубопровода);
- планы станции обслуживания, план перевозок труб, изоляционных и других материалов.

4.2. Основы организации строительства магистральных трубопроводов

4.2.1. Некоторые понятия и термины

Сам термин организация строительства представляет собой функциональную систему, включающую объекты строительства трубопровода (линейную часть, компрессорные и насосно-перекачивающие станции, подземные хранилища и другие объекты), ресурсы для их возведения (временные, трудовые, технические,

материальные, финансовые), а также правила взаимодействия ресурсов (последовательность, направление, совмещение, продолжительность, интенсивность, надежность), направленные на достижение заданного результата – полностью законченного строительства магистрального трубопровода.

Характерной особенностью для строительства магистральных трубопроводов, является комплексная механизация работ, при которой все технологические процессы выполняются при помощи согласованно работающих машин.

Все объекты строящегося трубопровода разделяются на две группы: линейно-протяженные и сосредоточенные. К линейно-протяженным относится сама линейная часть магистрального трубопровода, к сосредоточенным – КС, НПС, ПХГ и др.

При сооружении линейной части магистрального трубопровода выполняются следующие виды работ: подготовительные, транспортные, погрузочно-разгрузочные, земляные, сварочные, изоляционно-укладочные, очистка трубопровода и испытание.

В СССР были разработаны и нашли широкое применение поточные методы организации строительства, что позволило обеспечить ввод в эксплуатацию сверхмощных и сверхдальних нефтегазовых магистралей. И сегодня, эти методы не утратили своего значения.

Для осуществления поточного строительства организуются специальные строительные структуры – потоки. Как и для любого строительного объекта принята классификация потоков: частный, специализированный, объектный и комплексный.

Частный поток – это элементарный монтажный или строительный поток, выполняющий один из видов работ (рытье траншей, сварка трубопровода в нитку и т. д). Специализированный поток – совокупность частных потоков, готовой продукцией которого является часть строящегося трубопровода, например участок трубопровода, подводный переход, переход через автомобильную и железную дороги, монтаж линии связи и т. д.

Совокупность специализированных потоков по всей протяженности строящегося трубопровода образует линейный объектный строительный поток, продукцией которого является полностью законченный участок или весь магистральный трубопровод.

Комплексный строительный поток – это совокупность потоков по строительству компрессорных, насосных станций и объектных потоков сооружения линейной части трубопровода, объединенных общей продукцией – комплексное сооружение магистрального трубопровода.

Весь объем работ по сооружению линейной части магистрального трубопровода разделяют на четыре цикла: подготовка базы строительства; подготовительные работы; основные линейные работы; очистка полости и испытание трубопровода.

4.2.2. Поточный метод строительства магистральных трубопроводов

Строительство линейной части магистрального трубопровода осуществляют линейные объектные строительные потоки (ЛОСП). На рис. 4.1 изображена общая схема построения ЛОСП с зонами выполнения работ и необходимыми машинами и механизмами.

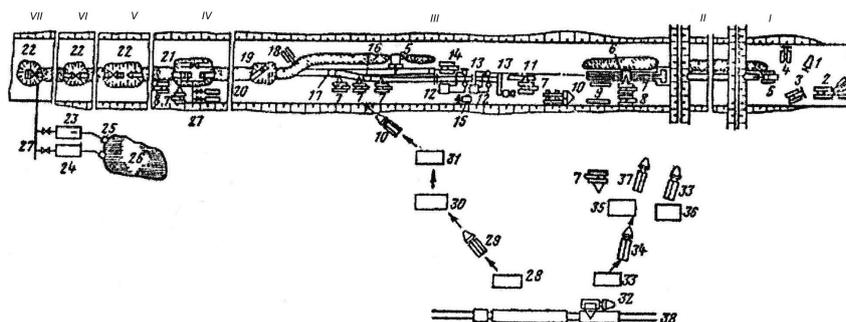


Рис. 4.1. Общая схема построения ЛОСП:

I – подготовительные работы; II – строительство малых переходов; III – сварочно-монтажные работы; IV – земляные работы; V – изоляционно-укладочные работы;

VI – очистка полости трубопровода; VII – испытание трубопровода;

- 1 – лесоповалочная машина; 2 – трелевочный трактор; 3 – корчеватель пней или бульдозер; 4 – бульдозер; 5 – экскаватор одноковшовый; 6 – установка горизонтального бурения; 7 – трубоукладчик; 8, 12 – передвижная сварочная установка; 9 – труба; 10 – битумовоз; 11 – внутренний центратор; 13 – инвентарная лежка; 14 – роторный экскаватор; 15 – трактор; 16 – очистная машина; 17 – изоляционная машина; 18 – бульдозер или роторный траншеезасыпатель; 19 – продувочный патрубков; 20 – компрессоры; 21 – очистной поршень; 22 – линейная арматура; 23 – прессовочный агрегат; 24 – наполнительный агрегат; 25 – водоем; 26 – фильтры; 27 – инвентарные узлы подключения компрессоров, наполнительного или опрессовочного агрегатов; 28 – прирельсовый склад изоляционных материалов; 29 – автомашина; 30 – притрассовый склад изоляционных материалов; 31 – битумоплавильное хозяйство; 32 – автокран; 33 – площадка для складирования труб; 34 – трубовоз; 35 – трубосварочная база; 36 – площадка для гибки труб; 37 – плетевоз; 38 – железная дорога

Как видно из схемы, ЛОСП состоит из нескольких специализированных потоков, выполняющих подготовительные, земляные, сварочно-монтажные, изоляционно-укладочные и другие виды работ. Количество ЛОСП устанавливают расчетным путем, в основу которого положены изоляционно-укладочные работы и приведенная протяженность трассы трубопровода. Эта условная протяженность трассы рассчитывается с учетом коэффициентов сложности работ и природно-климатических условий местности.

Количество потоков K определяют по формуле:

$$K = \frac{L_{np}}{N_{пл} \cdot P_{см}} K_{см}; \quad (4.1)$$

где $K_{см}$ – коэффициент сменности, равный $8/t_{ф}$ ($t_{ф}$ – фактическая продолжительность смены); $N_{пл}$ – планируемое число рабочих смен; $P_{см}$ – сменная производительность изоляционно-укладочной колонны в нормальных условиях (для трубопроводов диаметров от 1 020 до 1 420 мм $P_{см}$ = от 1,2 до 0,8 км).

Приведенная протяженность трассы трубопровода L_{np} определяется по формуле:

$$L_{np} = \left(\sum l_i k_i \right) K_{неp} K_{кл} \sum l_{из} k_{из} - L, \quad (4.2)$$

где $\sum l_i k_i$ – сумма произведений суммарной протяженности участков трассы трубопровода с нормальными и специфическими характерными участками (например, болота, пески, скальные грунты и т. д.) умноженная на соответствующие коэффициенты, учитывающие сложность работ; $\sum l_{из} k_{из}$ – сумма произведений суммарной протяженности участков трубопровода с изоляционным покрытием различных типов на соответствующие коэффициенты, учитывающие сложность нанесения покрытий. Для условий нанесения на трубопровод изоляции различных типов значение $k_{из}$ принимают: для изоляции полимерными лентами нормального типа – 1; усиленного типа – 1,1; нормального и усиленного типа с защитной оберткой – 1,5; для битумно-резиновой изоляции нормального типа – 1,2; усиленного типа – 1,3; L – расчетная протяженность трубопровода:

$$L = L_{общ} - \sum L_{неp}, \quad (4.3)$$

где $L_{общ}$ – общая проектная протяженность трубопровода; $\sum L_{пер}$ – суммарная протяженность переходов трубопроводов через преграды.

При расчете приведенной протяженности трассы для различных условий, приняты следующие значения коэффициентов сложности производства работ (k_i (k_b, k_e, k_n)) и т. д.

Коэффициент k_b (коэффициент сложности болот) принимается в зависимости от типа болот и суммарной протяженности l трассы участков болот (в % от расчетной протяженности трассы трубопровода).

Для болот I типа

l , процент	3–5;	> 5–10;	> 10–15;	> 15–20;	> 20–25
k_b	1,25	1,5	2	2,3	2,5

Для болот II типа коэффициент $k_b = 3$.

Для горных условий с различными уклонами α местности значения коэффициента сложности k_e следующие:

α , градус	< 7	> 7–20	> 20–40	> 40
k_e	1	2	2,5	3

Для сыпучих песков с редким растительным покровом $k_n = 1,2$; для условий подвижных барханов и дюн $k_n = 1,3$.

Для условий скальных грунтов коэффициент сложности производства работ определяют по формуле:

$$k_e = 1 + C \cdot n, \quad (4.4)$$

где n – отношение суммарной протяженности участков трассы трубопроводов со скальными грунтами к расчетной протяженности; C – корректирующий коэффициент, значение которого зависит от значения n :

n	0,01–0,33	0,34–0,64	0,64–0,77	> 0,77
C	0,8	0,66	1,34	1,6

Сложность работ при наличии на трассе переходов учитывается коэффициентом $K_{пер}$, который зависит от числа переходов трубопроводов через преграды n , приходящихся на 100 км трассы трубопровода:

n	< 20	> 20–40	> 40–50	> 50
$K_{пер}$	1,05	1,1	1,15	1,25

Значение коэффициента $K_{кл}$, учитывающего сложность климатических условий, определяется по формуле:

$$K_{кл} = \frac{N_{пл}}{N_{пл} - N_{пог}}, \quad (4.5)$$

где $N_{пог}$ – число рабочих смен в планируемом периоде строительства $N_{пл}$, в котором производство изоляционно-укладочных работ по погодным условиям не допускается.

При поточном методе строительства определяются границы работы потока, обеспечивается синхронное выполнение отдельных видов работ в составе ЛОСП. Это необходимо для того, чтобы каждый вид работ имел открытый фронт, т. е. исключить простои бригад и звеньев.

4.2.3. Транспортная схема строительства магистральных трубопроводов

Важное значение для успешного проведения строительства магистрального трубопровода имеет транспортная схема строительства. Рациональный выбор пунктов поступления труб, материалов, оборудования и техники, путей их перевозки и перемещения в период строительства позволяет не только сократить транспортные расходы, но и сроки строительства.

Исходными данными для разработки транспортной схемы строительства трубопровода являются: объемы грузоперевозок, возможные пункты разгрузки труб и материалов, возможные пункты размещения перевалочных баз. Пункты поступления материалов для строительства магистрального трубопровода (железнодорожные станции, речные пристани) размещаются вблизи участков трассы с оборудованием на разгрузочных площадках.

Расчет транспортной схемы строительства трубопровода заключается в определении участков трассы, обслуживаемых отдельными пунктами поступления труб и материалов, дальности их перевозки и потребности в транспортных средствах. Для выполнения данного расчета применяется графический метод (рис. 4.2).

Как видно из рис. 4.2, кратчайшим расстояниям от пунктов поступления труб и материалов A , B , C и D до трассы трубопровода соответствуют расстояния a , b , c и d . Расстояния по трассе трубопровода между точками выхода на нее дорог от пунктов A , B , C и D соответствуют значениям L_1 , L_2 , L_3 .

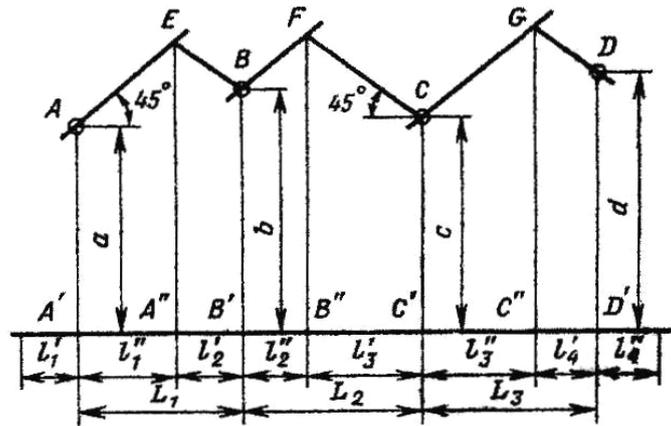


Рис. 4.2. Расчетная схема определения рациональных границ участков трассы магистрального трубопровода, обслуживаемых пунктами поступления труб и материалов

Расстояния a , b , c и d могут быть замерены в натуре по спидометру автомашины либо, если это невозможно, по картам масштаба 1:25 000 или 1:50 000, а затем на схеме отложены на перпендикулярах, восстанавливаемых из точек выхода дорог на трассу A' , B' , C' и D' , в масштабе, равном масштабу трассы трубопровода.

Рациональные границы участков обслуживания определяют для каждого двух соседних пунктов поступления труб и материалов отдельно. Для участка трассы трубопровода $A'B'$ рациональная граница обслуживания A'' может быть определена по формуле:

$$l_1'' = (L_1 + b - a) / 2. \quad (4.6)$$

Аналогично могут быть определены границы участков обслуживания (B'' , C'') последовательно по всей трассе трубопровода.

Графический метод определения рациональных границ участков обслуживания трассы пунктами поступления труб и материалов заключается в нахождении точек пересечения прямых AE и BE , BF и CF , CG и GD , которые проводятся через точки A , B , C и D под углом 45° к горизонтали.

Проекции точек пересечения указанных прямых на горизонтальную линию, соответствующую трассе трубопровода ($A'D'$), дают искомые границы A'' , B'' , C'' .

Средневзвешенную дальность перевозки L_{cp} определяют как частное от деления суммы линейных моментов перевозки M на общую длину трассы трубопровода L :

$$L_{cp} = \frac{M'_1 + M''_1 + M'_2 + \dots + M''_n}{L_1 + L_2 + \dots + L_n}, \quad (4.7)$$

где $M'_1 = (a + l'_1/2) \cdot l'_1$; $M''_1 = (a + l''_1/2) \cdot l''_1$ и т. д. (4.8)

Как показывает практика строительства, трубосварочные базы располагаются в местах подъездов к трассе трубопровода от пунктов поступления труб и материалов, т. е. в точках A' , B' , C' и D' (рис. 4.2). В этих случаях средневзвешенная дальность перевозки определяется отдельно для транспорта труб от пунктов A , B , C и D до трубосварочных баз и для транспорта секций труб от трубосварочных баз на трассу.

Потребность в транспортных средствах рассчитывается для каждого участка трассы по всем основным видам грузов по формуле:

$$N = \frac{G_{общ} (L_{cp}/V_{cp} + L_{cp}/V_{noz}) + t_{noz} + t_{выг}}{g \cdot k \cdot T \cdot t_{сут}}, \quad (4.9)$$

где N – необходимое число одновременно работающих транспортных средств; $G_{общ}$ – общий вес перевозимых грузов; g – грузоподъемность транспортного средства; L_{cp} – средневзвешенная дальность перевозки; V_{cp} , V_{noz} – скорость движения транспорта соответственно с грузом и без него; t_{noz} , $t_{выг}$ – время, необходимое для погрузки и разгрузки груза; k – коэффициент использования рабочего времени: $k = 0,8$ – для зимних условий и $k = 0,9$ – для летних; T – общая продолжительность работы транспортных средств, установленная для перевозки грузов; $t_{сут}$ – продолжительность работы машин в течение суток.

4.2.4. Продолжительность строительства магистральных трубопроводов

Продолжительность строительства линейной части магистральных трубопроводов определяется СНиП и учитывается при разработке проектной документации на строительство. Обычно нормы продолжительности (табл. 4.1) охватывают период от даты

начала выполнения вдольтрассовых работ до даты оформления акта о сдаче-приемке построенного трубопровода.

Таблица 4.1. Нормы продолжительности строительства магистральных трубопроводов (мес.)

Диаметр трубопровода, мм	Протяженность трубопровода, км				
	100	200	360	500	1000
500	7(1)	9(1)	10(1)	15(2)	22(2)
800	8(1)	10(1)	11(1)	16(2)	24(3)
1000	9(1)	11(1)	12(1)	18(2)	28(3)
1200	10(1,5)	13(2)	15(2)	20(3)	30(4)
1400	14(2)	18(3)	20(3)	26(4)	36(5)

Примечание: цифры в скобках – продолжительность подготовительного периода (в том числе). Для северных районов нормы продолжительности строительства магистральных трубопроводов применяются с коэффициентом от 1,2 до 1,4.

Раздел 5

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

С этого раздела мы знакомим читателя с основными технологическими процессами при строительстве магистральных трубопроводов. И первым этапом строительства являются подготовительные работы.

5.1. Строительная полоса и ее параметры

Строительной полосой называют территорию земельного отвода вдоль трассы трубопровода, на которой выполняются все необходимые работы по строительству магистрального трубопровода. Она представляет собой линейно-протяженный участок для прокладки трубопровода; выполнения строительно-монтажных работ; сооружения временных дорог для проезда машин и строительной техники; размещения запорной арматуры, строительства водоотливных и других сооружений и устройств.

Ширина строительной полосы зависит от диаметра трубопровода, плодородности земель и количества прокладываемых ниток (табл. 5.1).

Таблица 5.1. Ширина строительной полосы (земельного отвода), м

Диаметр трубопроводов, мм	На землях сельскохозяйственного назначения (с рекультивацией)	На землях без рекультивации
426	28	20
530–720	33	23
820–1020	39	28
1220	42	30
1420	45	32

Для размещения сварочных баз и городков строителей отдельно отводятся участки земли. Ширина полосы земли, отводимая для временного пользования на период строительства двух и более параллельных магистральных трубопроводов принимается равной ширине полосы земли для одного трубопровода плюс расстояние между осями крайних трубопроводов. Расстояние между осями смежных трубопроводов приведено в табл. 5.2.

Таблица 5.2. Расстояние между осями смежных трубопроводов, м

Диаметр трубопроводов, мм	Газопроводов	Нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
<426	8	5
> 426–720	9	5
> 720–1020	11	6
> 1020–1220	13	6
> 1220–1420	15	7

На землях, пригодных для сельскохозяйственного производства, работы ведутся с рекультивацией, то есть до проведения подготовительных работ снимается плодородный слой почвы, размещаемый в соответствующей зоне строительной полосы. После засыпки трубопровода плодородный слой грунта восстанавливается, поэтому в этих случаях строительная полоса всегда большего размера.

Строительная полоса и отвод земли, на которой размещаются строительные объекты, передаются строительной организации во временное пользование на период строительных работ. На рис. 5.1

представлена схема строительной полосы и размещения на ней машин и земляных сооружений.



Рис. 5.1. Схема строительной полосы и размещения машин на период строительства:
1 – бульдозер; 2 – трубопровод; 3 – трубоукладчик; 4 – трубовоз

Отведенная строительная полоса разбивается на зоны, протяженность которых регламентируется Строительными нормами и правилами (табл. 5.3). Эти зоны следующие: 1, 2 – зона размещения плодородной почвы для рекультивации и работы машин по рекультивации; 3, 4 – зона размещения отвала грунта и машин по засыпке уложенного в траншею трубопровода; 5, 6 – зона размещения траншеи и работы землеройной техники; 7, 8, 9 – зона размещения трубопровода на бровке и работы изоляционно-укладочной колонны; 10, 11 – зона работы транспортных машин.

Таблица 5.3. Размеры зон строительной полосы, м

Диаметр трубопровода, мм	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
426	4,5	3,5	4,5	2,1	1	1,4	1,5	0,5	5,5	1	2,5
520–720	5,2	4,8	5,2	2,5	1	1,9	1,7	0,5	6,2	1	3
820–1020	6,2	4,8	6,2	4,5	1	3,6	2	0,5	6,2	1	3
1220	6,6	5,4	6,6	5,1	1	4,1	2,2	0,5	6,2	1	3,3
1420	6,6	6,4	6,6	6,3	1	4,7	2,4	0,5	6,2	1	3,3

При строительстве магистральных трубопроводов в труднопроходимой местности (в болотах, тундре, пустынях, горных условиях и т. п.) ширина полос земель, отводимая под строительство (строительная полоса), определяется проектом. В горных условиях эта полоса представляет собой полку, образованную в полувыемке или полунасыпи горных пород. На ней и размещаются строительномонтажные машины (рис. 5.2).

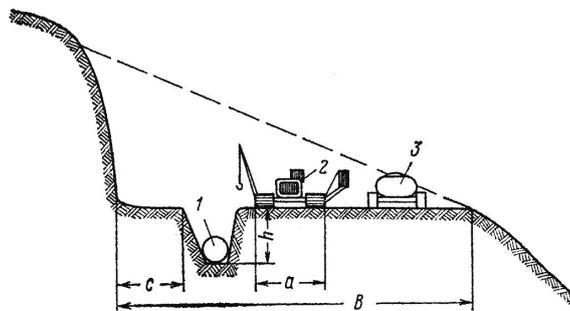


Рис. 5.2. Параметры строительной полосы (полки) и размещение на ней оборудования при строительстве трубопроводов в горных условиях:
1 – трубопровод; 2 – трубоукладчик; 3 – транспортные средства

Минимальную ширину полки B можно определить по формуле:

$$B=(c+0,5)+(2\cdot h\cdot n+d)+(a+0,7), \quad (5.1)$$

где c – ширина бровки для размещения отвала грунта из траншеи; h – глубина траншеи; n – заложение откосов; d – ширина траншеи по дну; a – ширина гусеничного хода трубоукладчика.

На косогорах для доставки секций труб к месту их монтажа через 200–300 м устраивают разъезды шириной 12–14 м и длиной не менее 15 м.

5.2. Технология проведения подготовительных работ

Весь процесс подготовительных работ при строительстве магистральных трубопроводов разделяется на два этапа: работы подготовительного периода и подготовительные работы.

На первом этапе выполняются мероприятия и работы по подготовке строительного процесса, призванного обеспечить строительство трубопровода качественно и в установленный срок. В состав мероприятий и работ в подготовительный период входят: общая организационно-техническая подготовка (разработка проектно-сметной документации) и отвод территории для строительства (трассы с полосой отвода для строительства линейной части трубопровода и площадок для наземных объектов).

Подготовка к производству строительно-монтажных работ включает разработку проекта производства работ, принятие от заказчика закрепленных на местности знаков геодезической разбивки

трассы магистрального трубопровода или площадки наземного объекта.

На этом этапе ведется строительство транспортных путей за пределами строительной площадки (постоянных и временных дорог, временных речных и морских причалов и т. д.), временных или постоянных инженерных сетей (линий электропередач с трансформаторными подстанциями, сети водоснабжения и канализации, городка для строителей).

После завершения подготовительного этапа приступают к проведению основных подготовительных работ на трассе. Прежде всего, строительная организация принимает от заказчика (организации по эксплуатации будущего магистрального трубопровода) геодезическую разбивку трассы и отметку территории, отведенной во временное пользование для проведения строительно-монтажных работ.

В соответствии с проектом трассу будущего трубопровода закрепляют на местности с помощью знаков – реперов. Работы по подготовке трассы к проведению строительно-монтажных работ объединяют под общим названием – инженерная подготовка. Характер и объемы инженерной подготовки зависят от определенных причин: рельефа местности, наличия горных участков, лесов, оврагов, болот и др.

Инженерная подготовка трассы должна создать необходимые условия для сооружения магистрального трубопровода, а именно: возможности подвоза и развоза вдоль трассы труб и необходимых материалов, работы машин для выполнения строительно-монтажных работ и производства самих работ.

В перечень основных подготовительных работ входит: расчистка строительной полосы от леса и кустарника, корчевка пней, снятие и складирование в специально отведенных местах плодородного слоя почвы, планирование строительной полосы, уборка валунов, нависших камней, устройство полок на косогорах, осушение строительной полосы, строительство вдольтрассовых дорог.

На равнинных участках трассы при отсутствии леса или кустов на землях несельскохозяйственного назначения проводятся работы только по планировке рельефа, засыпке канав, сооружению проездов через ручьи и мелкие канавы. При наличии земель сельскохозяйственного назначения в подготовительный период с помощью бульдозеров в пределах границы отвода срезают слой

плодородной почвы и перемещают его во временный отвал возле границы отвода. При больших объемах планировки срез грунта ведется слоями толщиной до 10–20 см челночными перемещениями.

По окончании строительства и засыпки трубопровода, плодородный слой почвы восстанавливают, то есть проводят рекультивацию. Объем и трудоемкость выполнения работ по инженерной подготовке трассы на равнинной местности намного меньше, чем на лесистой, горной или на болотах.

При прохождении трассы магистрального трубопровода по лесным массивам в пределах строительной полосы устраивают просеку с валкой деревьев и их распилкой. Эти работы выполняются машинами и механизмами, применяемыми в практике лесной промышленности и полностью механизующими и значительно ускоряющими валку леса и срезку кустарника.

Наиболее распространенный способ валки леса – срезание деревьев ручной бензомоторной пилой «Дружба-4» или «Урал». Для обрезки ветвей используют бензомоторную пилу БС-1.

В последние годы широкое применение на строительстве трубопроводов приобрели лесоповалочные машины, используемые для расчистки трассы: валочно-пакетирующая машина ЛП-2 «Дятел-2»; валочно-трелевочные машины ЛП-17, Л-235 (рис. 5.3). Эти машины позволяют в несколько раз повысить производительность труда и полностью исключают ручные операции при расчистке трассы от леса и кустов.

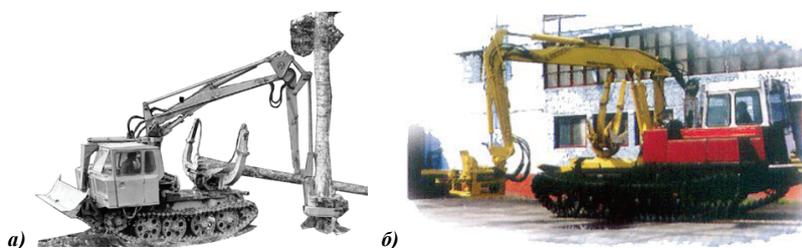


Рис. 5.3. Валочно-трелевочные машины:
а) – ЛП-17; б) – Л-235

Трассу от кустов расчищают также при помощи бульдозеров разных марок и специальных машин (кусторезов). Кусторезы предназначены для срезания кустарника и мелколесья на уровне

земли, либо срезания слоя грунта при расчистке земельных участков большой протяженности.

Кусторез (рис. 5.4) состоит из базовой машины (гусеничного трактора) 1, рабочего органа 6, универсальной толкающей рамы 4, ограждения 2 из металлических прутьев, предохраняющего машину и машиниста во время работы от падающих деревьев.

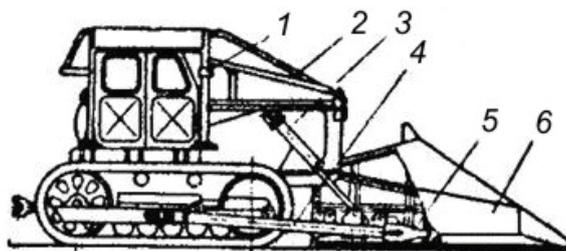


Рис. 5.4. Конструктивная схема кустореза:

1 – базовая машина; 1 – ограждение трактора; 3 – гидроцилиндр подъема рабочего органа; 4 – универсальная толкающая рама; 5 – шаровой шарнир; 6 – рабочий орган

Техническая производительность кустореза определяется по формуле:

$$P_m = 3600L[Bn - b(n-1)] / tE, \text{ м}^2/\text{ч}, \quad (5.2)$$

где L – длина планируемого участка, м; B – ширина захвата, м; n – число полос планировки; b – ширина перекрытия полосы планировки, м; tE – суммарная продолжительность планировки участка при сплошной расчистке.

Трелевка леса осуществляется специальными тракторами ТДТ-40, ТДТ-60 и ТДТ-75 на заранее подготовленные площадки через каждые 2 км расчищаемой полосы. На площадках древесина сортируется и штабелируется.

Для корчевки и уборки пней диаметром до 50 см, расчистки участков от камней, удаления сваленных деревьев и срезанного кустарника применяются корчеватели (рис. 5.5).

Корчеватель представляет собой навесное оборудование на гусеничном тракторе 1, выполненное в виде универсальной толкающей рамы 5, закрепленной на шаровых опорах гусеничных тележек трактора. Привод рабочего органа гидравлический.

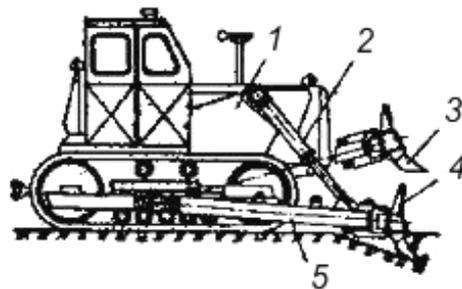


Рис. 5.5. Конструктивная схема корчевателя:
 1 – базовая машина; 2 – гидроцилиндр подъема рабочего органа; 3 – зубья; 4 – отвал;
 5 – универсальная толкающая рама

При корчевании пней, корней и крупных камней под них заглубляются зубья корчевателя, отвал опускается одновременно с поступательным движением машины вперед. Когда отвал поднимается, корни и пни извлекаются из земли. Часовая производительность при корчевании пней составляет 40–50 шт., при уборке камней – 15–20 м², при удалении выкорчеванных пней, срезанных деревьев и кустарников – до 4 000 м².

Для предварительного разрушения плотных, прочных и мерзлых грунтов при производстве подготовительных и земляных работ применяют рыхлители. По способу воздействия на грунт рыхлители могут быть разделены на машины для послойного рыхления, машины для нарезания щелей, машины и оборудование для объемного разрушения мерзлых грунтов.

Для послойного разрушения, мерзлого грунта применяют навесные рыхлители статического и динамического действия и землеройно-фрезерные машины. У навесных рыхлителей достаточно высокая производительность, маневренность, небольшая металлоемкость. Они хорошо зарекомендовали себя при рыхлении грунтов с глубиной промерзания до 1 м и температуре до -15 °С (рис. 5.6).

Рыхлитель состоит из опорной рамы, закрепленной на привалочной плоскости заднего моста базового трактора 2 и стоек 3 коробчатого сечения с присоединенными к ним гидроцилиндрами 4 управления рамой трехзвенного рыхлительного оборудования. Рыхлительное оборудование состоит из рабочих зубьев 6 со сменными наконечниками. На рыхлителе имеется также бульдозерное оборудование 1.

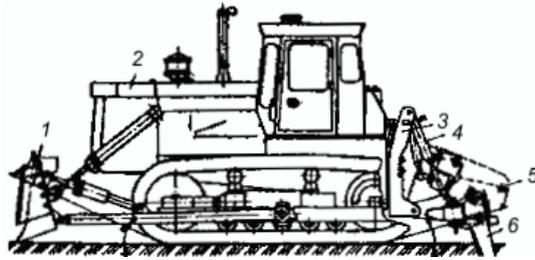


Рис. 5.6. Рыхлитель с трехзвенной подвеской рабочего оборудования:
 1 – бульдозерное оборудование; 2 – базовый трактор; 3 – стойка; 4 – гидроцилиндр;
 5 – флюгер; 6 – зуб

При сооружении участков магистрального трубопровода в горных условиях подготовка трассы связана со срезкой больших склонов и устройством полок для прохождения строительной техники. При необходимости устанавливают якорные устройства, за которые закрепляют канаты для поддержания машин при больших склонах опускания и поднятия по горной местности. Кроме того, ликвидируют нависающие камни вдоль трассы и проводят защитные мероприятия против обвалов и сдвигов.

На участках магистрального трубопровода, проходящих по заболоченной местности или сильнообводненным почвам, основная подготовка строительной полосы связана со строительством вдольтрассовых дорог для прохождения строительных машин, проведения строительно-монтажных работ и с проведением работ по осушению отведенного участка. При этом работы ведутся с применением специальной техники, предназначенной для работы на болотах.

При наличии больших пней (диаметром более 35 см), крупных валунов, и участков со скальными грунтами, когда применение машин затруднено, при подготовке строительной полосы применяются взрывные работы.

При корчевке пней заряды взрывчатых веществ (ВВ) размещают под пнем, либо в выбуренном шпуре (рис. 5.7). Первый способ применяется при стелящейся корневой системе, второй – при наличии центрального корня.

Дробление валунов осуществляется: накладными (рис. 5.8, а) или шпуровыми (рис. 5.8, б) зарядами и зарядами, размещенными в подкопе (под валуном) (рис. 5.8, в).

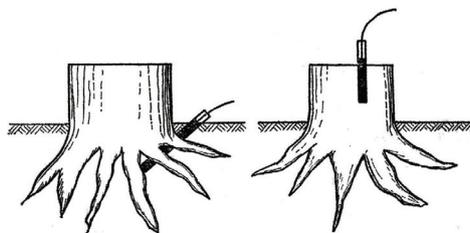


Рис. 5.7. Корчевка пней взрывным способом

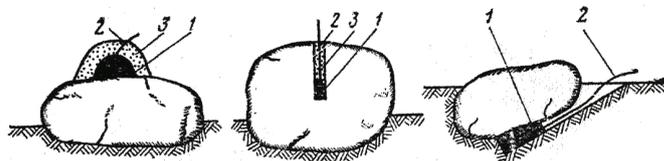


Рис. 5.8. Разделка валунов взрывным способом:

1 – заряд ВВ; 2 – зажигательная трубка; 3 – забойка (грунт)

Для доставки на трассу труб, трубных секций и других материалов, а также для прохождения по трассе строительных машин во время подготовительных работ, строят дороги. Это связано с тем, что трассы магистральных трубопроводов, как правило, проходят в районах, удаленных от автомобильных и железных дорог.

Различают три вида временных дорог: вдольтрассовые, подъездные и технологические. Вдольтрассовые дороги сооружают на полосе отвода, но при необходимости их строят и за пределами полосы отвода со съездами к трассе. Подъездные дороги предназначены для доставки необходимых труб, материалов, строительной техники из пункта их поступления железнодорожным или водным транспортом к вдольтрассовой дороге. Технологические дороги обеспечивают движение строительной техники в составе механизированной колонны в процессе сооружения линейной части магистрального трубопровода.

Ширина вдольтрассовых и подъездных дорог колеблется от 4,5 до 9 м. Минимальный радиус поворота этих дорог в плане, при перевозке длинномерных грузов (трубных секций длиной до 36 м) составляет 120 м.

В зависимости от характера участка трассы магистрального трубопровода (с нормальными почвами, горные участки, болота и другие) используют различные типы дорог.

Трудоемким является процесс сооружения дорог на болотах, который усложняется не только наличием воды, но и очень низкой несущей способностью торфа и заторфованных почв. В этом случае строят следующие виды временных дорог: грунтовые дороги без покрытия, сложно-раскладные из деревянных щитов, ледяные переправы, с покрытием переходного типа (из гравия или грунтово-гравиевой смеси), из укрепленных почв с добавками цемента и битума, из железобетонных плит, специальные дороги с покрытием из рулонных нетканых материалов.

По завершению подготовительных работ строительная полоса готова к проведению основных строительного-монтажных работ по сооружению магистрального трубопровода.

Раздел 6

ПОГРУЗОЧНО-РАЗГРУЗОЧНЫЕ И ТРАНСПОРТНЫЕ РАБОТЫ

При сооружении магистральных трубопроводов выполняется большой объем погрузочно-разгрузочных и транспортных работ. От правильной организации этих работ во многом зависят, как эффективность, так и сроки строительства магистрального трубопровода.

Основной объем этих работ приходится на трубы. Только для строительства магистрального трубопровода диаметром 1 420 мм и длиной 100 км, в зависимости от толщины стенки трубы (от 16 до 26 мм), требуется доставка на трассу от 55 800 до 87 800 т труб. Удельный вес стоимости перевозок труб и плетей (2–3 трубы, сваренные в нитку) составляет 12–13 % всех затрат на строительные-монтажные работы.

Трубы и другие грузы доставляют железнодорожным или водным транспортом на станции или специально назначенные пристани, находящиеся как можно ближе к участку строительства трубопровода. Для организации перевозок предварительно разрабатывают транспортную схему, на которую наносят наиболее рациональные пути подвоза труб и грузов.

В практике строительства магистральных трубопроводов наиболее распространена трехступенчатая схема доставки труб: станция разгрузки – трубосварочная база – трасса магистрального трубопровода (рис. 6.1).

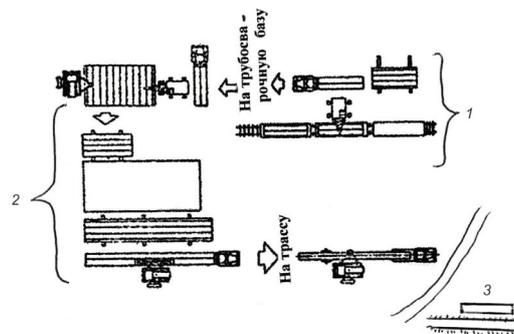


Рис. 6.1. Схема погрузочно-разгрузочных и транспортных работ:
1 – пункт разгрузки труб; 2 – трубосварочная база; 3 – трасса

Выбор схемы связан с общепринятой схемой проведения сварочно-монтажных работ, при которой отдельные трубы транспортируются из станции разгрузки не сразу на трассу, а на трубосварочные базы. На трубосварочных базах три отдельных трубы с помощью автоматической сварки под флюсом соединяют в секции (плети) длиной 36 м, после чего они отвозятся на трассу и соединяются ручной дуговой сваркой или другими видами сварки в непрерывную нитку трубопровода.

Из завода-изготовителя трубы на железнодорожные станции доставляются товарными поездами. Разгрузка труб осуществляется автомобильными кранами грузоподъемностью 16 т (при массе трубы 10,45 т, диаметром 1 420 мм с толщиной стенки 25 мм и длиной 12 м) (рис. 6.2).

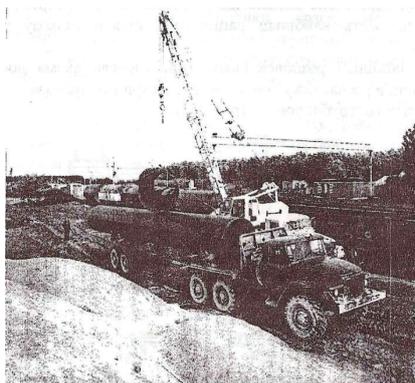


Рис. 6.2. Разгрузка труб из железнодорожных вагонов краном

При разгрузке труб, во избежание недопустимого прогиба трубы, используют траверсы балочного типа, на концах которых расположены торцевые захваты (рис. 6.3).



Рис. 6.3. Разгрузка труб с помощью крана и траверсы

Наиболее эффективной является разгрузка труб с одновременной погрузкой на транспортные средства – трубовозы, чтобы исключить время на складирование труб на станции разгрузки. Однако для этого необходимо достаточное количество трубовозов. Поэтому, на подготовленной площадке вблизи железнодорожной станции производится складирование труб в штабеля (рис. 6.4).



Рис. 6.4. Складирование труб

Исходя из безопасного хранения труб, число их рядов в зависимости от диаметра труб составляет: 6 – при диаметре 530 мм; 4 – при 720 мм; 3 – при 1 020 мм; 2 – при 1 220 и 1 420 мм.

Доставка труб от станции разгрузки на трубосварочные базы и трубных секций длиной 36 м от трубосварочных баз на трассу строящегося магистрального трубопровода выполняется специальными транспортными средствами – трубовозами, плетевозами с автомобильными или тракторными тягачами (рис. 6.5).

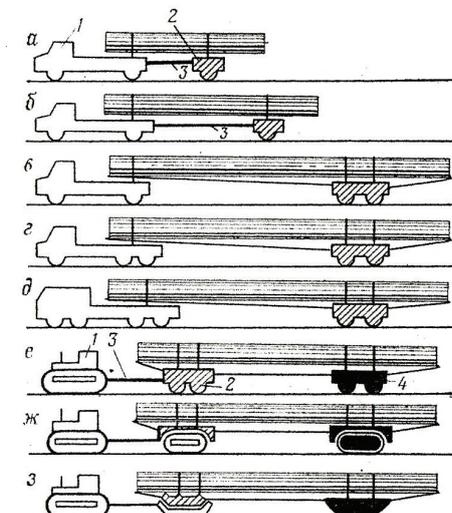


Рис. 6.5. Схемы транспортных машин для транспортировки труб и плетей:
1 – тягач; 2, 4 – прицепы-ропуски; 3 – дышло

Трубовоз (рис. 6.5, а, б) состоит из автомобильного тягача 1 и ропуска 2 и предназначен для перевозки труб длиной 5,5–6 или 11,5–12 м. Тяговое усилие на трубовозе передается от тягача к прицепу в основном через дышло 3 и частично через трубы.

Плетевоз (рис. 6.5, в, г, д) предназначен для перевозки плетей длиной 24–48 м и отличается от трубовоза схемой передачи тягового усилия от тягача 1 к ропуску 2.

Автомобильный плетевоз состоит из базового автомобиля повышенной проходимости и двухосного прицепа-ропуска. На транспортных работах при строительстве трубопроводов применяются плетевозы марок ПВ-93, ПВ-94, ПВ-204, ПВ-481 и другие.

Трубы на тягаче и прицепе укладываются на поворотные балки-коники, обеспечивающие прохождение транспортом поворотов на извилистых участках дороги. На коньках установлены упорные стойки, которые не дают трубам скатываться.

Тракторный плетевоз (рис. 6.5, *е ж, з*) состоит из гусеничного или колесного трактора 1 (типа К-700, К-70И) и двух прицепов-ропусков 2 и 4, на которых перевозят трубные секции. Трактор соединяется с передним прицепом жестким дышлом 3. Усилие от переднего прицепа 2 к заднему 4 передается так же, как и у автоплетевоза через плети.

Автомобильные плетевозы в зависимости от мощности базового автомобиля имеют максимальную грузоподъемность от 8 до 50 т, тракторные плетевозы – до 40 т.

Погрузка и разгрузка длинных и тяжелых трубных секций намного более сложная в сравнении с одиночными трубами. В этих случаях применяется кран с грузоподъемностью до 50 т или два крана.

Для разгрузки трубных секций на трассе, в практике строительства трубопроводов, используют саморазгружающие плетевозы. Разгрузка производится путем подтягивания прицепа-ропуска с помощью лебедки к неподвижному автотягачу. При этом трубные секции сползают на землю.

В особенности отличаются транспортные работы при строительстве трубопроводов в горных условиях, где трасса движения трубопроводных машин проходит по сложному профилю грунтовых дорог со спусками, подъемами и другими неровностями, затрудняющими движение машин с длинномерными грузами. В этих условиях транспортировка труб осуществляется тракторными трубовозами или автотрубовозами с использованием трактора с лебедкой.

При погрузке, разгрузке и транспортировке изолированных труб принимаются меры, обеспечивающие целостность изоляционного покрытия. Стрелы трубоукладчиков должны быть покрыты амортизирующими обрезиненными прокладками, применяемыми также и при складировании труб с установкой их между рядами.

На трубосварочной базе изолированные трубы разгружают с помощью трубоукладчиков, оснащенных мягкими полотнами, торцевыми или электромагнитными захватами, смонтированными на кране (рис. 6.6).



Рис. 6.6. Разгрузка изолированных труб электромагнитными захватами

При планировании транспортных работ важным является определение количества транспортных средств.

Объем грузоперевозок Q определяют по формуле:

$$Q = G_{\text{общ}} L_{\text{ср}}, \quad (6.1)$$

где $G_{\text{общ}}$ – общий вес перевозимых грузов; $L_{\text{ср}}$ – средневзвешенная дальность перевозки.

Среднесуточная производительность транспортной единицы $g_{\text{ср}}$ определяется из соотношения:

$$g_{\text{ср}} = g L_{\text{ср}} / t_{\text{сут}}, \quad (6.2)$$

где g – грузоподъемность транспортного средства; $t_{\text{сут}}$ – продолжительность работы машин в течении суток.

Для усредненных расчетов необходимое количество N транспортных средств (трубовозов, плетевозов) в сутки на период строительства можно определить по формуле:

$$N = \frac{K_n Q}{g_{\text{ср}}}, \quad (6.3)$$

где K_n – коэффициент неравномерности подачи транспорта, $K_n = 1,05 - 1,2$.

Раздел 7

ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ

Строительство магистральных трубопроводов связано с проведением значительного объема земляных работ и строительством земляных сооружений.

В зависимости от схемы прокладки и условий строительства применяются различные земляные сооружения: траншеи, полки, полувыемки – полунасыпи, насыпи, каналы.

7.1. Параметры земляных сооружений

Основным земляным сооружением для укладки магистральных трубопроводов является траншея. Параметры траншеи – ширина по дну, глубина, крутизна откосов устанавливаются в зависимости от диаметра прокладываемого трубопровода, рельефа местности, характеристики грунтов (рис. 7.1).

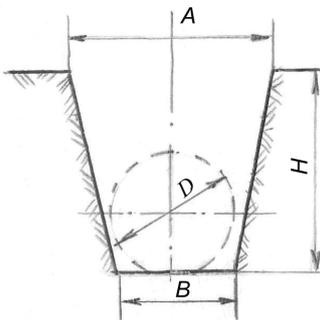


Рис. 7.1. Параметры траншеи для укладки трубопровода:

A – ширина траншеи по верху; B – ширина траншеи по дну; D – диаметр трубопровода;
 H – глубина траншеи

Минимальная ширина траншеи по дну согласно СНиП принимается равной:

$$B = D + 300 \text{ при } D < 700 \text{ мм;} \quad (7.1)$$

$$B = 1,5D \text{ при } D > 700 \text{ мм,} \quad (7.2)$$

где D – условный диаметр трубопровода.

Ширина траншеи по дну под балластировочными грузами или анкерными установками принимается не менее $2,2D$, а на участках трубопровода, балластируемого грунтом с использованием нетканого синтетического материала – $1,6D$.

Глубина траншеи устанавливается из условий предохранения трубопровода от механических повреждений при переезде через него автотранспорта, строительных и сельскохозяйственных машин и принимается равной:

- для трубопроводов диаметром D до 1 000 мм – $D+0,8$ м;
- для трубопроводов диаметром 1 000 мм и более $D+1$ м;
- для болотистых грунтов, подлежащих осушению $D+1,1$ м;
- для песчано-барханных грунтов $D+1$ м;
- для скальных и болотистых грунтов при отсутствии проезда автотранспорта, строительных и сельскохозяйственных машин $D+(0,6-0,8)$ м.

Параметры траншей на болотах для укладки трубопроводов различных диаметров (рис. 7.2) (с учетом балластировки или без нее) определяются в соответствии с требованиями СНиП и принимаются согласно табл. 7.1.

Параметры траншей на болотах для укладки трубопроводов различных диаметров (рис. 7.2) (с учетом балластировки или без нее) определяются в соответствии с требованиями СНиП и принимаются согласно табл. 7.1.

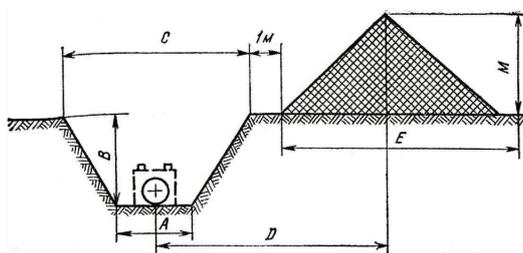


Рис. 7.2. Параметры траншей на болотах при строительстве трубопроводов различных диаметров

При строительстве траншей на болотах взрывным способом их формирование происходит в основном в результате уплотнения грунта, при этом траншея заполняется водой. Такое сооружение обычно называют каналом.

При прокладке трубопроводов через водные преграды, наряду с сооружением воздушных переходов, трубопроводы укладываются в подводные траншеи. Основные размеры траншеи зависят от вида, состояния и размываемости грунтов, типа руслового процесса и способа разработки траншей.

Таблица 7.1. Параметры траншей при прокладке трубопроводов на болотах

Диаметр трубопровода, мм	Тип болота	Параметры траншеи и отвала, м						Объем вынутого торфа (траншеи), м ³	Объем разрыхленного торфа (отвала), м ³
		A	B	C	D	E	M		
1020	I	$\frac{1,5}{2,3}$	$\frac{1,8}{1,8}$	$\frac{5,1}{5,9}$	$\frac{7,3}{8,2}$	$\frac{7,6}{8,5}$	$\frac{1,8}{2}$	$\frac{5,9}{7,4}$	$\frac{7,1}{8,8}$
	II	$\frac{1,5}{2,3}$	$\frac{1,8}{1,8}$	$\frac{6}{6,8}$	$\frac{8}{8,8}$	$\frac{8}{8,9}$	$\frac{1,9}{2,1}$	$\frac{6,7}{8,2}$	$\frac{8}{9,8}$
1220	I	$\frac{1,7}{2,4}$	$\frac{2}{2}$	$\frac{5,7}{6,4}$	$\frac{8}{8,9}$	$\frac{8,4}{9,4}$	$\frac{2}{2,2}$	$\frac{7,4}{8,8}$	$\frac{8,9}{10,6}$
	II	$\frac{1,7}{2,4}$	$\frac{2}{2}$	$\frac{6,7}{7,4}$	$\frac{8,9}{9,6}$	$\frac{9,2}{9,8}$	$\frac{2,2}{2,3}$	$\frac{8,4}{9,8}$	$\frac{10}{11,8}$
1420	I	$\frac{1,9}{2,5}$	$\frac{2,2}{2,2}$	$\frac{6,3}{7}$	$\frac{8,7}{9,5}$	$\frac{9,2}{10}$	$\frac{2,2}{2,4}$	$\frac{9}{10,4}$	$\frac{10,8}{12,4}$
	II	$\frac{1,9}{2,5}$	$\frac{2,2}{2,2}$	$\frac{6,3}{7}$	$\frac{9,7}{10,5}$	$\frac{10}{11}$	$\frac{2,4}{2,6}$	$\frac{10,2}{11,5}$	$\frac{12,3}{13,8}$

Примечание. В числителе – данные по габаритам траншей для трубопроводов, не требующих балластировки, в знаменателе – то же, с учетом установки утяжеляющих грузов.

Оптимальная ширина подводной траншеи, соответствующая минимальным объемам ее разработки, определяется по формуле:

$$b_o = b_k + \Delta b_a + \Delta b_{mex}, \quad (7.3)$$

где b_k – минимально необходимая конструктивная ширина траншеи (м), требуемая для размещения подводного трубопровода, кабеля связи и их водолазного обследования после укладки; Δb_a – расчетный запас на заносимость траншеи за время ее разработки и последующей укладки трубопровода (м); Δb_{mex} – запас, учитывающий возможные отклонения траншеи в плане.

Величина b_k принимается равной $D_n + 0,7$ м при укладке трубопровода без кабеля связи, $D_n + 1,2$ м – при совмещенной укладке трубопровода с кабелем связи (D_n – наружный диаметр трубопровода, м). Запас ширины траншеи на заносимость донными наносами Δb_a учитывают только на русловых участках перехода.

Величину запаса Δb_{mex} принимают равной:

$$\Delta b_{mex} = \sqrt{\Delta b_p^2 + \Delta b_m^2}, \quad (7.4)$$

где Δb_p – запас, учитывающий допустимые отклонения по ширине траншеи (с двух сторон) в процессе ее разработки дноуглубительной машиной (принимается по СНиП); Δb_m – запас, учитывающий

допустимую величину отклонения продольной оси трубопровода от проектной оси траншеи в процессе укладки.

Глубина подводной траншеи принимается из условия заглубления трубопровода ниже предельной границы размыва дна реки на 0,5 м, считая до верха трубопровода.

Крутизна откосов траншей и котлованов в грунтах естественной влажности зависит от характеристики грунтов, глубины траншеи, регламентируется СНиП и приведена в табл. 7.2. Крутизна откосов траншей на болотах зависит от категории болот (табл. 7.3).

Таблица 7.2. Наибольшая допускаемая крутизна откосов траншей и котлованов в грунтах естественной влажности

Грунты	Отношение высоты откоса к его заложению при глубине траншеи, м		
	1,5	3	5
Насыпные:			
песчаные и гравелистые	1:0,67	1:1	1,25
влажные (ненасыщенные)	1:0,5	1:1	1:1
Глинистые:			
супесь	1:0,25	1:0,67	1:0,85
суглинок	1:0	1:0,5	1:0,75
глина	1:0	1:0,25	1:0,5
лессовый сухой	1:0	1:0,5	1:0,5
Моренные:			
песчаные и супесчаные	1:0,25	1:0,57	1:0,75
суглинистые	1:0,2	1:0,5	1:0,65
Скальные:			
на равнине	0,2	0,2	0,2
в горах	по проекту	по проекту	по проекту

Таблица 7.3. Допустимая крутизна откосов траншей на болотах

Торф	Крутизна откосов траншей, разрабатываемых на болотах типа		
	I	II	III (сильно обводненные)
Слабо разложившийся	1:0,75	1:1	–
Хорошо разложившийся	1:1	1:1,25	по проекту

Важным параметром при разработке траншей, является объем земляных работ. Подсчет этого объема при разработке траншей с откосами производится по формуле:

$$V = \frac{A+B}{2} LH \quad \text{или} \quad V = (BH + nH^2) L, \quad (7.5)$$

где A – ширина траншеи по верху; B – ширина траншеи по низу; L – длина траншеи; n – коэффициент откоса; H – глубина траншеи.

При разработке траншей в грунтах, имеющих различное напластование, объем земляных работ подсчитывается отдельно для каждого вида грунта (по трудности разработки) по формуле:

$$V = [(F_1 + F_2)/2]L, \quad (7.6)$$

где F_1, F_2 – площади крайних поперечных сечений; L – расстояние между поперечными сечениями.

При прокладке магистральных трубопроводов в горных условиях на косогорных участках для размещения траншей и изоляционно-укладочных колонн устраивают полки. На участках трассы с поперечным уклоном от 8° до 12° устраиваются полки в виде полунасыпи – полувыемки (рис. 7.3, а), от 12° до 18° – с уступами для насыпи (рис. 7.3, б), более 18° – в виде «чистой» выемки (рис. 7.3, в).

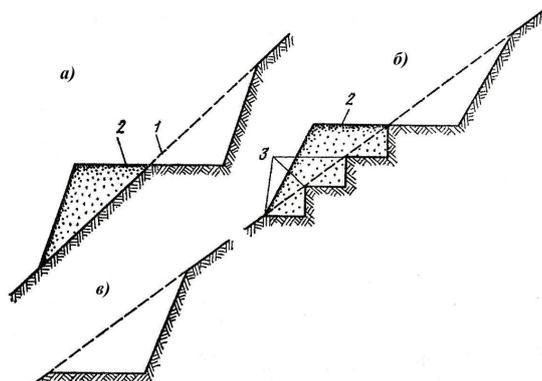


Рис. 7.3. Схема полки на косогорах:

1 – разрабатываемый грунт; 2 – насыпная часть; 3 – уступы

Ширина полки выбирается из условий проведения работ и размера траншеи. Минимальная ширина полки

$$B = C + b + a + 1, \quad (7.7)$$

где C – ширина бермы для размещения отвала грунта из траншеи; b – ширина траншеи по верху; a – ширина гусеничного хода трубоукладчика.

Полки должны обеспечивать устойчивость насыпи при работе на них машин в процессе строительства трубопровода, а также при его эксплуатации (рис. 7.4). Устойчивость насыпи проверяется по формуле:

$$Q \sin \beta < f Q \cos \beta + q_c L, \quad (7.8)$$

где Q – вес одного метра насыпи, т; β – угол между плоскостью косогора и горизонтом в градусах; f – коэффициент трения грунта насыпи по грунту косогора; q_c – сила сцепления между грунтом насыпи и грунтом косогора, тс/м²; L – ширина основания насыпи.

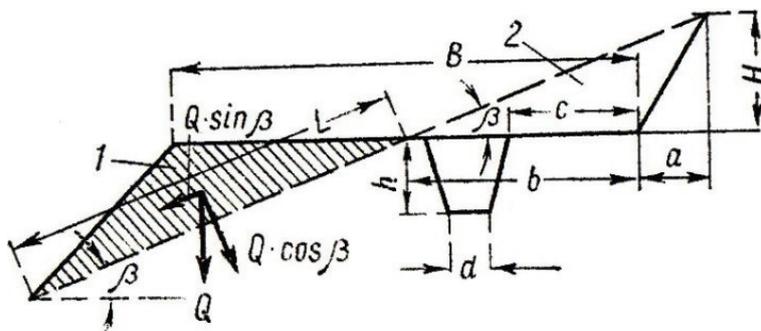


Рис. 7.4. Расчетная схема устойчивости насыпи на косогорах:
1 – насыпь; 2 – выемка

Устойчивость откосов определяется коэффициентом устойчивости, подсчитываемым по формуле:

$$K = M_{уд} / M_{сдв} < 1,4, \quad (7.9)$$

где $M_{уд}$ – момент удерживающих сил; $M_{сдв}$ – момент сдвигающих сил.

7.2. Технология проведения земляных работ

Основные земляные работы при строительстве магистральных трубопроводов связаны с разработкой траншей (для подземной укладки трубопровода), сооружением полок в горных условиях, защитных насыпей при наземной укладке, засыпкой уложенного трубопровода и рекультивацией земли.

7.2.1. Разработка траншей в нормальных условиях и в мерзлых грунтах

Методы разработки траншей определяются в зависимости от заданных размеров и профиля траншеи, рельефа местности, степени обводненности участка, вида и состояния грунтов. Перед разработкой траншеи производится разбивка ее оси и выравнивается основание траншеи.

Земляные работы по сооружению траншей полностью механизированы.

При этом применяются роторные и одноковшовые экскаваторы. Разработку траншей роторными экскаваторами выполняют: на прямолинейных участках со спокойным рельефом, на пологих возвышенностях, в мерзлых грунтах при глубине промерзания до 1–1,2 м, на криволинейных участках – с радиусом естественного изгиба.

Разработка траншей одноковшовыми экскаваторами осуществляется на прямолинейных участках с водонасыщенными и сыпучими грунтами, переходах через препятствия, болотах, в скальных и мерзлых грунтах после их предварительного рыхления, в местах, где невозможно или нецелесообразно использовать роторный экскаватор.

Методы разработки траншей зависят от крепости грунтов. Мягкие грунты разрабатываются резанием, то есть послойной срезкой с помощью специальных механизмов (в основном, экскаваторов), твердые грунты (скальные, мерзлые и другие) – взрывным способом и предварительным разрыхлением (для мерзлых грунтов).

Для разработки грунтов резанием используют землеройные и землеройно-транспортные машины. Землеройные машины разрабатывают грунт и переводят его в близко расположенный отвал. Землеройно-транспортные машины не только разрабатывают грунт, но и транспортируют его на определенные расстояния.

К землеройным машинам, используемым при строительстве магистральных трубопроводов, относятся экскаваторы (одноковшовые и роторные траншейные), а к землеройно-транспортным – бульдозеры и скреперы.

Экскаватор – землеройная машина с основным рабочим органом в виде одного (одноковшовый) или нескольких ковшей (многоковшовый, роторный).

Ковш имеет режущие кромки (нож или отдельные зубья). При заглублении в грунт и движении ковша происходит срезание слоя грунта и заполнение ковша грунтом. По мере заполнения ковша грунтом происходит удаление его в отвал.

Одноковшовые экскаваторы бывают с прямой или обратной лопатой и типа драглайн. Эти экскаваторы являются универсальными землеройными машинами и могут выполнять все виды земляных работ на строительстве магистральных трубопроводов. Разработку траншей одноковшовыми экскаваторами в обычных условиях выполняют с применением оборудования обратной лопаты.

Для разработки траншей применяются различные марки одноковшовых экскаваторов: с вместимостью ковша до 1 м^3 – ЭО-4121, МТП-71, Э-652Б, Э-652А, Э-1001А; свыше 1 м^3 – ЭО-5122, Э-1252А.

Разработку траншей одноковшовыми экскаваторами в обычных условиях выполняют захватками: длину каждой захватки выбирают равной дневной производительности экскаватора; экскаватор переходит на новую захватку в конце рабочего дня.

Одноковшовые экскаваторы относятся к машинам циклического действия, в которых рабочий цикл (разработка грунта) чередуется с холостым циклом (выгрузкой ковша). Поэтому, одноковшовые экскаваторы не обеспечивают высокую производительность при разработке траншей. Разработка грунта траншей для укладки подземных магистральных трубопроводов в необводненных грунтах осуществляется роторными траншейными экскаваторами.

Непрерывность в работе (отсутствие холостых ходов) обеспечивает этим экскаваторам высокую производительность (рис. 7.5).



Рис. 7.5. Общий вид роторного траншейного экскаватора

В СССР был разработан целый ряд моделей и типов роторных экскаваторов, которые за многие годы претерпели изменения и усовершенствования (табл. 7.4).

Таблица 7.4. Техническая характеристика роторных экскаваторов

Параметры	ЭТР 204	ЭТР 223	ЭТР 224	ЭТР 253	ЭТР 254
Глубина траншеи, м	2	2,2	2,2	2,5	2
Ширина траншеи, м	1,2	1,5	0,8	2,1	2,5
Техническая производительность в грунтах I категории, м ³ /ч	650	650	600	1200	1200
Объем ковша, м	0,14	0,16	0,85	0,25	0,148
Число ковшей	14	14	15	14	24
Диаметр ротора (по кромкам зубьев), мм	3550	3830	3830	4500	4350
Частота вращения ротора, об./мин.	9,6 и 7,8	9 и 7,2	9 и 7,2	7,4	7,66
Среднее давление на грунт, МПа	0,06	0,07	0,06	0,09	0,07

В последние годы появились новые модели, которые в отличие от старого семейства ЭР-7, имеют навесной рабочий орган, увеличенную мощность первичного двигателя, что позволяет повысить их производительность на 30%.

Примером такого экскаватора может быть ЭТР 204 (рис. 7.6).

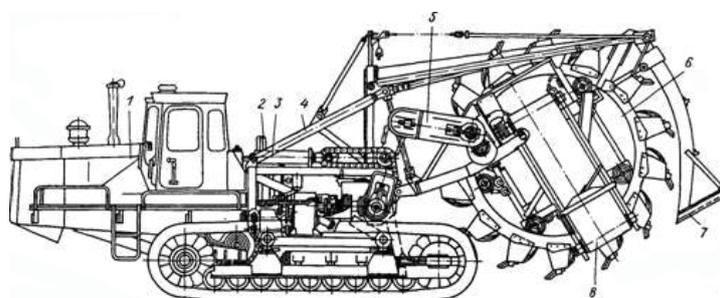


Рис. 7.6. Схема роторного траншейного экскаватора ЭТР-204:

1 – тягач; 2 – рама; 3 – гидравлические механизм подъема и опускания; 4 – подвеска; 5 – цепной привод ротора; 6 – роторное колесо; 7 – зачистной башмак; 8 – конвейер

Роторный траншейный экскаватор ЭТР-204 состоит из тягача и навесного оборудования. Тягачом 1 является базовый трактор Т-130. На тягаче установлена низкая компактная рама 2 с направляющими стойками, на которой смонтирован цепной привод ротора 5,

гидравлические механизмы 3 подъема и опускания передней и задней частей рабочего органа и узел опоры рабочего органа.

К тягачу шарнирно прикреплена рама рабочего органа, несущая роторное колесо 6 диаметром 3 550 мм (по режущим кромкам зубьев) с четырнадцатью ковшами вместимостью 140 л, двухсекционный отвальный конвейер 8, ножевые откосники и устройство 7 для зачистки дна траншеи. Подъем и опускание задней части рабочего органа производятся парой гидроцилиндров, штоки которых шарнирно прикреплены к верхней части стоек, связанных с задним концом рамы канатами.

При копании траншеи роторное колесо сначала погружается в грунт и за счет его вращения происходит непрерывная срезка грунта ковшами, их наполнение, разгрузка на ленту транспортера и удаление грунта на бровку траншеи (рис. 7.7).



Рис. 7.7. Разработка траншеи роторным траншейным экскаватором в нормальных условиях

Применение навесного рабочего оборудования позволяет совершенствовать технологию производства траншейных работ, повысить мобильность и транспортабельность экскаваторов, расширить область их применения в стесненных условиях.

В зависимости от типов экскаваторов, траншеи получают прямоугольный или трапециевидный профили (рис. 7.8).

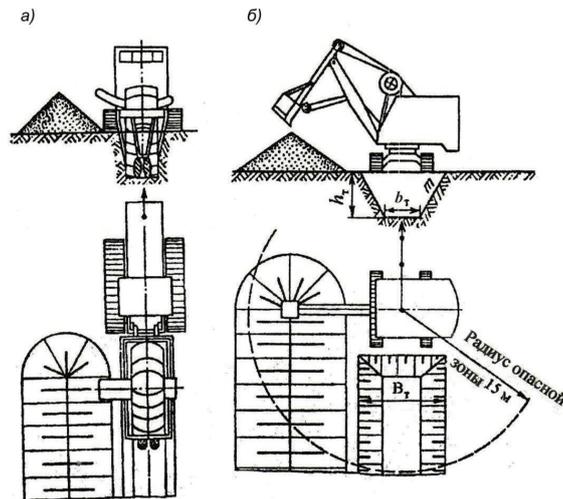


Рис. 7.8. Технологические схемы производства работ по сооружению траншей:
 а) – роторным экскаватором; б) – одноковшовым экскаватором: h_t – глубина траншеи;
 b_t – ширина траншеи по дну; m – заложение откоса; B_t – ширина траншеи по верху

Основным параметром экскаваторов является производительность. Для роторного экскаватора:

$$\Pi = 60 \cdot n \cdot V \cdot K_n K_p K_e, \quad (7.10)$$

где V – объем одного ковша; n – число ковшей, разгружающихся за минуту; K_p – коэффициент разрыхления грунта ($K_p = 0,65-0,9$); K_n – коэффициент наполнения ковшей; K_e – коэффициент использования экскаватора во времени.

Для одноковшового экскаватора:

$$\Pi = 60 \cdot n \cdot V \cdot K_e K_n, \quad (7.11)$$

где n – число циклов копания в минуту; V – объем ковша; K_e – коэффициент организационных потерь времени при эксплуатации экскаватора; K_n – коэффициент потерь времени на передвижение ($K_n = 0,95$).

Разработка траншей в нормальных условиях трассы (отсутствие заболоченных участков, равнинный рельеф и мягкий грунт) не вызывают особых трудностей и обеспечивают высокий темп работ.

На трассах строительства магистральных трубопроводов встречаются сложные условия (болота, горы, скальные, мерзлые и вечномерзлые грунты), требующие особой технологии проведения земляных работ.

При устройстве траншей в скальных грунтах в широких масштабах используется энергия взрыва, при этом выполняются следующие операции: очистка трассы от рыхлого грунта, покрывающего коренные скальные породы, рыхление скальных пород взрывом, разработка разрыхленного грунта экскаватором.

При использовании взрывных работ применяются шпуровые и скважинные заряды (в том числе и взрывание на выброс). Шпуровые заряды обеспечивают полное соответствие профиля траншеи проектному и хорошее дробление горной массы (рис. 7.9).

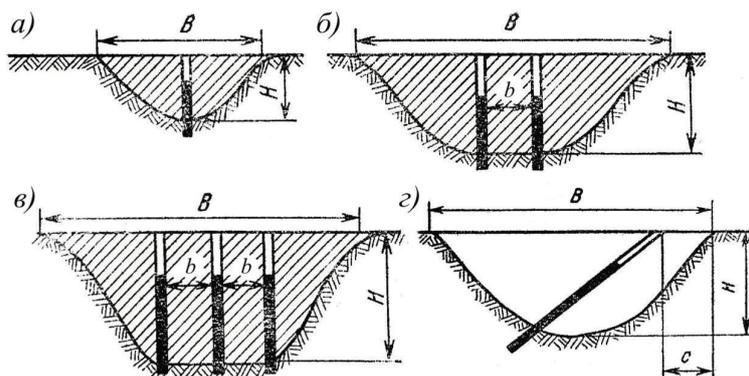


Рис. 7.9. Варианты размещения шпуровых зарядов при проходке траншей

При ширине траншеи по низу до 1,5 м шпуров располагаются в один ряд (рис. 7.9, а), при большей ширине – в два и три ряда (рис. 7.9, б, в). Для обеспечения частичного выбрасывания породы в сторону противоположного борта траншеи, шпуров можно бурить в один ряд с уклоном $45-60^{\circ}$ (рис. 7.9, г).

Различные методы приходится применять при проходке траншей в мерзлых грунтах. При глубине промерзания грунта до 0,4 м разработка траншей производится роторным или одноковшовым экскаваторами, оборудованными ковшом – обратная лопата с емкостью $0,65-1,5 \text{ м}^3$ (рис. 7.10).



Рис. 7.10. Разработка траншей роторным траншейным экскаватором в мерзлых грунтах

При разработке мерзлого грунта обычно производится его предварительное рыхление. При этом применяется рыхлитель, собранный на базе одноковшового экскаватора со сменным оборудованием, бульдозер-рыхлитель или землеройно-фрезерная машина. Землеройно-фрезерные машины послойно фрезеруют мерзлые грунты для устройства траншей. Глубина фрезерования достигает до 0,2–0,35 м при ширине захвата до 3,4 м.

Землеройно-фрезерная машина (рис. 7.11) – это гусеничный трактор 2 с навесным рабочим оборудованием, состоящим из рамы 9, фрезерного рабочего органа 7, гидроцилиндров 4 перевода рабочего органа в рабочее и транспортное положения.

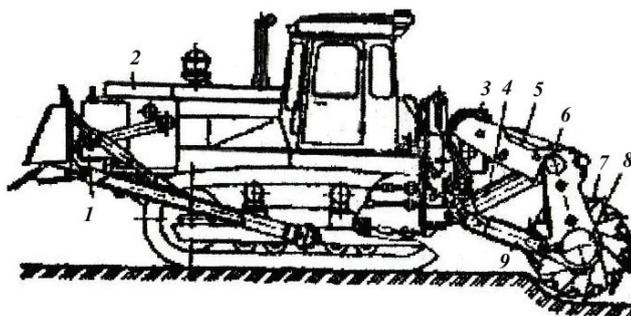


Рис. 7.11. Землеройно-фрезерная машина:

1 – противовес; 2 – базовый трактор; 3 – редуктор отбора мощности; 4 – гидроцилиндры подъема и опускания; 5 – тяги; 6 – цепная передача; 7 – рабочий орган; 8 – бортовые редукторы; 9 – рама

Фрезерный рабочий орган 7 выполнен в виде ротора из горизонтально расположенного вала и равномерно укрепленных на нем мощных кронштейнов, в пазах которых установлены ножи с наплавкой из прочного материала для повышения износостойкости зубьев.

Для разработки мерзлых и плотных грунтов применяется комбинированный поточно-механизированный метод, позволяющий наиболее эффективно использовать землеройную технику. При этом разработка траншей осуществляется методом технологических захваток.

При глубине промерзания грунта более 0,4 м перед его разработкой одноковшовым экскаватором грунт разрыхляется механическими рыхлителями или буровзрывными работами.

При разработке мерзлого грунта с использованием тракторных рыхлителей мощностью 250–300 л. с. работы по разработке траншеи осуществляются по схеме, приведенной на рис. 7.12.

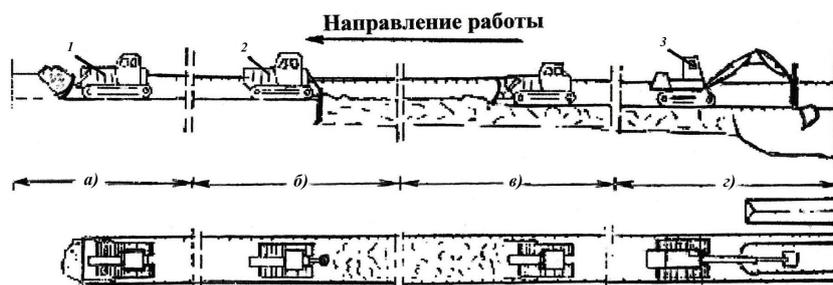


Рис. 7.12. Схема разработки траншеи в мерзлом грунте с предварительным его рыхлением механическим рыхлителем:

- а) – снятие снежного покрова; б) – рыхление грунта механическим рыхлителем;
 - в) – планировка разрыхленного грунта; г) – разработка траншеи экскаватором;
- 1 – бульдозер; 2 – рыхлитель; 3 – экскаватор

При глубине промерзания грунта до 0,8 м грунт разрыхляется на всю глубину промерзания, а затем разрабатывается одноковшовым экскаватором. При глубине промерзания грунта до 1,5 м грунт разрыхляется за несколько проходов, затем производится выемка разрыхленного грунта бульдозером вдоль траншеи и, наконец, оставшийся грунт с глубиной промерзания менее 0,4 м разрабатывается одноковшовым экскаватором.

В практике трубопроводного строительства при рыхлении мерзлых и многолетнемерзлых грунтов широко используют и буровзрывные работы – с применением шпурового метода взрывания зарядов. Бурение шпуров осуществляется шнековыми мотобурами, перфораторами и буровыми машинами БТС-60, БМ-276, БМ-253 и др. (рис. 7.13).

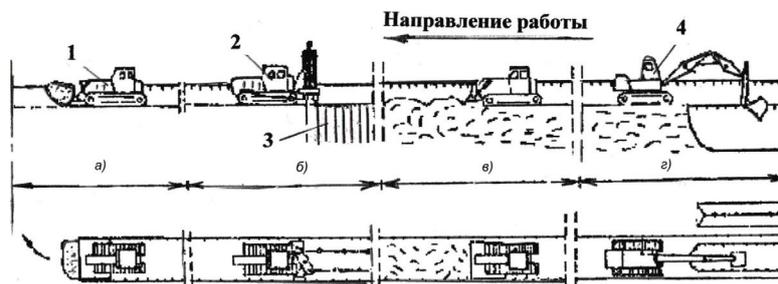


Рис. 7.13. Схема разработки траншеи в мерзлом грунте с предварительным его разрыхлением буровзрывным способом:

- а) – снятие снежного покрова; б) – рыхление грунта буровзрывным способом;
 в) – планировка разрыхленного грунта бульдозером; г) – разработка траншеи экскаватором;
 1 – бульдозер; 2 – буровая машина; 3 – шпуровые заряды; 4 – экскаватор

Более эффективный метод рыхления мерзлых грунтов – применение удлиненных горизонтальных зарядов с компенсирующими щелями. Этот метод обеспечивает полную механизацию взрывных работ и дает возможность ликвидировать сезонность в строительстве трубопроводов.

Сущность метода заключается в том, что щелерезной машиной нарезаются щели. В основании одной из щелей размещается удлиненный горизонтальный заряд взрывчатого вещества, другие щели играют роль компенсирующих (рис. 7.14).

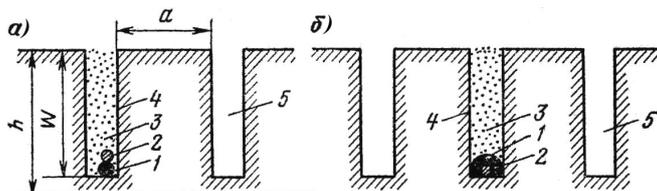


Рис. 7.14. Схема расположения заряда ВВ и компенсирующих щелей:

- 1 – заряд ВВ; 2 – детонирующий шнур; 3 – забоечный материал; 4 – зарядная щель;
 5 – компенсирующая щель

Применяются следующие схемы зарядных и компенсирующих щелей: двухщелевая (одна щель зарядная, вторая – компенсирующая) (рис. 7.14, *а*); трехщелевая (средняя щель зарядная, крайние – компенсирующие) (рис. 7.14, *б*).

При разработке траншей шириной 0,7–1,3 м применяется двухщелевая схема. При ширине траншеи 1,3–1,5 м и более применяется трехщелевая схема с взрыванием заряда в центральной щели. Наружные стенки компенсирующих щелей служат откосами траншеи.

Нарезание щелей осуществляется баровыми машинами, у которых базовой машиной является трактор (рис. 7.15).

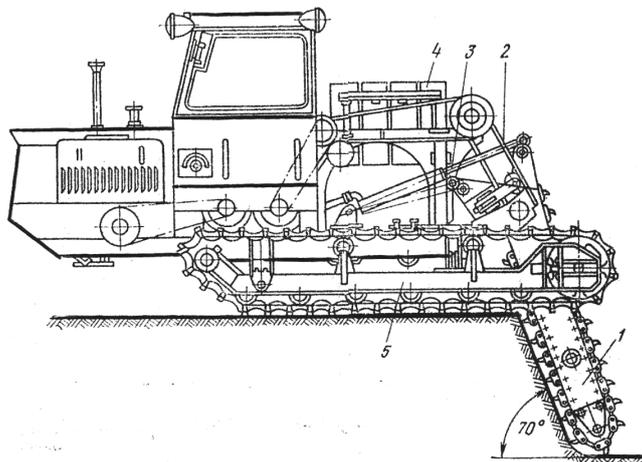


Рис. 7.15. Баровая машина на базе дреноукладчика ЭТР-202:

1 – баровый рабочий орган; 2 – трансмиссия; 3 – гидропривод; 4 – груз; 5 – базовое шасси дреноукладчика

Опыт применения щелевзрывного метода при строительстве траншей в мерзлых грунтах показал его высокую эффективность по сравнению со шпуровым методом: стоимость работ при глубине траншеи до 2 м снижается на 10–20 %.

7.2.2. Разработка траншей в условиях болот и обводненной местности

Строительство магистральных трубопроводов в местности, покрытой болотами, связано с большими техническими трудностями, особенно в осенне-зимний период. Учитывая то, что строительство

нефтегазовых магистралей в бывшем СССР велось в районах Западной и Восточной Сибири, а также севера европейской части страны, где 60 % территории покрыто болотами – это требовало изыскания и разработки специальных методов ведения земляных работ и землеройной техники в болотном исполнении (рис. 7.16).



Рис. 7.16. Общий вид трассы в болотной местности

О болотах упоминалось выше, но еще раз напомним, что болотом называется избыточно-увлажненный участок земной поверхности, покрытый слоем торфа мощностью 0,5 м и более, а участки, имеющие значительное водонасыщение с мощностью торфяной залежи менее 0,5 м, относятся к заболоченным.

В зависимости от типа болот, сложности проходимости строительной техники, способа прокладки трубопровода применяются различные схемы разработки траншей (каналов) на болотных участках:

- разработка траншей с предварительным выторфовыванием;
- разработка траншей с применением специальной техники, щитов или сланей, снижающих удельное давление на поверхность грунта;
- разработка траншей в зимнее время;
- разработка траншей взрывом.

Разработка траншей с предварительным выторфовыванием используется при глубине торфяного слоя до 1 м с подстилающим основанием, имеющим высокую несущую способность. Предварительное удаление торфа до минерального грунта осуществляется бульдозером или экскаватором. Ширина, образуемой

при этом выемки, обеспечивает нормальную работу экскаватора, перемещающегося по поверхности минерального грунта и разрабатывающего траншею на полную глубину.

Траншея устраивается глубиной на 0,15–0,2 м ниже проектной отметки. При использовании экскаватора для выторфовывания протяженность создаваемого фронта работ принимается 40–50 м.

Разработка траншей с помощью специальной техники, щитов или сланей, снижающих удельное давление на поверхность грунта, применяется на болотистых участках с мощностью торфяной залежи более 1 м и имеющих низкую несущую способность. Для разработки траншей на слабых грунтах используются болотные экскаваторы, оборудованные обратной лопатой или драглайном (рис. 7.17).



Рис. 7.17. Разработка траншеи болотным экскаватором

Разработка траншей в летнее время опережает изоляцию трубопровода, если она выполняется полевым способом. Целесообразность прокладки трубопроводов через болота большой протяженности в летнее время должна быть обоснована технико-экономическими расчетами и определена проектом организации строительства. Обычно в летнее время разрабатываются траншеи на мелких небольших болотах и заболоченных участках.

Глубокие болота и болота большой протяженности, с низкой несущей способностью торфяного покрова, проходятся зимой. В зимний период, в результате промерзания грунта на полную (проектную) глубину разработки траншеи, значительно увеличивается

несущая способность грунта, что позволяет использовать обычную землеройную технику (роторные и одноковшовые экскаваторы) без применения сланей.

На участках с глубоким промерзанием торфа работы выполняются комбинированным способом: рыхление мерзлого слоя буровзрывным методом и разработка грунта до проектной отметки – одноковшовым экскаватором.

Землеройная техника, ее тип и марка применяются в зависимости от типа болот, несущей способности грунта и объемов траншеи. Так, на болотах I типа в любое время года и II типа в зимний период применяются экскаваторы ЭО-4121, ЭО-4123 с обратной лопатой на более широких гусеницах или на обычных гусеницах с применением перекидных сланей или щитов. В летних условиях на болотах II и III типов траншеи разрабатываются специальными болотными экскаваторами Э-652БС, ЭО-4221, МПТ-72 или обычными экскаваторами, установленными на понтонах.

При разработке траншей на болотах всех типов, особенно на труднопроходимых болотах, применяется энергия взрыва. Взрывной способ экономически оправдан в тех случаях, когда ведение работ с поверхности болота, даже с использованием специальной техники, осуществлять очень сложно.

Технология проведения траншей на болотах при помощи взрыва, разработанная во ВИИСТе (Москва) О.М. Иванцовым и В.П. Ментюковым, широко применена при строительстве магистральных трубопроводов в нефтегазовых районах Западной Сибири.

В зависимости от типа болота и размеров необходимой траншеи применяются различные методы взрывных работ: сосредоточенных, горизонтально-удлиненных и скважинных зарядов.

При прокладке трубопроводов на глубоких болотах, покрытых лесом, разработку траншей глубиной до 5 м, осуществляют сосредоточенными зарядами, размещенными вдоль оси траншеи. В этом случае отпадает необходимость в предварительной расчистке трассы от леса. Сосредоточенные заряды размещаются в зарядных воронках, образуемых, в свою очередь, небольшими скважинными или сосредоточенными зарядами (рис. 7.18).

Для этого обычно используют водостойчивые аммониты в патронах диаметром до 46 мм. Глубина зарядной воронки

принимается с учетом заложения центра сосредоточенного заряда на расстоянии 0,3–0,5 глубины канала.

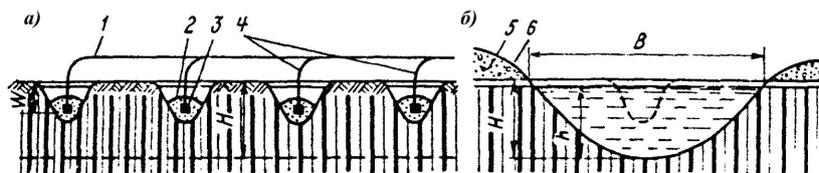


Рис. 7.18. Схема образования траншей на болотах методом сосредоточенных зарядов:
а) – схема однорядного расположения сосредоточенных зарядов в зарядных воронках;
б) – траншея, образованная взрывом сосредоточенных зарядов:
 1 – магистраль из детонирующего шнура (ДШ); 2 – заряд ВВ; 3 – боевик; 4 – ДШ;
 5 – навал выброшенного грунта; 6 – профиль траншеи, образованной взрывом

На открытых и слабозалесенных болотах при разработке каналов глубиной 3–3,5 м, шириной поверху до 15 м, мощностью торфяного слоя до 2/3 глубины траншеи используются удлиненные горизонтальные заряды из отходов пироксилиновых порохов или водостойчивых аммонитов (рис. 7.19).

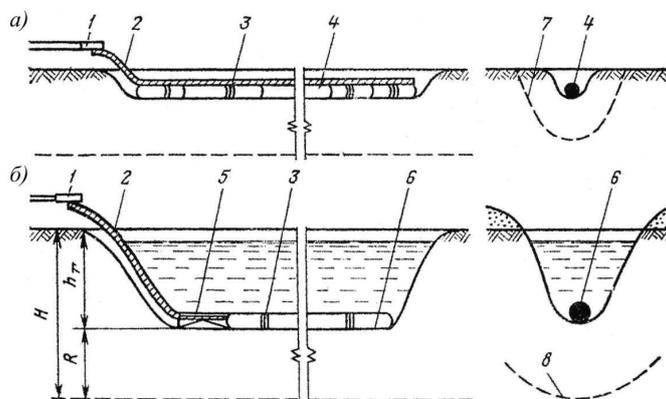


Рис. 7.19. Схема образования канала на болоте взрывом удлиненного горизонтального заряда:
а) – образование зарядной траншеи удлиненным зарядом; *б)* – положение основного удлиненного заряда в зарядной траншее:
 1 – электродетонатор (ЭД); 2 – детонирующий шнур (ДШ); 3 – шпагат; 4 – патрон прострелочного заряда; 5 – боевик; 6 – основной заряд; 7 – проектный профиль зарядной траншеи; 8 – проектный профиль канала

Способ удлиненных горизонтальных зарядов при образовании каналов и траншей на болотах предусматривает следующие операции: подготовку поверхности болота по оси траншеи или канала; укладку прострелочных поверхностных зарядов и образование зарядной траншеи (рис. 7.19, а); размещение основного заряда в обводненной траншее, его взрывание с целью образования канала или траншеи с заданными параметрами (рис. 7.19, б).

Проходка траншей на болотах при помощи взрывов удлиненных горизонтальных зарядов применялась при строительстве многих магистральных трубопроводов. На рис. 7.20 показан профиль траншеи при строительстве газопровода Ухта – Торжок.

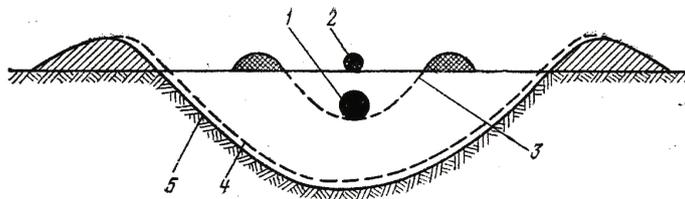


Рис. 7.20. Поперечный профиль траншеи, полученный взрывом удлиненного горизонтального заряда:

1 – удлиненный горизонтальный заряд ($d = 160$ мм, масса 10 кг/м); 2 – прострелочный заряд ($d = 32$ мм, масса 1 кг/м); 3 – контур зарядной траншеи; 4 – расчетный контур траншеи; 5 – полученный контур траншеи

При разработке траншей глубиной до 2,5 м и шириной по верху 6–8 м эффективно использовать скважинные заряды из водостойчивых ВВ. Этот метод используется и на болотах I и II типов как с лессом, так и без него. Скважины вертикальные или наклонные располагают вдоль оси траншеи на расчетном расстоянии друг от друга в один или два ряда в зависимости от проектной ширины дна траншеи. Диаметр скважин принимают равным 150–200 мм. Наклонные скважины под углом 45–60° к горизонту применяются при необходимости направленного выброса грунта на одну из сторон траншеи (рис. 7.21).

Прокладка магистральных трубопроводов на болотах, в каналах и траншеях, образованных взрывом, полностью исключает корчевку пней, срезку кустарника, рытье траншей со сланей, а также устройство дорог для прохода транспорта и строительной техники.

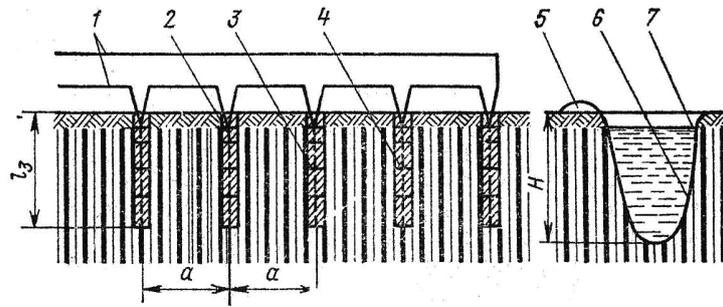


Рис. 7.21. Схема образования траншеи взрывом вертикальных скважинных зарядов:
 1 – электровзрывная сеть; 2 – электродетонатор; 3 – патрон ВВ; 4 – скважина;
 5 – земляной валик; 6 – контур траншеи; 7 – вода

7.2.3. Земляные работы в горных условиях

Горная местность представляет для строителей магистральных трубопроводов комплекс разнообразного рельефа, геологических структур, гидрологических и климатических особенностей. Методы производства работ в этих условиях требуют особой технологии, гибкости и разнообразия. Необходимость работы на уклонах землеройной техники усложняет производство строительномонтажных работ.

Земляные работы в горных условиях сводятся не просто к планировке полосы отвода, а к разработке большого объема горных пород для строительства полук, представляющих собой сочетания полувыемок и полунасыпей (рис. 7.22).

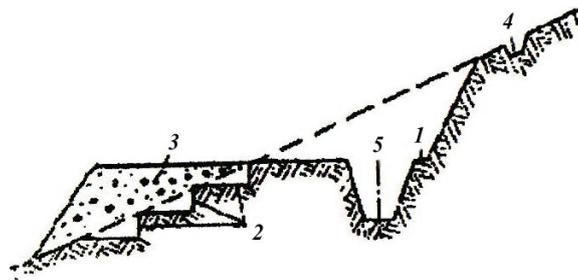


Рис. 7.22. Схема поперечного разреза полки:
 1 – полувыемка; 2 – уступы для устойчивости полувыемки; 3 – полунасыпь; 4 – нагорная водоотливная канава; 5 – траншея для трубопровода

Для прокладки трубопроводов в горных условиях полки и траншеи разрабатывают различными способами в зависимости от уклонов трассы и характеристики грунтов.

При прохождении трассы трубопровода по крутым продольным уклонам производится их планировка путем срезки грунта и уменьшения угла подъема. Эти работы выполняются по всей ширине полосы бульдозерами, которые, срезая грунт, передвигаются сверху вниз и сталкивают его к подножью склона вне пределов строительной полосы. Профиль траншеи рекомендуется размещать не в насыпном, а в материковом грунте. Поэтому устройство насыпи возможно преимущественно в зоне прохода транспортных машин.

Полки устраиваются при прохождении трасс по склону с поперечной крутизной более 8° . Конструкция и параметры полки назначаются в зависимости от диаметра трубопровода, методов работ, категории грунтов и типа машин. Устойчивость полунасыпи-полки зависит от характеристики насыпного грунта и грунта подошвы косогора, крутизны косогора, ширины насыпной части, состояния растительного покрова. Для устойчивости полки ее сооружают с уклоном 3–4 % в сторону косогора.

На участках с поперечным уклоном до 15° разработка выемок под полки в нескальных и разрыхленных скальных грунтах производится поперечными проходами бульдозеров перпендикулярно оси трассы (рис. 7.23, а). При значительной ширине полки поперечная разработка грунта выполняется двумя бульдозерами.

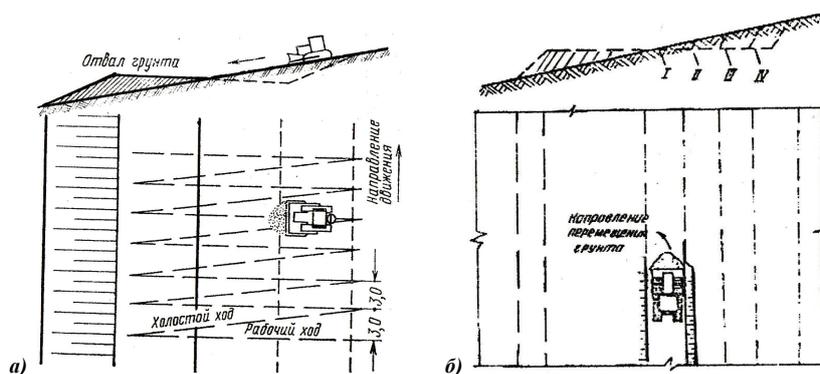


Рис. 7.23. Схема разработки полок на склонах поперечными (а) и продольными (б) проходами бульдозеров:
I, II, III, IV – призмы разработанного грунта

Разработка грунта при устройстве полков на участках с поперечным уклоном до 15° может выполняться также продольными проходами бульдозера (рис. 7.23, б).

Бульдозер вначале производит разработку грунта у линии перехода полувыемки в полунасыпь. После срезки грунта в призме I у внешней кромки полки и перемещения его в насыпную часть полки разрабатывается грунт в призме II, а затем в III и IV – до полной разработки профиля полувыемки.

Доработка полки и ее планировка в этих двух случаях производится продольными проходами бульдозера с послойной разработкой грунта и перемещением его в полунасыпи (рис. 7.24).

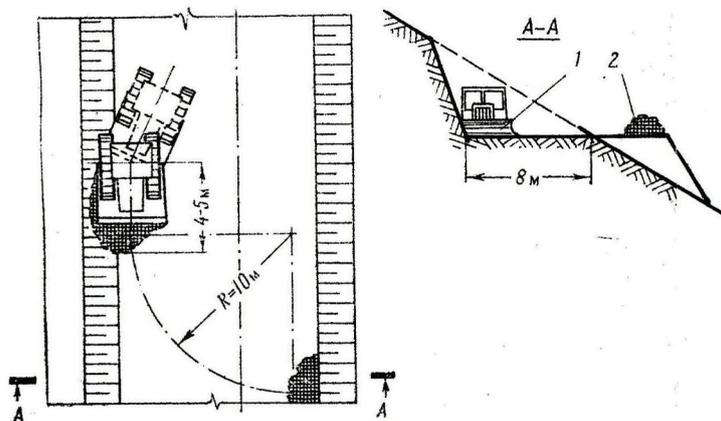


Рис. 7.24. Схема доработки полки продольными проходами бульдозера:
1 – участок набора грунта; 2 – несброшенный грунт

На участках с поперечным уклоном более 15° для разработки разрыхленного или нескального грунта при устройстве полков применяют одноковшовые экскаваторы, оборудованные прямой лопатой. Экскаватор разрабатывает грунт в пределах полувыемки и отсыпает его в насыпную часть полки (рис. 7.25).

В процессе первоначальной разработки полки экскаватор рекомендуется якорить бульдозером или трактором. Окончательная доработка и планировка полки выполняется бульдозерами.

При разработке траншей в горной местности в мягких грунтах, не требующих предварительного рыхления, применяются различные схемы сооружения траншей. Так, нашли применение следующие

схемы: разработка траншей без анкеровки экскаватора, разработка траншей с анкеровкой экскаватора, лотковый способ разработки траншей, разработка траншей канатно-скреперной установкой.

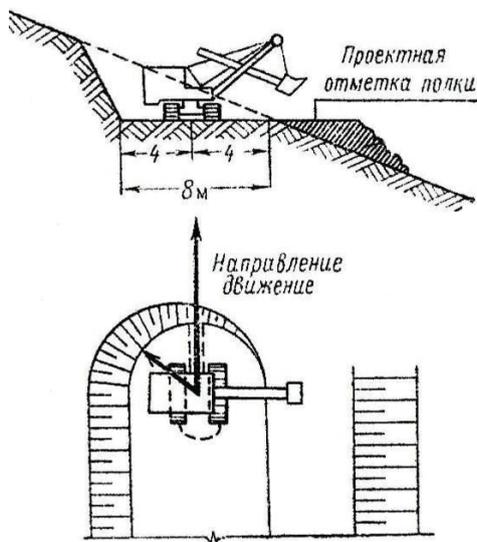


Рис. 7.25. Схема разработки полувыемки-полунасыпи одноковшовым экскаватором

При устройстве траншей на продольных уклонах в основном используют одноковшовые экскаваторы Э-505 и Э-652, роторные экскаваторы и бульдозеры. При разработке траншей без анкеровки экскаватора проверяется устойчивость его на скольжение. Предельное состояние, при котором начинается сдвиг экскаватора (рис. 7.26), определяется по формуле

$$H = Q \cos \alpha f = P f, \quad (7.12)$$

где H – сдвигающая сила; Q – масса экскаватора; P – составляющая массы, перпендикулярная к поверхности уклона; f – коэффициент трения (скольжения металла по грунту: для суглинков 0,45–0,5; для глин 0,5–0,6; для песков и гравия 0,6–0,7).

Предельный продольный уклон $\alpha_{пр} = \arctg f$.

На уклонах, меньших чем $\alpha_{пр}$, траншеи разрабатываются одноковшовыми и роторными экскаваторами методом сверху вниз.

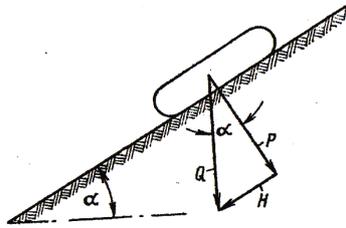


Рис. 7.26. Схема к расчету устойчивости экскаватора на сдвиг

На участках с уклоном более 22° для обеспечения устойчивости одноковшовых экскаваторов допускается: при прямой лопате вести работы только в направлении сверху вниз по склону и ковшом вперед по ходу работ, а при обратной лопате – только сверху вниз по склону и ковшом назад по ходу работ.

Разработка траншей с анкерровкой экскаваторов применяется на продольных уклонах выше предельных. Анкерровка (закрепление) осуществляется с помощью одного или нескольких тракторов или бульдозеров. На уклонах до 30° (для экскаватора Э-65) достаточно одного бульдозера, а при уклонах до 36° необходимо бульдозер и трактор.

На продольных уклонах более 36° работа экскаваторов даже при надежном их закреплении невозможна. На таких уклонах получил распространение лотковый способ устройства траншей. Траншея-лоток разрабатывается бульдозером на всю ширину траншеи (рис. 7.27).

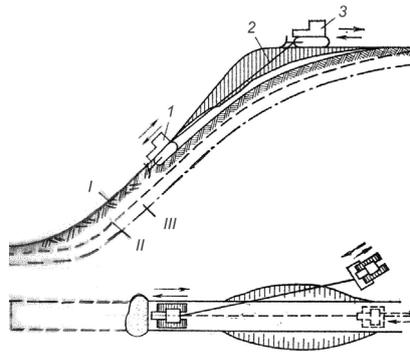


Рис. 7.27. Схема разработки траншей лотковым способом:
1 – работающий бульдозер; 2 – анкерный трос; 3 – якорящий бульдозер или трактор;
I, II, III – последовательно разрабатываемые слои грунта

Разработку траншеи начинают сверху и ведут последовательно слоями толщиной 0,4–0,6 м и на всю длину спуска. Толщина снимаемого слоя зависит от вида разрабатываемого грунта и степени его разрыхляемости.

Разработка траншей на продольных уклонах более 45° представляет значительные трудности даже при лотковом способе, особенно, если уклон имеет большую длину (100 м и более). В таких условиях разработка траншей ведется канатно-скреперными установками (рис. 7.28).

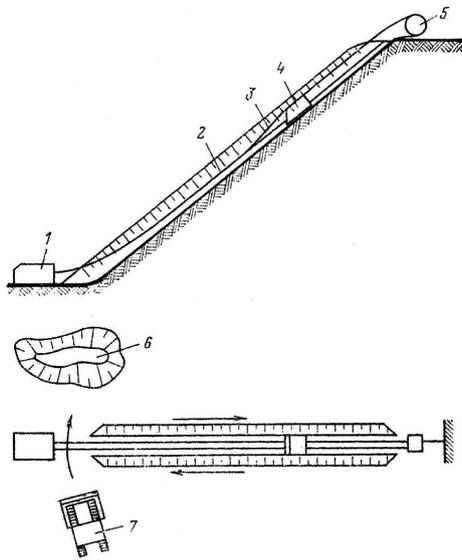


Рис. 7.28. Схема разработки траншеи канатно-скреперной установкой

Внизу уклона устанавливают двухбарабанную скреперную лебедку 1, а на верху закрепляют поворотный блок 5 диаметром 0,4–0,6 м. Скреперная лебедка имеет барабан с тяговым (рабочим) тросом 2 и барабан с тросом 3 для подъема скреперного ковша на верх уклона. Траншею разрабатывают сверху вниз, на верх уклона ковш 4 поднимают при холостом ходе.

Грунт, скатывающийся вниз, периодически перемещают бульдозером 7 в отвал 6.

При строительстве магистральных трубопроводов в горных

условиях чаще всего приходится сталкиваться со скальными породами, рыхление которых осуществляется буровзрывными работами. При этом энергия взрыва применяется при разработке полок и траншей на полках.

В зависимости от вида и назначения взрывных работ применяются: шпуровые, скважинные и сосредоточенные котловые заряды.

Рыхление скальных пород при устройстве полок на косогорах с крутизной в пределах $10-15^{\circ}$ при глубине разрыхляемого слоя до 2,5 м осуществляется шпуровыми зарядами, а при глубине больше 2,5 м – скважинными.

На рис. 7.29 показана схема расположения скважинных зарядов на полках.

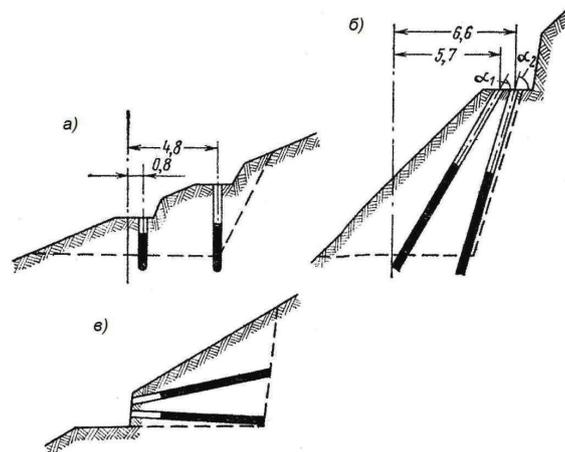


Рис. 7.29. Схема расположения скважинных зарядов при сооружении полок:
а), б) – на пологих косогорах; в) – на крутых косогорах

Шпуры и скважины в скальных грунтах бурят ручными перфораторами и самоходными буровыми установками типа УБШ-276, станками БТС-2 и др.

В зависимости от ширины врезки и крутизны склона заряды могут располагаться в один, два и более рядов. Для рыхления породы на полках заряды размещаются в вертикальных, наклонных и горизонтальных шпурах и скважинах. Скважинные и шпуровые заряды с успехом применялись при строительстве магистральных трубопроводов в горных условиях Карпат, Кавказа, Урала.

Землеройные машины при разработке траншей перемещаются по тщательно спланированной полке; при этом одноковшовые экскаваторы перемещаются так же, как и при сооружении траншей в скальных грунтах на равнинной местности по настилу из металлических или деревянных щитов.

Отвал грунта из траншеи помещается, как правило, у бровки откоса полувыемки с правой стороны полки по ходу разработки траншеи. Если отвал грунта располагается в зоне проезда, то для нормальной работы строительных машин и механизмов грунт планируют по полке и утрамбовывают бульдозерами.

7.2.4. Земляные работы в условиях пустынь и орошаемых земель

Строительство магистральных трубопроводов в пустынных районах имеет ряд специфических особенностей, определяемых своеобразностью рельефа местности, особенностями грунта и климатическими условиями.

Траншеи в песчаных грунтах разрабатывают бульдозерами, канавкопателями, одноковшовыми и роторными экскаваторами. В сыпучих грунтах траншеи обычно разрабатывают одноковшовыми экскаваторами типа драглайн, оснащенными ковшами увеличенной вместимости (рис. 7.30).



Рис. 7.30. Общий вид экскаватора ЭО-4112А-1 типа драглайн

В плотных закрепленных и влажных грунтах траншеи разрабатываются роторными экскаваторами. Разработка траншеи осуществляется комплексом мощных бульдозеров по продольно-

поперечной схеме. Эта схема применяется в следующих случаях: в сильно сыпучих песчаных грунтах – неглубокие траншеи до 1,2 м; во влажных песках – траншеи глубиной до 1,5 м; на участках, где работы изоляционно-укладочной колонны возможны только в самой траншее (если ее ширина по дну достигает 6 м и более).

При устройстве траншей в пустынной местности применяется комбинированный способ разработки грунта, при котором верхний слой до 1–1,2 м разрабатывается бульдозерами, а оставшаяся часть (до проектной отметки) в сыпучих грунтах – одноковшовыми экскаваторами, в плотных и влажных песках – роторными экскаваторами.

Траншеи в плотных и влажных песчаных грунтах также могут разрабатываться бульдозером лотковым способом.

Земляные работы и все другие виды работ по строительству магистральных трубопроводов на орошаемых землях имеют свои особенности. Во-первых, все работы выполняются в осенне-зимний период и должны быть закончены до начала весенних паводков. Земляные работы проводятся в определенной последовательности: планировка полосы отвода и устройство переездов; снятие плодородного слоя и перемещение его в отвал; разработка траншей; засыпка уложенного в траншею трубопровода; восстановление плодородного слоя поливных борозд.

Траншеи в грунтах нормальной влажности и плотных минеральных грунтах на орошаемых землях разрабатывают роторными траншейными экскаваторами, оборудованными откосниками и специальными ковшами с цепными днищами. Траншеи под укладку трубопроводов малых диаметров (глубиной 1–1,2 м) разрабатывают плужными канавокопателями.

Для разработки траншей в переувлажненных и малоустойчивых грунтах применяют одноковшовые экскаваторы, оборудованные обратной лопатой или драглайном на более широком гусеничном ходу.

Раздел 8

СВАРОЧНО-МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

В этом разделе речь пойдет о важном технологическом процессе при строительстве магистральных трубопроводов, от которого зависит надежность системы транспорта углеводородов – сварочно-монтажных работах, т. е. о сварке трубопроводов.

Но вначале сделаем небольшой экскурс в историю сварки.

8.1. У истоков сварки

Прежде, чем найти применение в строительстве магистральных трубопроводов, сварка прошла длинный исторический путь.

Что такое сварка? Сварка – технологический процесс соединения твердых материалов в результате действия межатомных сил, происходящий при местном сплавлении или совместном пластическом деформировании свариваемых частей.

Практические приемы сварки были известны в VIII–VII тысячелетии до н. э. В основном, в те далекие времена, сваривались изделия из меди, которые предварительно нагревались, а затем сдавливались. Позднее сваривались золото, серебро и бронза, которую нагреть до нужной температуры было труднее. Тогда безымянные мастера изобрели литейную сварку: бронзовые пластины подгонял друг к другу и зазор между ними заполнялся расплавленным металлом. Бронзовые сосуды, найденные на территории Римской империи, были изготовлены с использованием литейной сварки.

Древние мастера открыли и искусство пайки, соединяя металлы при помощи сплавов, которые плавилась при более низкой температуре.

Еще в египетских пирамидах находили изделия из золота и серебра, спаянные оловом.

В IX–XIII в.в. в Киевской Руси были хорошо развиты металлургия и металлообработка. Тогда технический уровень русского ремесла был выше, чем в странах Западной Европы. В этот период, основным, хорошо разработанным технологическим приемом, была кузнечная сварка. С помощью кузнечной сварки изготавливали около 70 % металлических изделий.

Постепенно кузнечная сварка достигла такого совершенства, что ее начали использовать не только для изготовления холодного и огнестрельного оружия, но и железнодорожных рельс. Эту технологию впервые разработал английский инженер Никсон.

Развивающаяся техника предъявляла все более серьезные требования к качеству соединения металлических изделий. Специалисты пытались усовершенствовать кузнечную сварку. Ручной труд молотобойцев был заменен работой механических молотов с массой бойка до 1 т, производящих до 100–400 ударов в минуту. Наряду с кузнечной сваркой начиная с XV в. стали развиваться сварочные процессы, связанные с использованием теплоты, выделяющейся при сгорании горючих газов.

С начала XVIII в. начался мировой триумф уральской металлургии и уральской кузнечной сварки. Кузнечная, литейная сварки и пайка являлись основными технологическими процессами соединения металлов и осуществлялись кузнецами. Сварка выделилась в самостоятельный технологический процесс лишь в конце XIX – начале XX в.в.

В XIX в. в промышленности кузнечная сварка была механизирована. Ручной труд молотобойца заменяется механическими молотами. Великий металлург П.П. Аносов, более 30 лет проработавший на Златоустовском металлургическом заводе, разработал молот для проковки железа. С годами совершенствовалась и технология кузнечной сварки. Этим методом стали изготавливать биметалл (бронза + сталь), трубы диаметром до 600 мм с прямым и спиралевидным швом.

Литейная и кузнечная сварки были распространены вплоть до конца XIX века. Однако во многих отраслях они уже не удовлетворяли требованиям техники. Повышение качества сварки требовало мощного источника энергии, который бы мог расплавить прилегающие участки металла, и такой источник появился.

В 1802 г. впервые в мире профессор физики Санкт-Петербургской медико-хирургической академии В.В. Петров (рис. 8.1) открыл электрическую дугу.

Он ставил опыты по изучению электропроводности различных материалов, используя самую мощную гальваническую батарею (вольтов столб). И случайно пришел к открытию нового на тот момент явления, увидев яркое свечение между обломками угольной палочки, которая в тот момент была включена в цепь батареи. В

1803 г. он описал это явление в своей книге «Известия о гальвани-вольтовых опытах», в которой указал на возможность практического применения дуги для электроосвещения и плавления металла.



Рис. 8.1. В.В. Петров в своей лаборатории

Но только через 80 лет это открытие привело к появлению в России электросварки. Русский изобретатель Н.Н. Бенардос (рис. 8.2) в 1882 г. впервые применил электрическую дугу для соединения в одно целое металлов, используя угольную дугу, питаемую электрической энергией от аккумуляторной батареи. Он создал аппарат, который назвал «электрогефестом» в честь греческого бога-кузнеца. Аппарат состоял из генератора тока, угольного электрода и, размещенной между ними, батареи аккумуляторов. Подключаясь к металлическому изделию, ток создавал между ним и электродом дугу, плавившую металл. Для получения патентов Бенардос продал свое имение, заключил контракт с купцом С.А. Ольшевским и только в 1885 году смог запатентовать свой способ (рис. 8.3) и основать показательную мастерскую.

О своевременности изобретения Бенардоса говорит хотя бы то, что всего за два года оно было запатентовано в десятке европейских стран и США. Россия, к сожалению, оказалась последней – в самом конце 1886 года она выдала ученому «Привилегию на способ соединения и разъединения металлов непосредственным действием электрического тока». После этого в Петербурге была основана компания «Электрогефест», где Бенардос был и директором, и конструктором, и рабочим-сварщиком. Первым предприятием,

купившим у него сварочный аппарат, стали ремонтные мастерские Николаевской железной дороги.

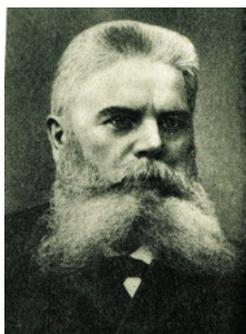


Рис. 8.2. Бенардос Н.Н. (1842–1905 г.г.)

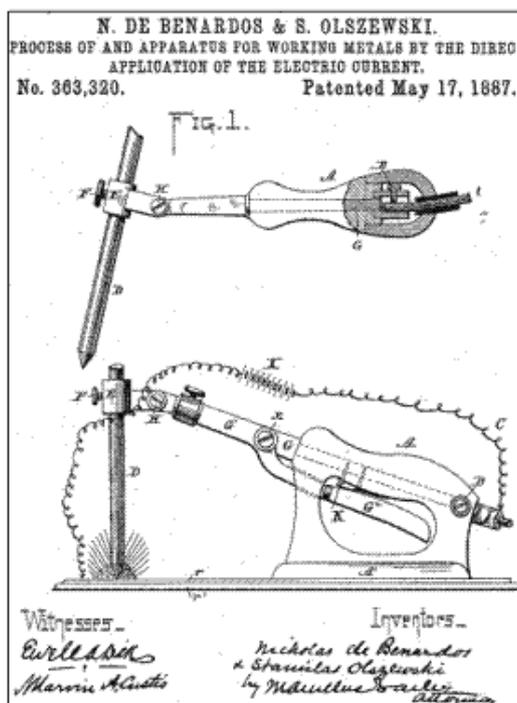


Рис. 8.3. Патент Н.Н. Бенардоса на электросварку

В 1886 г. русский инженер-металлург и изобретатель Н.Г. Славянов (рис. 8.4) разработал новый метод сварки металлическим электродом и получил два патента под названием «Способ и аппараты для электрической отливки металлов» и «Способ электрического уплотнения металлических отливок».



Рис. 8.4. Славянов Н.Г. (1854–1897 г.г.)

К этому времени в разных странах мира работало больше тысячи сварочных аппаратов. Однако электросварка угольным электродом, разработанная Бенардосом, имела недостатки. Хрупкий уголь крошился и его было необходимо постоянно заменять. Кроме того, при сварке в шов попадали оксидные включения (сера и фосфор), металл выгорал и становился хрупким.

Славянов заменил угольный электрод стальным, а сварную поверхность защитил слоем шлака, так называемого флюса, что повышало качество сварки. Вместо громоздкой аккумуляторной батареи Бенардоса он разработал сварочный генератор на тысячу ампер. Славянов изготовил и первый сварочный автомат.

Последующие несколько десятилетий инженеры-электросварщики изобретают новые трансформаторы, генераторы, электроды и их держатели и мир уже не может существовать без электросварки (рис. 8.5).

К началу XX в. относятся и первые попытки применения для сварки и резки горючих газов в смеси с кислородом. Первую ацетиленокислородную сварочную головку сконструировал французский инженер Э. Фуше, получивший на нее патент в Германии в 1903 г. В России этот способ стал известен к 1905 г. и получил распространение к 1911 году.



Рис. 8.5. Первые шаги электросварки

В период первой мировой войны газовая сварка развивалась более интенсивно и до начала 30-х годов она занимала ведущее положение в сварочном производстве. С ее помощью были выполнены важные и ответственные работы. Так, в 1926–1935 годы с ее применением были построены магистральные трубопроводы Гурьев – Орск, Баку – Батуми, Грозный – Туапсе.

Постоянно совершенствовался процесс дуговой электросварки, которая позволяла использовать этот способ во многих отраслях промышленности. Однако необходимо было механизировать и автоматизировать процесс дуговой сварки. Эта проблема была решена в 40-е годы прошлого столетия академиком Е.О. Патоном (рис. 8.6).

Под его руководством была разработана автоматическая сварка под слоем флюса, при которой осуществлялась автоматическая подача электродной проволоки в держатель сварочного автомата, а для защиты дуги был применен сварочный флюс. Сварка под флюсом получила значительное промышленное применение, так как позволяет автоматизировать процесс, является достаточно производительной, обеспечивает хорошее качество шва. В последствии этот вид сварки с успехом применялся на строительстве магистральных трубопроводов.

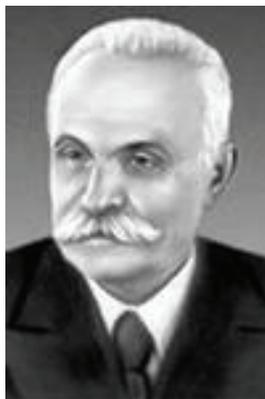


Рис. 8.6. Патон Е.О. (1870–1953 г.г.)

К электрическим способам сварки плавлением относится электрошлаковая сварка, при которой процесс начинается, как и при дуговой. Источником нагрева металла служит тепло, выделяющееся при прохождении электрического тока через шлак. Способ был разработан в Институте электросварки им. Е.О. Патона АН Украины и в конце 50-х годов получил промышленное применение.

Большое распространение получает контактная электросварка, при которой разогретые и оплавленные детали сдавливаются или осаживаются. Этот способ отличается высокой степенью механизации и автоматизации и получил широкое применение во многих отраслях, в том числе и для сварки труб больших диаметров.

Практическая ценность изобретений Н.Н. Бенардоса и Н.Г. Славянова была очевидна, но тем не менее до Октябрьской революции прогрессивный новый способ соединения металлов не нашел широкого применения ввиду технической отсталости России. Только в бывшем СССР, на родине сварки, этот процесс получил широкое распространение.

Выдающуюся роль в теоретической разработке сварочных процессов сыграли многие ученые: В.П. Вологдин, В.П. Никитин, Е.О. Патон, К.К. Хренов, Г.А. Николаев, Н.О. Окерблом, Н.Н. Рыкалин, К.В. Любавский, Б.Е. Патон, И.К. Походня, Б.И. Медовар и др.

Необходимо отметить фундаментальные исследования, проводившиеся в институтах: Институте электросварки

им. Е.О. Патона АН Украины, ВНИИЭСО, ЦНИИТМАШ, МАТИ, ЛПИ, Институте металлургии им. Байкова АН СССР, МВТУ им. Баумана, ВНИИ-Автогенмаше, Оргэнергострое и др.

В СССР впервые были разработаны такие высокопроизводительные виды сварки металлов, как электрошлаковая, в углекислом газе, диффузионная, контактная, что позволило занять ведущее место в мире в области сварочного производства. Большим достижением XX века было появление сварки взрывом, трением, лазерной, ультразвуковой, сварки в космосе и с закладным нагревателем.

8.2. Способы сварки трубопроводов

Для того, чтобы получить протяженный, непрерывный магистральный трубопровод отдельные трубы необходимо соединить между собой. Эти соединения должны быть равны по прочности металлу труб и обеспечивать герметичность трубопровода. Наиболее полно таким требованиям отвечают соединения, выполненные сваркой.

Как уже упоминалось, сварка трубопроводов – технологический процесс получения неразъемных соединений труб посредством установления межатомных связей между свариваемыми частями путем их местного или общего нагрева, или пластического деформирования. Сущность сварки заключается в сближении элементарных частиц свариваемых труб настолько, чтобы между ними начали действовать межатомные связи, обеспечивающие прочность соединения.

В арсенале мирового сварочного производства имеются различные виды и способы сварки. Все они в зависимости от вида энергии разделяются на три класса сварки: термический, термомеханический и механический. К термическому классу относятся виды сварки, осуществляемые плавлением, т. е. местным расплавлением соединяемых частей с использованием тепловой энергии (дуговая, газовая, электрошлаковая и др.); к термомеханическому – виды сварки, при которых используются тепловая энергия и давление (контактная, диффузионная, газопрессовая и др.); к механическому – виды сварки, осуществляемые с использованием механической энергии и давления (холодная, взрывом, трением и др.).

По степени механизации и автоматизации процесса различают следующие виды сварки: ручная, механизированная, автоматизированная с применением роботов. По способу защиты зоны сварки: под флюсом, в защитных газах, с использованием самозащитной электродной проволоки, в вакууме и др.

Учитывая специфические условия строительства магистральных трубопроводов: оторванность от централизованных источников энергоснабжения, периодическое перемещение трубосварочных баз и технологического оборудования по мере строительства трубопровода, большие размеры и сечения труб, не все перечисленные способы сварки применимы для строительства трубопроводов.

Из дуговых методов сварки при строительстве магистральных трубопроводов применяют: ручную дуговую сварку плавящимся электродом, автоматические виды дуговой сварки под флюсом, в защитных газах плавящимся электродом, с самозащитной порошковой проволокой; из методов контактной сварки – стыковую сварку оплавлением.

Дуговая сварка – это сварка плавлением, при которой нагрев осуществляется электрической дугой, горящей между электродом и свариваемым изделием. Сварочная дуга представляет собой устойчивый электрический разряд в сильно ионизированной смеси газов и паров материалов, используемых при сварке. Она характеризуется высокой плотностью тока и высокой температурой. В электродуговой сварке сварной шов образуется в результате совместного расплавления (за счет теплоты, выделяемой дугой) основного металла свариваемых труб и электродного металла (образование так называемой сварочной ванны) и последующей его кристаллизации, т. е. перехода из жидкого состояния в твердое. Сварочная ванна – это часть сварного шва, находящаяся при сварке в жидком состоянии, дающая при затвердении сварной шов.

Температура сварочной дуги 6 000–10 000 °С (при стальном электроде). Для питания дуги используется ток силой 100–350 А, напряжением 25–40 В от специальных источников.

Простейшим способом дуговой сварки трубопроводов является ручная дуговая сварка, в процессе которой электрод по периметру стыка перемещается вручную со скоростью 8–20 м/ч. Выполняется ручная дуговая сварка плавящимися электродами, которые вручную подают в зону горения дуги и перемещают вдоль кромок свариваемых

труб. На сварку трубы поступают с подготовленной кромкой (рис. 8.7).

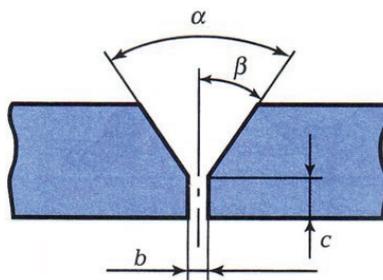


Рис. 8.7. Разделка кромок труб под сварку

Элементы геометрической формы подготовки кромок (угол разделки кромок α , угол скоса одной кромки β , зазор между стыкуемыми кромками b , притупление кромки, т. е. нескосенная часть торца кромки c) зависят от конструктивных особенностей изделия и способа сварки.

Дуга при ручной дуговой сварке горит между стержнем электрода и основным металлом трубы. Под действием теплоты дуги электрод и основной металл плавятся, образуя металлическую сварочную ванну.

Расплавленный металл интенсивно поглощает газы атмосферы, образуя с ними различные оксиды, снижающие прочностные и пластические свойства металла. Поэтому для получения сварных соединений труб с высокими механическими свойствами расплавленный металл шва изолируют от воздуха различными средствами защиты: электродными покрытиями, флюсами, защитными газами.

Ручную электродугую сварку выполняют плавящимися электродами. Каждый сварочный электрод состоит из стального стержня длиной до 450 мм, диаметром 3–5 мм, изготовленного из низколегированного провода с низким содержанием вредных примесей (серы и фосфора) и специального покрытия на поверхности стержня. Покрытие электродов имеет многоцелевое назначение: защита металла сварного шва от проникновения из воздуха азота и кислорода, значительно повышающих хрупкость сварного шва; обеспечение стабильного горения дуги во всех положениях сварного шва; легирование металла сварного шва и ряд других функций. По

содержимому покрытия сварные электроды делят на фторокальциевые и с органическим покрытием (целлюлозным). Электроды с фторокальциевым покрытием обеспечивают высокую стойкость сварных соединений против хрупкого разрушения (высокий уровень ударной вязкости при нормальных и низких температурах). Однако этими электродами трудно выполнить качественный первый (корневой) слой сварного шва. Поэтому для сварки корневого слоя шва труб магистральных трубопроводов используют электроды с целлюлозным покрытием.

При дуговой сварке в защитных газах источником нагрева кромок труб служит дуга, защищенная потоком газа, подаваемого в зону дуги через сопло. Сварка в защитном газе имеет разновидности: по типу защитного газа – сварка в инертных газах (аргон, гелий, их смесь), в активных газах (CO_2 , азот, водород), сварка в смеси инертного и активного газов; по типу электрода – плавящийся и неплавящийся (вольфрамовый) электрод; по степени механизации – ручная, полумеханизированная, механизированная и автоматизированная сварка.

Ручную дуговую сварку выполняют при различном пространственном положении стыка – нижнем, вертикальном и потолочном. Как преимущество ручной электродуговой сварки можно отметить возможность выполнения сварки неповоротных стыков трубопроводов, то есть без необходимости вращения труб. Однако ручная сварка отличается высокой трудоемкостью, привлечением к ее выполнению большого количества сварщиков высокой квалификации для обеспечения необходимого темпа ведения сварочно-монтажных работ. В данное время при сооружении магистральных трубопроводов большого диаметра объем применения ручной электродуговой сварки по сравнению с другими методами сварки достигает 47 %.

Электродуговая сварка проводится как на переменном, так и на постоянном токе. Однако в полевых условиях сварка труб магистральных трубопроводов производится только на постоянном токе. Как источники постоянного сварочного тока используют специальные сварочные генераторы и сварочные выпрямители (на сварочных базах). Сварочные генераторы имеют привод от дизельных двигателей внутреннего сгорания (реже – от карбюраторных). Широко используют также самоходные сварочные агрегаты, одновременно питающие током два или четыре сварочных поста. Сварочный пост для ручной электродуговой сварки оборудуют

источником питания дуги (сварочным агрегатом) и двумя электрическими кабелями. Один из кабелей оснащен на конце электродержателем клещевого типа. Электродержатель предназначен для крепления и подвода тока к электроду. Второй кабель от источника сварочного тока подсоединяют к трубе с помощью специального зажима. На рис. 8.8 представлен сварочный пост для дуговой сварки. В полевых условиях организуются передвижные сварочные посты.

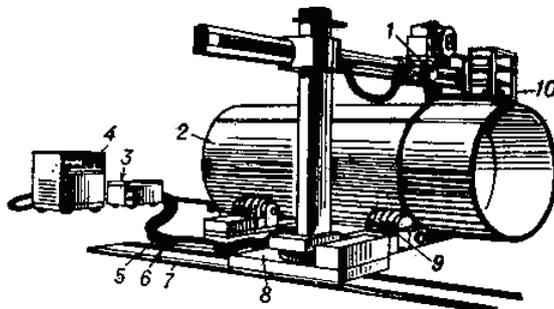


Рис. 8.8. Сварочный пост для дуговой сварки:

- 1 – сварочный аппарат; 2 – свариваемая труба; 3 – шкаф с аппаратурой управления;
 4 – источник тока; 5 – провода управления; 6 – токопровод; 7 – рельсовый путь;
 8 – тележка с колонной; 9 – роликовый стенд; 10 – площадка обслуживания

Увеличение темпов и протяженности магистральных трубопроводов потребовало решения проблемы механизации и автоматизации сварочного процесса. Это позволило увеличить скорость электродуговой сварки до 20–60 м/ч.

Дуговая электросварка выполняется переносным самоходным автоматом – сварочным трактором, который перемещается вдоль свариваемых кромок по поверхности (рис. 8.9).

Головка трактора имеет механизм подачи электродной проволоки, проходящей через мундштук к месту сварки. Головка установлена на ходовой тележке, на которой расположены также катушка с проволокой и пульт управления. Сварочный трактор входит в состав поста для автоматической сварки, имеющего также источник питания сварочным током, аппаратуру контроля, приспособления для осуществления сварки.

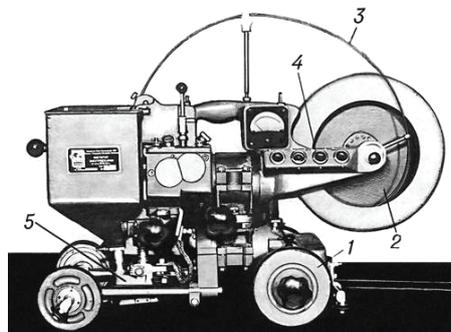


Рис. 8.9. Сварочный трактор:

1 – ходовая тележка; 2 – катушка; 3 – электродная проволока; 4 – пульт управления;
5 – головка

Широкое применение в трубопроводном строительстве нашла автоматическая сварка под флюсом. Она была впервые разработана в Украине в 30-е годы под руководством академика Е.О. Патона и с 1948 года применяется при сооружении магистральных трубопроводов. Автоматической эта сварка называется потому, что основные процессы сварки (подача провода в зону дуги и поддержание необходимой длины дуги) выполняются автоматически без вмешательства оператора-сварщика. Вторая особенность этого вида сварки связана с тем, что дуга горит под слоем специального флюса, то есть сварка ведется закрытой дугой. Сварка закрытой дугой под флюсом обеспечивает высокое качество сварочного шва, хорошее формирование поверхности шва при высокой скорости сварки до 60–100 м. Высокая скорость сварки при хорошем защитном действии флюса связана с использованием большой силы сварочного тока до 1 000 А. Сварочный электрод в этом случае является сварочным проводом, непрерывно поступающим в зону горения дуги из бухты с помощью роликов, а перемещение дуги вдоль шва выполняется за счет вращения труб, свариваемых механическим способом. Автоматическая сварка под флюсом труб магистральных трубопроводов выполняется сварочными автоматами (рис. 8.10).

Для автоматической сварки применяют сварочный провод диаметром 2–4 мм, заправляемый в кассету сварочной головки, и флюсы. При этом флюсы получают путем смешивания и последующего расплавления исходных компонентов (песка, известняка, ферросплавов и др).

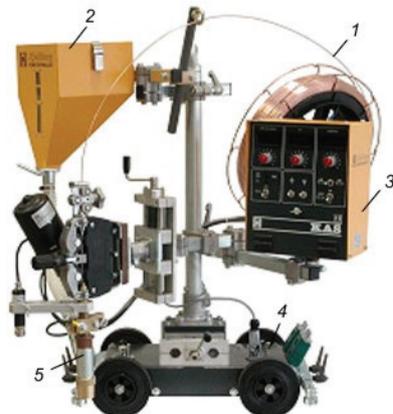


Рис. 8.10. Общий вид сварочного автомата для автоматической сварки под флюсом:
1 – сварочная проволока; 2 – бункер для флюса; 3 – пульт управления; 4 – ходовая тележка; 5 – сварочная головка

Преимущества автоматической сварки под флюсом – высокая скорость сварки при хорошем качестве сварочного шва и соединения. Однако автоматическую сварку под флюсом можно выполнять только в нижнем положении, которое достигается вращением труб. Кроме того, автоматической сваркой невозможно выполнить корневой слой шва. Поэтому ее выполняют по готовому шву, наложенному ручным или другими методами сварки. В этой связи автоматическую сварку под флюсом применяют для соединения трех отдельных труб в секции с вращением труб, свариваемых на трубосварочных базах.

Автоматизированная дуговая сварка трубопроводов имеет свои разновидности: сварка в защитном газе и сварка порошковой проволокой.

При автоматической дуговой сварке в защитном газе в зону дуги подается защитный газ, изолирующий сварочную ванну от воздуха и обеспечивающий защитную атмосферу в зоне сварки. В качестве защитных газов применяют углекислый газ, аргон и их смеси. Этот способ сварки обладает теми же преимуществами, что и автоматическая сварка под флюсом, его можно применять для сварки во всех пространственных положениях, что существенно для сварки трубопроводов.

Сварка порошковой проволокой – это сварка сварочной проволокой, состоящей из металлической оболочки, заполненной порошкообразными веществами. Эти вещества играют ту же роль в повышении устойчивости сварочной дуги и улучшении качества металла шва, что и флюс. По мере кристаллизации сварочной ванны наружное формирующее устройство и сварочная головка перемещаются от периметра стыка снизу вверх со скоростью 10–20 м/ч. Автоматическая сварка порошковой проволокой обладает теми же преимуществами, что и сварка в среде защитных газов, но не требует доставки на трассу защитного газа.

Широкое применение при строительстве магистральных трубопроводов нашла электроконтактная сварка.

Электроконтактная сварка оплавлением относится к сварке давлением. В отличие от методов электродуговой сварки при сварке давлением, сварной шов формируется при обязательном сближении путем осадки (сжатия) элементов свариваемых конструкций. При этом процессе электрический ток большой силы (до десятков тысяч ампер) проходит через свариваемые элементы и контакт между ними. Перед пропуском тока для улучшения контакта свариваемые элементы сближаются под действием осевой нагрузки. В металле между точками подвода тока, и особенно в зоне контакта в соответствии с законом Ленца-Джоуля, за счет значительного электрического сопротивления и большой силы тока выделяется большое количество теплоты, вызывающее мгновенное расплавление и выбросы жидкого металла и его паров. На контактирующих поверхностях происходят сотни тысяч таких микроспаев, что и приводит к оплавлению поверхностей металла. При достижении необходимой зоны разогрева свариваемые элементы с помощью гидравлического или другого механизма сближают с большой скоростью (процесс осадки) и при этом в зоне контакта образуется сварное соединение этих элементов.

Скорость сближения кромок в процессе осадки составляет не менее 20 мм/с при давлении 40–50 МПа. При осадке создается пластическая деформация стенок труб, что вызывает их утолщение. Для малоуглеродистых сталей заметная деформация труб при давлении 40 МПа наблюдается в зоне нагрева при температуре 1 100–1 150 °С. После осадки с внутренней и наружной поверхностей стыка удаляется грат. Изнутри грат удаляется внутренними гратоснимателями, с наружной поверхности стыка – наружными.

Электроконтактная сварка непрерывным оплавлением впервые начала применяться на строительстве магистральных трубопроводов в 1952 г., когда Институтом электросварки им. Е.О. Патона была создана установка КТСА-1 для сварки труб диаметром 219–529 мм в непрерывную нитку. Благодаря разработкам ИЭС им. Е.О. Патона, ВНИИСТ, КФ СКБ «Газстроймашина» и др., дальнейшее усовершенствование технологической схемы сварки труб оплавлением привело к использованию двух групп установок: ПЛТ – для сварки труб в секции на стационарных трубосварочных базах и ТКУП («Север») – для сварки труб или секций в непрерывную нитку.

Электроконтактная сварка труб осуществляется как в базовых условиях, так и непосредственно на трассе в полевых условиях. Для сварки труб магистральных трубопроводов диаметром 1420 мм в СССР были разработаны и успешно внедрены передвижные комплексы типа «Север».

Этими комплексами сварены тысячи километров труб магистральных трубопроводов «Союз», «Уренгой – Помары – Ужгород», «Прогресс» и др. Преимуществом электроконтактной сварки оплавлением является его высокая производительность. Это объясняется тем, что сварное соединение при электроконтактной сварке образуется сразу же по всей площади кольцевого сечения.

Среди методов сварки магистральных трубопроводов, в основном, применяются два вида электродуговой сварки: ручная и автоматическая под слоем флюса. Все большее распространение получает механизированная электроконтактная сварка оплавлением, исключая применение ручной сварки. Перспективные методы механизированной сварки неповоротных стыков труб непосредственно на трассе – автоматическая сварка в среде защитных газов на установках типа «Дуга» и автоматическая сварка порошковым проводом с принудительным формированием сварочного шва на установках типа «Стык». Изучаются возможности применения для сварки труб электронно-лучевой сварки (ЭЛС), сварки лазерным лучом, плазменной сварки.

8.3. Технология сварочно-монтажных работ

Сварочно-монтажные работы в значительной степени определяют конечное качество магистральных трубопроводов и их эксплуатационную надежность. Они выполняются для соединения отдельных труб в непрерывную нитку магистрального трубопровода.

Во многих странах мира, в т. ч. в России и Украине, применяется сварочно-базовая двухстадийная схема выполнения сварочных работ (рис. 8.11).

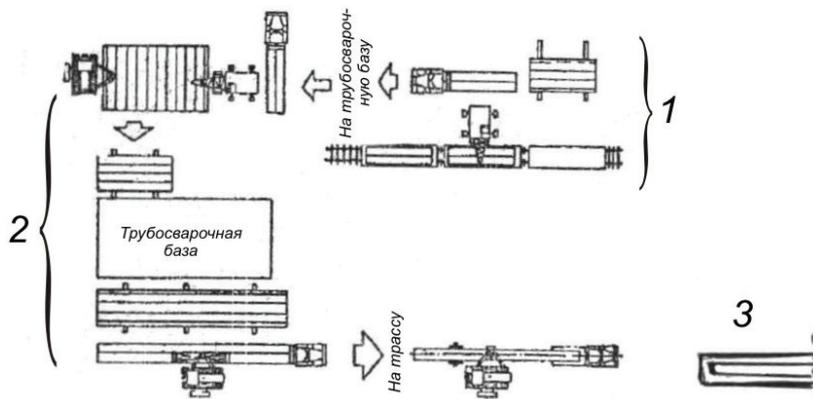


Рис. 8.11. Сварочно-базовая схема выполнения сварочных работ

На первой стадии отдельные трубы из пунктов разгрузки 1 с заводской длиной 12 м и менее доставляются на трубосварочные базы 2, где свариваются в 24–36 м и даже 48-метровые секции. На второй стадии трубные секции (плети) доставляются на трассу 3, где свариваются в непрерывную нитку магистрального трубопровода. В сложных условиях трассы (горы, болота, стесненные условия) применяется трассовый метод сварочно-монтажных работ, когда трубопровод наращивается путем сварки отдельных труб, доставляемых на трассу.

Сварочно-монтажные работы при строительстве магистральных трубопроводов состоят из трех основных операций: подготовительных, сборочно-сварочных и отделочных.

Подготовительные операции включают в себя проверку труб на соответствие ГОСТам и Техническим условиям, а именно, соответствие химического состава и механических свойств металла труб требованиям, указанным в этих документах.

Трубы очищаются от снега, земли, наледи, устраняются вмятины на торцах и забоины на фасках, проверяется отсутствие эллипсоидности труб, разностенности.

При подготовке стыков труб под сварку проверяют перпендикулярность плоскости реза трубы к ее оси, угол раскрытия кромок и величину притупления. Угол α раскрытия кромок должен составлять $60\text{--}70^\circ$, а величина притупления c – $2\text{--}2,5$ мм (рис. 8.7). Фаски снимают с торцов труб механическим способом, газовой резкой или другими способами, обеспечивающими требуемую форму, размеры и качество обрабатываемых кромок.

Разностенность толщин стенок свариваемых труб и смещение их кромок не должны превышать 10 % толщины стенки, но быть не более 3 мм. При стыковке труб должен обеспечиваться равномерный зазор между соединяемыми кромками стыкуемых элементов, равный $2\text{--}3$ мм.

Перед сборкой стыкуемых кромок, прилегающие к ним внутренние и наружные поверхности на длине $15\text{--}20$ мм, очищают от масла, окалины, ржавчины и грязи.

Сборочно-сварочные операции состоят из сборки стыка труб и самого процесса сварки. Подготовленные к сварке трубы поступают на сборку. Трубы при сооружении трубопроводов сваривают встык. Стыковым называют сварное соединение, при котором поверхности свариваемых изделий расположены в одной плоскости. При стыковке труб с отклонениями наружных диаметров от заданных возможно смещение их кромок. Смещением кромок называют несовпадение поверхностей торцов свариваемых труб, на рис. 8.12 – это величина A .

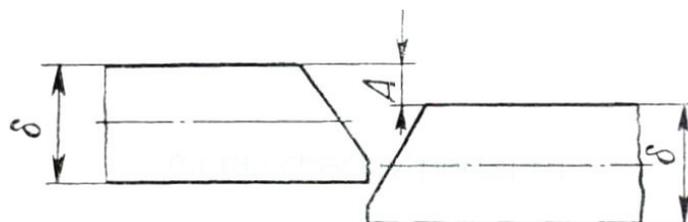


Рис. 8.12. Схема расположения свариваемых кромок

В соответствии со СНиПом смещение при стыковке труб не должно превышать 2 мм независимо от их диаметра. Это значит, что разница в периметрах стыкуемых труб, замеряемых перед сваркой, допускается не более 12 мм. Сборку труб осуществляют с помощью специальных приспособлений, называемых центраторами. Собранные трубы свариваются.

После выполнения основных сварочных работ, когда сварен стык, приступают к отделочной операции – удалению усиления сварного шва – грата. Грат образуется как снаружи, так и внутри трубы и удаляется гратоснимателями.

Организация сварочно-монтажных работ по строительству магистральных трубопроводов постоянно совершенствовалась. Ввиду возросших объемов строительства трубопроводов во второй половине XX века, применявшиеся ранее схемы организации работ и способ ручной дуговой сварки, не могли обеспечить необходимые темпы строительства. Повышение производительности труда могло быть достигнуто только за счет механизации и автоматизации сварочно-монтажных работ на индустриальной основе с применением современных организационных принципов.

На смену схеме организации непрерывным наращиванием отдельных труб в нитку трубопровода, применявшейся ранее повсеместно, пришла базовая схема организации работ, при которой отдельные трубы свариваются в секции длиной до 40 м на специальных трубосварочных базах.

Трубосварочные базы обеспечивают механизированную приемку, транспортировку, сборку и сварку труб, перемещение и складирование сваренных секций и представляют собой поточные линии, состоящие из рольгангов (роликовых конвейеров) продольного перемещения труб, специальных сборочных устройств, приспособлений для перекачивания, сбрасывания, поворота и вращения труб и работающие с определенным заданным ритмом по единому технологическому процессу.

Существующая технология строительства магистральных трубопроводов предусматривает применение двух типов баз: полустационарных и передвижных. На механизированных базах соединение стыков осуществляется в поворотном исполнении с применением автоматической сварки под слоем флюса и неповоротном – с использованием электроконтактной сварки.

Эти способы сварки улучшают условия труда по сравнению с ручной дуговой, снижают трудоемкость сборочно-сварочных операций, обеспечивают стабильность качества сварных соединений и их надежность. Трубосварочные базы обслуживают значительные участки трассы протяженностью – от 20 до 60 км.

Для проведения сварочно-монтажных работ при строительстве магистральных трубопроводов используют два вида сварочных баз с

автоматической сваркой под флюсом: полумеханизированные, оборудованные полевыми автосварочными установками (ПАУ), и полностью механизированные для двухсторонней автоматической сварки.

Трубосварочные базы с использованием автоматической сварки под флюсом состоят из нескольких стенов, представляющих собой рамные конструкции с рольгангами для перемещения труб. На одном из стенов производится механическая обработка торцов труб для создания определенной разделки кромок под автоматическую сварку. Затем трубы с помощью системы рычагов перемещают на стенд, где проводят сборку стыка специальным гидравлическим устройством – центратором. Управляет этим процессом оператор с пульта.

Полумеханизированная трубосварочная база полевого типа состоит из двух основных трубосборочных линий и самой установки для автоматической сварки под слоем флюса типа ПАУ (рис. 8.13).

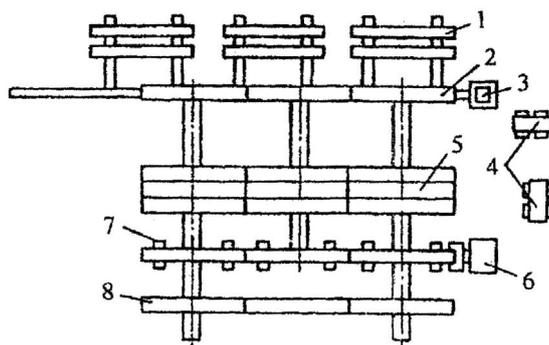


Рис. 8.13. Схема полевой сварочной базы ПАУ-600 для сварки труб электродуговой сваркой под флюсом:

1 – стеллаж подготовки труб; 2 – стеллаж сборки труб для выполнения первого слоя шва; 3 – лебедка; 4 – сварочные агрегаты; 5 – промежуточный стеллаж; 6 – трубный вращатель; 7 – стеллаж автоматической сварки под флюсом; 8 – склад готовых секций труб

На сборочно-сварочном стенде (стеллаже) выполняют сборку секции из трех отдельных труб и сварку первого (корневого) слоя шва. Сварку первого слоя шва выполняют вручную (рис. 8.14).

Центрирование и сборка труб осуществляется с помощью специального устройства – внутреннего центратора. Собранный и сваренный корневым слоем трубная секция подается путем

перекатывания по направляющим из труб на стенд (установку) автоматической сварки. Основными элементами автосварочной установки являются вращатель, рожковые опоры, сварочная головка и сварочный агрегат.



Рис. 8.14. Сварка корневого шва

Полумеханизированные базы ПАУ-600 применяют для сварки труб диаметром до 720 мм при силе сварочного тока до 600 А, а ПАУ-100 – для сварки труб диаметром до 1 420 мм при силе сварочного тока до 1 000 А.

Преимуществом полумеханизированных полевых баз является их относительная мобильность, легкость перебазирования, а недостатком – частичное применение ручного труда.

Механизированные базы типа БТС не имеют этого недостатка, так как все операции на них механизированы. На этих базах предусмотрена двусторонняя (внешняя и внутренняя) сварка шва автоматической сваркой под флюсом. Для этого, края труб на трубосварочной базе обрабатывают специальным методом на металлорежущем станке с образованием двусторонней (X-образной) формы.

Существуют три типа полностью механизированных баз: БТС-141 (для изготовления двухтрубных секций длиной 24 м), БТС-142 и БТС-143 (для изготовления как двух-, так и трехтрубных секций).

На рис. 8.15 представлена трубосварочная база БТС-143, состоящая из трех стандов: обработки кромок труб перед сваркой, сварки двухтрубных секций и сварки трехтрубных секций.

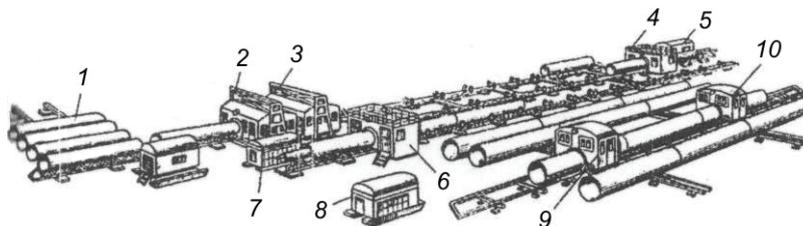


Рис. 8.15. Схема трубосварочной базы БТС-143:

1 – стеллаж для труб; 2, 3 – станды обработки кромок; 4 – станд сварки трубных секций; 5, 7 – блоки питания; 6 – вспомогательный блок; 8 – электростанция или трансформаторная подстанция; 9 – станд контроля готовых секций; 10 – станд сварки трехтрубных секций

Трубы, поступающие с завода, после отбора и отбраковки размещаются в накопителе (стеллаже для труб) 1, затем они поступают на станды обработки кромок 2 и 3. Крайнюю из отработанных труб подают в конец станда 4 для сварки секций из двух труб. Потом к этой трубе с помощью внутреннего центриатора присоединяют вторую трубу с обработанными краями и выполняют сварку внешних и внутренних слоев сварного шва автоматической сваркой под флюсом. В то же время обрабатывают края третьей трубы и подают ее на станд 3 для сварки трехтрубной секции. Потом на станд подают двухтрубную секцию, присоединяют ее к третьей трубе и выполняют сварку внешних и внутренних слоев сварочного шва. Полученную трехтрубную секцию перемещают на площадку готовой продукции и технологический процесс на базе повторяется.

Механизированные базы обеспечивают сварку на трубах размером 1 420×16,5 мм от 3,5 (для базы БТЗ-142) до 6 (для базы БТЗ-143) стыков в час. При длине труб в 12 м за восьмичасовую рабочую смену эти базы дают от 500 до 850 м трубных секций.

Электроконтактная сварка труб осуществляется как в базовых условиях, так и непосредственно на трассе в полевых условиях с помощью стационарных или передвижных установок. Основой установки для электроконтактной сварки труб является контурный (кольцевой) трансформатор, разработанный в Институте электросварки им. Е.О. Патона НАН Украины. В состав установки

для электроконтактной сварки входят также механизмы оплавления и осадки с гидравлическим приводом. При этом применяют как внешние, так и внутренние установки. На сварочных базах для соединения труб в трехтрубные секции используют полустационарные установки контактной сварки.

Для сварки труб большого диаметра применяют установки ПЛТ-141, «Север-1», «Север-3». Стационарные и передвижные установки электроконтактной сварки имеют различное конструктивное оформление, но общий агрегат – сварочную машину.

Сварочная машина выполняет зажим труб, центровку и удержание их в горизонтальном положении, осевое перемещение при оплавлении, осадку при сварке и снятие внутреннего и наружного грата. На рис. 8.16 приведена схема стационарной установки типа ПЛТ для электроконтактной сварки.

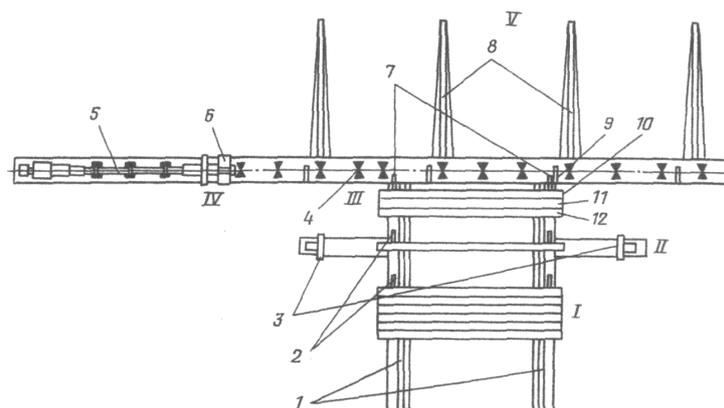


Рис. 8.16. Схема установки типа ПЛТ для электроконтактной сварки труб:
 1 – приемный стеллаж; 2 – опоры; 3 – зачистные машины; 4 – рольганг;
 5 – внутренний гратосниматель со штангой; 6 – подвесная сварочная машина;
 7 – отсекающая; 8 – стеллаж готовой продукции; 9 – перегружатель; 10–12 –
 свариваемые трубы; I–V – позиции труб

Сварочные машины устанавливаются как снаружи (К-584 М) для сварки труб диаметром до 500 мм, так и внутри (К-700), для сварки труб диаметром 1 020–1 420 мм.

На установках типа ПЛТ центровка стыка производится механической системой сварочной головки, действующей как наружный центратор с возможным перемещением труб вдоль оси

процесса оплавления и осадки. Сварка двух труб осуществляется автоматически. После сварки удаляют внутренний и наружный грат в горячем состоянии. Завершив процесс удаления графа, секция перемещается в конец приводного рольганга. Затем по рольгангу подается очередная труба, закрепленная в сварочной головке вместе с двухтрубной секцией, и выполняется сварка с последующим удалением графа. Полученная трехтрубная секция длиной 36 м поступает на стеллаж готовой продукции.

Большим достижением в трубопроводном строительстве в бывшем СССР была разработка электроконтактных сварочных комплексов «Север», что позволило повысить эффективность сварочно-монтажных работ (как в базовых, так и трассовых условиях) и темпы строительства магистральных трубопроводов диаметром 1 420 мм.

При сварке магистральных трубопроводов установкой «Север» выполняется целый комплекс работ, которые ведутся в определенной последовательности (рис. 8.17).

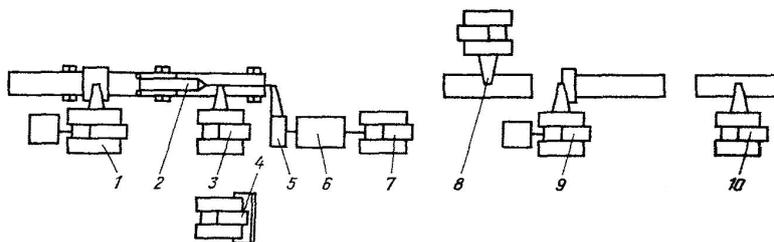


Рис. 8.17. Схема расположения оборудования при сварке трубопроводов установкой «Север-1»:

- 1 – агрегат для снятия наружного графа; 2 – сварочная машина;
- 3, 8, 10 – трубоукладчики; 4 – бульдозер; 5 – пульт управления; 6 – передвижная электростанция; 7 – трактор-тягач; 9 – агрегат для зачистки контактной полосы

Трубы (секции) раскладывают трубоукладчиком 10 вдоль трассы. Звено подготовительных работ выполняет очистку полости трубы от грунта, снега и т. п., снимает усиление со шва на участке 370 мм от торца трубы, зачищает при помощи агрегата 9 с двух концов полосы внутри трубы для контактных башмаков. Дополнительно металлической щеткой зачищают кромки труб от ржавчины и грязи. Трубоукладчиком 8 зачищенную трубу подают на звено монтажа и сварки для стыковки и центровки с помощью внутренней сварочной

головки (машины) К-700 2. Оператор с пульта управления сварочной головки 5 осуществляет пуск автоматики машины и процесс выполняется по заданной программе.

Сварочная машина питается от электростанции 6. После сварки и остывания стыка (примерно 4 мин.) оператор включает электродвигатель сварочной машины и она перемещается внутри трубопровода к центровке следующего стыка. При ее передвижении удаляется резцами внутренний грат.

Электростанцию перемещают к очередному стыку трактором-тягачем 7. Обслуживание установки «Север» осуществляет бригада, состоящая из 14 человек. В табл. 8.1 приведена характеристика установок «Север».

Таблица 8.1. Электроконтактные сварочные установки «Север»

Тип установки	Тип сварочной головки	Диаметр свариваемых труб, мм	Потребляемая мощность, кВт·А	Производительность, стык/ч
«Север-4»	К-810	1420	1500	6
«Север-5»	К-830	720–820	800	6–8
«Север-1»	К-700	1420	1160	6
«Север-3»	К-800	1020–1220	1160	6

При организации сварочно-монтажных работ с использованием трубосварочной базы учитывают место ее расположения, длину свариваемого участка, плечо транспортировки секций от места расположения базы до трассы.

При выборе места размещения трубосварочных баз учитывают наличие подъездных путей, обеспечивающих бесперебойную работу транспортными средствами для подвоза труб и вывоза сваренных секций; рельеф местности, на которой располагается база; климатические условия в период ее работы; а также расположение населенных пунктов, наличие источников водоснабжения и ряд других факторов. По возможности базы располагают в центре обслуживаемого участка строительства трубопровода.

Сваренные на трубосварочных базах 40-метровые секции вывозят на трассу, где сваривают в непрерывную нитку трубопровода. Это позволяет значительно увеличить темп сооружения трубопровода. Сварочно-монтажные работы в трассовых условиях организуют поточно-расчлененным методом, предусматривающим выполнение специализированным звеном отдельной, повторяющейся на каждом

стыке операции (сварка каждого слоя). При этом резко увеличивается темп сварочно-монтажных работ, повышаются производительность и качество труда.

При соединении на трассе секций в непрерывную нитку в настоящее время наиболее распространена ручная дуговая сварка стыков. При поточно-расчлененном методе организации работ с использованием ручной дуговой сварки бригада состоит из звена, выполняющего подготовительные работы, и нескольких звеньев сварщиков, выполняющих сварку отдельных слоев шва.

Перед началом основных сварочных работ проводят сборно-центрирующие операции с помощью внешних центраторов (рис. 8.18).

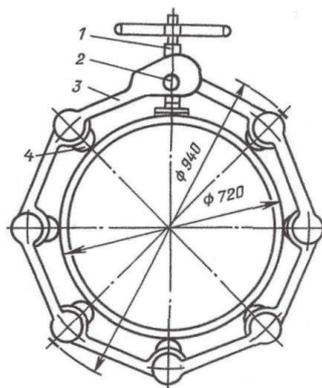


Рис. 8.18. Многозвенный внешний центратор:
1 – натяжной винт; 2 – крестовина; 3 – накладной замок; 4 – ролики

При сборке стыков труб обеспечивается совпадение их продольных осей, внутренних краев и установление зазора между свариваемыми трубами. Зазор в зависимости от толщины стенок трубы и диаметра электрода колеблется в пределах 1,5–3 мм.

Ручную электродугую сварку стыков труб выполняют в несколько слоев, количество которых зависит от толщины стенки трубы:

• толщина стенки трубы, мм	4–6	7–11	12–14	15–18	19–22	23–25
• количество слоев шва	2	3	4	5	6	7

Наиболее ответственным является выполнение первого (корневого) слоя шва. Корневой слой шва выполняется электродами с фтористо-кальциевым или целлюлозным покрытием. Наилучшее проплавление корневого шва обеспечивается применением электродов с целлюлозным покрытием при высокой скорости сварки до 15–20 м/ч.

После зачистки корневого шва от шлака аналогично сваривают второй и последующие слои, заполняя сварочную ванну расплавленным металлом. Внешний слой сварочного шва называется облицовочным.

При сварке последующих слоев шва применяют различные методы. При сварке труб большого диаметра каждый сварщик производит сварку половины окружности, выполняя слой шва сверху вниз электродами с основным покрытием (рис. 8.19).

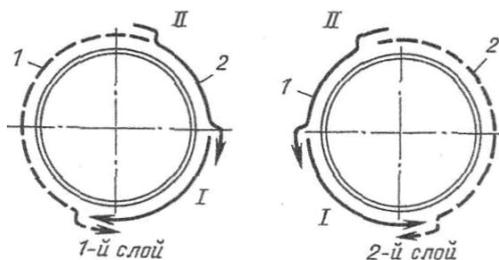


Рис. 8.19. Схема наложения двух слоев шва при сварке сверху вниз двумя сварщиками:

1, 2 – расположение сварщиков; I, II – последовательность выполнения слоев

Сварочные работы выполняются поточно-расчлененным методом, при котором подбирается специализация сварщиков не только по выполнению определенного слоя, но и участков шва (расчленение сварочных операций). Подобная специализация повышает производительность труда сварщиков.

Сварочно-монтажные работы выполняет специализированный поток (бригада), состоящий из нескольких частных потоков. Специализированный поток сварочно-монтажных работ включает следующие частные потоки: подготовку трубных секций к сборке – селективный отбор труб, очистка полости труб, правка вмятин в торцах труб; подготовку трубных секций (в потоке) – очистка краев, подача к месту монтажа; сборку стыков и сварку корневого шва;

сварку заполнительных слоев сварочного шва; сварку облицовочного слоя шва.

Количество сварщиков для выполнения каждого слоя сварного шва зависит от диаметра трубопровода и колеблется от 2 до 4 человек. Подъем и перемещение труб и трубных секций осуществляют трубоукладчики. В состав специализированного потока входят также многопостовые передвижные или самоходные сварочные установки и передвижные мастерские (рис. 8.20).

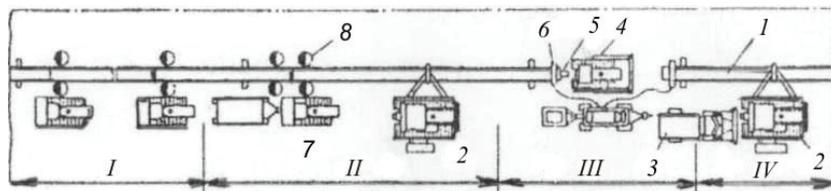


Рис. 8.20. Специализированный сварочно-монтажный поток:

I – заполняющие и облицовочные швы; II – сбор стыков и сварка первого (корневого) слоя шва; III – подогрев стыков; IV – подготовка к сборке; 1 – секция трубопровода; 2 – трубоукладчик; 3 – трактор; 4 – бульдозер; 5 – внутренний центратор; 6 – приспособление для подготовки торцов труб; 7 – передвижная сварочная установка; 8 – сварочные посты

Особенности строительства магистральных трубопроводов в горных районах, заболоченной местности, при пересечении водных преград, ввиду сложности трассы, накладывают условия на проведение сварочно-монтажных работ.

В горных районах сварочно-монтажные работы характеризуются резким увеличением числа криволинейных вставок на вертикальных и горизонтальных углах поворота, необходимостью вести монтаж на крутых продольных уклонах.

Сооружение газопроводов «Братство», «Союз», «Прогресс» в горных условиях Карпат потребовало создания более совершенного, компактного и транспортабельного оборудования, позволяющего вести сварку труб в труднопроходимой местности. Одновременно потребовалась отработка более совершенной технологии сварочно-монтажных работ. Была создана мобильная передвижная база БТП-142 для труб диаметром 1 220–1 420 мм.

БТП-142 состоит из стенда стыковочного, стенда с вращателем, стенда площадки связи, подвесного устройства, вспомогательного оборудования, сварочной головки и блока питания.

Из этих элементов монтируются две линии – сборка и сварка труб, каждая из которых состоит из стыковочного и вращательного стенов и стенов-площадки.

Установка БТП-142 предназначена для сварки двухтрубных секций. Линии сборки и сварки, из которых состоит установка, расположены в 6 м друг от друга. Между ними установлены два сварочных агрегата УСТ-601, предназначенных для сварки первого слоя и подварки корня шва. В местах, где размеры полки или временной площадки не позволяют параллельную установку двух линий, их размещают друг за другом.

Технологический цикл сборки, подогрева и сварки первого слоя, проводящийся на одной линии, соответствует времени автоматической сварки секции на параллельной линии. После окончания операции звенья бригады меняются местами: сварщик-полуавтоматчик, окончив сварку, переходит на параллельную линию, где звено центровки подготовило секцию под сварку.

После укладки труб на ролики механизмами вертикального и горизонтального перемещения производят грубую центровку труб. Затем предварительно подогревают кромки труб, размещают наружный центратор, окончательно центрируют трубы, устанавливают технологический зазор и начинают сварку первого слоя.

После окончания сварки корневого слоя и его подварки осуществляют автоматическую сварку труб сварочной головкой СГФ-601 А.

Сваренные двухтрубные секции транспортируются на трассу плетевозами или тракторными плетевозами для монтажа.

Сварочно-монтажные работы в горных условиях осуществляются по следующим технологическим схемам в зависимости от сложности участка трассы:

- по поточно-расчлененной схеме – на спокойном рельефе. Сборку и сварку трубопровода выполняют на бровке траншеи (независимо от того, где открыта траншея: в полке или в коренном грунте);

- по непрерывной схеме – на участках с крутыми подъемами и спусками, с большим числом поворотов в плане. Сборку и сварку трубопровода выполняют как на бровке траншеи, так и непосредственно в ней.

Поточно-расчлененная схема достаточно известна и широко применяется на практике. Заключается она в том, что наращивание трубопровода выполняет бригада, состоящая из двух групп, одна из которых осуществляет центровку стыков и их прихватку, а другая – сварку стыков. Такая схема обеспечивает высокий темп монтажа и сварки в нормальных условиях, однако она не во всех случаях осуществима в горных условиях. Основным препятствием к ее применению является трудность и в ряде случаев невозможность расчленения операций сборки и сварки из-за сложности трассы. Однако на косогорных участках, где полки отработаны, а продольные уклоны не превышают 10–12°, применение поточно-расчлененного способа оправдывается.

На подъемах и спусках более 12–15°, на полках с продольными уклонами и поворотами в плане, на участках трассы с большим числом кривых вставок пристыковка последующей трубы или секции возможна только после полной сварки или по крайней мере обварки двух слоев предыдущего стыка. Трубопровод непрерывно наращивают последовательной приваркой секции труб кривых вставок непосредственно по фактически подготовленному профилю и плану траншеи. Такая технология монтажа обеспечивает наилучшие условия укладки трубопровода без дополнительных доработок траншей.

Применение описанной технологии (непрерывная схема) позволяет выполнять сварочно-монтажные работы при любой конфигурации поперечных и продольных уклонов рельефа по трассе. Схема непрерывного монтажа имеет две основные разновидности: монтаж на бровке и непосредственно в траншее.

При сварочно-монтажных работах на продольных уклонах применяется несколько методов монтажа труб или секций: сверху вниз, снизу вверх, а также комбинированный метод. Применение той или иной схемы монтажа зависит от величины продольного уклона, возможности доставки труб на верх или в низ уклона, вида и состояния грунтов поверхности уклона, наличия соответствующих машин и механизмов.

Монтаж снизу вверх осуществляется с доставкой секций на уклон трубоукладчиками и тракторами или лебедками, установленными на верху уклона.

Трубопровод на уклоне наращивают последовательно. Пристыковку осуществляют при помощи одного или двух

трубоукладчиков. Трубы центруются поверхностными центраторами. При этом методе монтажа доставку труб к месту монтажа и монтаж выполняют трубоукладчиками (рис. 8.21).

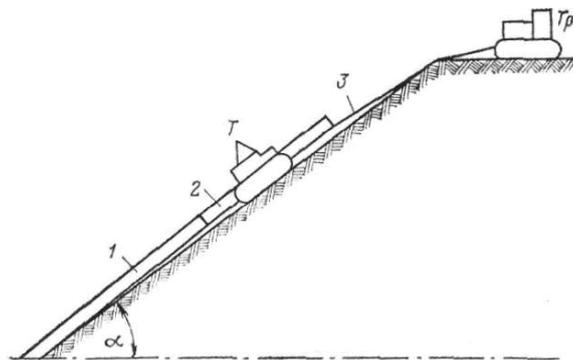


Рис. 8.21. Схема наращивания трубопровода снизу вверх с доставкой труб на уклон трубоукладчиком:

1 – трубопровод; 2 – стыкуемая секция; 3 – якорящий трос;
T – трубоукладчик; *Tr* – трактор

Секции труб или отдельные трубы доставляют к месту монтажа тракторами (одним или двумя) и с помощью трубоукладчика *T*, закрепленного трактором *Tr*, пристыковывают к трубопроводу и сваривают.

Эта схема исключает сползания трубопровода вниз, вследствие чего центровка стыкуемых труб упрощается. При ведении работы на полке, монтаж несколько усложняется. Трактор, транспортирующий секцию снизу вверх оставляет ее ниже трубоукладчика, секцию закрепляют от сползания вниз. После наложения двух слоев сварки очередного стыка трубоукладчик спускается к оставленной секции и доставляет ее на крюке стрелы.

Монтаж трубопровода по схеме сверху вниз может выполняться на любых уклонах (рис. 8.22).

Технология сварочно-монтажных работ по этой схеме позволяет выполнить сборку и сварку трубопровода без работающих на уклоне машин и механизмов.

Секции из двух-четырех труб или отдельные трубы доставляют на верх уклона на подготовленную площадку. Первую секцию одним или двумя трубоукладчиками T_1 и T_2 опускают в траншею в начале

уклона и закрепляют двумя тросами: от трактора Tr_1 тросом 1 и от трактора Tr_2 тросом 3. Трактор Tr_1 , необходимый только на уклонах, где трубы удерживаются от сползания силами трения, протаскивает наращиваемый трубопровод вниз, а трактор Tr_2 удерживает его от самопроизвольного сползания во время стыковки каждой последующей секции. После спуска первой секции с ее верхним концом стыкуют следующую секцию, удерживаемую трубоукладчиками T_1 и T_2 . Заварив секционный стык, протаскивают обе секции; затем пристыковывают третью секцию и т. д., протаскивая каждый раз трубопровод на длину секции. Таким образом осуществляется монтаж всего участка трубопровода на продольном уклоне.

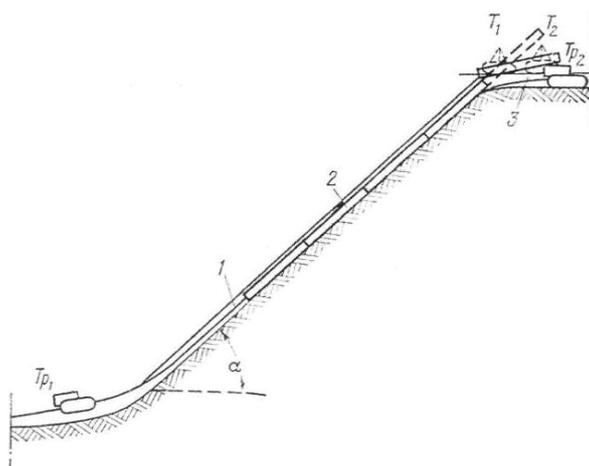


Рис. 8.22. Схема наращивания трубопровода сверху вниз

Значительную сложность представляют сварочно-монтажные работы на продольных уклонах от 35 до 45° и выше. В таких случаях монтаж ведут по комбинированной схеме. При возможности доставлять трубы и с верха и с низа сложного уклона один участок собирают по схеме сверху вниз, другой – снизу вверх.

В тех случаях, когда на продольном уклоне невозможно выполнить изоляцию труб (при величинах уклона $\alpha > 45-50^\circ$), трубопровод монтируют из заранее изолированных и футерованных секций или плетей. При этом возможны две схемы наращивания

трубопровода: снизу вверх и сверху вниз. В обеих схемах организация строительства должна быть такой, чтобы исключить необходимость сварочно-монтажных и изоляционных работ на уклоне.

Наращивание снизу вверх осуществляют путем пристыковки последующих изолированных секций внизу уклона и протаскивания всего участка трубопровода вверх на длину пристыкованной секции. Стык должен быть изолирован и футерован. При данной схеме применяют секции длиной 18–20 м. В месте стыковки устраивают монтажную площадку, на которой сваривают стык, изолируют его и футеруют. Длина уклона, на котором может быть организована работа по данной схеме, зависит от мощности тяговых средств, установленных на верху уклона (тракторная, механическая или электрическая лебедки).

Монтаж трубопровода из изолированных секций сверху вниз выполняют аналогично рассмотренной выше схеме монтажа неизолированных секций. Дополнением к ней является необходимость в изоляции и футеровке секционных стыков.

В заболоченных районах сварочно-монтажные работы проводятся обычными методами при наличии лежневых дорог или с использованием сварочных агрегатов повышенной проходимости типа СДУ. В болотах II и III типов при использовании метода сплава сварочно-монтажные работы совмещаются с изоляционно-укладочными.

При строительстве переходов через водные преграды сплавным методом все сварочно-монтажные работы проводятся на одном из берегов перехода на стационарной монтажной площадке, где трубы свариваются в секции. После сварки, очистки, наложения изоляции и футеровки секция сплавляется по обводненной траншее. По мере сплава секции трубопровода в траншее периодически наращиваются последующие секции в плеть.

8.4. Контроль качества сварных соединений

Ответственной операцией при сварочно-монтажных работах является контроль качества сварных соединений. Под контролем качества сварки подразумевается проверка условий и порядок выполнения сварочных работ, а также определение количества выполненных сварных соединений в соответствии с техническими требованиями.

На первом этапе осуществляется операционный контроль. Он проводится на всех стадиях процесса сварки магистральных газонефтепроводов и является надежной гарантией их безаварийной эксплуатации. Операционный контроль включает: проверку состояния и качества сварочных материалов (электродов, сварочной проволоки, флюсов и др.); подготовку труб под сварку (разделка кромок, их чистота, качество сборки, проверка формы трубы и т. п.); соблюдение последовательности сборочных и сварочных операций, режимов сварки и порядка наложения швов; исправность электросварочного оборудования и применяемой оснастки и т. п.

Кроме пооперационного контроля сварных соединений магистральных трубопроводов их подвергают внешнему осмотру и неразрушающему контролю физическими методами. Внешнему осмотру подлежат все сварные соединения с целью выявления следующих дефектов: трещин, наплывов, подрезов, прожогов, неравномерностей валика, непроваров и т. п.

Неразрушающие методы контроля сварных соединений включают в себя: радиологический, магнитографический и ультразвуковой методы.

При электродуговой сварке объем контроля сварных соединений зависит от методов контроля и категоричности участков трубопроводов (табл. 8.2).

Таблица 8.2. Объем контроля сварных соединений, выполненных электродуговой сваркой

Категория участков трубопроводов	Количество сварных стыков, подлежащих контролю физическими методами, %		
	Всего	в том числе	
		радиографический	магнитографический или ультразвуковой
V	100	100	–
I	100	100	–
II	100	Не менее 25	Остальное
III	100	Не менее 10	Остальное
IV	Не менее 20	Не менее 5	Остальное
IV (наземная и надземная прокладка)	100	Не менее 10	Остальное
Угловые сварные швы	100	–	100 (ультразвуковым методом)

Сварные соединения магистральных трубопроводов I, II, III, IV категорий, выполненные электроконтактной сваркой оплавлением, подвергаются 100-процентному контролю физическими методами и механическим испытаниям в объеме 1 % с целью проверки состояния системы автоматического управления сварочным процессом.

Механические испытания производятся на образцах на растяжение и изгиб.

Ниже кратко изложены методы неразрушающегося контроля сварных соединений магистральных трубопроводов.

Магнитографический контроль. Магнитографический метод контроля сварных соединений основан на обнаружении полей рассеивания, возникающих в местах дефектов при намагничивании сварных стыков. Магнитные силовые линии распространяются в контролируемом шве без изменения направления, если в нем отсутствуют дефекты. При наличии дефектов в сварном соединении магнитные силовые линии отклоняются и возникает поле рассеивания, выходящее на поверхность шва и фиксируемое на магнитной ленте, уложенной на поверхности стыка. С помощью магнитографического контроля можно выявить всевозможные дефекты в сварных стыковых швах, выполненных автоматической сваркой под флюсом и в среде углекислого газа при толщине основного металла от 2 до 22 мм.

Магнитографический метод состоит из двух последовательно осуществляемых операций:

- намагничивания изделий специальным устройством, при котором поля дефектов «записываются» на магнитную ленту;
- воспроизведения или считывания записи с ленты, осуществляемых с помощью магнитографических дефектоскопов.

Перед контролем сварное соединение очищают от снега, грязи, льда, воды, остатков шлака, брызг металла. Намагничивание контролируемых стыков осуществляется при помощи специальных намагничивающих устройств.

Вокруг кольцевого сварного шва накладывается лента магнитным слоем к поверхности контролируемого стыка и прижимается резиновым поясом. Намагничивающее устройство устанавливается на стык и подключается к источнику питания. Далее ленту снимают со шва и доставляют в лабораторию для расшифровки. Для контроля сварных соединений применяются магнитографические дефектоскопы типа МД-11Г, МДЧ-2У, МД-30Г, МД-20Г.

Ультразвуковая дефектоскопия сварных соединений. В этом методе используется способность ультразвуковых волн с частотой 0,8–3,5 МГц проникать в металл на значительную глубину и отражаться от неметаллических включений или пустот, находящихся в металле.

Для обнаружения дефекта (рис. 8.23) ультразвуковые колебания излучаются излучателем 4, воспринимающим импульсы тока от генератора 1. При встрече с дефектом, волны от него отражаются и снова попадают на пластинку излучателя в момент перерыва между очередными импульсами и преобразуются в электрические колебания, поступающие на усилитель 2. Последние после усиления подаются на электронно-лучевую трубку 3, служащую индикатором полученных сигналов. По виду отклонения луча на экране электронной трубки судят о характере дефектов.

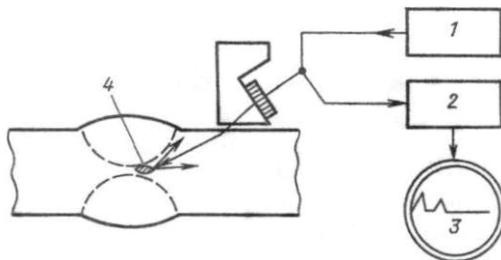


Рис. 8.23. Схема ультразвуковой дефектоскопии сварного соединения

Для ультразвукового контроля сварных соединений трубопроводов применяют ультразвуковые эхо-импульсные дефектоскопы типа ДУК-66П, УД-10П, УД-ППУ, ДУК-13ИМ.

Для контроля качества сварных соединений магистральных трубопроводов в трассовых условиях и на трубосварочных базах применяют лаборатории с оборудованием, установленным на шасси автомобиля.

Радиографический метод контроля сварных соединений. Из разновидности методов радиографического контроля для магистральных трубопроводов наибольшее распространение получили рентгено- и гаммографирование, основанные на ослаблении ионизирующего излучения, прошедшего через контролируемый стык, за счет поглощения и рассеивания. Ослабленное металлом сварного шва ионизируемое излучение регистрируется с помощью

радиографической пленки. Под действием излучения на пленке образуется скрытое изображение, которое становится видимым после фотообработки.

Источником получения рентгеновских лучей является рентгеновская трубка.

Для контроля качества сварных соединений трубопроводов гаммаграфированием в полевых условиях применяют переносные и передвижные гаммадефектоскопы, имеющие защитные радиационные головки: передвижной гамма-дефектоскоп «Магистраль», автоматизированный комплекс АКП-141 и др.

Развитие строительства магистральных трубопроводов обуславливало увеличение объемов сварочно-монтажных работ. В бывшем СССР ежегодно сваривалось около 3 млн. стыков магистральных трубопроводов. Только при строительстве газопровода Уренгой – Помары – Ужгород протяженностью 4 451 км, общая длина сварных швов на линейной части составила 2,2 тыс. км.

При современном темпе сварки трубопроводов, механизации и автоматизации сварочного процесса, применении прогрессивных методов организации работ можно достичь 1,5 км готового трубопровода или 40–50 стыков труб диаметром 1 420 мм в смену.

Раздел 9

ИЗОЛЯЦИОННО-УКЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

9.1. Изоляционные покрытия трубопроводов и их конструкции

Магистральные трубопроводы прокладываются в различных природно-климатических и грунтово-почвенных условиях. Уложенный в грунт трубопровод подвергается почвенной коррозии, а проходящий над землей – атмосферной. Оба вида коррозии протекают по электрохимическому принципу, т. е. с образованием на поверхности трубы анодных и катодных зон. Между ними протекает электрический ток, в результате чего в анодных зонах металл труб разрушается.

Для обеспечения долговечности и безаварийности работы трубопровода они должны быть защищены от коррозии эффективной и надежной противокоррозионной защитой.

Для защиты трубопроводов от коррозии применяются пассивные и активные средства и методы. В качестве пассивных средств используются изоляционные покрытия, к активным методам относится электрохимическая защита (катодная, протекторная и дренажная).

Для защиты магистральных трубопроводов от коррозии применяют следующие изоляционные покрытия: битумно-резиновые или битумно-полимерные; из полимерных лент; полиэтиленовые, наносимые в заводских условиях; эпоксидные; лакокрасочные.

Для того, чтобы защитные покрытия эффективно выполняли свои функции, они должны удовлетворять следующим основным требованиям: обладать высокими диэлектрическими свойствами; быть водонепроницаемыми, механически прочными, эластичными и термостойкими. Конструкция покрытий должна допускать возможность механизации их нанесения на трубопровод, используемые материалы должны быть недорогими, недефицитными и долговечными.

В зависимости от используемых материалов различают покрытия на основе битумных материалов, полимерных липких лент, эпоксидных полимеров и др.

На протяжении последних десятилетий защитные покрытия на основе битумных материалов являлись основным типом наружного покрытия подземных магистральных трубопроводов. Они представляют собой многослойную конструкцию, включающую грунтовку, мастику, армирующую и защитную обертки. Грунтовка представляет собой раствор битума в бензине. После ее нанесения бензин испаряется и на трубе остается тонкая пленка битума, заполнившего все микронеровности поверхности металла. Грунтовка служит для обеспечения более полного контакта, а, следовательно, лучшей прилипаемости основного изоляционного слоя – битумной мастики к трубе. Битумная мастика представляет собой смесь тугоплавкого битума, наполнителей и пластификаторов.

В качестве наполнителей применяются резиновая крошка, каучук и полимеры и тогда битумные мастики называются битумно-резиновые или битумно-полимерные. В качестве пластификаторов используется зелененное или трансформаторное масло.

Каждый из компонентов мастики выполняет свою роль. Битум обеспечивает необходимое электросопротивление покрытия, наполнители – механическую прочность мастики, пластификаторы –

ее эластичность. Битумную мастику наносят на трубу при температуре 150...180 °С. Расплавляя тонкую пленку битума, оставшуюся на трубе после испарения грунтовки, мастика проникает во все микронеровности поверхности металла, обеспечивая хорошую прилипаемость покрытия. Битумная мастика может наноситься в один или два слоя. В последнем случае между слоями мастики для увеличения механической прочности покрытия наносят слой армирующей обертки из стеклохолста. Для защиты слоя битумного покрытия от механических повреждений он покрывается сверху защитной оберткой. Изоляционные покрытия на основе битумных мастик применяются при температуре транспортируемого продукта не более 40 °С.

Защиту изоляционного покрытия от механических повреждений осуществляют намоткой на его поверхность оберточных материалов, в качестве которых используют рулонные материалы на битумно-каучуковой основе типа «бризол», «гидроизол» и др., а также крепорт-бумагу.

Основными недостатками битумных покрытий являются: узкий температурный диапазон применения, недостаточно высокая ударная прочность и стойкость к продавливанию.

В практике строительства магистральных трубопроводов, в зависимости от условий их эксплуатации, используются два типа защитных битумных покрытий: нормальный и усиленный. В табл. 9.1 приведена конструкция покрытий на битумной основе.

Таблица 9.1. Конструкция защитного покрытия на битумно-резиновой основе

Тип изоляции	Конструкция покрытия	Общая толщина покрытия, мм	Допуски по толщине, мм
Нормальный	Грунтовка, мастика, 4 мм, стеклохолст – один слой	4	+ 0,3
Нормальный	Грунтовка, мастика 4 мм, бризол – один слой (толщина бризола 1,5 мм)	5,5	±0,5
Усиленный	Грунтовка, мастика 6 мм, стеклохолст – один слой	6	±0,5
Усиленный	Грунтовка, мастика 6 мм, бризол – один слой	7,5	±0,5
Усиленный	Грунтовка, мастика 3 мм, стеклохолст – один слой, мастика 3 мм, бризол – один слой	7,5	±0,5
Усиленный	Грунтовка, мастика 3 мм, стеклохолст – один слой, мастика 3 мм, стеклохолст – один слой	6	±0,5

Усиленный тип изоляции применяется на трубопроводах диаметром 1 020 мм и более независимо от условий прокладки, а также на всех трубопроводах любого диаметра, прокладываемых в

засоленных почвах, на болотистых и обводненных участках, подводных переходах, переходах через железные и автомобильные дороги, на территориях компрессорных и насосных станций, на пересечении с различными трубопроводами, а также на трубопроводах для транспортировки сжиженного газа и аммиака. Во всех остальных случаях применяется изоляция нормального типа.

Широкое применение для защиты трубопроводов от коррозии нашли полимерные ленточные покрытия, изготавливаемые из полиэтилена, поливинилхлорида и других полимеров.

Полимерные пленочные покрытия в мировой практике стали применяться в начале 60-х годов XX века. В СССР пик применения полимерных ленточных покрытий пришелся на 70–80 г.г. в период строительства целой сети протяженных магистральных трубопроводов. К настоящему времени на долю полимерных ленточных покрытий на российских газопроводах приходится до 60–65 % от их общей протяженности.

Конструкция полимерного ленточного покрытия при нанесении на трубопровод в трассовых условиях состоит из слоя адгезионной грунтовки и одного слоя полимерной изоляционной ленты толщиной не менее 0,6 мм. При этом общая толщина покрытия составляет не менее 1,2 мм. При заводской изоляции труб количество слоев изоляционной ленты и обертки увеличивается. Для нефтепроводов допускается применять ленточные покрытия трассового нанесения при изоляции труб диаметром до 1 420 мм, при толщине покрытия не менее 1,8 мм (наносится 2 слоя полимерной ленты и 1 слой защитной обертки).

Для наружной изоляции трубопровода в настоящее время применяются изоляционные материалы российских производителей: ОАО «Трубоизоляция», полимерные ленты типа «НК ПЭЛ-45», «Полилен», «ЛДП», защитная обертка «Полилен О» и др.

Поставщиками изоляционных материалов для нанесения полимерного ленточного покрытия являются также США, Италия, Германия, Япония.

Полимерные изоляционные покрытия имеют как положительные качества, так и недостатки. Положительным является высокая технологичность их нанесения на трубы в заводских и трассовых условиях, хорошие диэлектрические характеристики, низкая влажностепрооницаемость и широкий температурный диапазон

применения. Как недостатки: низкая биостойкость, недостаточно высокая ударная прочность покрытия.

Для защиты наземных участков магистральных трубопроводов от атмосферной коррозии применяются лакокрасочные покрытия, наносимые на сухую поверхность трубопровода, тщательно очищенную от ржавчины, окалины и других загрязнений. Покрытие выполняют из 2–3 слоев грунтовки и 2 слоев эмали или лака, либо из 2 слоев грунта-шпаклевки с добавлением в последний (верхний) слой 10–15 % алюминиевой пудры.

Опыт строительства магистральных трубопроводов с изоляцией труб в трассовых и трассово-базовых условиях с применением битумно-резиновых покрытий и липких полихлорвиниловых лент показал, что несмотря на их экономичность и достаточно высокую степень механизации изоляционных работ в трассовых условиях, данный способ изоляции не обеспечивает качественного нанесения на трубы защитных покрытий. Это обусловлено влиянием погодных условий, отсутствием средств и методов пооперационного технологического контроля, а также недостаточно высокими механическими и защитными свойствами битумных и ленточных покрытий.

Кроме того становятся все более жесткими условия строительства и эксплуатации трубопроводов (условия Крайнего Севера, освоение морских месторождений нефти и газа, глубоководная прокладка).

Техническим прогрессом следует считать внедрение в трубопроводное строительство труб с заводской изоляцией и новых изоляционных материалов. Перенос процесса наружной изоляции труб из трассовых условий в заводские условия не только позволил ускорить темпы строительства трубопроводов, но и в значительной степени повысить качество и надежность их противокоррозионной защиты. При заводской изоляции труб на качество работ не влияют погодные условия, проводится последовательный пооперационный технологический контроль. Кроме того, при изоляции труб в заводских условиях появляется возможность использовать современные изоляционные материалы и технологии их нанесения, которые невозможно реализовать при трассовой изоляции трубопроводов.

Для наружной изоляции трубопроводов в заводских условиях наиболее часто применяются следующие покрытия: заводское

эпоксидное покрытие; заводское полиэтиленовое покрытие; заводское полипропиленовое покрытие; заводское комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие.

Данные типы покрытий отвечают современным техническим требованиям и обеспечивают долговременную, эффективную защиту трубопроводов от почвенной коррозии.

В разных странах отдается предпочтение различным типам заводских покрытий. В США, Англии, Канаде наиболее популярны эпоксидные покрытия труб, в Европе, Японии и России предпочтение отдается заводским покрытиям на основе экструдированного полиэтилена.

Широкое распространение в строительстве магистральных трубопроводов в последние годы получили заводские двухслойные и трехслойные полиэтиленовые покрытия.

Для нанесения двухслойного полиэтиленового покрытия применяются термоплавкие композиции на основе полимеров – для нанесения адгезионного слоя и композиция полиэтилена – для нанесения наружного слоя. Общая толщина покрытия не менее 2,5–3,0 мм. Такое покрытие обладает достаточно высокими показателями свойств и отвечает техническим требованиям, предъявляемым к заводским покрытиям труб. Оно способно обеспечить защиту трубопроводов от коррозии на срок до 30 лет и выше.

Еще более эффективным наружным антикоррозионным покрытием является заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие труб, конструкция которого отличается от двухслойного наличием еще одного слоя – эпоксидного праймера. Эпоксидный слой обеспечивает повышенную адгезию покрытия к стали, водостойкость адгезии и стойкость покрытия к катодному отслаиванию.

Трехслойное покрытие было разработано в Германии и внедрено в практику строительства трубопроводов в начале 80-х г.г. XX века. На сегодняшний день это покрытие является самым популярным и широко применяемым типом заводского покрытия труб. В России технология заводской трехслойной полиэтиленовой изоляции труб впервые была внедрена в начале 2000 года на ОАО «Волжский трубный завод», а позже такие трубы с заводской изоляцией начали выпускать и на других заводах (рис. 9.1).

Еще одной разработкой в практике изоляции труб в заводских условиях, является применение полипропиленового покрытия. В Европе заводские покрытия труб на основе экструдированного

полипропилена занимают 7–10 % от объема производства труб с заводским полиэтиленовым покрытием.



Рис. 9.1. Технологическая линия изготовления изолированных труб на Волжском трубном заводе (Россия)

Полипропиленовое покрытие обладает повышенной теплостойкостью, высокой механической ударной прочностью, стойкостью к продавливанию и абразивному износу.

9.2. Технология проведения изоляционно-укладочных работ

Разнообразие условий, в которых ведется строительство магистральных трубопроводов (горы, болота, водные преграды, морские глубины, вечная мерзлота и др.), а также методы изоляции труб (в трассовых, трассово-базовых и заводских условиях) обусловили разработку различных способов изоляционно-укладочных работ.

Изоляционно-укладочные работы могут быть выполнены двумя способами: совмещенным и раздельным.

При совмещенном способе очистка, изоляция, нанесение армирующего слоя битумно-резинового покрытия, защитного (оберточного) покрытия или полимерных покрытий и укладка изолированного трубопровода в траншею осуществляется в едином технологическом потоке.

При раздельном способе технологические операции по нанесению изоляционного покрытия опережают операции по укладке

трубопроводов в траншею. При этом способе трубы изолируются в заводских условиях или на базах изоляции, расположенных на притрассовых площадках, и затем поступают на трубосварочные базы.

9.2.1. Технология проведения изоляционно-укладочных работ в нормальных условиях трассы

В этих условиях применяются как совмещенный, так и отдельный способы изоляционно-укладочных работ.

Совмещенный способ был определяющим в строительстве магистральных трубопроводов, при котором использовались битумно-резиновые покрытия и покрытия из полимерных лент. Этим способом было сооружено десятки тысяч километров трубопроводов в бывшем СССР, а позже в России, Украине и других странах СНГ.

Изоляционно-укладочные работы совмещенным способом ведутся изоляционно-укладочной колонной, комплектуемой следующими машинами и механизмами: трубоукладчиками, снабженными троллейными подвесками, изоляционной (ИЗ) и очистной (ОЧ) машинами или комбайном, установкой для осушки и подогрева трубопровода (при отрицательной температуре наружного воздуха) (рис. 9.2).



Рис. 9.2. Изоляционно-укладочная колонна на строительстве магистрального трубопровода

Каждая машина в составе изоляционно-укладочной колонны выполняет свои определенные функции. Главной монтажной и грузоподъемной машиной является трубоукладчик (рис. 9.3).

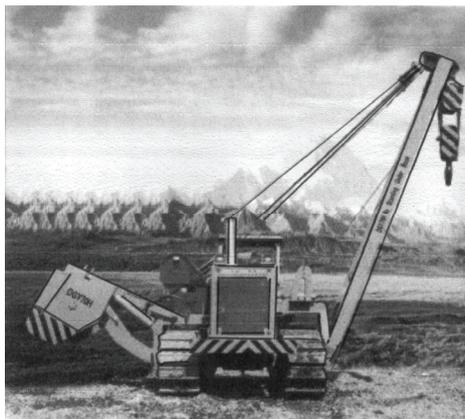


Рис. 9.3. Общий вид трубоукладчика

Задачей трубоукладчиков является сопровождение очистной и изоляционной машин и опускание трубопровода в траншею.

Очистку и нанесение грунтовки на поверхность трубопровода выполняют самоходные очистные машины типа ОМ. Для трубопроводов большого диаметра используются машины ОМ-121, ОМ-1422. В машине используется механическая очистка поверхности трубы с помощью стальных щеток и скребков, вращающихся вокруг трубы. Битумная грунтовка подается из бачка и выравнивается по поверхности трубы полотенцами, изготовленными из грубоотканого материала. Очистная машина устанавливается на трубу и перемещается по поверхности трубы.

Основную изоляцию трубопровода выполняют изоляционные машины типа ИЛ. Изоляционная машина – это также самоходная машина, которая как и очистная, перемещается по трубе с приводом от двигателя внутреннего сгорания (рис. 9.4). Битумная мастика этой машины наносится на поверхность трубы методом облива из широкого сопла.

Для изоляции трубопроводов пленочными покрытиями разработаны комбайны, ведущие одновременно очистку и изоляцию трубы.

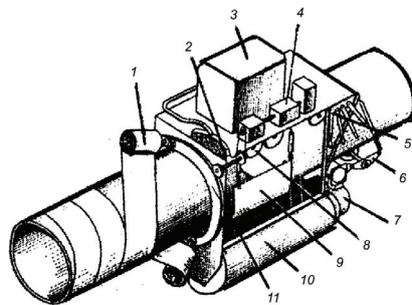


Рис. 9.4. Схема самоходной изоляционной машины для нанесения битумно-резиновой изоляции:

1 – шпула; 2 – насадка; 3 – двигатель; 4 – трансмиссия; 5 – рычаги управления;
6 – прижимающее устройство; 7 – насос; 8 – ходовое колесо; 9 – обечайка; 10 – ванна;
11 – оберточный материал

Организация изоляционно-укладочных работ совмещенным способом заключается в следующем. Сваренный в нитку магистральный трубопровод укладывается на бровку траншеи. В работу включается трубоукладчик, поднимающий трубу за свободный конец с помощью троллейной подвески, в которой размещены конические ролики. На эти ролики опирается трубопровод.

Наличие троллейных подвесок обеспечивает перемещение трубоукладчиков с одновременным подъемом и поддержкой нитки трубопровода. На поднятый конец монтируется очистная машина, которая, двигаясь по трубе, производит ее очистку и нанесение праймера. Затем включается в работу изоляционная машина, которая также насаживается на трубопровод и двигаясь по участку поднятого трубопровода с очищенной поверхностью, наносит изоляционное покрытие. После изоляционной машины свободную заизолированную конечную часть трубопровода поддерживает трубоукладчик и за счет изгиба по плавной кривой этого участка опускает ее на дно траншеи. Путем непрерывного движения всей изоляционно-укладочной колонны обеспечиваются, последовательно, подъем, изоляция и опускание в траншею трубопровода (рис. 9.5).

При подъеме и опускании трубопровод должен изгибаться по кривой с определенным радиусом, чтобы предотвратить потерю им устойчивости. Это обеспечивается количеством трубоукладчиков, их грузоподъемностью и расстоянием между ними в зависимости от диаметра трубопровода. Эти параметры предварительно рассчитываются.



Рис. 9.5. Укладка трубопровода в траншею

На рис. 9.6 приведены схемы расстановки трубоукладчиков при совмещенном способе проведения изоляционно-укладочных работ в условиях устойчивых грунтов и равнинной местности.

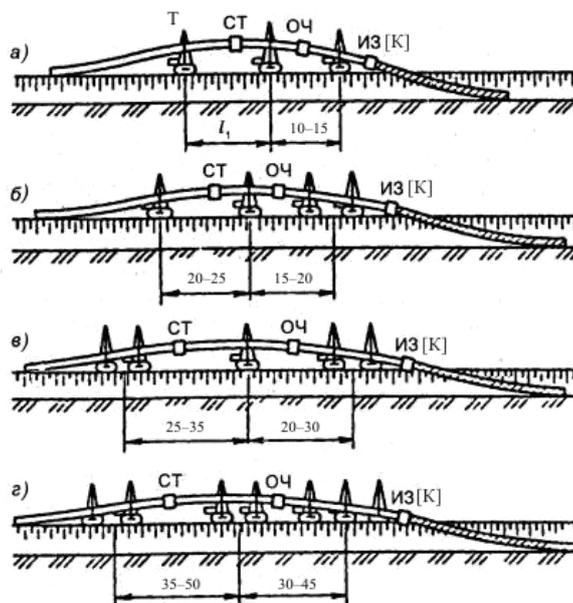


Рис. 9.6. Схемы расположения трубоукладчиков и машин в изоляционно-укладочной колонне при совмещенном способе производства работ для трубопроводов различных диаметров:

а) – 529 мм; б) – 720–820, 1 020 мм; в) – 1 220 мм; г) – 1 420 мм;
Т – трубоукладчик; ИЗ [К] – изоляционная машина или комбайн;
ОЧ – очистная машина; СТ – сушильная установка

Для обеспечения устойчивости и прочности трубопровода при совмещенном способе проведения работ, изоляционно-укладочная колонна комплектуется трубоукладчиками типа Т-3560А, Т-3530В, ТS-502, К-594.

При раздельном способе изоляционно-укладочных работ процессы изоляции и укладки разделены во времени. Сначала сваренный трубопровод изолируется в трассовых условиях или монтируется в одну нитку из труб, изолированных в заводских условиях, укладывается на бровку траншеи, а затем опускается в траншею (рис. 9.7).

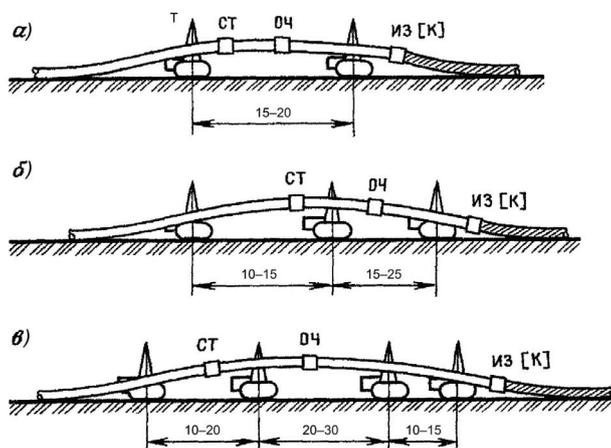


Рис. 9.7. Схемы расположения трубоукладчиков и машин в изоляционно-укладочной колонне при раздельном способе производства работ для трубопроводов различных диаметров:

a) – 529 мм; *б)* – 720–1 020 мм; *в)* – 1 220–1 420 мм:

Т – трубоукладчик; СТ – сушильная машина; ОЧ – очистная машина;

ИЗ [К] – изоляционная машина или комбайн

При раздельной схеме кранами-трубоукладчиками поднимают участок трубопровода, с помощью специальных машин очищают поверхность трубопровода до металлического блеска, изолируют его, а затем укладывают на инвентарные лежки или бровку траншеи. Укладка изолированного трубопровода в траншею осуществляется позже. Такую схему применяют также в тех случаях, когда земляные работы (рытье траншей) по времени отстают от сварочно-монтажных.

Укладка изолированного трубопровода выполняется с максимальным соблюдением мер, исключающих повреждение изоляционного покрытия. Для этого применяют средства малой механизации: троллейные подвески с катками, облицованными полиуретаном, или снабженные пневмобаллонами; мягкие монтажные полотенца; катковые полотенца. Металлические части этих приспособлений, которые могут оказаться в контакте с трубой, снабжаются прокладками из эластичного материала.

Полностью изолированный трубопровод приподнимается трубоукладчиками над строительной полосой на высоту не более 0,5–0,7 м, смещается в сторону траншеи и опускается в проектное положение (рис. 9.8).

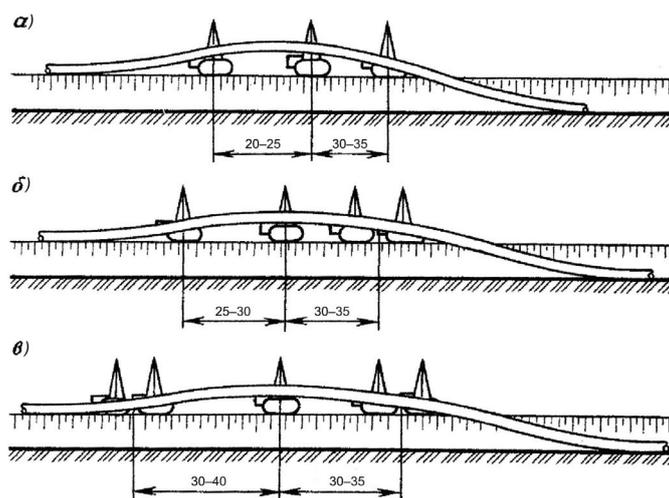


Рис. 9.8. Схемы укладки в траншею трубопроводов различных диаметров с изолированным покрытием:

a) – 720–1 020 мм; б) – 1 220 мм; в) – 1 420 мм

9.2.2. Укладка трубопроводов из труб с заводской изоляцией

Последнее достижение прошлого и начала XXI веков ознаменовалось широким внедрением в строительство трубопроводов с заводской изоляцией. Этому способствовало увеличение мощностей на трубных заводах и внедрение новых изоляционных материалов.

Эффективность использования труб с заводской изоляцией зависит от строгого соблюдения требований по предотвращению механических повреждений покрытия на всех стадиях транспортировки и строительства. Для этого используются специальные монтажные приспособления: троллейные подвески, захваты, мягкие полотенца, траверсы и др.

Сооружение трубопроводов из труб с заводской изоляцией, в зависимости от способа проведения сварочно-монтажных работ, осуществляется по двум схемам:

- I схема – одиночные изолированные трубы доставляют на трубосварочную базу, где их сваривают в трехтрубные или двухтрубные секции; затем эти секции вывозят на трассу и сваривают в плеть трубопровода;

- II схема – одиночные трубы доставляют непосредственно на трассу (минуя сварочную базу), где их сваривают в непрерывную плеть.

Работы по изоляции стыков производят после сварки секций или отдельных труб в плеть.

Для изоляции стыков применяются: ленточные покрытия (слой грунтовки, два слоя полимерной ленты, один слой защитной полимерной обертки) или термоусадочные ленточные.

Для изоляции стыков в условиях трассы применяются комплексы типа «ИС», производящие очистку и изоляцию полимерными лентами сварных стыков труб с заводским изоляционным покрытием.

При изоляции сварных стыков в условиях трассы двумя комплексами типа «ИС» возможны два варианта выполнения работ:

- 1-й вариант – работа захватками, когда каждый комплекс используется отдельно;

- 2-й вариант – комплексы «ИС» следуют в одном потоке, выполняя операции через стык по ходу потока. Схема изоляции стыков при втором варианте приведена на рис. 9.9.

Изолированный трубопровод укладывается в траншею таким образом, чтобы не допустить механического повреждения изоляционного покрытия (рис. 9.10).

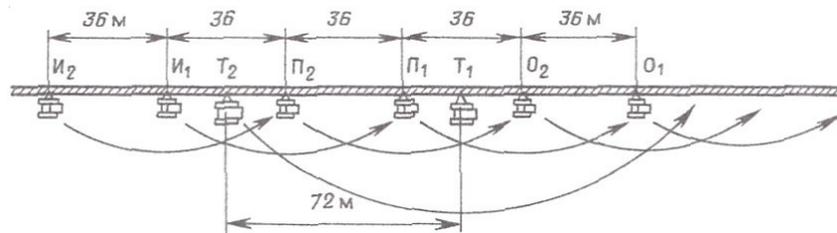


Рис. 9.9. Схемы выполнения работ по изоляции стыков изолированных труб на трассе комплексами типа ИС:

O_1 , и O_2 – очистные машины; $П_1$, и $П_2$ – праймирующие машины;
 $И_1$ и $И_2$ – изоляционные машины; $Т_1$ и $Т_2$ – трубоукладчики



Рис. 9.10. Удержание изолированного трубопровода троллейными подвесками при укладке в траншею

Укладка изолированного трубопровода ведется по одной из двух схем. По I-ой схеме (рис. 9.11, а) сваренный в плеть и полностью заизолированный трубопровод, включая стыки, приподнимается над строительной полосой на высоту не более 0,5–0,7 м с помощью 3–5 трубоукладчиков Т-3560, ТГ-502 (в зависимости от диаметра трубопровода), смещается в сторону траншеи и опускается в проектное положение. При этом работы ведутся непрерывным способом. По II-ой схеме (рис. 9.11, б) трубопровод с изолированными стыками приподнимается над строительной полосой на высоту 1,2–1,4 м с помощью 6–8 трубоукладчиков, создавая фронт работ для очистки и изоляции стыков, по мере готовности стыков производится укладка трубопровода. При этом укладочные работы выполняются циклично.

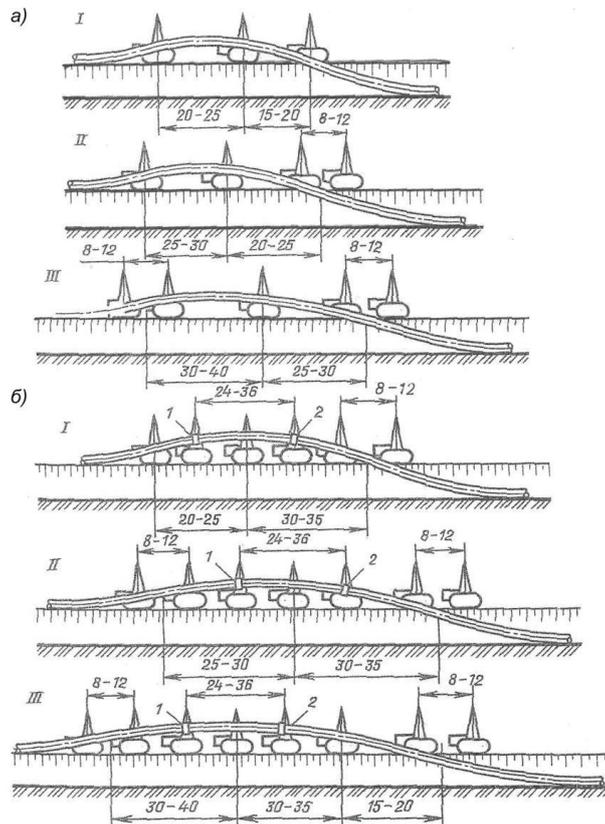


Рис. 9.11. Схемы укладки изолированного трубопровода:
а) – укладка трубопровода с заизолированными стыками; *б)* – укладка трубопровода, совмещенная с очисткой и изоляцией стыков комплексами «ИС»;
I, II, III – схемы для укладки трубопроводов диаметром соответственно 1 020, 1 220 и 1 420 мм

После укладки трубопровод засыпается или присыпается грунтом во избежание порчи изоляционного покрытия на стыках.

Механизация изоляционно-укладочных работ и применение труб с заводской изоляцией позволили обеспечить высокую производительность изоляционно-укладочной колонны в смену. Так, при сооружении трубопроводов большого диаметра 1 220–1 420 мм производительность колонны составляет 600–850 м/смену.

9.2.3. Проведение изоляционно-укладочных работ в горных условиях

Прокладка трубопроводов через горные массивы, ввиду сложных условий работы, влияет на темпы строительства магистральных трубопроводов и обеспечение их надежности. Через Карпатские горы были проложены газопроводы «Братство», «Союз», «Уренгой – Помары – Ужгород», «Прогресс». Магистральные трубопроводы пересекали горы Урала, Альпы, Кавказский хребет.

Главная сложность строительства трубопроводов в горных условиях – необходимость обеспечения устойчивости машин и механизмов в составе изоляционно-укладочной колонны во избежание их опрокидывания при работе на крупных подъемах и спусках, а также обеспечения плавного прогиба трубопровода без разрыва сварных соединений.

Изоляционно-укладочные работы в горных условиях, как правило, выполняют по поточной технологической схеме. Все операции, связанные с подготовкой траншеи, с очисткой и изоляцией трубопровода, футеровкой его (в случае необходимости), укладкой в траншею и засыпкой выполняют в одном комплексе или потоке. В результате после прохождения изоляционно-укладочной колонны остается полностью законченный строительством трубопровод.

При продольных уклонах до 10° изоляционно-укладочные работы выполняются без закрепления трубоукладчиков и без последовательного соединения их друг с другом. Перед укладкой трубопровода каменистое дно траншеи засыпают слоем мягкого грунта толщиной 10–15 см. В зависимости от диаметра трубопровода и крутизны откосов, сложности трассы, применяются различные схемы укладки и комплектации изоляционно-укладочных колонн.

При строительстве трубопроводов диаметром до 820 мм и продольных уклонах $10\text{--}20^\circ$ для страховки от сползания трубоукладчики последовательно или попарно соединяют друг с другом тросами диаметром 28–30 мм, а изоляционная машина прикрепляется тросом к трубоукладчикам (рис. 9.12).

Поскольку в горах направление уклонов часто меняется (подъемы сменяются спусками и наоборот), изоляционно-укладочные работы выполняют как сверху вниз, так и снизу вверх.

При движении колонны в гору (рис. 9.12, б) трубопровод поднимается трубоукладчиками с таким расчетом, чтобы наклон его продольной оси на участке, где работают изоляционная и очистная

машины, был меньше, чем уклон поверхности грунта. Это улучшает условия движения очистной и изоляционной машин по трубе. На перевальном участке трассы очистную машину (если она страхуется) отцепляют от трубоукладчика T_1 и соединяют тросом с трубоукладчиком T_2 .

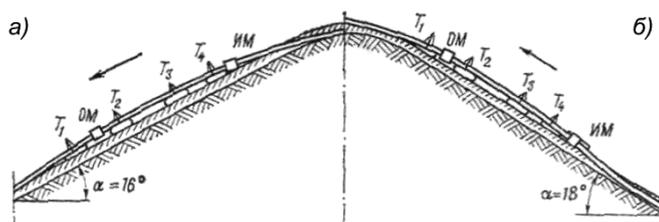


Рис. 9.12. Схема расстановки механизмов при выполнении изоляционно-укладочных работ на уклонах 10–20°:
а) – при спуске; б) – при подъеме

На продольных уклонах свыше 20° при строительстве трубопроводов диаметром до 820 мм распространены две технологические схемы ведения изоляционно-укладочных работ: изоляция и опускание в траншею трубопровода с одновременным непрерывным передвижением трубоукладчиков и изоляция и опускание с попеременным продвижением трубоукладчиков.

Первая схема предусматривает общее или попарное соединение трубоукладчиков, вторая – работу их без соединения. Схема работ по изоляции и укладке с попеременным продвижением трубоукладчиков на подъеме показана на рис. 9.13.

Трубопровод укладывают с помощью трубоукладчиков T_1, T_2, T_3, T_4 , не связанных друг с другом. Трактор T_p ведет первый трубоукладчик T_1 , за которым на расстоянии 3–4 м идет очистная машина $ОМ$, страхуемая от сползания тросом. За $ОМ$ идет трубоукладчик T_2 на таком же от нее расстоянии, что и T_1 , за T_2 идут T_3 и T_4 также на расстоянии 3–4 м друг от друга. Трубоукладчик T_4 удерживает тросом от сползания изоляционную машину $ИМ$. Трактор используется в качестве передвижных якорей.

В целях предохранения изоляции трубопровода от повреждений на уклонах более 28–30° применяют футеровку деревянными рейками. Футеровка трубопровода производится вслед за движущейся изоляционно-укладочной колонной до опускания трубопровода в траншею.

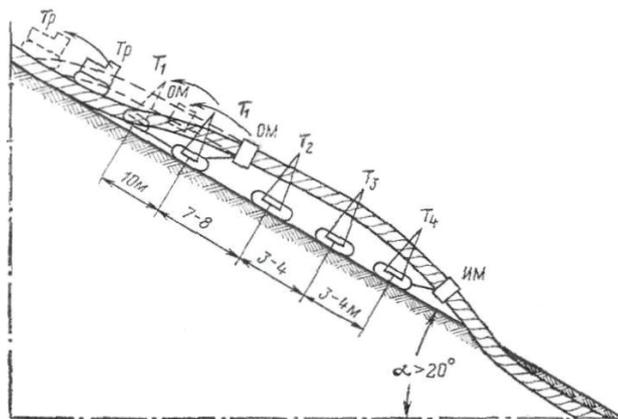


Рис. 9.13. Схема расстановки механизмов при выполнении изоляционно-укладочных работ на уклонах более 20°

С целью уменьшения трудоемкости работ для изоляции трубопроводов применяют полимерные ленты. В качестве изолирующего материала используют полихлорвиниловую ленту толщиной 0,3 мм, которая наносится изоляционными машинами.

На сложных участках трассы, особенно на перевалочных, изоляционно-укладочные работы выполняют раздельным методом, с доставкой изолированных труб, которые изолируют на заводах или полустационарных базах, оборудованных на притрассовых площадках.

Особую сложность представляют работы по изоляции и укладке труб диаметром 1 420 мм на перевальных участках горных массивов. Эти проблемы были успешно решены при строительстве трансъевропейских газопроводов диаметром 1 420 мм через Карпаты.

Опыт сооружения газопровода в Карпатах показал, что в горных условиях изоляция трубопровода диаметром 1 420 мм передвижными механизированными колоннами малопроизводительна. Так, максимальная производительность колонны составляла 5 км в месяц, средняя – 2,0–2,5 км. При таком темпе изоляционно-укладочные работы отставали от земляных и сварочных.

Низкая производительность изоляционно-укладочных работ вызвана сложным рельефом местности, большим числом вертикальных и горизонтальных кривых, спусков и подъемов, когда трубоукладчикам приходилось выполнять сложные маневры с

буксировкой или якорением технологических машин и трубоукладчиков, что приводило к задержке колонны. Кроме того, дожди в этих районах пропитывают грунт настолько, что тяжелые трубоукладчики, несущие нагрузку на грузовом крюке до 35–45 т, оседали глубоко в почву и их приходилось вытаскивать. Технологические разрывы требовали частого снятия и насаживания очистной и изоляционной машин. Множество воздушных безопорных переходов также значительно снижали темп, так как при сооружении воздушных пролетов требуются сложные маневры трубоукладчиков.

В связи с этим была применена более современная технология изоляционно-укладочных работ, при которой на трассу доставлялись изолированные трубы. Для этого была организована трубоизоляционная база, где трубы изолировались на установке УИ-141. На базе выполнялась и футеровка изолированных секций.

Общая технологическая схема трубоизоляционной базы показана на рис. 9.14.

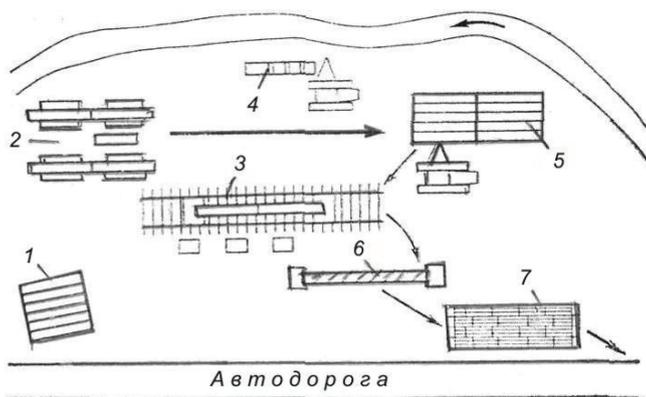


Рис. 9.14. Схема трубоизоляционной базы с установкой УИ-141:

- 1 – штабель; 2 – сваренные двухтрубные секции; 3 – изоляционная линия;
4 – трубоизгибная установка; 5 – площадка для контроля сваренных поворотных стыков; 6 – футеровочный стенд; 7 – склад футерованных труб

Одиночные трубы со станции доставляли трубовозом и складывали в штабель 1, затем сваривали в двухтрубные секции 2 и перемещали на площадку 5 для контроля сваренных поворотных стыков; проконтролированные секции подавали трубоукладчиком на изоляционную линию 3 и краном переключали на самоходные

тележки установки УИ-141 для очистки, грунтовки, изоляции и обертки бризолом. Изолированную секцию краном перемещали на футеровочный стенд 6, где ее футеровали камышовыми матами или деревянными рейками. Футерованные секции подавали трубоукладчиком на склад 7 и трубовозами вывозили на трассу. Контроль качества изоляции выполнялся пооперационно.

Установки УИ-141 были спроектированы и изготовлены трестом «Союзгазспецстрой» и были предназначены для нанесения битумной или пленочной изоляции и защитной обертки как на одиночные трубы, так и секции длиной 24 м, диаметром 1 420 мм. Установка легко переоборудуется и для изоляции труб других диаметров. Производительность установки составляет 250–300 м/смену.

При базовой изоляции труб применяется отдельный способ укладки трубопровода. Изоляционно-укладочная колонна выполняет изоляцию до ближайшего технологического захлеста, не опуская трубопровод в траншею. Затем трубоукладчики возвращаются назад для укладки трубопровода в траншею. Укладку осуществляют четыре мощными трубоукладчиками К-594 (японской фирмы «Камаццу») способом перехода (рис. 9.15).

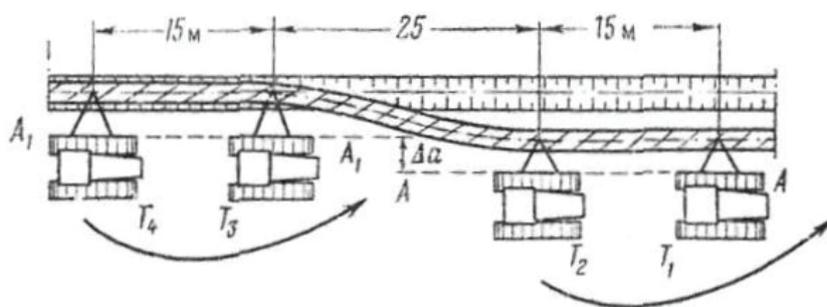


Рис. 9.15. Схема укладки изолированного трубопровода диаметром 1 420 мм «способом перехода»

При этом методе трубоукладчики группируются в два звена – первое звено приподнимает трубопровод и частично надвигает его на траншею; второе надвигает трубопровод и опускает его в траншею. Освободившийся трубоукладчик 4 обходит трубоукладчик 3, становится впереди на расстоянии 15 м и принимает нагрузку; только после этого трубоукладчик 2 обходит трубоукладчик 1, становится на

расстоянии 15 м и приподнимает трубопровод на высоту 0,3–0,4 м от земли.

Следует отметить, что при таком методе трубоукладчики сохраняют устойчивость.

Большую сложность представляет строительство магистральных трубопроводов на участках горного перевала с уклоном более 25°. В этих условиях часто перевозка двухтрубных секций чрезвычайно затруднена, а местами вовсе невозможна; кроме того, из-за больших продольных уклонов (свыше 25°) исключено передвижение изоляционно-укладочной колонны.

Такие сложные участки трассы встречались при строительстве газопроводов в Карпатах. Для участка горного перевала была разработана схема технологического потока. В соответствии с этой схемой трубы, прибывающие по железной дороге, поступали на базу изоляции, где они изолировались на установке УИ-141 и футеровались. Готовые изолированные трубы трубовозами КраЗ-219 или «Урал-375» со станции перевозили к подножию перевала на промежуточный склад, где их грузили на автомобиль повышенной проходимости (МАЗ-543), оборудованный мягкими кониками для предохранения изоляционного покрытия от повреждения, и доставляли на трассу. На трассе их укладывали небольшими штабелями на ровных площадках. Разработку полков, рытье траншеи и планировку валика выполняли до вывозки труб на трассу. Из штабелей трубы раскладывали трубоукладчиками по трассе, сваривали в плети, изолировали и футеровали стыки, затем укладывали трубопровод в траншею.

При укладке трубопровода в траншею была разработана схема «способ перехвата» (рис. 9.16).

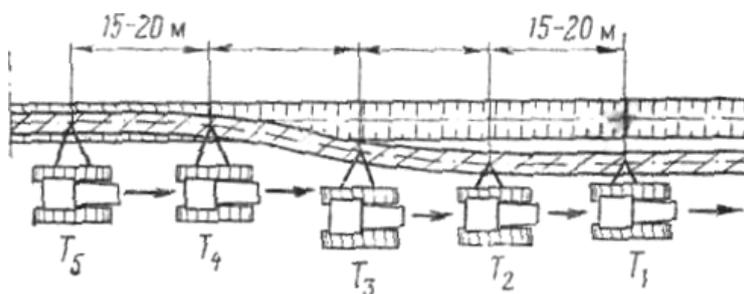


Рис. 9.16. Схема укладки трубопровода «способом перехвата»

Этот метод предусматривает укладку трубопровода поочередным перемещением мягких полотенец без снятия их с трубопровода. Он позволяет расставлять трубоукладчики вдоль изогнутого в плане трубопровода и тем самым уменьшить вылет стрел трубоукладчиков, что повышает устойчивость работы машин от опрокидывания.

На рис. 9.17 представлен уложенный в траншею и подготовленный к засыпке изолированный трубопровод.



Рис. 9.17. Трубопровод в горах

9.2.4. Проведение изоляционно-укладочных работ в условиях болот

Проведение изоляционно-укладочных работ при сооружении магистральных трубопроводов в болотистой местности имеет свои особенности, заключающиеся в том, что прохождение тяжелой техники изоляционно-укладочной колонны затруднено и в ряде случаев требует особой технологии.

Изоляционно-укладочные работы в условиях болот целесообразно выполнять в зимнее время с использованием технических средств, технологических схем, состава колонны и перечня основного оборудования, применяемого в нормальных условиях с укладкой трубопровода с бермы траншеи.

При строительстве трубопроводов в летнее время на заболоченных участках трассы важным моментом является не только укладка трубопровода в траншею в проектное положение, но и его закрепление от всплытия, так как незаполненный трубопровод

обладает положительной плавучестью и способен к всплытию в заполненной водой траншее.

Изоляционно-укладочные работы ведутся двумя способами: раздельным и совмещенным. При раздельном способе сначала разрабатывается траншея, а затем в нее укладывают трубопровод. При совмещенном способе разработка траншеи и укладка трубопровода осуществляются одновременно.

При раздельном способе в подготовленную траншею трубопровод укладывают по четырем схемам: протягивание (схема 1), сплав со следующим погружением на дно траншеи (схема 2), сплав забалластированного трубопровода на понтонах (схема 3), сплав по предварительно подготовленным траншеям-каналам (схема 4). По схеме 1 трубопровод в виде плети определенной длины сваривают из отдельных труб на базе, размещенной на сухом участке перед болотом. Плеть трубопровода покрывают слоем изоляции и на нее навешивают чугунные или бетонные пригрузы.

На главную часть плети одевают специальный оголовок и готовую футерованную плеть трубопровода протягивают по дну подводной траншеи с помощью лебедки, находящейся на противоположном берегу болота или обводненного участка. По схеме 2 – готовую плеть трубопровода без пригрузов, с заглушкой на переднем торце, протягивают с помощью трубоукладчиков в подводную траншею методом протаскивания. К концу плети, которая осталась на берегу, присоединяют сваркой следующую плеть и процесс протягивания на плаву продолжают. После укладки всей плети над траншеей ее погружают на дно траншеи заполнением водой (для нефтепроводов) или навешиванием пригрузов из понтонов.

По схеме 3 заизолированный и забалластированный пригрузами трубопровод сплавляют на болоте на понтонах, удерживая его на плаву, и устанавливают по оси траншеи. После этого путем последовательного отсоединения понтонов трубопровод опускают на дно траншеи. По схеме 4 готовые плети трубопровода доставляют к месту заложения в траншею по специально прорытым и заполненным водой траншеям-каналам.

Совмещенный метод прокладки трубопроводов на болотах и обводненных участках применяют, как правило, в зимний период, когда болота промерзают на достаточную глубину и становится возможным прохождение тяжелой строительной техники.

Закрепление трубопроводов от поднятия на болотах и обводненных участках выполняют разными методами: навешиванием на трубопровод пригрузов из железобетона, сплошным обетонниванием труб, анкерным креплением, балластированием почвой с использованием нетканых синтетических материалов и др.

Пригрузки из железобетона, устанавливаемые на трубопроводы, имеют разную конструкцию. Наиболее эффективными считают пригрузки типа УБО из двух железобетонных блоков (рис. 9.18).

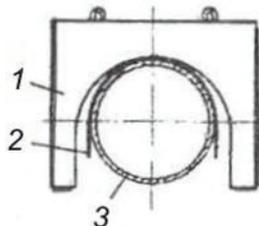


Рис. 9.18. Схема установки железобетонного пригруза на трубопровод диаметром 1420 мм:

1 – железобетонные пригрузки; 2 – защитная прокладка; 3 – заизолированная труба

Седловидный железобетонный пригруз применяется для баллаستировки прямолинейных участков трубопроводов, уложенных на проектные отметки при мощности торфяной залежи не более глубины траншеи. Бетонные пригрузки охватывающей конструкции применяются на переходах через болота различных типов на прямолинейных и поворотных участках трассы.

Для повышения производительности механизмов и темпа навески железобетонных пригрузов применяется групповой метод расстановки грузов на трубопровод. Предельно допустимое число грузов в группе с учетом условий прогиба трубопровода приведено в табл. 9.2.

Таблица 9.2. Число грузов в группе с учетом условий прогиба трубопровода

Размеры трубопровода (диаметр × толщина стенки), мм	Число грузов в группе	Расстояние между группами грузов, м
1020×11	17	31
1020×14	17	36
1220×14	21	28
1220×16	20	31
1420×17,5	32	33
1420×20,5	30	37

Широкое применение для закрепления трубопроводов при их укладке в болотах получили анкерные крепления. Крепление состоит из двух анкеров, соединенных поясом (рис. 9.19).

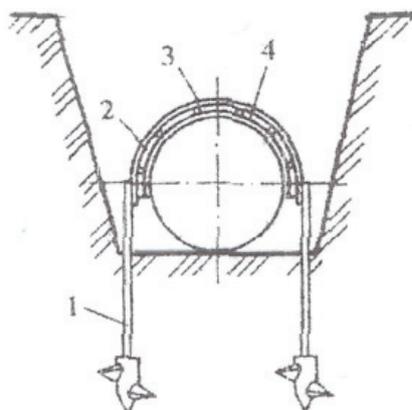


Рис. 9.19. Схема закрепления трубопровода винтовым анкером:
1 – анкер; 2 – трехслойная прокладка; 3 – силовой пояс; 4 – футеровочная прокладка

Анкерные устройства для закрепления трубопроводов на болотах используются в том случае, когда подстилающие минеральные грунты обеспечивают надежную работу анкеров.

Процесс закрепления трубопровода анкерными устройствами состоит из следующих операций:

- обозначения мест установки анкерных устройств и раскладки комплектов (два анкера, хомут, футеровочный мат, прокладки);
- завинчивания двух анкеров с обеих сторон трубопровода в дно траншеи;
- наложения на трубопровод прокладки, футеровочного мата и силового пояса (хомута);
- приварки хомута к стержням завинченных анкеров;
- изоляции мест соединения хомута со стержнями.

Завинчивание анкеров производится с помощью специальных установок ВАГ-101, ВАГ-202, представляющих собой навесное оборудование на болотном (или обычном) тракторе.

9.3. Контроль качества изоляционно-укладочных работ

Надежность и безопасность магистральных трубопроводов обеспечивается контролем качества изоляционно-укладочных работ. Контролю подлежат как сами изоляционные материалы, процесс их изготовления, так и весь изоляционно-укладочный комплекс.

Материалы, применяемые для противокоррозионной защиты трубопроводов, должны иметь технический паспорт и на основании показателей в паспорте осуществляется контроль их качества, их соответствия техническим требованиям.

На первом этапе проверяются условия хранения и транспортировки изоляционных материалов.

Второй этап контроля – это операционный. Изоляционное покрытие должно выполняться в соответствии с проектом, нормами, инструкциями, стандартами СНиП. Изоляционные покрытия наносятся механизированным способом на поверхность трубопровода, подготовленную в соответствии с принятой технологией.

В процессе производства изоляционно-укладочных работ осуществляется визуальный контроль качества очистки поверхности трубопровода; грунтовки, нанесения изоляционного покрытия и сохранности его при укладке; установки утяжеляющих грузов; монтажа анкерных устройств; засыпки трубопровода.

Качество очистки поверхностей трубопровода проверяется прибором УКСО-1, устанавливаемым на самоходной очистной машине. Очищенная поверхность трубопровода должна иметь серый цвет с проблесками металла.

Перед нанесением изоляционных покрытий контролируется приготовление грунтовки и битумной мастики, дозировка и порядок введения компонентов.

При нанесении на трубопровод изоляционного покрытия проверяется: сплошность покрытия, толщина, адгезия (прилипаемость), число слоев, натяжение, ширина нахлеста витков армирующих и оберточных материалов. В табл. 9.3 приведены типы приборов для контроля изоляционного покрытия.

Для нахождения трассы и выявления повреждений изоляции в настоящее время в ряде стран разработаны целые комплексы. Так, в России разработана и применяется аппаратура АНТПИ, искатели повреждений ИПИ, ИПИГ-2. Комплекс поиска повреждений АНТПИ

(рис. 9.20) служит для нахождения трассы и места повреждения изоляции по трассе трубопровода.

Таблица 9.3. Перечень контроля изоляционных покрытий и применяемых приборов

Наименование контроля	Приборное обеспечение	Примечание
Сплошность покрытия из битумной мастики	Искровые дефектоскопы типа «ДИ»	
Толщина битумного покрытия	Толщиномеры типа «МТ», «МГ», УТ-93п	Подлежит контролю 10 % труб
Адгезия (прилипаемость) битумного покрытия	Адгезиметр типа «СМ»	Контроль через каждые 500 м в трех точках
Сплошность покрытия из изолированных лент	Дефектоскоп типа «ДЭП», ВД-95, «Крона»	
Адгезия полимерных лент	Адгезиметр типа «АР»	
Величина нахлеста витков при изоляции полимерными лентами		Для однослойного покрытия – не менее 3 см; для двухслойного – 50 % ширины плюс 3 см

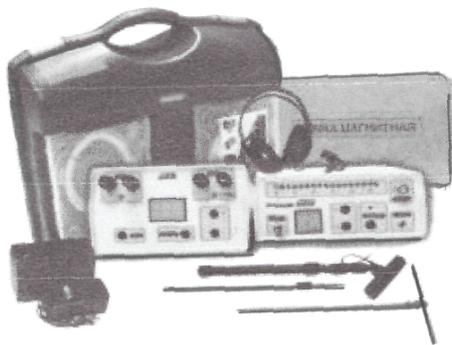


Рис. 9.20. Общий вид аппаратуры комплекса АНТПИ

Особенностью аппаратуры является компактность, значительная мощность сигнального генератора и высокая чувствительность поискового селективного приемника. Приборы комплекса АНТПИ выполнены на современной элементной базе (микропроцессоры) и обеспечивают эксплуатацию при температуре от -20 до $+40$ °С и относительной влажности не более 80 % при 20 °С.

Качество проведения изоляционно-укладочных работ во многом зависит от времени года и температуры окружающей среды. В процессе производства изоляционно-укладочных работ в осенне-зимний период необходимо строго соблюдать температурные режимы

подогрева трубопровода, грунтовок, битумных, рулонных изоляционных и оберточных материалов. В условиях отрицательных температур окружающего воздуха изоляционные покрытия наносятся после сушки и подогрева трубопровода до температуры не менее 15 °С, но не выше 50 °С.

При использовании труб с заводской или базовой изоляцией контролируются погрузочно-разгрузочные операции; условия складирования; работы по очистке, сушке, подогреву стыковых соединений, нанесению на них грунтовок и изоляционных покрытий; качество ремонта повреждений заводской изоляции.

Разгрузка и погрузка изолированных труб выполняется механизмами, снабженными торцевыми или клещевыми захватами, мягкими полотнами или специальными траверсами.

Работы по очистке, нанесению грунтовок и изоляционных покрытий на сварные соединения труб с заводской или базовой изоляцией выполняются механизированным способом. При сушке и подогреве стыков трубопровода применяются нагревательные устройства, обеспечивающие сохранение заводского изоляционного покрытия.

При температуре окружающего воздуха ниже 3 °С изолируемая поверхность подогревается:

- перед нанесением покрытий из полимерных лент до температуры не ниже 15 °С, но не выше 50 °С;
- перед применением термоусадочных муфт (манжет) – до 120 °С.

При нанесении на сварные соединения изоляции из полимерных лент механизированным или ручным способами проверяется соответствие технологическим требованиям: натяжение ленты, число нанесенных слоев, величина нахлеста на заводское покрытие, прилипаемость и сплошность покрытия.

Величина нахлеста ленты на заводское покрытие должна быть не менее 75 мм.

Изолированный участок трубопровода укладывается в траншею после ее сдачи-приемки, при которой проверяются все параметры траншеи (глубина, ширина, качество планировки дна, крутизна откосов и др.).

При выполнении изоляционно-укладочных работ отдельным способом для укладки в траншею изолированного трубопровода применяются мягкие полотна.

При укладке трубопровода из труб с заводской изоляцией применяются катковые полотенца или троллейные подвески с пневмокатками, при этом необходимо следить за сохранностью изоляции на сварных соединениях.

После засыпки трубопровода производится контрольная проверка состояния изоляционного покрытия при помощи искателя повреждений типа «ИП».

На законченных строительством участках трубопровода осуществляют 100-процентный контроль состояния изоляции методом катодной поляризации, но не ранее чем через две недели после засыпки трубопровода. Состояние изоляционного покрытия оценивается силой тока поляризации и смещением разности потенциала труба – земля в конце контролируемого участка.

Допустимую силу тока в цепи поляризующего источника определяют в зависимости от типа изоляционного покрытия, длины контролируемого участка, диаметра и толщины стенки трубы.

Схема подключения источника тока и измерительных приборов к контролируемому участку показана на рис. 9.21.

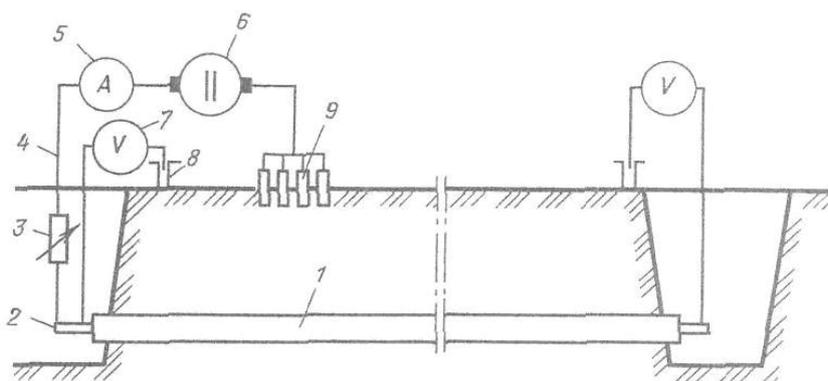


Рис. 9.21. Принципиальная схема подключения источника тока и измерительных приборов к контролируемому участку:

1 – изолированный трубопровод испытываемого участка; 2 – неизолированный конец трубы; 3 – регулируемый резистор; 4 – соединительный провод (кабель); 5 – амперметр; 6 – источник постоянного тока; 7 – милливольтметр; 8 – медносulfатный электрод сравнения; 9 – временное заземление

Состояние изоляции участка трубопровода длиной 4–50 км оценивается по разности потенциалов: не менее 0,5 В – хорошая; от 0,4 до 0,5 В – удовлетворительная; менее 0,4 В – неудовлетворительная.

В заключение этого раздела следует отметить, что как и сварочные работы, изоляционно-укладочные требуют тщательного контроля, ибо нарушение изоляции, ее повреждение, влечет за собой коррозию металла труб и потерю их эксплуатационной надежности.

Раздел 10

ПЕРЕХОДЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ

Магистральный трубопровод пересекает на своем пути большое количество естественных и искусственных препятствий: балок, канав, рек, автомобильных и железных дорог, а в горных условиях – ущелий и крутых перевалов.

Эти препятствия приходится преодолевать применяя различные методы и конструктивные схемы сооружения трубопроводов: подводную, бестраншейную, надземную (воздушные переходы) прокладку, прокладку в туннель.

В этом разделе речь пойдет о строительстве переходов через естественные и искусственные препятствия (их конструкции и технологии строительства).

10.1. Подземные переходы трубопроводов через автомобильные и железные дороги

Сооружение трубопроводов через автомобильные и железные дороги осуществляется без прерывания движения по дорогам и без разрушения дорожного полотна бестраншейным (закрытым) методом. Трубопровод под дорогами прокладывается в специальных защитных футлярах-кожухах, изготовленных из труб, диаметр которых на 200 мм больше диаметра основного трубопровода. Кожух предназначен для защиты основного трубопровода от действия внешних нагрузок, в том числе от проходящего транспорта, грунтовых вод, от блуждающих электрических токов.

Закрытым бестраншейным способом переходы под дорогами выполняются следующими методами: бурением, прокалыванием, продавливанием. Для производства работ выбирается тот или иной способ прокладки защитных труб-кожухов, являющийся сложной и трудоемкой технологической операцией.

Способы прокладки труб-кожухов предусматривают различные методы воздействия на грунт:

- прокладка труб без извлечения грунта (прокол) осуществляется: путем статического внедрения гидравлическими домкратами и полиспаственными системами; с применением ударных и вибрационных устройств;

- бестраншейная прокладка труб с разработкой и извлечением грунта; с непрерывной разработкой грунта и внедрением прокладываемой трубы (горизонтальное бурение); путем периодического извлечения грунтового керна из продавливаемой трубы.

При бестраншейной прокладке сохраняется целостность и нормальная работа пересекаемых дорог, сокращаются объемы земляных работ до 60 %, сроки и стоимость их строительства. Выбор оптимального способа бестраншейной прокладки определяется геометрическими размерами магистрального трубопровода, глубиной заложения, грунтовыми условиями трассы.

Широкое распространение при строительстве переходов магистральных трубопроводов через дороги получил метод горизонтального бурения. Бурение горизонтальных скважин и укладку в них трубопроводов производят с помощью специальных механизированных установок циклического и непрерывного действия типа УГБ. Установки УГБ осуществляют непрерывное механическое бурение фрезерной головкой горизонтальной скважины, совмещенное с одновременной прокладкой в ней защитной трубы-кожуха, через которую затем протаскивается рабочий трубопровод несколько меньшего диаметра. Эти установки имеют одинаковый принцип действия и обеспечивают прокладку в грунтах I–IV категории труб-кожухов под трубопроводы диаметром 325–1420 мм при максимальной длине прокладки 40–60 м.

Установка горизонтального бурения (рис. 10.1) состоит из двигателя внутреннего сгорания, механической или гидромеханической трансмиссии, тяговой лебедки, трубы-кожуха и шнека с буровой фрезерной головкой для разработки горизонтальной

скважины. Труба-кожух опирается на направляющие тележки, размещенные на дне траншеи, из которой ведется проходка.

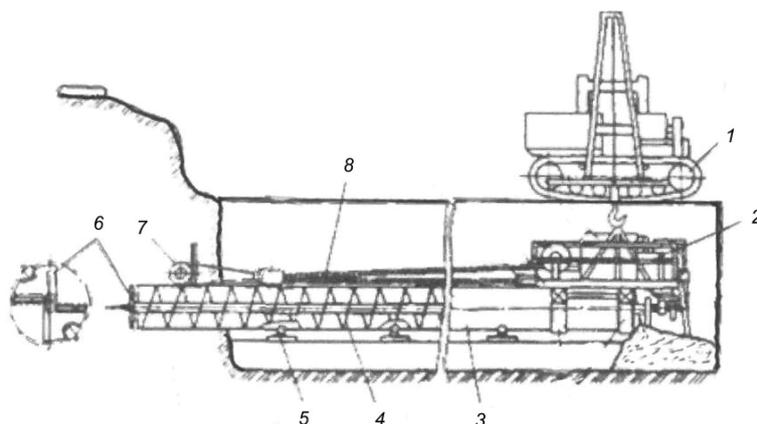


Рис. 10.1. Установка горизонтального бурения типа УГБ:

- 1 – трубоукладчик; 2 – двигатель внутреннего сгорания; 3 – труба-кожух; 4 – шнек;
5 – направляющие тележки; 6 – буровая фрезерная головка; 7 – тяговая лебедка;
8 – трансмиссия

Установка удерживается от опрокидывания и поворота сопровождающим крано-трубоукладчиком, передвигающимся вдоль траншеи со скоростью, равной скорости подачи машины в забой.

Двигатель с механизмами привода тяговой лебедки и винтового конвейера монтируется на общей раме, установленной на заднем конце прокладываемой трубы-кожуха с помощью сменных стяжных хомутов. Подача установки при бурении скважины обеспечивается тяговой лебедкой с тяговым усилием до 80 кН.

Технология сооружения перехода начинается с земляных работ и сварки плетей для кожуха. Длина кожуха для бурения должна быть на 10–12 м больше длины участка перехода. Земляные работы заключаются в отрывке по обе стороны перехода траншей: рабочей и приемной. На дне рабочей траншеи устанавливают направляющие тележки, по которым в процессе бурения подается кожух. В сваренный кожух с помощью трубоукладчика устанавливают соединенные секции шнека, на конце которого монтируется фрезерная головка. Грунт, выбрасываемый из кожуха, выравнивается в котловане (рис. 10.2).

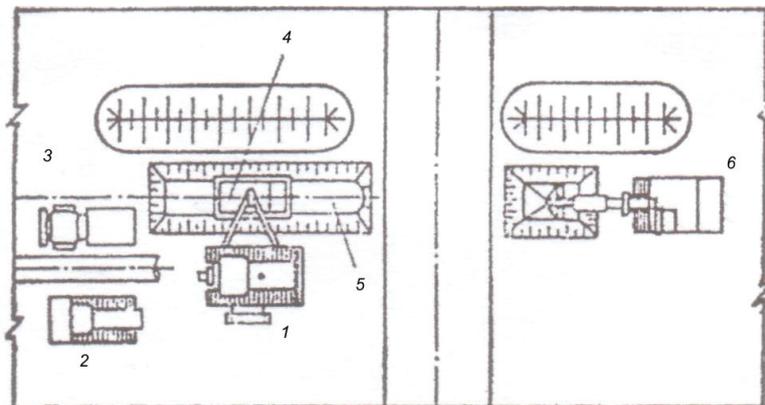


Рис. 10.2. Схема строительства перехода под дорогами:
 1 – кран-трубоукладчик; 2 – самоходная сварочная установка; 3 – трубовоз;
 4 – установка горизонтального бурения (УГБ); 5 – защитная труба-кожух для перехода под дорогой; 6 – экскаватор

По окончании бурения установка отсоединяется от шнека и кожуха. По обе стороны перехода к трубе-кожуху приваривают секции, доводя его длину до проектной. Рабочую плетть протягивают тросом двумя трубоукладчиками. При работе установки УГБ скорость подачи устанавливается в зависимости от конкретных условий проходки и составляет в среднем 2–5,5 м/ч при строительстве переходов в средних грунтах и 1,8–3,5 м/ч – в тяжелых.

При строительстве переходов трубопроводов (диаметром до 800 мм) под дорогами применяется метод прокола. В процессе прокола почва разрушается при вдавливании острого наконечника, размещенного впереди трубы-кожуха. Прокол осуществляется статической нагрузкой, создаваемой гидравлическими домкратами или виброударными установками. На рис. 10.3 показана схема сооружения перехода методом прокола с использованием виброударной установки.

Сущность вибропрокола заключается в том, что прокладываемой трубе (или ее наконечнику) одновременно с усилием подачи сообщаются продольно направленные вдоль ее оси колебания. Вибропрокол осуществляется под действием ударных импульсов в сочетании со статическим вдавливанием лебедкой, установленной на тележке и передающей усилие на трубу через пригрузочный полиспасть.

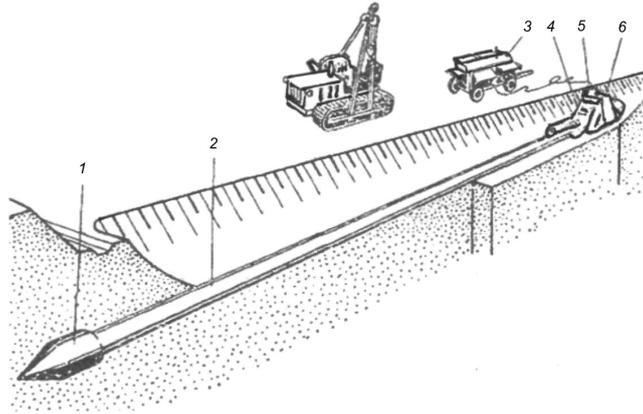


Рис. 10.3. Схема сооружения перехода методом прокола с использованием виброударной установки УВГ-51:

1 – конусный наконечник; 2 – труба (кожух); 3 – передвижная электростанция;
4 – корпус установки с расположенным внутри него вибратором горизонтального действия; 5 – электродвигатель; 6 – порталная рама

Для прокола труб диаметром до 800 мм на большую длину используются домкратные установки, состоящие из нескольких домкратов и создающие усилия до 10 000 кН и более. На рис. 10.4 показано сооружение перехода под дорогой методом прокола.

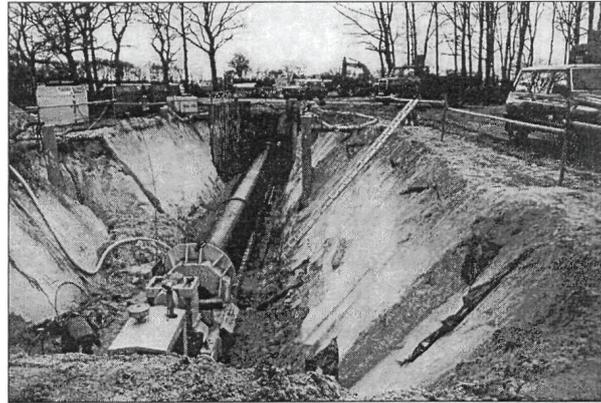


Рис. 10.4. Строительство перехода под дорогой (ФРГ)

Для прокладки трубопроводов диаметром 529–1 720 мм в грунтах I–III категорий применяется метод продавливания. При продавливании трубопровод (кожух) вдавливается в массив грунта открытым концом, снабженным кольцевым ножом, а поступающий внутрь головного звена грунт, разрабатывается и удаляется через прокладываемый трубопровод ручным или механизированным способом.

В качестве нажимных устройств применяются насосно-домкратные установки грузоподъемностью до 500 т с ходом штоков до 1 600 мм. Усилия от домкратов передаются прокладываемой трубе через задний ее торец с помощью стальной нажимной рамы (траверсы) или стального нажимного кольца. После продавливания трубопровода в грунт на длину хода штоков домкратов для передачи усилий от домкратов на торец звена трубы применяют нажимные патрубки.

Для прокладки труб диаметром 1 220 мм на длину до 60 м в сухих и увлажненных грунтах I–III групп широко применяется установка У-12/60. Установка содержит головку с челноком, устанавливаемую в забойной части трубы, нажимной гидродомкратный привод, развивающий усилие нажима до 3 400 кН, насосную станцию, лебедку и упорный башмак (рис. 10.5).

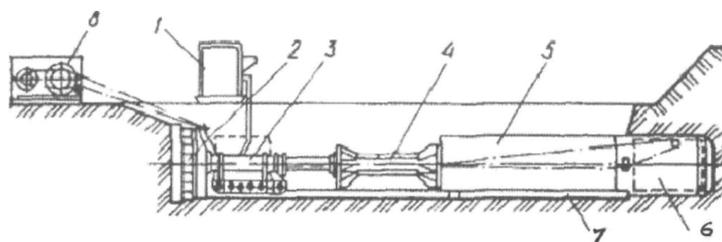


Рис. 10.5. Установка для бестраншейной прокладки труб У-12/60 методом продавливания:

- 1 – гидропривод; 2 – упорная стенка; 3 – гидродомкрат; 4 – нажимной патрубок;
5 – труба (кожух); 6 – головка с челноком; 7 – направляющая; 8 – лебедка

Для выполнения работ по прокладке трубы подготавливается котлован длиной 13 м, шириной 3 м и глубиной на 0,1 м ниже проектной отметки основания прокладываемой трубы. Работа установки У-12/60 заключается в периодическом вдавливании прокладываемой трубы на длину хода домкратов (1 000 мм) с

последующим извлечением челнока из прокладываемой трубы и его разгрузкой. Разгрузку челнока производят в отвал или транспорт.

В зависимости от диаметра трубопровода в установках для продавливания применяют различные способы удаления грунта из труб. Из труб диаметром 500–800 м удаление грунта осуществляется гидравлическим способом.

Для удаления грунта из трубопроводов большего диаметра используют вагонетки, бадьи, челноки, перемещаемые с помощью канатов и лебедок, тележки со съемными или саморазгружающимися кузовами, ленточные и скребковые конвейеры. Транспортные средства загружают вручную (при диаметре труб 1 000–1 200 мм) или малогабаритными породопогрузочными машинами (рис. 10.6).

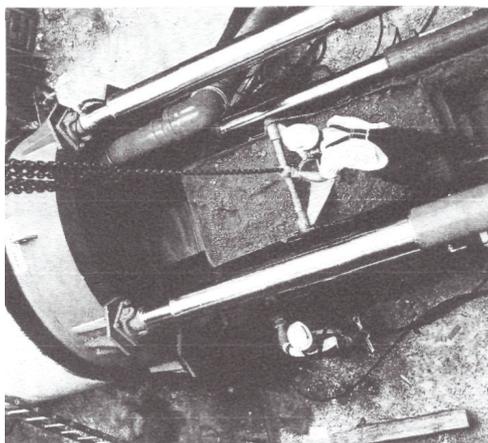


Рис. 10.6. Сооружение перехода под дорогой с механизированным удалением грунта из трубопровода в вагонетках (ФРГ)

Производительность установок для проходок способом продавливания зависит от физико-механических свойств грунта, диаметра и протяженности трубопровода, мощности домкратов, скорости хода их штоков, а также от способа разработки и удаления грунта и составляет в среднем 0,5...1,5 м/ч.

10.2. Переходы трубопроводов через водные преграды

Магистральные трубопроводы на своем пути пересекают большое количество водных преград – малых и больших рек,

водоемов. Так, при строительстве нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан было построено 107 подводных переходов, а при строительстве трансевропейского газопровода Уренгой – Помары – Ужгород трасса пересекла 560 водных преград.

Строительство переходов через водные препятствия – сложный технологический процесс, выполняемый раньше, чем сооружение основной линейной части трубопровода.

Через большие реки сооружают подводные и надводные (воздушные) переходы. Чаще всего в практике строительства магистральных трубопроводов применяют подводную прокладку труб.

Подводный переход состоит из русловой части, проходящей под основным руслом реки и пойменной части. Переход выполняется подземным способом с укладкой трубопровода в подводную траншею.

Укладка трубопровода в подводную траншею защищает его от повреждения водным транспортом (при бросании якорей) и непосредственного воздействия воды. Существуют две конструкции прокладки подводных переходов: однониточная и двухниточная. Двухниточный переход состоит из основной и резервной ниток, располагающихся в подводных траншеях на соответствующих расстояниях одна от другой.

Для сооружения подводного перехода через реку значительной ширины организуется специальная промышленная площадка, включающая: сварочную базу, базу для изоляции и футеровки труб и трубных секций, спусковой путь (для подвода футерованных трубных секций к начальной точке водного перехода).

Сооружение подводного перехода представляет собой комплекс строительно-монтажных работ: подготовительных, земляных, сварочно-монтажных, изоляционных и футеровочных, работы по укладке трубопровода в подводную траншею, обратной засыпке подводной траншеи, очистке полости и испытанию подводного перехода.

На первом этапе сооружения переходов проводятся подготовительные работы, включающие геофизическую и гидрометрическую съемку трассы, подготовку путей для прокладки перехода и др. Геофизические работы связаны с составлением фактического профиля подводных траншей и их размещением в плане. Гидрометрические работы включают определение скоростей

потока воды, измерения отметок уровня воды на водомерных постах. Береговые подготовительные работы – это работы по монтажу на промышленной площадке сварочной базы, базы для изоляции и футеровки трубных секций и устройства спускового пути.

Наиболее трудоемкими при строительстве подводных переходов трубопроводов являются земляные работы, составляющие около 50 % стоимости прокладки. Земляные работы – это работы по разработке подводных и обычных траншей в пойменной части перехода для монтажа плетей перед укладкой. В зависимости от ширины и глубины реки, ее суднопроходимости применяют различную землеройную технику. Распространенными видами машин, применяющихся для этих целей, являются землесосы, землечерпаковые снаряды, скреперные установки, экскаваторы на плавсредствах и специальные механизмы.

В зависимости от характеристики грунтов применяется следующая землеройная техника (табл. 10.1).

Таблица 10.1. Характеристика грунтов и применяемые машины

Характеристика грунтов	Применяемые машины
Полускальные при наличии валунов	Одночерпаковые штанговые и многочерпаковые шаландовые земснаряды с прочной черпаковой рамой
Тяжелые связные грунты	Одночерпаковые штанговые снаряды
Несвязные грунты	Грейферные механизмы
Глинистые пластичные грунты	Многочерпаковые шаландовые и одночерпаковые штанговые снаряды
Рыхлые пески	Земснаряды и многочерпаковые рефулерные снаряды
Плотные пески	Землесосы с механическими разрыхлителями, а также многочерпаковые снаряды

Слабые грунты на больших глубинах разрабатываются гидромониторными и землесосными установками.

Земснаряды (рис. 10.7) используют при отсутствии скальных почв на русле реки, а также при ширине рек больше 200 м и глубине больше 2 м. Земснаряд – плавучая машина, смонтированная на барже. На стреле в передней части баржи смонтирована фреза для разработки почвы. Разработанная фрезой на дне реки почва по трубопроводу всасывается вместе с водой в виде пульпы насосной установкой, находящейся на барже. Пульпа по трубопроводу перемещается на определенные расстояния.



Рис. 10.7. Общий вид земснаряда ЭСК-1600/25

Широкое применение для устройства подводных переходов нашли установки УПГМ-360, УПГЭУ-1, УПГЭУ-3 и др. Установка УПГМ-360 размещена на четырех понтонах. Между понтонами размещена телескопическая труба, позволяющая выполнять работы на глубине до 6 м без ее наращивания. За один проход установка позволяет разрабатывать слой песчаного грунта толщиной до 1,8 м со скоростью 30–60 м³/ч.

Для разработки траншей на глубине до 25 м применяется установка УПГЭУ-3, размещенная на семи понтонах.

Через небольшие водные преграды подводные траншеи разрабатываются установкой ДГС-150. Она смонтирована на понтонах и позволяет разрабатывать грунт на глубине до 10 м. На принципе совмещения землесосного и эжекторного способов всасывания грунта разработан земснаряд ТЭР-12. На всасывающем наконечнике земснаряда установлен гидравлический рыхлитель, состоящий из четырех насадок и обеспечивающий рыхление грунта до 36 м³/ч.

Для разработки грунта под водой и льдом на глубине до 30 м и скорости течения до 6 м/с используется скрепер-пульпомет СПА-1. Рабочий орган этой установки работает по принципу канатно-скреперной установки. Срезаемый грунт размывается струей воды, поступающей от насоса к насадкам на ножах. Установка обеспечивает производительность на грунтах II–III групп до 100 м³/ч и скорость движения рабочего органа 5,2 м/мин.

При глубине рек не больше 2 м и ширине не больше 200 м для разработки подводных траншей используются экскаваторы с обратной лопатой или типа драглайн, а также канатно-скреперные установки. Экскаватор устанавливают на баржу или понтон, перемещаемый по мере разработки траншеи с помощью якорной установки. Если глубина реки небольшая (река не судоходная), то для перемещения экскаватора параллельно с осью подводной траншеи отсыпают из грунта насыпь.

Канатно-скреперная установка состоит обычно из двухбарабанной лебедки, скреперного ковша и блочно-полиспастной системы. Производительность скреперной установки зависит от работы лебедки и конструкции ковшей. Вместимость ковша выбирается в зависимости от длины транспортировки грунта: при длине 100 м – не менее $0,5 \text{ м}^3$, при длине 120 м – $0,75 \text{ м}^3$, при длине 200 м – $1,25 \text{ м}^3$.

Сегодня в мировой практике накоплен опыт создания высокопроизводительной землеройной техники для разработки подводных траншей при прокладке трубопроводов через водные преграды. Так, фирмой «Японское море» (Япония) создана трубоуглубительная установка для разработки слабых грунтов производительностью $200 \text{ м}^3/\text{ч}$. Компания «Браун и Рут» (США) разработала установку, работающую на принципе разрушения грунта высоконапорными струями воды производительностью $300 \text{ м}^3/\text{ч}$. Установка разрабатывает траншею шириной 1,2 м и глубиной до 2,0 м.

Одновременно с разработкой подводной траншеи ведутся работы на промышленной площадке, где готовятся секции подводного трубопровода, который будет уложен на дно траншеи. Вначале из отдельных труб на сварочной базе изготавливают секции длиной по 36–48 м с применением автоматической сварки под слоем флюса. Затем отдельные секции с помощью ручной электродуговой сварки соединяются между собой и покрываются изоляцией усиленного типа. Во избежание повреждения изоляционного покрытия при укладке секций трубопровода, поверхность труб футеруется деревянными рейками. На секции одевают чугунные или железобетонные пригрузы для создания положительной плавучести трубопровода (рис. 10.8).

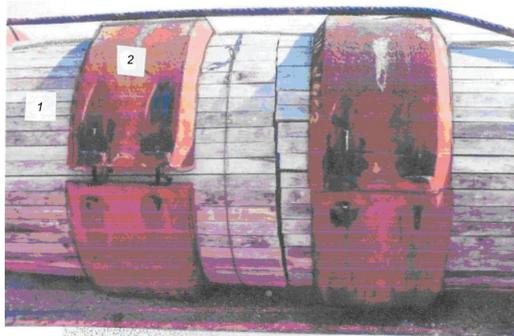


Рис. 10.8. Общий вид элемента трубопровода, подготовленного к укладке в подводную траншею:
1 – футеровка; 2 – утяжеляющие пригрузки

Секции подготавливаются на всю длину подводного перехода. Подготовленные и испытанные секции трубопровода подаются на спусковую дорожку, по которой будут перемещаться к урезу воды (рис. 10.9).



Рис. 10.9. Подготовленные секции трубопровода для укладки их в подводную траншею

Наиболее ответственная технологическая операция при сооружении подводных переходов – укладка трубопровода на дно подводной траншеи.

В практике сооружения подводных переходов через широкие реки, озера, водохранилища, проливы и другие водные преграды применяют следующие способы:

1. Сваренные, испытанные на плотность, изолированные и футерованные на берегу отдельные секции перехода доставляют в проектный створ на самоходных баржах, здесь их сваривают в единую плеть. При необходимости плеть оснащают балластными грузами и затем опускают на дно водоема или подводной траншеи.

2. Плеть опускают с баржи на дно водоема, начиная от одного из берегов. Во избежание изгиба, спущенный в воду конец плети закрепляют якорями. По мере наращивания трубопровода и передвижения баржи в проектом створе ведут подготовку и опускание под воду всех последующих секций перехода.

3. Протаскивание трубопровода по дну водоема. Этот способ применим в случаях, когда стройплощадка на одном берегу позволяет разместить устройства для перемещения трубопровода по дну водной преграды, а на другом – стапели и спусковую дорожку.

Весь комплекс работ по сооружению подводных переходов выполняется в строгой технологической последовательности, заложенной в проекте производства работ. На продолжении оси перехода с уклоном в сторону водоема устраивают спусковую дорожку, а рядом на высоте до 0,9 м – стапели, на которых размещают поступающие на стройплощадку сваренные и изолированные секции трубопровода или отдельные трубы. На стапелях трубы стыкуют, сваривают, подвергают рентгенографии и гидравлическому испытанию с последующей изоляцией стыков и футеровкой всего трубопровода.

Подготовленный трубопровод укладывают на спусковую дорожку. Сваренный и закрытый заглушками с обеих сторон трубопровод при необходимости оснащают на спусковой дорожке балластными грузами и понтонами. Вместо балластных грузов иногда используют цементно-песчаную изоляцию, нанесенную на трубопровод цемент-пушкой по металлической сетке.

Достаточно широкое распространение получила укладка трубопроводов способом протаскивания по грунту. Основными механизмами при производстве работ таким способом являются тяговые лебедки или тракторы. Спусковая дорожка для передвижения труб методом протаскивания представляет собой узкоколейный рельсовый путь. Тележка, на которую укладывается трубопровод, обычно имеет вид рамы, передвигающейся на двух парах ходовых колес. При подходе к воде трубопровод переводят на роликовые опоры (рис. 10.10).



Рис. 10.10. Подготовленная плеть к протаскиванию в створе подводной траншеи

Метод протаскивания позволяет вести укладку подводного трубопровода без остановки судоходства. Протягивание трубопровода по дну траншеи осуществляется устанавливаемым на противоположном берегу трактором с тяговым усилием 600–2 000 кН (рис. 10.11).

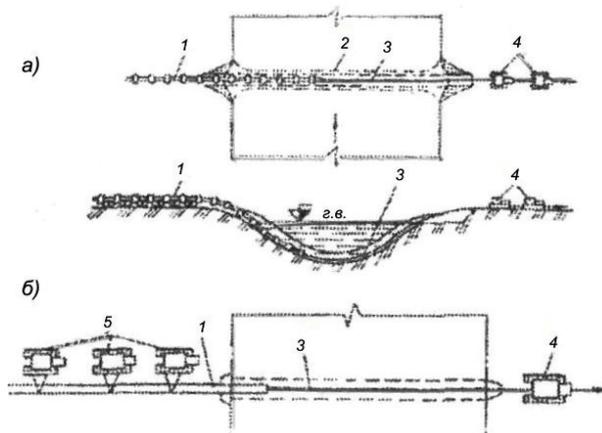


Рис. 10.11. Схема протягивания трубопровода:
 а) – без изменения направления движения; б) – с поддержанием трубоукладчиком
 1 – трубопровод; 2 – траншея; 3 – трос; 4 – трактор; 5 – трубоукладчики

Другие методы укладки трубопроводов основаны на свободном погружении трубопровода с пригрузами в подводную траншею. При этом методе на трубопровод, полностью подготовленный к укладке с утяжеленными грузами, устанавливают понтоны, способные удерживать балластированный трубопровод на плаву. При этом применяются различные конструкции понтонов: металлические и синтетические (рис. 10.12).

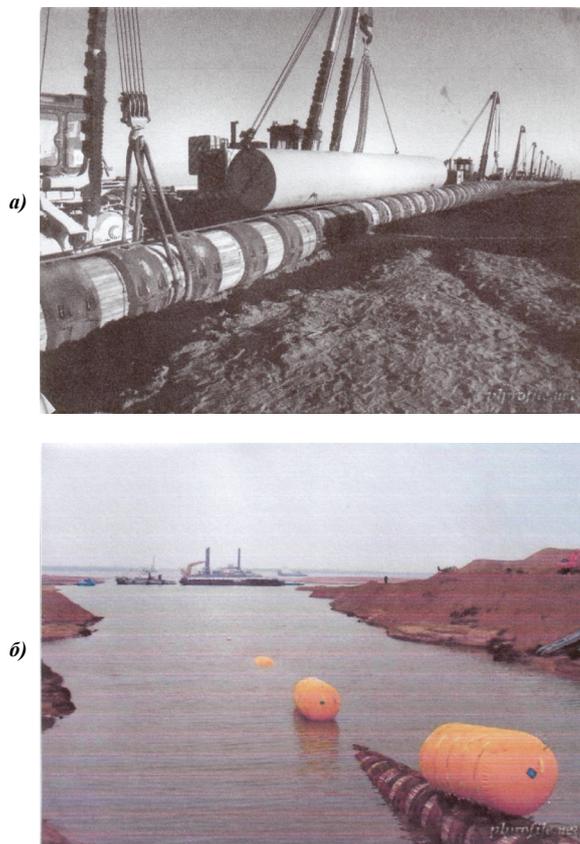


Рис. 10.12. Понтоны, установленные на трубопровод, подготовленный к транспортировке на плаву и укладке:

а) – понтоны металлические; б) – понтоны синтетические

Трубопровод с понтонами по спусковым дорожкам опускают на воду, транспортируют на плаву к противоположному берегу и устанавливают точно над подводной траншеей. Далее приступают к разгрузке (отцепке понтонов) и плавному опусканию трубопровода в траншею. На рис. 10.13 показана схема погружения трубопровода с применением понтонов.

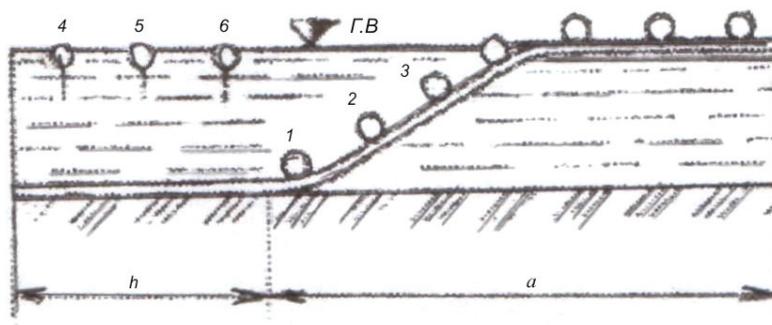


Рис. 10.13. Схема укладки трубопровода свободным погружением по мере отцепления понтонов:
понтон 1, 2, 3 – прикреплены к трубе; 4, 5, 6 – отцеплены

Как видно из рис. 10.13 на участке b труба уже лежит на дне траншеи, на участке a труба изгибается при укладке и переходит в участок, находящийся на плаву.

10.3. Надземные переходы трубопроводов

Сложные условия сооружения магистральных трубопроводов (горные районы, болотистая местность, районы горных выработок, участки вечномёрзлых грунтов, оползней, ущелья, ручьи) вызывают необходимость наряду с подземной и подводной прокладкой сооружать трубопроводы надземно, создавая надземные переходы трубопроводов.

В практике сооружения магистральных трубопроводов конструкции переходов и способы их строительства определяются в основном характером пересекаемой преграды. Переходы могут быть балочные, висячие, арочные и др.

Наиболее распространенными надземными переходами являются балочные переходы – однопролетные и многопролетные (рис. 10.14).

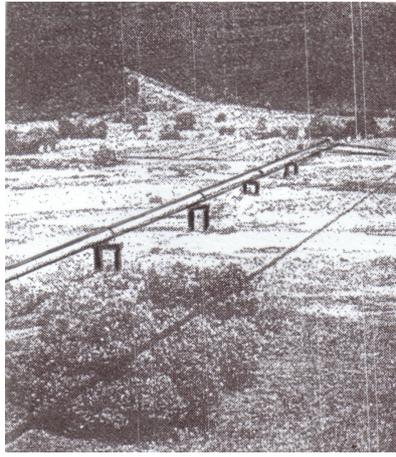


Рис. 10.14. Общий вид балочного перехода трубопровода в Карпатах (Украина)

Строительство простейших однопролетных балочных переходов, не имеющих искусственных опор и компенсаторов, осуществляется по ходу трассовых работ. В этом случае плеть трубопровода сваривают с учетом перекрытия пролета и укладывают при помощи трубоукладчика путем надвигки плети с одного берега на другой.

При сооружении однопролетных балочных переходов из одной секции или плети при доступном проходе для строительных машин сборку, сварку и гидравлическое испытание плети трубопровода ведут на дне препятствия.

При наличии опор технология сооружения заключается в том, что сначала сооружаются опоры, а затем смонтированный трубопровод укладывается на опоры при помощи трубоукладчиков (рис. 10.15).

Работы ведутся следующим способом: на однопролетных переходах с доступным подходом для механизмов плеть укладывают подъемом снизу вверх или продольным перемещением плети от одного берега к другому.

На переходах длиной более 40 м, недоступных для наземных и плавучих средств, применяют метод протаскивания в пролет плети с головной частью, подвешенной к временному канату посредством тrolлейной подвески, роликов или канатного узла.

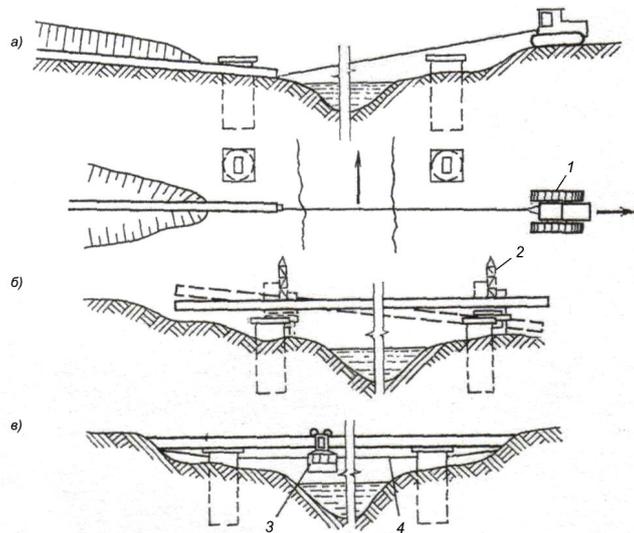


Рис. 10.15. Схема монтажа секции балочного перехода:

- а)* – протаскивание секции трубопровода; *б)* – укладка секции трубопровода на опоры;
в) – восстановление окраски трубопровода:
 1 – трактор; 2 – трубоукладчик; 3 – подвижная люлька для восстановления окраски трубопровода; 4 – временный трос для закрепления и продвижения люльки

Многопролетные балочные переходы сооружаются независимо от общего строительного потока. Наиболее трудоемкой операцией здесь является возведение свайных опор.

Опоры многопролетных балочных переходов выполняются, как правило, из плит; промежуточные опоры в зависимости от местных условий выполняют из металлических свай-оболочек (с монолитным железобетонным заполнением) или полностью монолитных (рис. 10.16).

Котлованы под опоры в мягких грунтах разрабатывают одноковшовыми экскаваторами типа Э-652 с обратной лопатой; в скальных грунтах – с предварительным рыхлением взрывами шпуровых зарядов. При малых объемах работ разрыхление скальных грунтов производят пневмомолотками.

Сборные железобетонные плитные опоры, щиты опалубки, арматурные каркасы для монолитных опор и свай-оболочек изготавливают на базах. Бетон для монолитных железобетонных опор

приготавливают, как правило, централизованно, в отдельных случаях его можно приготавливать на месте в передвижных бетономешалках.

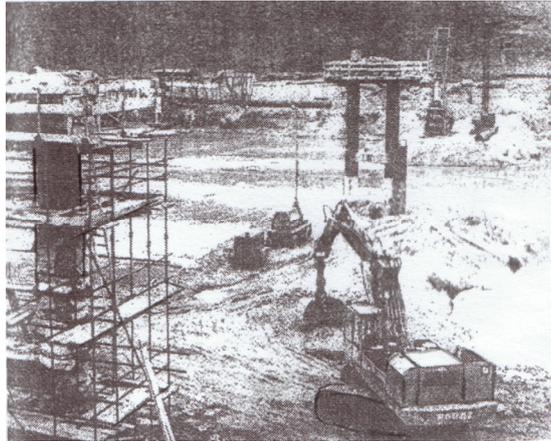


Рис. 10.16. Сооружение опор при строительстве многопролетного балочного перехода

Многопролетные балочные переходы в горных районах монтируют в зависимости от местных условий из заранее заготовленных труб на всю длину перехода или из отдельных секций труб. Трубопровод на опоры укладывают таким образом, чтобы сварные стыки находились на расстоянии не менее 0,5 м от опоры.

Монтаж трубопровода на опоры осуществляется в зависимости от принятой конструкции и местных условий по различным схемам.

Характерным примером технологии строительства балочных переходов в горных условиях может служить строительство многопролетных воздушных переходов трубопровода диаметром 1 420 мм в условиях Карпат. Здесь было применено несколько схем монтажа перехода.

При широкой пойме, незначительной глубине и ширине русла применялась схема, изображенная на рис. 10.17. Высота опор от 3 до 4 м.

Секции труб сваривали на пойме вдоль смонтированных опор в плеть. Длина плети выбиралась исходя из местных условий. Для монтажа перехода использовали трубоукладчики К-594, которые поднимали и укладывали плеть на опоры с необходимым продольным перемещением.

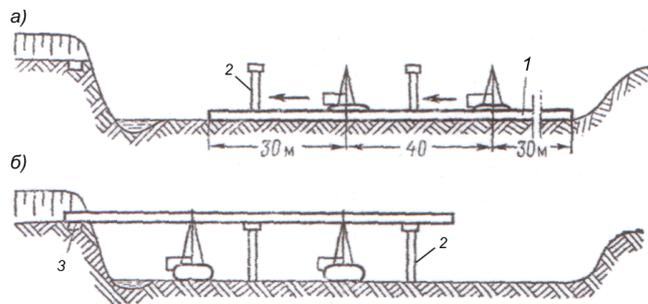


Рис. 10.17. Схема строительства балочного перехода при широкой и плоской пойме, проходимой машиной:
a) – транспортировка плети трубоукладчиками К-594; *б)* – укладка плети на вертикальные опоры: 1 – плеть; 2 – вертикальные опоры; 3 – опора из плит

При резко выраженном русле реки и ширине поймы более 50 м с высокими берегами (5–6 м), когда проход машин по пойме и через русло невозможен, применяли схему, при которой плеть в проектное положение укладывали подъемом ее с последующей надвигкой в пролет трубоукладчиками, поддерживающими плеть. Для уменьшения длины консоли в проекте перехода устанавливали временную опору (треногу) 2 с подвешенной к ней троллейной подвеской 3 (рис. 10.18).

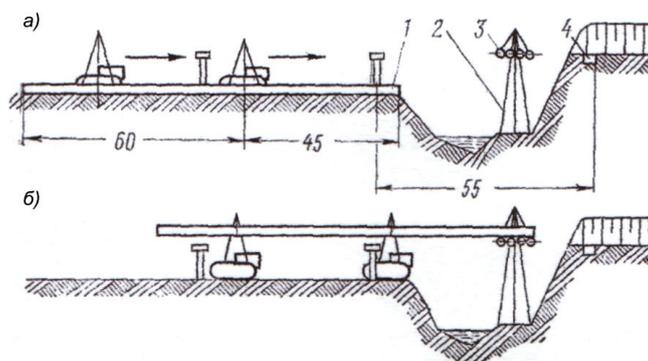


Рис. 10.18. Схема монтажа перехода с устройством временной опоры с троллейной подвеской:
a) – транспортировка плети трубоукладчиками: 1 – плеть; 2 – тренога из труб; 3 – троллейная подвеска Т-50; 4 – опора из плит; *б)* – укладка плети на опоры

Балочные переходы сооружаются по двум конструктивным схемам – без компенсации и с компенсацией продольных деформаций.

Балочные переходы трубопроводов с компенсацией продольных деформаций имеют специальные устройства (компенсаторы), устанавливаемые на концах надземных участков трубопроводов длиной до 200–300 м, а при большей длине – также дополнительно через каждые 100–300 м.

Расстояние между опорами в системах балочных переходов трубопроводов с компенсацией зависит от диаметра труб, числа пролетов, принятой схемы прокладки и от природных условий. На газопроводах диаметром труб 700–1 400 мм расстояние между опорами обычно 30–50 м, на нефте- и нефтепродуктопроводах 25–40 м. При необходимости учета резонансных колебаний в ветровом потоке в многопролетных балочных переходах трубопроводов с диаметром труб 700–1 400 мм расстояние между опорами принимается 25–40 м.

В ряде случаев, с учетом условий трассы, применяются висячие переходы. При монтаже висячих систем переходов сначала монтируют с обеих сторон перехода опорные конструкции (пилоны), потом на дне перехода монтируют сам трубопровод, временно протягиваются подвесные канаты и с помощью системы полиспастов и лебедок поднимают трубопровод и закрепляют на подвесных растяжках (рис. 10.19).



Рис. 10.19. Общий вид висячего перехода трубопровода:

1 – трубопровод; 2 – пилон; 3 – подвесные растяжки

10.4. Прокладка трубопроводов в тоннелях

Значительная часть стальных нефтегазовых магистралей пересекают горные перевалы Урала, Карпат, Альп, Кавказа и др. Не всегда прокладка трубопроводов в горных условиях возможна с применением изоляционно-укладочных работ. Поэтому в мировой практике нашел применение метод прокладки магистральных трубопроводов в тоннелях. Этот метод применен на Кавказе при строительстве газопровода Орджоникидзе – Тбилиси, Россия – Турция, продуктопровода Шесхарис – Новороссийск, участков Транссибирского газопровода (рис. 10.20).

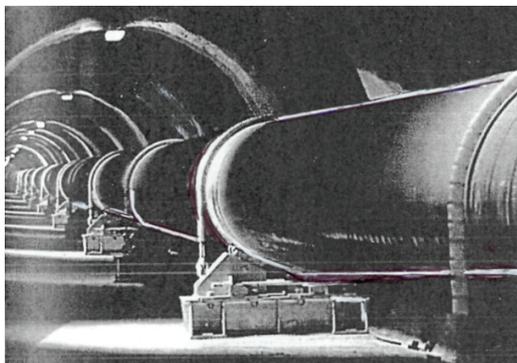


Рис. 10.20. Прокладка Транссибирского газопровода в тоннелях

Строительство тоннелей для прокладки трубопроводов позволяет намного сократить длину трубопровода без нарушения естественного равновесия склонов и улучшить условия его работы. На рис. 10.21 показаны участки рационального размещения тоннелей для прокладки трубопроводов.

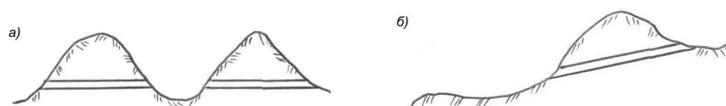


Рис. 10.21. Схема тоннелей при горизонтальном (а) и наклонном (б) их размещении

Тоннели для трубопроводов имеют меньшие размеры, чем транспортные. Так, для труб диаметром 1 420 мм достаточно иметь тоннель сечением 2,5×2,5 м. В отличие от транспортных тоннелей,

тоннели для трубопроводов могут иметь продольный уклон 15° , а также крутые повороты в плане. Такие тоннели не нуждаются в бетонной отделке. Стены тоннеля цементируются лишь в местах трещин и свода для предотвращения обвалов горной породы.

Сооружение тоннелей проводится преимущественно с помощью буровзрывных работ. Основное требование к технологии проведения этих работ – обеспечить стойкость тоннеля. Для этого применяется контурное взрывание. Оно осуществляется шпуровыми зарядами, размещаемыми по контуру выработки на небольшом расстоянии один от другого. Такие заряды называются контурными. Центральная часть выработки разрушается с помощью врубовых и отбойных шпуров (рис. 10.22).

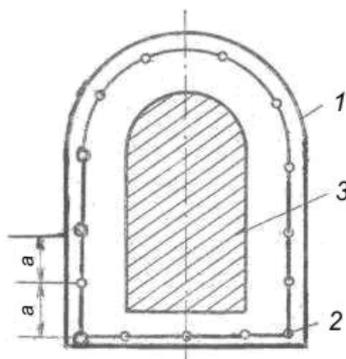


Рис. 10.22. Схема размещения шпуров при сооружении тоннеля с применением контурного взрывания:

1 – контур выработки; 2 – контурный шпур; 3 – объем породы, разрушенной взрывом врубовых шпуров; а – расстояние между контурными шпурами

Наряду со взрывной проходкой тоннелей применяется механизированная проходка при помощи проходческих щитов. Так, при сооружении магистрального газопровода «Голубой поток» (Россия – Турция) через горный хребет «Кобыла» было пройдено три тоннеля, из них два щитовым проходческим комплексом. Диаметр тоннелей составил 2,15 м, общая длина – 3 км.

Проходческие щиты являются основным средством механизации горных работ при проходке тоннелей и защите забоя от обрушения. Щит – это подвижная стальная крепь в виде полого стального цилиндра. Форма щита повторяет форму сооружаемой выработки.

Основными частями щита являются ножевое и опорное кольца и оболочка, в пределах которой монтируют сборную обделку. После разработки породы, находящийся перед ножевым кольцом щит при помощи щитовых гидроцилиндров продвигается вперед в освободившееся от породы пространство (рис. 10.23).

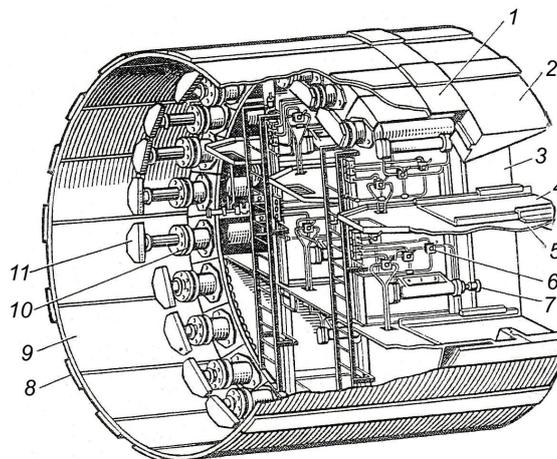


Рис. 10.23. Частично механизированный проходческий щит:

1 – опорное кольцо; 2 – ножевое кольцо; 3 – вертикальная перегородка; 4 – выдвигаемая платформа; 5 – горизонтальная перегородка; 6 – гидравлическая система; 7 – забойный гидроцилиндр; 8 – накладка; 9 – оболочка щита; 10 – щитовой гидроцилиндр; 11 – опорная пята

Проходческие щиты оснащают механизмами для погрузки разработанного грунта на конвейер (транспортёр) или непосредственно в вагонетки. В частично механизированных щитах погрузку грунта в вагонетки ведут с помощью погрузочной машины, в щитах малого диаметра – вручную. В механизированных щитах погрузочное оборудование имеет различное исполнение.

Современные щитовые комплексы обеспечивают выполнение процессов по разработке и креплению забоя, погрузке и удалению грунта за пределы комплекса, возведению тоннельных обделок, нагнетанию раствора в заобделочное пространство и т. д.

Комплексы, в которых достигнута полная механизация проходческих работ по сооружению тоннелей, называются механизированными (рис. 10.24).

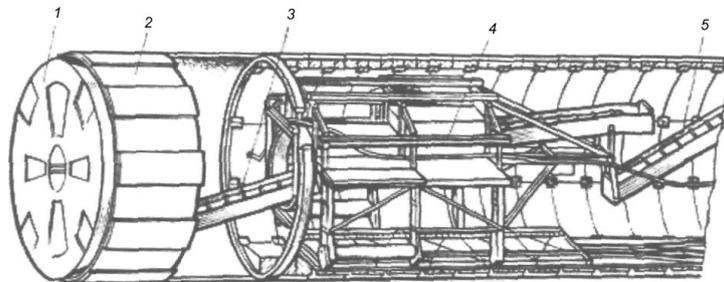


Рис. 10.24. Механизированный проходческий комплекс:
 1 – рабочий орган; 2 – щит; 3 – конвейер; 4 – укладчик обделки; 5 – тоннельный конвейер

В механизированных комплексах щит имеет рабочий орган для разработки и погрузки породы, а также конвейер для выдачи породы за пределы щита. Вслед за щитом в сцепке с ним установлен укладчик обделки, тоннельный конвейер и другое технологическое оборудование. При проходке в неустойчивых породах рабочий (исполнительный) орган щита наряду с разработкой породы обеспечивает поддержание забоя от обрушения.

Раздел 11

МОРСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Разработка нефтегазовых месторождений в шельфовых районах морей и океанов, а также необходимость переброски больших объемов нефти и газа из районов добычи в одних странах в районы потребления других стран, что диктуется экономическими, а иногда и политическими соображениями, предопределили интенсивное строительство морских трубопроводов.

Прокладка первых морских трубопроводов началась в начале 1940 г. Широко строительство развернулось в 1960-е годы. В 1960 г. вступил в строй первый протяженный морской трубопровод в Мексиканском заливе. В 1965 г. с открытием самого крупного в мире морского газового месторождения Леман в Великобритании вступил в строй подводный газопровод Уэст – Сол – Изингстон с диаметром труб 406 мм.

Конец XX и начало XXI века стало апогеем в строительстве морских нефтегазовых магистралей. За этот период трубопроводы были проложены по донному ландшафту Норвежского, Балтийского, Северного, Черного, Каспийского, Средиземного и других морей.

В 2006 г. был построен протяженный морской газопровод по дну Норвежского моря «Langeled», длиной 1 200 км, соединивший самое крупное газовое месторождение в Европе Ormen Lange (Норвегия) и газовый терминал Easington (Англия).

Большие потоки российского газа перекачиваются в страны Западной Европы. Только в ФРГ российская доля газа составляет 34 % в энергетическом балансе страны. В поставках газа из России в страны Западной Европы большую роль играют морские трубопроводы. В 2002 г. вступил в эксплуатацию газопровод «Голубой поток», 396 км трассы которого проложено по дну Черного моря.

Большим событием 2011 года было завершение строительства и пуск в эксплуатацию первой нитки самого протяженного в мире газопровода «Северный поток» (Nord Stream), проложенного по дну Балтийского моря от российского Выборга до немецкого Грайфсвальда.

На очереди российско-итальянско-французский проект «Южный поток». Газопровод будет проложен по дну Черного моря из Новороссийска (Россия) до порта Варна (Болгария), по которому в Европу будет ежегодно поступать 63 млрд. м³ газа.

По дну Средиземного моря пройдут газопроводы «Транссахарский» от Алжира до берегов Испании (протяженность морской части 310 км) и газопровод «Galsi» (морская длина 220 км) от Алжира через Сардинию до Италии.

Газопровод «Голубой поток» проложен по дну Черного моря на глубине 215 м, газопровод Италия – Северная Африка – по дну Мессонского пролива на глубине 615 м, газопровод «Galsi» – по дну Средиземного моря пройдет на максимальной глубине 2 850 м.

11.1. Технология строительства морских трубопроводов

Морские трубопроводы в зависимости от давления подразделяются на трубопроводы высокого (2,5–10 МПа) и низкого (до 2,5 МПа) давлений. В зависимости от глубины прокладки трубопровода они разделяются на мелководные (глубиной до 20 м), средней глубины (от 20 до 60 м) и глубоководные – свыше 60 м.

Строительство магистральных морских трубопроводов осуществляется на основании проектов, в которых предусматриваются работы по изучению дна и проведению экологического мониторинга.

Проект прокладки трубопровода определяет: оптимальную трассу трубопровода; сортамент, марку стали и число труб; способ достижения устойчивости трубопровода на дне; вид и количество пригрузки трубопровода; способы защиты трубопровода от электрохимического и биохимического воздействия среды; способ прокладки и организацию строительства трубопровода с указанием необходимого состава технических плавсредств для строительства трубопровода; порядок испытания трубопровода; объем и стоимость строительных и монтажных работ; мероприятия по предотвращению загрязнения моря; экономическую эффективность строительства трубопровода.

Технология сооружения морских трубопроводов включает проведение комплекса работ: подготовительных, земляных, сварочных, изоляционных, укладочных, работ по засыпке трубопровода и его защите от повреждений, а также по испытанию трубопровода.

Подготовительные работы включают в себя выравнивание морского дна. Каменистые скалы, большие валуны, твердые породы, расположенные на поверхности морского дна и пересекающие трассу трубопровода, дробят взрывными работами с целью образования прохода для трубопровода. Подводные каньоны с крутыми боками выравниваются морскими землекопателями или взрывами с присыпанием наиболее глубокой части поднятым со дна грунтом. Подготовленная на дне трасса обозначается на поверхности моря буйками.

Земляные работы проводятся при разработке траншей на тех участках трубопровода, которые должны быть заглублены ниже поверхности дна. В мировой практике существует целый арсенал приспособлений, машин и механизмов, позволяющих разрабатывать грунт с поверхности воды и в подводном положении. К первым относятся плавучие земснаряды, гидромониторные установки, пневматические и гидравлические грунтонасосы. Ко вторым – различные автономные приспособления и механизмы, работающие под водой.

В Италии создан земснаряд, который может разрабатывать траншею на глубине до 60 м. Разработка траншеи осуществляется фрезерным рыхлителем, глубина ее – до 2,5 м при ширине по дну от 1,3 до 7,5 м. В ФРГ создана установка для разработки траншеи на больших глубинах. Основу ее составляет экскаватор, управляемый с промежуточной подводной станцией и надводного судна. В Японии сконструирован подводный траншейный экскаватор для разработки подводных траншей. Экскаватор перемещается по дну со скоростью 3 км/ч и может разрабатывать грунт на глубине до 70 м.

Для сооружения трубопроводов в морских условиях разработаны трубозаглубительные установки. Фирмой «Коллинз» (США) разработана установка гидропневматического действия (рис. 11.1).

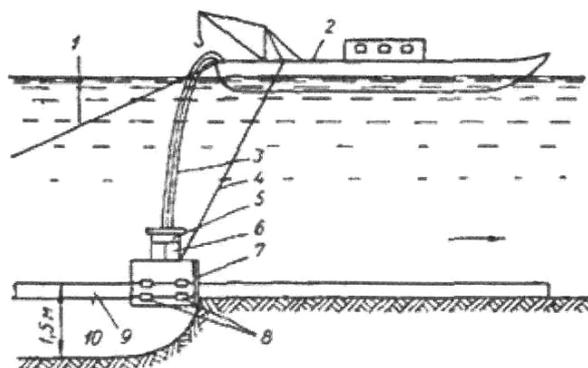


Рис. 11.1. Установка гидропневматического действия:

1 – трос якорный; 2 – баржа; 3 – воздушные и водные шланги; 4 – буксирный трос;
5 – балластные танки; 6 – трубозаглубительная установка; 7 – насадка для воды и воздуха; 8 – ролики; 9 – труба; 10 – траншея

Установка состоит из ходового устройства, перемещающегося по трубопроводу, воздушных и водных напорных шлангов и обслуживающей установку баржи, на которой размещены насосы, компрессоры, двигатели и т. д.

В процессе движения установки на роликах по трубе при помощи лебедки, установленной на берегу или барже, подается вода, размывающая грунт. Вынос и подъем частиц грунта осуществляется сжатым воздухом. Для заглубления трубопровода на заданную глубину в слабых грунтах за один проход возможна разработка траншеи глубиной до 1,5 м.

В последнее время предложены способы сооружения морских трубопроводов с одновременным выполнением основных операций по разработке траншеи и укладке трубопровода. При этом используются специальные конструкции плугов, позволяющие разрабатывать траншею глубиной до 1,8 м. Плуг через трос прикрепляется к трубоукладочному судну и разрабатывает траншею перед укладываемой плетью трубопровода.

Основным этапом при строительстве морских магистральных трубопроводов является укладка трубопровода. Укладка трубопровода в подводную траншею осуществляется по двум схемам: протягиванием по дну и заглаблением с поверхности воды.

При укладке трубопровод должен иметь достаточную массу для погружения на дно моря и обеспечивающую устойчивое его положение в период эксплуатации. Это достигается балластировкой и креплением трубопровода сплошным бетонным покрытием с армированием металлической сеткой, установкой на трубопроводе отдельных бетонных пригрузов, установкой анкерных креплений.

Достаточно широкое распространение получила укладка трубопроводов способом протаскивания по грунту. Укладка труб осуществляется с берега в сторону открытого моря. Протягиваются плети обетонированных труб. Бетоном трубы покрываются на берегу, где плети укладываются на стапели параллельно спусковой дорожке. Главная плеть оснащена специальным буксировочным оголовком.

Спусковая дорожка для передвижения труб методом протаскивания представляет собой узкоколейный рельсовый путь. Тележка, на которую укладывается трубопровод, обычно имеет вид рамы, передвигающейся на двух парах ходовых колес. При подходе к воде трубопровод переводят на роликовые опоры.

Основными механизмами при производстве работ таким способом являются тяговые лебедки, устанавливаемые на судне.

На рис. 11.2 показана схема протягивания трубопровода с берега.



Рис. 11.2. Схема протягивания трубопровода:
1 – трубопровод; 2 – трос; 3 – судно; 4 – якорь

Трубопровод 1 перемещается по роликовой спусковой дорожке. Тяговое усилие от лебедки, установленной на судне 3, передается по тросу 2. Судно удерживается якорем 4. На практике таким методом укладывались трубопроводы длиной до 15 км.

Еще одним способом строительства морского трубопровода протягиванием его по дну является способ с применением специального гидравлического оборудования, установленного на дне и управляемого с поверхности судна (рис. 11.3).

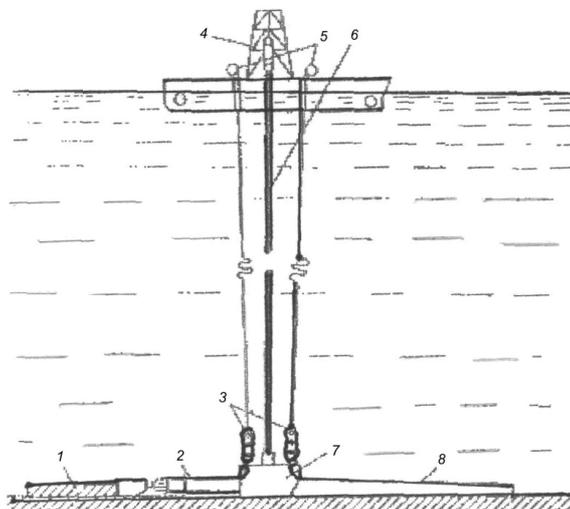


Рис. 11.3. Принципиальная схема протаскивания трубопровода по дну с применением гидравлических тяговых приспособлений:

1 – протягиваемый трубопровод; 2 – тяговый наконечник; 3 – гидравлическое тяговое приспособление; 4 – буровая вышка; 5 – лебедка; 6 – буровая колонна; 7 – массивный бетонный груз; 8 – анкерная линия

При этом трубопровод собирается на суше и с использованием стальных канатов затягивается в море на трассу. По мере выбора каната тяговое оборудование перемещается вперед по трассе и заякоряется.

Мировой опыт строительства морских трубопроводов показывает, что в большей степени для укладки трубопроводов используется метод свободного погружения на морское дно при помощи трубоукладочных судов или барж.

Морские трубоукладчики могут быть самоходными или несамоходными баржами с перемещением вдоль трассы при помощи тросов, прикрепленных к якорям или лебедкам. На кораблях-трубоукладчиках имеется необходимое оборудование для монтажа, сварки, изоляции и укладки труб.

Метод укладки с трубоукладочных судов или барж заключается в том, что трубопровод опускается на морское дно по S-образной кривой. Прогиб верхней части трубопровода задается стингером (стингер – арочное оборудование на корме трубоукладочного судна, плавно идущее под воду для предупреждения больших перегибов трубопровода), а изменение формы прогиба свободно провисшей части трубопровода достигается горизонтальным натяжением трубопровода с помощью судна.

Прокладка трубопровода последовательным наращиванием с применением трубоукладочного судна (баржи) заключается в следующем: заготовке изолированных и обетонированных труб на береговой базе; погрузке труб на плавсредства и их доставке на трубоукладочное судно; сварке труб; нанесении противокоррозионного покрытия на сварной стык; опускании изготовленного трубопровода на дно моря по мере перемещения трубоукладочного судна по трассе укладываемого трубопровода, испытании уложенного трубопровода.

На рис. 11.4. показана схема укладки трубопровода из судна-трубоукладчика методом последовательного наращивания труб.

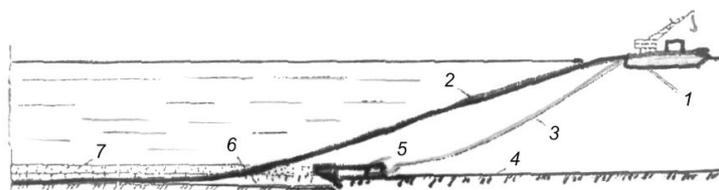


Рис. 11.4. Схема прокладывания трубопровода из судна-трубоукладчика:
1 – судно; 2 – трубопровод; 3 – тяговая система; 4 – дно моря; 5 – плуг; 6 – траншея;
7 – обвалка грунтом

В практике строительства морских трубопроводов для их укладки на дно моря используют и понтоны. Укладка трубопровода происходит следующим способом (рис. 11.5). После подготовки

очередной плети к укладке судно 5 начинает передвижение на якорях 6, сохраняя одновременно расчетное усилие натяжения P .

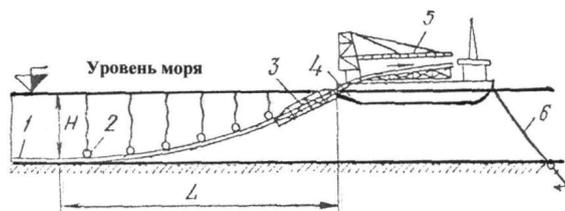


Рис. 11.5. Схема укладки трубопровода трубоукладочным судном с использованием понтонов:

- 1 – трубопровод; 2 – понтоны; 3 – жесткая приставка с натяжным устройством;
4 – трубоукладочное судно; 5 – кран для подачи труб под сварку, изоляцию и бетонирование; 6 – якорь

Трубопровод проходит по направляющим роликам на жесткую приставку. По мере схождения труб на приставку к ним прикрепляются понтоны. Понтоны могут быть разной конструкции (цилиндрические, шаровые и т. д.). Главными требованиями к ним является возможность выдержать внешнее давление воды на полной глубине погружения. Отстаповка понтонов производится автоматически на заданной глубине.

Уложенный на дно трубопровод должен быть надежно защищен от возможных механических повреждений, наносимых якорями судов, волокушами рыболовецких судов и т. п. Это обеспечивается заглублением трубопровода, его бетонированием, обустройством различных обваловываний. При заглублении трубопровода должна быть обеспечена защищенность грунтовой засыпки труб от течения, а также защита труб от повреждения якорями. Для этого могут быть использованы следующие конструкторские решения: бетонирование без заглубления, бетонирование с малым заглублением, бетонирование с устройством защитного обвалования, бетонирование с покрытием труб армированными бетонными блоками.

Наряду с совершенствованием технологии строительства морских магистральных трубопроводов в эксплуатацию вводились и современные трубоукладочные суда, обеспечивающие проведение работ по укладке трубопровода на морское дно. На судне производится очистка, изоляция стыков труб и их сварка в плеть с

последующей укладкой. В морях и океанах работают такие суда, как «Castovo Sei», «Castovo Diesi», «Semag», «Solitare» и др. (рис. 11.6).

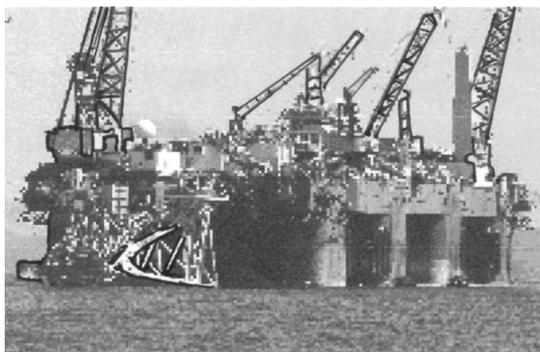


Рис. 11.6. Общий вид трубоукладочного судна «Semag»

11.2. Газ в Европу по дну Балтийского моря («Северный поток»)

В мае 2011 г. была завершена укладка первой нитки подводного газопровода «Северный поток» (Nord Stream) протяженностью 1 224 км. Российский газ из Южно-Русского месторождения, расположенного в Ямало-Ненецком автономном округе (Россия) начал подаваться в Европу. Газопровод «Северный поток» – это новый маршрут экспорта российского газа, целевыми рынками поставок по которому являются Германия, Великобритания, Нидерланды, Франция, Дания и другие страны.

Газопровод проложен по дну Балтийского моря от Выборга (Россия) до немецкого города Грайфсвальда. По этой морской магистрали будет транспортироваться в год 27,5 млрд. м³ газа, затем эта цифра после ввода второй нитки (конец 2012 г.) возрастет до 55 млрд. м³.

Проектированию и последующему строительству газопровода «Северный поток» предшествовала большая, сложная работа, включающая решение не только технических, экологических, но и политических проблем. С самого начала реализации проекта прокладки газопровода по дну Балтийского моря компания «Nord Stream» взяла на себя обязательство по сохранению экологии Балтийского моря.

Для строительства трубопровода применялись трубы с различной толщиной стенки от 41 мм до 27 мм с постоянным внутренним диаметром – 1,15 м.

Применение труб с изменяющейся толщиной стенки диктовалось технологическими параметрами перекачки газа – давлением в газопроводе.

В стартовой точке от Выборга необходимое давление составляет 220 бар, в середине пути оно падает и в конечном пункте у Грайфсвальда снижается до 170 бар.

Трубы длиной 12,2 м, способные выдерживать давление в 220 бар, изолируются и утяжеляются (рис. 11.7).

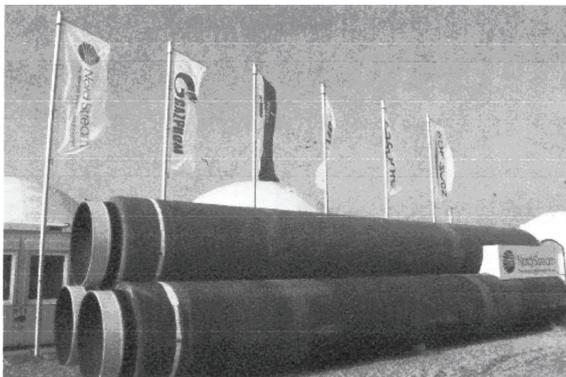


Рис. 11.7. Трубы для газопровода «Северный поток»

В качестве изоляционного покрытия применяется эпоксидная смола и самоклеющаяся пленка, толщина изоляции составляет 3 мм. Для предотвращения всплытия трубопровода наружная поверхность трубы облицовывается бетонной оболочкой (бетонной мантией) толщиной 60–110 мм. В состав бетонной смеси добавляется железная руда, утяжеляющая трубопровод.

Транспортными судами трубы доставляются на трубоукладочное судно. Для укладки труб на морское дно было задействовано три специализированных судна-трубоукладчика якорного типа «Castro Sei» и «Castro Dieci», а также судно с динамическим позиционированием «Solitaire». Судно «Castro Sei» имеет длину 150 м (рис. 11.8).



Рис. 11.8. Трубоукладочное судно «Castro Sei»

Сваренные в одну плетть и облицованные две трубы длиной 24 м погружаются в воду и монтируются в общий трубопровод (рис. 11.9).

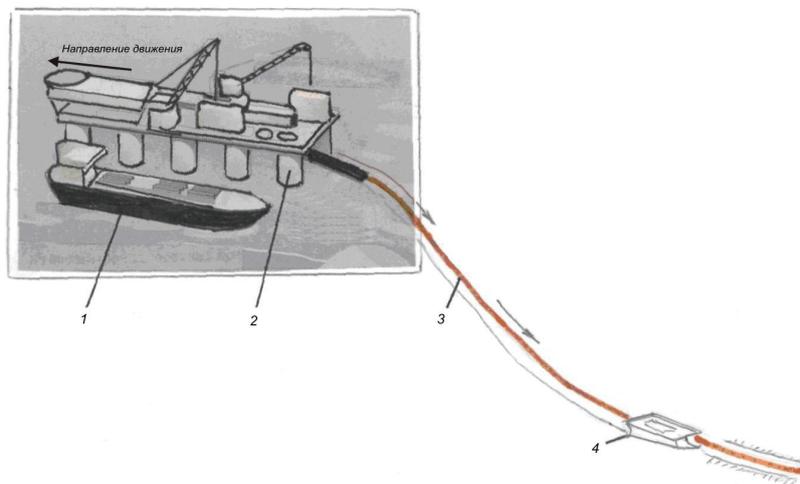


Рис. 11.9. Схема технологии укладки трубопровода «Северный поток» по дну Балтийского моря:

1 – транспортное судно для доставки труб; 2 – судно-трубоукладчик; 3 – трубопровод, укладываемый на дно; 4 – специальный плуг для углубления трубопровода в грунт на глубину 1,5 м

Сварка – ответственная операция. Перед сваркой трубы подогреваются. После сварки в двухтрубные плети трубы поступают на основную монтажную линию и соединяются с основной ниткой газопровода. Все сварные швы проходят тщательную проверку на наличие дефектов, защищаются изоляционной пленкой и накладной манжетой.

Трубопровод с помощью специального оборудования (типа «stinger») укладывается на дно на предварительно подготовленную поверхность.

Для углубления в грунт трубопровода перед ним вместе с продвижением судна-трубоукладчика передвигается специальный плуг.

5 мая 2011 г. последняя труба первой нитки газопровода «Северный поток» на борту судна «Castro Sei» была приварена к остальной части трубопровода и уложена на морское дно.

Каждая из двух ниток газопровода «Северный поток» состоит из 100 тыс. обетонированных стальных труб весом около 25 т каждая.

Раздел 12

ОЧИСТКА ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Трубопровод уложен в траншею и засыпан. Теперь приступают к заключительному этапу строительства – очистке полости, испытанию трубопровода на прочность и герметичность. Эти работы выполняются специализированными бригадами до ввода магистрального трубопровода в эксплуатацию.

Работы по очистке и испытанию трубопроводов проводятся в строгом соблюдении СНиП, технических норм и правил, с обеспечением высокого качества работ, технологической последовательности и непрерывности, а также максимальной экономии материальных ресурсов: природного газа, сжатого воздуха и воды. Применение природного газа для очистки полости и испытания магистральных трубопроводов допускается только в исключительных случаях. Все работы по очистке и испытанию магистральных трубопроводов на прочность и герметичность оформляются соответствующими актами.

12.1. Очистка полости магистральных трубопроводов

До начала испытания трубопроводов полость очищается от окалины и грата, а также от случайно попавших при строительстве внутрь трубопровода грунта, воды и различных предметов. Сам процесс очистки заключается в том, что под давлением воды, сжатого воздуха, а в ряде случаев и природного газа через магистральный трубопровод пропускают очистные приспособления: поршни, поршни-разделители, ерши-разделители, эластичные поршни-разделители, производящие очистку внутренней поверхности трубопровода (рис. 12.1).

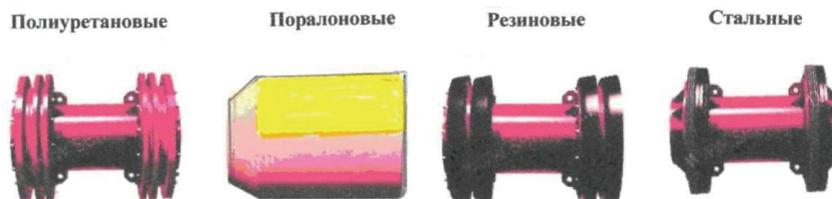


Рис. 12.1. Конструкции некоторых видов поршней для очистки трубопроводов фирмы «Семигорье» (Россия)

В зависимости от применяемых очистных устройств и источников движения поршня существуют следующие способы очистки: промывкой с пропуском поршней или поршней-разделителей; продувкой с пропуском очистных поршней, а при необходимости поршней-разделителей; продувкой без пропуска очистных поршней.

Очистка полости трубопроводов осуществляется: на подземных трубопроводах – после укладки и засыпки; на наземных – после укладки и обвалования; на надземных – после укладки и крепления трубопровода на опорах.

Очистка трубопроводов продувкой осуществляется на всех трубопроводах. Продувке с пропуском металлических очистных поршней подвергаются подземные и наземные трубопроводы диаметром 219 мм и более.

При продувке очистные поршни пропускаются по участкам трубопровода протяженностью не более, чем длина очищенного прилегающего участка, служащего ресивером (рис. 12.2).

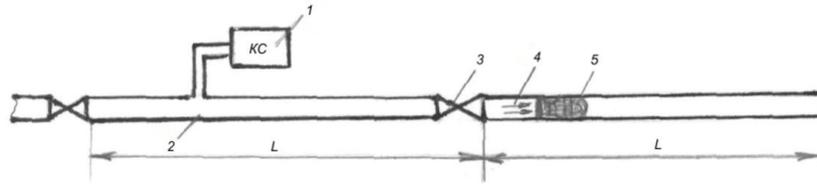


Рис. 12.2. Схема подачи сжатого воздуха в участок трубопровода, подлежащий очистке:

- 1 – компрессорная станция; 2 – очищенный участок, служащий ресивером;
3 – запорная арматура; 4 – участок, подлежащий очистке; 5 – очистный поршень

Продувка трубопроводов производится преимущественно сжатым воздухом. Давление воздуха (или газа) в ресивере при соотношении длин ресивера и продуваемого участка 1:1 приведено в табл. 12.1.

Таблица 12.1. Давление воздуха в ресивере

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

Как исключение, на отдельных участках трассы и в отдельных случаях продувка может выполняться природным газом. При продувке газом, из трубопровода предварительно вытесняется воздух, при этом газ для вытеснения воздуха подается под давлением не более 0,2 МПа.

Вытеснение воздуха считается законченным, когда содержание кислорода в газе, выходящем из трубопровода, составляет не более 2 %. Ресивер для продувки создается на прилегающем участке трубопровода, ограниченном с обеих сторон заглушками или запорной арматурой.

Существует несколько схем организации продувки трубопроводов: от одного источника воздуха (газа); от нескольких источников воздуха (газа); от строящихся газопроводов между двумя источниками газа. На рис. 12.3 показана схема организации продувки трубопровода от одного источника воздуха (газа).

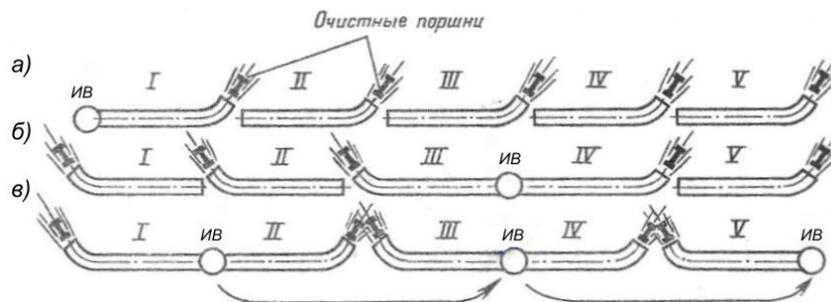


Рис. 12.3. Принципиальная схема организации продувки трубопровода от одного источника воздуха (ИВ):
I-V – участки продувок

Продувку по линейной односторонней схеме (рис. 12.3, а) выполняют на отдельных участках по мере их готовности и в направлении от источника воздуха (газа). Продувка по двухсторонней схеме (рис. 12.3, б) выполняется в двух направлениях от узла подключения, расположенного в центре нескольких участков. Схема (рис. 12.3, в) применяется в тех случаях, когда по состоянию строительных работ невозможно провести продувку более двух участков. В этом случае группа компрессоров перебазируется для продувки других подготовленных участков.

Перед началом работ по продувке магистральных трубопроводов производится расчет параметров продувки: предельной длины продуваемого участка, начального давления в ресивере, диаметра обводной линии и условного диаметра запорной арматуры.

Принципиальная схема продувки сжатым воздухом приведена на рис. 12.4.

Технология проведения работ по продувке трубопроводов заключается в следующем. В середине продуваемого участка располагают узел подключения, который разделяется на два плеча, попеременно являющихся ресивером и продуваемым плечом. Работы ведутся в такой последовательности: закачивают воздух по патрубку 4 и коллектору 3 в плечо I (рис. 12.4, а), при этом краны на патрубках 2 и 5 должны быть закрыты и предварительно проверена герметичность плеча I; открывают кран на патрубке 5 и продувают плечо II (рис. 12.4, б); отрезают продувочный патрубок 6 на конце плеча II и вместо него устанавливают заглушку (рис. 12.4, в); срезают на конце плеча I заглушку и устанавливают продувочный патрубок;

закачивают воздух по подводящему патрубку и перепускному патрубку 5 в плечо II, при этом краны на патрубках 1 и 2 необходимо закрыть и предварительно проверить герметичность плеча II; закрывают кран на подводящем патрубке 4; открывают краны на перепускных патрубках 2 и 5 и продувают плечо I (рис. 12.4, з).

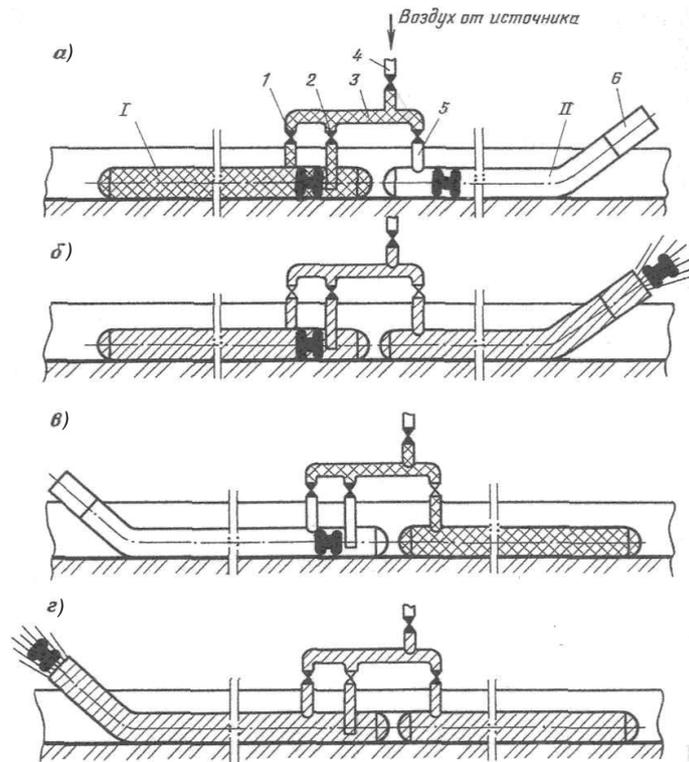


Рис. 12.4. Принципиальная схема продувки трубопроводов воздухом:
1, 2 – краны; 3 – коллектор; 4, 5, 6 – патрубки

Наземные трубопроводы продуваются с использованием очистных устройств облегченной конструкции, масса и скорость передвижения которых не должна вызвать разрушение трубопровода или опор (эластичные поршни-разделители типа ДЗК).

Продувка считается законченной, когда после вылета очистного устройства из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха.

На магистральных трубопроводах, испытываемых гидравлическим способом, очистка полости выполняется промывкой. При промывке по трубопроводу пропускают поршни-разделители, перемещающиеся в потоке воды, закачиваемой для гидравлических испытаний. Скорость перемещения очистных устройств при промывке должна быть не менее 1,0–1,5 км/ч.

12.2. Испытания магистральных трубопроводов на прочность и герметичность

После полной готовности участка или всего трубопровода (укладки, засыпки, обвалования, укрепления на опорах, очистки полости, установки арматуры и приборов) приступают к его испытаниям на прочность и герметичность, которые выполняются одним из следующих способов:

- гидравлическим (водой) – газопроводы, нефтепроводы и нефтепродуктопроводы;
- пневматическим (воздухом, природным газом) – газопроводы;
- комбинированным (воздухом и водой или газом и водой) – газопроводы в горной и пересеченной местности.

Гидравлические испытания. Они состоят из следующих работ: подготовка к испытаниям, наполнение трубопровода водой, подъем давления в трубопроводе до испытательного, испытание на прочность, сброс давления до максимального рабочего, проверка на герметичность, сброс давления до 0,1–0,2 МПа, удаление воды.

В период подготовки к испытаниям производится монтаж и испытание обвязочных трубопроводов агрегатов, монтаж контрольно-измерительных приборов, отключение испытываемого участка от смежных.

Весь комплекс работ по испытаниям состоит из двух основных технологических процессов: наполнение трубопровода водой и поднятие в нем давления (опрессовка). Для наполнения трубопровода водой применяется наполнительный агрегат (АН), для подъема давления в трубопроводе до испытательного – опрессовочный агрегат (АО). В настоящее время широко применяются наполнительные агрегаты типа АН-501 М, АН-250 (Россия) производительностью 230–450 м³/ч.

Агрегат АН-501 М смонтирован на раме волокушного типа и состоит из насосно-силового оборудования, в которое входит дизель,

карданный вал, центробежный насос, всасывающая и напорная трубопроводная арматура, системы обеспечения работы двигателя.

Для опрессовки используются опрессовочные агрегаты с производительностью от 12 до 83 м³/ч и с напором от 8 до 40 МПа.

Место установления наполняющих и опрессовочных агрегатов выбирают с учетом наличия источников воды, возможности заполнения всего исследуемого участка трубопровода. В качестве источника воды используются естественные и искусственные водоемы (реки, озера, водохранилища, каналы).

Перед заполнением участка водой должны быть открыты все краны для стравливания воздуха и линейная арматура. Порядок закрытия кранов для стравливания воздуха, предусматривающий полное выжимание воздуха водой, устанавливают при разработке схемы проведения испытаний. Опрессовочные агрегаты включают в работу лишь после того, как наполняющие агрегаты подняли давление в трубопроводе до 1–1,5 МПа (в зависимости от типа агрегатов).

Опрессовочные агрегаты доводят давление в трубопроводе до испытательного, составляющего $1,1P_p$ (P_p – рабочее давление в трубопроводе). В случае выявления течения воды, подача ее немедленно прекращается, дефекты в трубопроводе ликвидируются и испытания возобновляются. По окончании испытаний, оборудование демонтируется и перебазировается на следующий участок.

Пневматические испытания. Пневматические испытания магистральных трубопроводов производятся сжатым воздухом или природным газом. В качестве источника сжатого воздуха используются передвижные компрессорные станции, которые могут быть низкого и высокого давления. В настоящее время применяются передвижные КС ПКС-16/101, ПКС-8/101, ПКСА-5/101 (рис. 12.5).

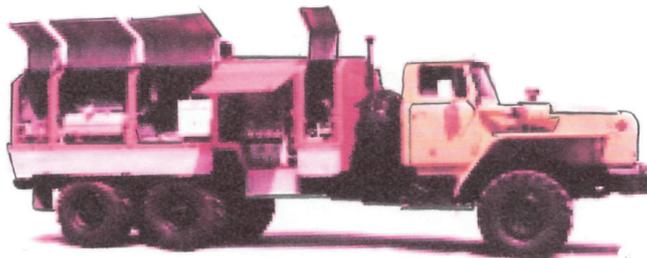


Рис. 12.5. Передвижная компрессорная станция ПКСА-5/101

В качестве источников природного газа используются: месторождения (газопромыслы) и действующие газопроводы.

Пневматические испытания трубопроводов проводят в два этапа: первый – проверка прочности стенок сварных швов трубопровода; второй – проверка трубопровода на герметичность. Протяженность участков трубопровода, подлежащих испытаниям, устанавливают в каждом отдельном случае в зависимости от реальных условий.

Испытания трубопроводов сжатым воздухом проводят по двум схемам: полное закачивание воздуха в трубопровод только из атмосферы, частичное или полное использование воздуха из участков трубопровода, прошедших испытания. Нагнетание воздуха в трубопровод и поднятие давления в нем при проведении испытаний должны осуществляться в несколько ступеней с обязательным осмотром трассы при давлении в трубопроводе, которое равняется 30 % и 60 % от испытательного. Изменение давления в трубопроводе при пневматических испытаниях на прочность и герметичность должно соответствовать графику, приведенному на рис. 12.6.

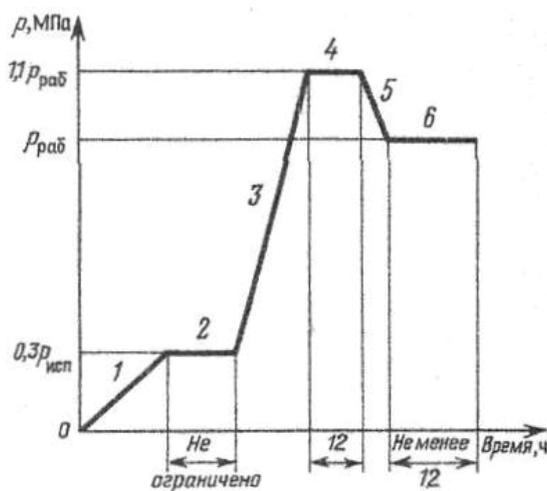


Рис. 12.6. График изменения давления в трубопроводе при пневматическом испытании:

1 – подъем давления от 0 до $0,3 p_{\text{исп}}$, но не выше 2 МПа; 2 – осмотр трассы; 3 – подъем давления до $p_{\text{исп}} = 1,1 p_{\text{раб}}$; 4 – испытание на прочность; 5 – снижение давления до $p_{\text{герм}} = p_{\text{раб}}$; 6 – проверка на герметичность

Испытательное давление составляет $1,1 P_p$. Так, при рабочем давлении в трубопроводе 75 МПа, давление при испытании поднимается до 82,5 МПа.

Во время испытания замеряется давление и температура (не меньше чем в двух точках). В случае истечения воздуха или разрыва труб (по целому телу или по сварным швам) подача воздуха немедленно прекращается, давление снижается до атмосферного, выполняются работы по ликвидации дефектов, после чего испытания возобновляются. Выдержав испытания, трубопровод передается эксплуатационникам.

Комбинированный способ испытания. При испытании магистральных трубопроводов, наряду с гидравлическим и пневматическим, в практике используется и комбинированный способ. При этом способе давление внутри трубопроводов создается двумя методами: природным газом и водой или воздухом и газом.

При комбинированном способе испытаний предусматривается комплекс работ, включающий следующие этапы:

- подготовку участка к испытаниям и удалению воды;
- заполнение испытываемого участка природным газом или воздухом;
- заполнение испытываемого участка водой до создания в нем давления, необходимого для испытания на прочность;
- испытания на прочность;
- снижение испытательного давления до максимального рабочего в верхней точке участка;
- проверку участка на герметичность;
- удаление из испытываемого участка воды.

В период подготовки к испытаниям испытываемый участок от смежных отключается линейной арматурой, монтируются узлы подключения к источникам газа, пуска и приема разделителя, устанавливаются контрольно-измерительные приборы.

Испытываемый участок заполняется природным газом или воздухом, давление в нем поднимается путем закачивания воды опрессовочными агрегатами.

Испытательное давление при комбинированном способе должно быть в верхней точке максимальным ($1,1 P_p$ при пневматическом испытании), а в нижней точке – максимальным испытательным давлением, принятым при гидравлическом испытании.

Продолжительность испытаний при комбинированном способе устанавливают таким же, как и при пневматическом. После испытаний участка трубопровода комбинированным способом из него полностью удаляется вода.

Раздел 13

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

13.1. Коррозия трубопроводов и ее разновидности

Коррозией металлов называют их разрушение в результате химического и электрохимического взаимодействия с коррозионной средой. Коррозия металлов, т. е. их окисление – это переход атомов металла из свободного состояния в химически связанное, ионное. При этом атомы металла теряют свои электроны, а окислители их принимают.

На подземном трубопроводе за счет неоднородности металла трубы и гетерогенности грунта (как по химическому составу, так и по физическим свойствам) возникают участки с различными электродными потенциалами, что обуславливает образование гальванических коррозионных элементов.

Коррозионная ситуация, в которой находится магистральный трубопровод в грунте, зависит от большого количества факторов, связанных с грунтовыми и климатическими условиями, особенностями трассы, условиями эксплуатации. К таким факторам относятся: влажность грунта, его химический состав, кислотность грунтового электролита, структура грунта, температура транспортируемого продукта.

Коррозия различается по видам и типам. Важнейшими видами коррозии являются: поверхностная (сплошная по всей поверхности), местная в виде раковин, язвенная и усталостное коррозионное растрескивание.

Два последних вида коррозии представляют наибольшую опасность для подземных трубопроводов. Поверхностная коррозия (рис. 13.1) лишь в редких случаях приводит к повреждениям, тогда как по причине язвенной коррозии происходит наибольшее число повреждений.

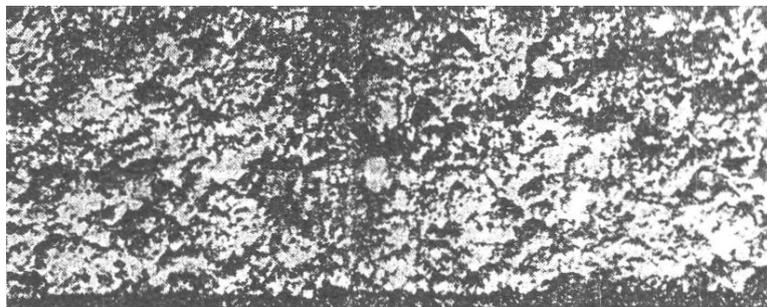


Рис. 13.1. Поверхностная коррозия металла трубопровода и сварного шва

По механизму протекания коррозионного процесса различают два типа коррозии – химическую и электрохимическую. Химическая коррозия – взаимодействие металла с коррозионной средой, при котором окисление металла и возобновление компонентов коррозионной среды происходят одновременно. При этом металл взаимодействует со средой, которая не проводит электрический ток.

Электрохимическая коррозия – это взаимодействие металла с коррозионной средой, при котором ионизация атомов металла и возобновление компонентов окисления коррозионной среды происходят не одновременно и их скорости зависят от электродного потенциала.

При электрохимической коррозии металл соприкасается с раствором и электролитом, проводящим электрический ток. Поскольку металл содержит примеси, то при его соприкосновении с электролитом образуются микроскопические гальванические элементы, в которых катодом выступают примеси, а анодом – сам металл. Образование гальванических элементов может возникнуть не только при наличии примесей, но также из-за неодинакового строения металла, разного состава раствора на отдельных участках металла. Подземные трубопроводы, проложенные непосредственно в земле, поддаются электрохимической коррозии, поскольку почва, в состав которой входят минералы и разнообразные органические вещества, образует с ними электролит и становится коррозионной средой.

Таким образом, на трубопроводе происходят процессы, характерные для электрохимической коррозии.

Коррозия является одной из основных причин разгерметизации подземных трубопроводов, вследствие образования на них различных

по величине каверн, трещин и разрывов, что может быть причиной аварий. Более 30 % отказов трубопроводов происходит из-за коррозии.

Поврежденные участки трубопроводов подлежат капитальному ремонту или замене. Поэтому, защита магистральных трубопроводов от коррозии – важнейшая задача по обеспечению эксплуатационной надежности и безопасности магистральных трубопроводов.

При защите трубопроводов от коррозии применяются пассивные и активные методы. Пассивный метод заключается в создании непроницаемого барьера между металлическим трубопроводом и окружающим грунтом. При этом на трубопровод наносится специальное защитное покрытие: битумные мастики, полимерные ленты, эпоксидная смола и др. С изоляцией магистральных трубопроводов защитными покрытиями мы знакомим читателя в разделе 9.

Практика показывает, что даже тщательно выполненное изоляционное покрытие в процессе эксплуатации теряет свои диэлектрические свойства, водоустойчивость, адгезию. Встречаются повреждения изоляции при засыпке трубопроводов в траншею, при их перемещениях, при воздействии корней растений. Кроме того, в покрытиях остается некоторое количество незамеченных при проверке дефектов. Следовательно, изоляционные покрытия не гарантируют необходимой защиты подземных трубопроводов от коррозии. Исходя из этого, в строительных нормах и правилах отмечается, что защита трубопроводов от подземной коррозии независимо от коррозионной активности грунта и района их прокладки, должна осуществляться пассивными (нанесением защитных покрытий) и активными (средствами электрохимической защиты – ЭХЗ) методами.

Суть активной защиты заключается в управлении электрохимическим процессом, протекающим на границе между металлом трубы и грунтовым электролитом.

Электрохимическая защита осуществляется катодной поляризацией трубопроводов. Если катодная поляризация производится с помощью внешнего источника постоянного тока, то такая защита называется катодной, если же поляризация осуществляется присоединением защищаемого трубопровода к металлу, имеющему более отрицательный потенциал, то такая защита называется протекторной.

13.2. Катодная защита магистральных трубопроводов

Одним из видов активного метода защиты трубопроводов от коррозии является метод катодной поляризации. В его основе лежит эффект снижения скорости растворения металла при смещении его коррозионного потенциала в область отрицательных значений относительно естественного потенциала. Установлено, что потенциал катодной защиты стали составляет $-0,85$ В, при этом естественный потенциал той же стали в грунте составляет $-0,55...-0,6$ В. Следовательно, для эффективной катодной защиты потенциал коррозии должен быть смещен на $0,25...0,30$ В в сторону отрицательных значений. Этого можно добиться, если пропускать между поверхностью трубы и прилегающим грунтом электрический ток. При этом необходимо добиться снижения потенциала в местах дефектов изоляции трубы до значений ниже $-0,9$ В. Данный метод приводит к значительному снижению скорости коррозии.

На практике катодную защиту трубопроводов осуществляют двумя основными методами: гальваническим и электрическим.

Гальванический метод катодной защиты путем применения магниевых анодов-протекторов называют протекторной защитой.

Электрический метод катодной защиты осуществляется путем применения внешнего источника постоянного тока, отрицательный полюс которого соединяется с трубой, а положительный – с анодным заземлением (рис. 13.2).

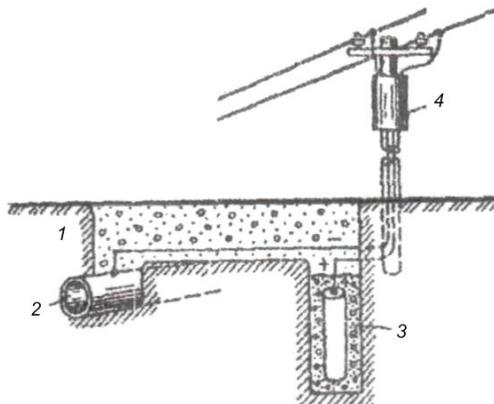


Рис. 13.2. Схема защиты трубопровода катодной поляризацией:
1 – почва; 2 – трубопровод; 3 – железный или графитовый электрод в земле;
4 – выпрямитель

При включении источника тока электрическая цепь замкнется через грунтовый электролит и на обнаженных участках трубопровода в местах повреждения изоляции начнется процесс катодной поляризации. Катодную защиту применяют для защиты трубопровода от грунтовой коррозии, от блуждающих токов, при нецелесообразности использования электродренажной защиты.

Назначением анодного заземления является подача в почву тока для защиты подземного трубопровода. Для анодного заземления ставят ряд требований: минимальное переходное сопротивление растекания тока; наименьшие габариты; изготовление из наиболее прочного недефицитного материала; простота монтажа; длительность работы в течение срока, обеспечивающего минимальные восстановительные работы; наименьшая стоимость. Заземление может быть изготовлено из любого токопроводящего материала: металла, графита, угля и т. д.

Для уменьшения потерь металла анодное заземление устанавливают в неагрессивные электропроводные засыпки из измельченной и утрамбованной коксовой или угольной крошки. В некоторых случаях применяют отходы электродного производства – графитовую крошку и шлак. Стеkanie электрического тока в почву из прессуемой коксованной засыпки не влечет растворения поверхности засыпки.

Характер электрохимических процессов, происходящих на поверхности анодного заземления, зависит от количества влаги при электродном слое заземления, что предопределено влажностью почвы. В засыпке не должно быть свободного грунтового электролита. Иначе на поверхности заземления появляется ток ионной проводимости и стальной электрод начинает разрушаться. По этой причине в почвах насыщенной влажности (для коренных песков – 20 %, супесей – 25 % и суглинков – 30 %), где с поверхностью стального электрода контактирует грунтовый электролит, применение коксовой засыпки неэффективно. Стальные электроды разрушаются с той же скоростью, что и без засыпки.

Для влажных и маловлажных почв интенсивность разрушения стальных электродов в коксовой засыпке предопределяется электрохимическим эквивалентом для стали в коксе, который в 40–50 раз меньше, чем для стали в почве, в зависимости от плотности анодного тока.

Для обеспечения одинаковой плотности тока и равномерного срабатывания по всей поверхности анодного заземления создают равномерную толщину и степень утрамбовки.

Для создания отрицательного потенциала на подземном магистральном трубопроводе используются станции катодной защиты. Одной из таких станций является «Минерва 3 000», разработка фирмы «Симплекс» и «Газ де франс» (Франция) совместно с «ВНИИГазом» (Россия) (рис. 13.3).

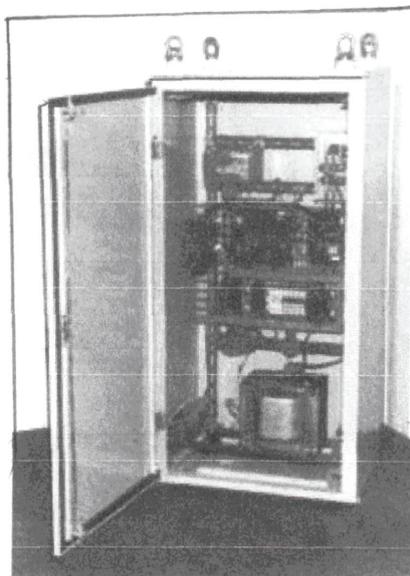


Рис. 13.3. Общий вид станции катодной защиты «Минерва 3 000»

Таким образом, при катодной защите, создав между поверхностью металла трубы и грунтом электрический ток, необходимо достигнуть снижения потенциала в дефектных местах изоляции труб до значения ниже критерия защитного потенциала, равного $-0,85$ В. В результате чего скорость коррозии снижается до 10 мкм в год.

Главным преимуществом катодной защиты с помощью внешних источников тока является малая зависимость от величины удельного сопротивления грунта и практически неограниченный энергетический ресурс.

13.3. Протекторная защита магистральных трубопроводов

При протекторной защите применяются те же средства, что и при катодной. Разница заключается лишь в том, что ток для защиты создается большим гальваническим элементом, в котором роль катода играет металлическая поверхность трубопровода, а роль анода – более электроотрицательный металл. Протекторную защиту еще называют катодной защитой гальваническими анодами. При этом положительный полюс находится на защищаемой поверхности, а отрицательный – на разрушаемом аноде.

Активным материалом гальванического элемента является протектор. Внешней цепью (нагрузкой) такого элемента является соединительный провод, а электролитом – почва (рис. 13.4).

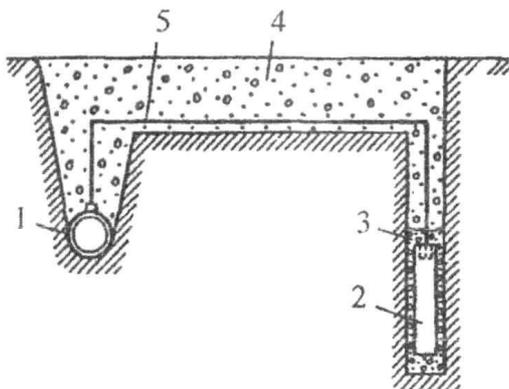


Рис. 13.4. Схема протекторной защиты трубопровода:
1 – трубопровод; 2 – магниевый анод; 3 – засыпка; 4 – почва; 5 – кабель

Мощность, создаваемая одной гальванической парой небольшая, поэтому для защиты отдельного участка трубопровода устанавливается с определенным интервалом ряд гальванических анодов.

Для защиты магистральных трубопроводов в качестве анодного металла используют магний, цинк и алюминий.

Сравнивая основные свойства магния, алюминия и цинка, более эффективными материалами по количеству электрической энергии, получаемой из единицы веса, является алюминий и магний, причем по величине создаваемой движущей силы следует отдать

преимущество магнию. В то же время магний характеризуется немного повышенной скоростью растворения в сравнении с алюминием.

Повышение эффективности действия протекторного устройства достигается погружением его в специальную смесь солей, называемую «заполнителем» или активатором.

При использовании заполнителя обеспечивается стабильный во времени ток в цепи «протектор–трубопровод» и большее значение коэффициента полезного действия (срок эксплуатации протектора).

Основными компонентами заполнителей является гипс, глина, эпсомит, мирабилит. Применение протекторной защиты в качестве катодной ограничено, она эффективна лишь в низкоомных грунтах.

13.4. Защита магистральных трубопроводов от блуждающих токов

Большую коррозионную опасность магистральным трубопроводам создают блуждающие токи. Основными источниками блуждающих токов являются рельсовые сети электрифицированной железной дороги, а также линии электропередач постоянного тока (ЛЭП ПТ).

Наиболее мощными и распространенными источниками блуждающих токов являются линии электрифицированных железных дорог. Известно, что положительный полюс источника питания на электрических железных дорогах постоянного тока подключается к контактному проводу, а отрицательный – к ходовым рельсам. При такой схеме тяговый ток от положительной шины тяговой подстанции по питающей линии поступает в контактный провод, а оттуда через токоприемник к двигателям электровоза или мотор-вагонной секции и далее через колесные пары, рельсы и землю в линию к минусовой шине (рис. 13.5).

Величина стекающего в землю тока, называемого блуждающим, тем больше, чем меньше переходное сопротивление между рельсами и землей и чем больше продольное сопротивление рельсов. В некоторых случаях величина блуждающих токов в земле может достигать 70–80 % от общей величины тягового тока.

Интенсивность блуждающих токов и их влияние на подземные трубопроводы зависит от таких факторов, как: переходное сопротивление рельс–земля; продольное сопротивление ходовых

рельсов; количество поездов на перегоне; расстояние между тяговыми подстанциями; удельное электрическое сопротивление грунта; расстояние и расположение трубопровода относительно пути; переходное и продольное сопротивления трубопровода.

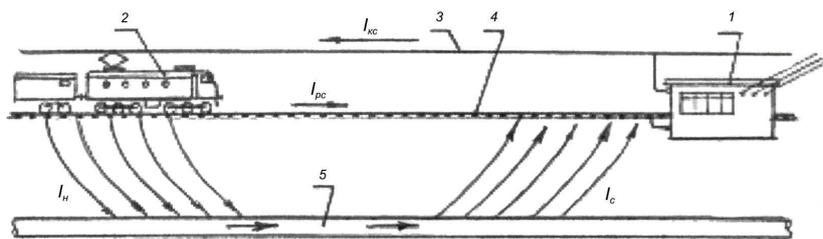


Рис. 13.5. Схема возникновения блуждающих токов на железной дороге с электрической тягой на постоянном токе:

1 – тяговая подстанция; 2 – нагрузка; 3 – контактная сеть; 4 – ходовая рельсовая сеть; $I_{кс}$ – ток в контактной сети; $I_{рс}$ – ток в ходовой рельсовой сети; I_n – натекающий ток на трубопровод; I_c – стекающий ток с трубопровода

Предотвратить или избежать действия блуждающих токов на магистральный трубопровод можно применяя дренажную защиту. Дренажная защита трубопроводов от электрокоррозии обеспечивается отводом блуждающих токов от защищаемого сооружения к источнику этих токов. Дренаж осуществляется путем электрического соединения трубопровода через дренажное устройство с отрицательной шиной тяговой подстанции или с отсасывающим пунктом, или с рельсами электрифицированного транспорта. Электрический дренаж, соединяя трубопровод с тяговыми рельсами, создает разность потенциалов трубопровод–рельс, возникающую в результате работы электрифицированного транспорта. Протекание дренажного тока создает смещение потенциала трубопровод–земля на подземном сооружении. Подбором значения сопротивления дренажного соединения можно достичь необходимого защитного потенциала на сооружении (рис. 13.6).

Электрические дренажи могут быть прямые, поляризованные и усиленные. Прямой электрический дренаж обладает двусторонней проводимостью, т. е. ток беспрепятственно протекает как с трубопровода в рельсовую сеть, так и в обратном направлении. Поляризованный дренаж отличается от прямого тем, что

обеспечивает протекание тока по дренажному соединению только в одном направлении – с трубопровода в рельсы.

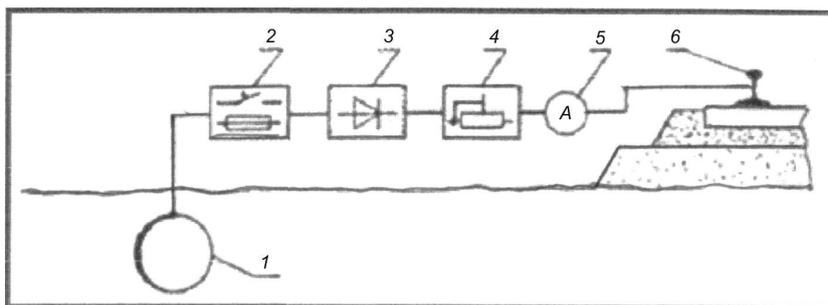


Рис. 13.6. Схема поляризованной дренажной защиты:

1 – трубопровод; 2 – устройство защиты от максимальных токов; 3 – поляризованный элемент; 4 – устройство для регулирования тока; 5 – амперметр с шунтом; 6 – рельсовая сеть электрифицированной железной дороги

Усиленный дренаж представляет собой катодную станцию, подключаемую отрицательным полюсом к защищаемому сооружению, а положительным полюсом – к рельсам влияющей электрифицированной железной дороги или трамвая. Такой дренаж, кроме отвода тока в одном направлении, усиливает эффективность дренажной защиты катодной установкой, в которой анодным заземлением являются рельсы.

Поляризованные дренажные установки по принципу действия делятся на два типа: электромагнитный и вентильный.

Преимуществом вентильных дренажей в сравнении с электромагнитными является чувствительность к повышению температуры и к мгновенным перегрузкам по напряжению и току в прямом и обратном направлениях, что предопределено характеристикой вентильных элементов. Кроме того, электромагнитная дренажная установка не может быть применена для усиленного дренажа.

Раздел 14

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Сооружая магистральные трубопроводы, человек изменяет окружающую среду, вмешивается в естественные процессы, протекающие на земле и под землей, ускоряя или замедляя их, а в некоторых случаях, изменяет и придает им другое направление.

14.1. Влияние строительства магистральных трубопроводов на окружающую среду

Трассы магистральных трубопроводов прокладываются в различных природно-климатических зонах, отличающихся геологией, гидрогеологией, географическим ландшафтом, характером, размерами последствий от воздействий на окружающую среду.

При строительстве и эксплуатации магистральные трубопроводов на грунтовую среду, растительный покров, животный мир, подземные и поверхностные воды, приземный слой атмосферы оказывается определенное влияние (табл. 14.1).

Таблица 14.1. Классификация компонентов окружающей среды и воздействий на них магистральные трубопроводов

Характеристики воздействий	Компоненты окружающей среды			
	Почвенно-растительный покров и рельеф местности (ПРП)	Животный мир	Приземный слой атмосферы	Поверхностные и грунтовые воды
Тип: механическое и тепловое	Разрушение Загрязнение	Уничтожение пастбищ, ограничение перемещений	Загрязнение	Разрушение берегов и русла рек, загрязнение, воды
Источники: технология и техника сооружения и эксплуатации, конструктивные решения сооружения трубопроводов	Утечки	Разрушение и загрязнение ПРП и воздуха	Утечка газа, пожары на трубопроводах	Утечки нефти и нефтепродуктов
Последствия	Развитие эрозии, оползней, термокарстов, заболачивание, снижение биологической продуктивности	Сокращение поголовья животных, ухудшение условий миграции, питания и размножения	Подавление роста растений, интоксикация населения	Активизация русловых процессов, ухудшение качества воды, условий обитания водных организмов

Источником воздействий магистральных трубопроводов на окружающую среду могут быть транспорт, строительно-монтажная техника, перекачиваемый продукт (нефть, газ, нефтепродукты) или продукты его сгорания, тепло транспортируемой по трубопроводу среды, конструкция трубопровода и т. д.

Все воздействия строительства трубопроводов на окружающую среду кроме классификации, приведенной в табл. 14.1, подразделяются на прямые и косвенные, длительные и кратковременные, а последствия – на обратимые и необратимые (рис. 14.1).

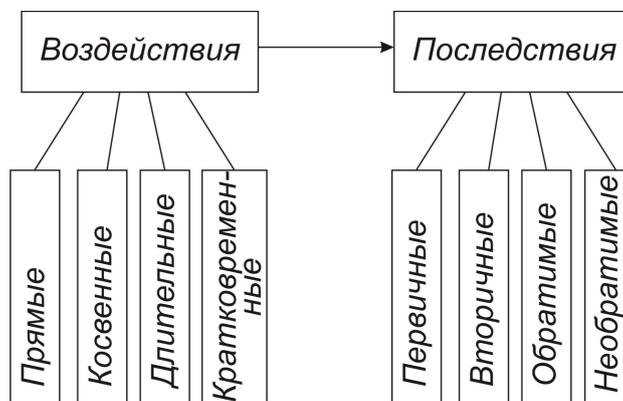


Рис. 14.1. Классификация воздействий строительства трубопроводов на окружающую среду и их последствия

Воздействия на окружающую среду проявляются в виде механического разрушения, загрязнения, теплового влияния и т. п. Например, при подготовительных работах на трассе (расчистке и планировке) прямым воздействием является нарушение микро- и макрорельефа, а косвенным – сокращение пастбищных площадей. В этом случае имеют место первичные и вторичные воздействия: первичные – развитие эрозии, оврагов, термокарста, вторичные – ухудшение питания животных.

Примером длительного воздействия на окружающую среду (на грунт) может быть тепловое влияние нефтепроводов на многолетнемерзлые грунты. К кратковременному воздействию относится загрязнение атмосферы в результате аварийных выбросов газа или сжигания нефти.

Как видно из рис. 14.1 последствия могут быть обратимые и необратимые. К обратимым относятся такие, которые могут быть ликвидированы, а окружающая среда при этом восстановлена. Так, при проведении земляных работ на трассе, в процессе подготовки строительной полосы плодородный слой земли снимается и транспортируется в отведенную для этого зону, а после проведения всех строительно-монтажных работ – восстанавливается. Такие последствия как деформация русла реки, термокарсты, оползни, которые приводят к трудновосстанавливаемым работам, относятся к необратимым.

С увеличением объема строительства магистральных трубопроводов в условиях болот, вечномерзлых грунтов, горных условиях и условиях морских глубин увеличивается нагрузка на окружающую среду, а главное, изменяются показатели качества окружающей природной среды.

Строительство магистральных трубопроводов в горной местности связано с вырубкой леса (шириной полосы 30–35 м), рытьем траншей на склонах, подрезкой склонов полками (шириной до 12 м). Все это нарушает естественный сток поверхностных и грунтовых вод, способствует развитию эрозии почв, нарушает механическую устойчивость склонов, способствует развитию и активизации оползневых явлений, увеличивает селевую опасность района.

Имели место случаи, когда оползневые явления приводили к разрыву труб, смещению опор балочных переходов, что влекло за собой перерывы в поставках нефти и газа, загрязнение водоемов, нанесение ущерба окружающей среде.

Большие проблемы возникают при прокладке магистральных трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах. Нарушение в процессе строительства трубопроводов гидротермического режима многолетнемерзлых грунтов резко активизирует геокриологические процессы, приводящие к деградации мерзлоты (растрескивание, термокарст, трение).

Ущерб окружающей среде наносится и при продувке и испытаниях трубопроводов. При продувке воздухом из трубопровода с очистными поршнями выбрасывается струя пыли и окалины в количестве 1,0–1,65 кг на каждый метр трубопровода. При продувке газом, помимо выброса загрязнений, существует опасность возникновения пожара, а также вредного химического воздействия на

флору и фауну. Гидравлические испытания также связаны со сложными (с точки зрения охраны природы) проблемами. При испытаниях с промывкой из природных водоемов забирается большое количество воды (до 175 тыс. м³ на каждые 100 км трубопровода диаметром 1420 мм). При удалении воды из трубопровода, она в таком же количестве, к тому же с загрязнениями, сливается в реки, озера или прямо в грунт. В результате происходит засорение водоемов, размыв прилегающей к трассе территории.

Несомненно, большой ущерб окружающей среде наносят аварии на магистральных трубопроводах. Ежегодно в мире случается более 1500 аварий на трубопроводах. В результате аварий происходит загрязнение воздушного бассейна, водоемов, источников питьевой воды, грунтовых вод, земель сельскохозяйственных угодий. В основном аварии происходят по причине старения металла труб, внутренней коррозии, дефектов в сварных соединениях и др. Попадая в водоемы и морские акватории, нефть и нефтепродукты губительно влияют на флору и фауну, приводят к массовой гибели рыб и других морских обитателей. Часть поверхностей морей покрывается нефтяной пленкой. Катастрофически загрязняются Черное, Азовское, Балтийское, Каспийское моря от нефтеналивных судов, терминалов, морских трубопроводов и т. п.

Следовательно, необходима комплексная система обоснованных конструктивных, технологических, организационных и правовых мероприятий, направленных на уменьшение отрицательного воздействия, восстановление и улучшение состояния и рационального использования природных ресурсов в процессе сооружения и эксплуатации магистральных трубопроводов и их объектов.

14.2. Основные мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистральных трубопроводов

В проблеме охраны окружающей среды при строительстве магистральных трубопроводов выделяются следующие задачи: разработка научно обоснованных принципов выбора проектных решений строительства магистральных газо- и нефтепроводов, позволяющих предотвратить или минимизировать отрицательные воздействия на природные компоненты; совершенствование технологии и технических средств для сооружения газо- и нефтепроводов с учетом требований по охране природной среды; повышение надежности трубопроводов с целью сокращения

аварийных потерь транспортируемых продуктов; прогнозирование взаимодействия природных компонентов и трубопроводов в процессе их эксплуатации; разработка методов восстановления состояния природных компонентов, нарушенных в результате прокладки и эксплуатации газо- и нефтепроводов; оценка ущерба окружающей природной среде при строительстве и эксплуатации магистральных газонефтепроводов.

В первую очередь проектные решения и технология строительства магистральных трубопроводов, технические средства и организационные мероприятия должны быть экологически безопасными и основываться на принятых в странах законодательствах: земельном, лесном, водном, об охране атмосферного воздуха, животного мира и др.

Основной объем работ по строительству магистральных трубопроводов: подготовительных, сварочно-монтажных, земляных, изоляционно-укладочных проводится в пределах отведенной строительной полосы с рекультивацией.

Главной целью рекультивации является возможность хозяйственного использования нарушенных территорий. Рекультивация земель рассматривается не только как система мероприятий по восстановлению площадей продуктивных угодий, но и как важное условие сохранения природной среды.

Требование сохранения почвы обусловлено тем, что она является важнейшим жизнеобеспечивающим ресурсом, на создание которого потребовались тысячелетия. Так, на образование слоя почвы в 1 см в среднем требуется 1 500 лет.

Подготовительные работы, выполняемые при прокладке магистральных трубопроводов на пересеченной местности, являются частой причиной активизации эрозионных и оползневых явлений, что обуславливает необходимость проведения превентивных и защитных мероприятий по повышению устойчивости склонов. Такие мероприятия осуществляются также при пересечении трубопроводом участков, подверженных эрозионным и оползневым процессам до начала строительства.

Строительство трубопроводов в горных районах относится к строительству в сложных условиях. Горные районы весьма чувствительны к нарушениям природного равновесия при вмешательстве человека и производстве строительных работ. При выполнении строительного-монтажных работ разрабатываются

мероприятия по повышению устойчивости склонов с целью предотвращения возникновения оползней на еще неподвижном склоне или прекращения смещения сползающих масс. На практике нашли применение следующие способы:

- переустройство склонов и откосов – уполаживание, срезка верхней части, террасирование, уменьшение мощности оползня;
- механическое удерживание сползающих масс – устройство подпорных стенок, забивка свай. Бурунабивные сваи заглубляются ниже поверхностей скольжения в коренные породы;
- регулирование поверхностного стока нагорными канавами поверхностных вод до их поступления на оползень;
- крепление склонов и откосов – одерновка, посадка деревьев.

Выбор конкретного мероприятия или их комбинации зависит от совокупности факторов – типа склона и оползневого процесса, стадии его развития и характеристики пород, вида и состояния растительного покрова, расположения и мощности водоносных горизонтов, интенсивности и периодичности поверхностного водостока, характера и уровня нагружения склона искусственными сооружениями и т. п.

При строительстве трубопроводов в горных условиях применяются также различные конструктивные решения, отличающиеся от подземной прокладки. Так в горах средней Азии на очень крутых продольных склонах (до 80 °С) осуществлялась надземная прокладка трубопроводов с применением в скале анкеров, хомутов и растяжек. На Кавказе была осуществлена прокладка газопровода на роликовых опорах в тоннелях. Надземная прокладка широко применялась при строительстве магистральных трубопроводов в Карпатах. При пересечении ущелий, оврагов применялись балочные переходы и подвесные системы переходов.

В результате исследований, проведенных ВНИИСТом, ИФИНГом и другими организациями, при строительстве в Карпатах магистральных трубопроводов «Союз», «Прогресс» и «Дружба» были разработаны рекомендации, вошедшие как дополнения к СНИП в виде таких схем:

Схема I:

- на участках, где возможно сползание грунта, должен выполняться расчет устойчивости для поверхностного переувлажненного слоя и слоя естественной влажности и с учетом отвода поверхностных и грунтовых вод;

- осушение склона может быть осуществлено дренажной траншеей, совмещенной с лотками;
- в случае неустойчивости склона после выполнения мероприятий по водоотводу, должны быть запроектированы мероприятия по повышению механической устойчивости склона;
- подпорные стенки должны проектироваться с настенным дренажем или с дренажными отверстиями;
- траншея на участках, опасных в оползневом отношении, должна иметь уклон, обеспечивающий быстрый отток воды из нее;
- в пониженных местах должен быть обеспечен отток воды из траншеи небольшими поперечными дренажными траншеями с уклоном в сторону склона;
- если в основании трубопровода лежат хорошо фильтрующие грунты, то на дно траншеи должен быть уложен слой глины – 10 см, а по нему – 10 см хорошо фильтрующего грунта;
- при неустойчивости нижнего склона после осушительных мероприятий на нем должна быть предусмотрена подпорная стенка, расположенная сразу же у края полки, препятствующая оползанию полки.

Схема II:

- полоса вырубki леса или кустарника должна быть минимальной;
- растительный слой грунта должен быть снят отдельно и уложен на склоне после окончания работ;
- отвод поверхностных и грунтовых вод осуществляется дренажными траншеями, которые могут быть совмещены с лотками;
- перемычки в траншеях в таких условиях должны быть бутобетонными с обязательными дренажными отверстиями в них или дренажом перед ними; перемычки должны выполняться с заделкой не менее, чем на 1,0 м в ненарушенный грунт со стороны бортов траншеи и, по возможности, в основание;
- перемычки должны устраиваться с превышением над поверхностью земли на 0,8–1,0 м или не менее, чем на 1,5 м над верхом трубы, для обеспечения террасирования склона и уменьшения его общего уклона.

Схема III:

- главным и первоочередным мероприятием при устройстве площадок на склоне является отвод поверхностных и грунтовых вод от территории подрезки, что должно быть выполнено до начала всех

работ на склоне. Это осуществляется нагорной канавой или системой поверхностных лотков, совмещенных с дренажной траншеей. Такое мероприятие защитит подготавливаемую для строительства площадку от обводнения и повысит устойчивость склона.

- снятый при подготовке территории грунт должен укладываться в нижней части склона с уплотнением.

Экологически сложной технологией является прокладка трубопроводов через водные преграды, а в последние годы и при строительстве морских трубопроводов. При строительстве переходов трубопроводов через водные преграды (реки, озера, водохранилища) часто встречаются донные скальные породы, разрыхление которых производится с помощью взрывных работ. Производство взрывных работ под водой, или на прибрежных участках водоема отрицательно влияет на ихтиофауну, нанося ей ущерб в результате поражающего действия гидроударной и сейсмической волн, степень которого зависит от места проведения взрывов (в русле или на берегу), гидрогеологической характеристики водной преграды, вида заряда и его величины, а также от технологии выполнения взрывных работ.

Для обеспечения сохранности ихтиофауны и ограждения мест подводных взрывов разработаны экранирующие устройства. Одним из таких устройств, позволяющих гасить гидроударные волны, является экран, разработанный в Институте геофизики НАН Украины (рис. 14.2).

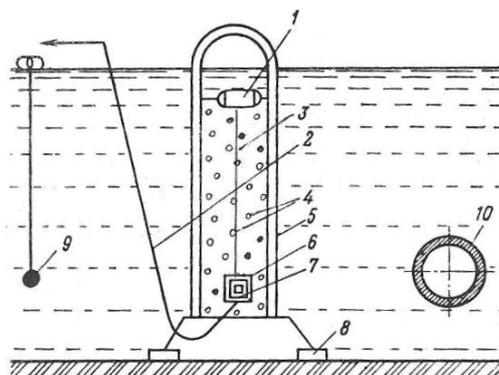


Рис. 14.2. Схема экранирования для снижения интенсивности гидроударных волн:
 1 – поплавок; 2 – электропровод к источнику тока для дистанционного освобождения пакета; 3 – шнур; 4 – пузыри воздуха; 5 – эластичная оболочка; 6 – контейнер;
 7 – пакет с газовыделяющим веществом; 8 – балласт; 9 – заряд аммонита № 6ЖВ;
 10 – защищаемый объект

Экран представляет собой полиэтиленовую оболочку, содержащую внутри пакет с газовыделяющим веществом. При помощи балласта экран устанавливается на границе раздела дно–вода. Непосредственно перед взрывом содержимое пакета дистанционно освобождается, смешивается с водой и оболочка экрана наполняется пузырьками газа. В качестве газообразующего реагента используется карбид кальция.

Различные методы создания экранов применяются и в зарубежной практике. Способ защиты водной среды при взрывах с использованием воздушно-пузырьковой завесы применяется также и в ФРГ.

Большое значение для снижения ущерба рыбному хозяйству должно придаваться в процессе проектирования подводных трубопроводов, когда при выборе створов переходов следует принимать во внимание зоны нерестилища ценных пород рыб, постоянные скопления их в реках и другие факторы. Проектом необходимо предусматривать перерыв в ведении взрывных работ на период хода рыбы на нерест.

При строительстве переходов через водные преграды происходит разрушение берегов рек и нарушается подводная ландшафтная зона. Все эти проблемы могут быть решены бестраншейной технологией прокладки трубопроводов – горизонтально-направленным бурением. Специальная буровая установка пробуривает под водой скважину с одновременным прокладыванием трубопровода (рис. 14.3).

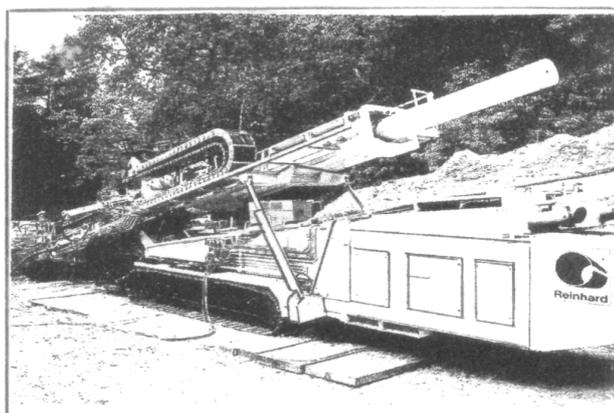


Рис. 14.3. Общий вид буровой установки

На рис. 14.4 приведена бестраншейная прокладка трубопровода под рекой.

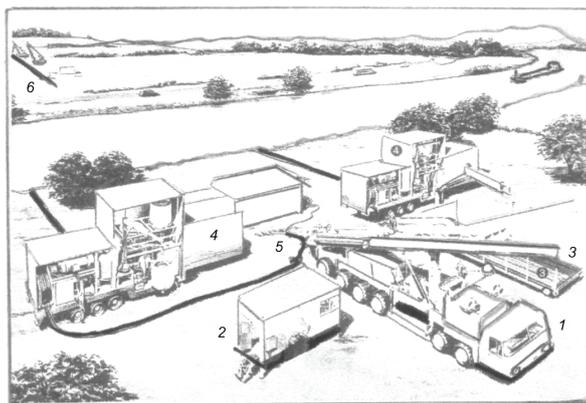


Рис. 14.4. Бестраншейная прокладка трубопровода под рекой:
1 – буровая установка; 2 – пост управления; 3 – стеллаж для труб; 4 – обслуживающий блок; 5 – старт (заглубление трубы); 6 – финиш (выход трубы)

Прокладка морских глубоководных магистральных трубопроводов сопряжена с решением комплекса проблем, связанных с окружающей средой. Главная из них – проведение экологического мониторинга, состоящего из наблюдений за состоянием основных компонентов окружающей среды: природными водами, донными отложениями, геологической средой, животным и растительным миром, а также наблюдений за источниками и факторами антропогенного воздействия.

Такая комплексная работа проводилась в период подготовки, проектирования и строительства уникального морского газопровода «Северный поток», проложенного по дну Балтийского моря. Проектирование газопровода проводилось с учетом всех экологических аспектов и разработкой системы экологического мониторинга (рис. 14.5).

На основании результатов многолетнего экологического мониторинга вдоль трассы газопровода, проведенного странами Балтийского региона, был сделан вывод, что с учетом принятых природоохранных мер «Северный поток» не окажет существенного воздействия на окружающую среду. По итогам строительных работ экологическое воздействие газопровода практически отсутствует.



Рис. 14.5. Отбор проб донных осадков Балтийского моря

Во время прокладки газопровода было исследовано 40 тыс. км дна Балтийского моря, что примерно равняется окружности Земли.

Раздел 15

СОСРЕДОТОЧЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В предыдущих главах мы знакомили читателя с линейной частью магистральных трубопроводов: что собой представляет сам трубопровод, его конструктивные особенности, технология и организация строительства трубопровода.

Однако, читателю уже известно, что в состав магистрального трубопровода входят и такие объекты, как компрессорные и нефтеперекачивающие станции, резервуарные парки и подземные газонефтехранилища (мы их назвали сосредоточенные).

Об этих объектах и пойдет речь в этом разделе.

15.1. Компрессорные станции

Компрессорным станциям (КС) отводится важная роль в комплексе сооружений магистрального газопровода. Они предназначены для повышения давления (компримирования)

природного газа с давления входа до давления на выходе, обусловленных проектными данными. Благодаря компрессорным станциям газ по газопроводу транспортируется на десятки тысяч километров, пересекая реки, озера, моря, болота, вечную мерзлоту, горные перевалы, регионы и континенты.

Сегодня газотранспортная система России имеет в своем составе более 250 компрессорных станций с мощностью газоперекачивающих агрегатов 42 млн. кВт. В Украине по магистральным трубопроводам газ перекачивают 121 компрессорная станция с общей мощностью 5,5 млн. кВт.

По назначению компрессорные станции подразделяются на головные и линейные (промежуточные). Головная КС находится в начальной точке магистрального газопровода и входит в состав его главных сооружений. По трассе магистрального газопровода через 100–150 км располагаются линейные КС, компенсирующие снижение давления в трубопроводе и поддерживая его на расчетном уровне.

Давление газа, поддерживаемое в газопроводе компрессорными станциями, составляет 5,5–7,5 МПа. Мощность станций – до 100 тыс. кВт, суточная производительность – до 300 млн. м³ и более.

Компрессорная станция – это сложное инженерное технологическое сооружение с множеством оборудования, средств автоматики, контроля различных параметров и др. В состав оборудования КС входят: узел подключения КС к магистральному газопроводу, камеры запуска и приема очистных устройств, установка очистки газа (пылеуловители, фильтры); установка охлаждения газа; газоперекачивающие агрегаты (ГПА); технологические трубопроводы; запорная арматура; вспомогательное и энергетическое оборудование; система управления и телемеханики; оборудование электрохимической защиты.

На рис. 15.1 показана принципиальная технологическая схема компрессорной станции.

Газ из магистрального газопровода поступает в блок фильтров-пылеуловителей 2, где очищается от механических примесей, влаги и конденсата. Затем газ для компримирования направляется в газоконпрессорный цех 1, где размещаются газоперекачивающие агрегаты. После выхода из компрессорного цеха газ поступает в аппараты воздушного охлаждения (АВО) 4 и через обратный клапан поступает в магистральный газопровод.

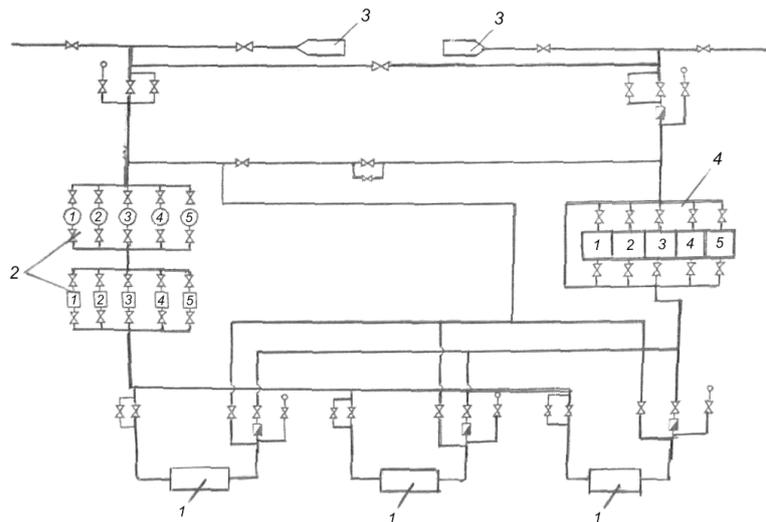


Рис. 15.1. Технологическая схема компрессорной станции:
 1 – газоперекачивающие агрегаты (ГПА); 2 – фильтры-пылеуловители; 3 – камеры запуска и приема очистных устройств; 4 – аппараты воздушного охлаждения

Компрессорный цех – основа компрессорной станции. В зависимости от числа ниток магистральных газопроводов КС состоит из одного, двух и более компрессорных цехов, оборудованных одним или несколькими типами газоперекачивающих агрегатов. Как правило, каждый цех КС работает на свой газопровод.

Газоперекачивающие агрегаты состоят из одно- или двухступенчатого центробежного нагнетателя и привода (газовой турбины или электродвигателя). Нагнетатель представляет собой одно- или двухступенчатый компрессор.

В компрессорных станциях используют два типа нагнетателей – полнонапорные, позволяющие создавать степень сжатия до 1,45–1,50 и неполнонапорные, обеспечивающие степень сжатия 1,23–1,25.

В зависимости от типа центробежных нагнетателей, используемых на КС, различают две принципиальные схемы обвязок ГПА:

- схему с параллельной коллекторной обвязкой, характерную для полнонапорных нагнетателей;
- схему с последовательной обвязкой, характерную для неполнонапорных нагнетателей.

Мощность нагнетателей колеблется от 4 до 25 МВт.

Газ, поступающий в центробежные нагнетатели ГПА, необходимо очищать от механических примесей, влаги и конденсата. Наличие механических примесей в газе может вызвать повреждение центробежных нагнетателей. Кроме того, при использовании газотурбинного привода необходима очистка от механических примесей и конденсата газа, сжигаемого в основных газовых турбинах ГПА (топливного газа), пусковых турбинах ГПА (пускового газа) и направляемого в приборы системы контроля и автоматики (импульсного газа). Очистку выполняют на специальных установках подготовки топливного, пускового и импульсного газа.

Установка для очистки газа от механических примесей и конденсата состоит из определенного числа пылеуловителей и трубной обвязки. На КС мощностью до 100 МВт обычно в состав установки входят пять-шесть вертикальных сепараторов-пылеуловителей. На КС магистральных газопроводов используют масляные («мокрые») и циклонные («сухие») пылеуловители.

Охлаждение газа после компримирования осуществляется на специальных аппаратах воздушного охлаждения.

На узле подключения КС установлены камеры приема и запуска очистного устройства магистрального газопровода. Эти камеры необходимы для запуска и приема очистного устройства, которое проходит по газопроводу и очищает его от механических примесей, влаги и конденсата. Очистное устройство представляет собой поршень со щетками или скребками, движущийся до следующей КС в потоке газа за счет разности давлений до и после поршня.

Объекты компрессорной станции, в которых происходит очистка, компримирование и охлаждение (т. е. пылеуловители, газоперекачивающие агрегаты и аппараты воздушного охлаждения) называются основными. К вспомогательным относятся: системы водоснабжения, канализации, связи, телемеханики и электроснабжения.

Таким образом, КС магистрального трубопровода состоит из большого числа связанных между собой технологических объектов.

Компрессорные станции магистральных трубопроводов проектируются и сооружаются в блочно-комплектном исполнении. Это означает, что газоперекачивающие агрегаты, основное и вспомогательное оборудование поставляются в виде полностью подготовленных к монтажу блоков.

Основное преимущество блочно-комплектных КС – установка агрегатов и другого технологического оборудования, а также аппаратуры в отдельных функциональных блоках, выполненных в виде транспортабельных монтажных блоков, блок-боксов и блок-контейнеров, изготавливаемых и испытываемых на монтажно-комплектовочных базах и в полностью собранном виде доставляемых на строительные площадки.

Монтажные блоки представляют собой комплект оборудования трубопроводов, средств измерения и автоматики, смонтированных на общей раме. Блок-боксы – транспортабельные здания, в которых можно размещать технологические установки и инвентарное оборудование. Блок-контейнеры представляют собой технологические установки с индивидуальным укрытием.

Газоперекачивающие агрегаты с электродвигателем размещают в общем здании компрессорного цеха. ГПА с приводом от стационарных газовых турбин, а также с приводом от судовых газотурбинных установок устанавливают в индивидуальных зданиях, причем каждый агрегат монтируется в отдельном здании. Газоперекачивающие агрегаты от авиационных газовых турбин размещают в блок-контейнерах, т. е. транспортабельных габаритных укрытиях, в которых блоки ГПА устанавливаются на заводе-изготовителе.

Все работы по сооружению компрессорных станций принято разделять на две группы: работы нулевого цикла и работы наземного цикла. К работам нулевого цикла относят подготовку строительной площадки, земляные работы, работы по устройству фундаментов под здания, перекачивающие агрегаты и технологическое оборудование, работы по сооружению подземных трубопроводов и инженерных коммуникаций.

К работам наземного цикла относят работы по возведению зданий компрессорных цехов и вспомогательных зданий, монтажные работы по установке и закреплению на фундаментах в проектом положении перекачивающих агрегатов, технологического оборудования, надземных и наземных технологических трубопроводов и коммуникаций энергетических объектов, систем связи, телемеханики, водоснабжения, канализации. Работы по монтажу систем водоснабжения, канализации, энергоснабжения, связи, телемеханики относят к специальным строительным работам.

Для зданий компрессорного цеха, вспомогательных зданий, блок-боксов и блок-контейнеров технологического оборудования широко применяют свайные фундаменты с железобетонными и стальными ростверками и безростверковые. Наряду с этим используют плитные и насыпные (типа подушек) фундаменты.

Монтаж зданий компрессорных цехов выполняют в следующей последовательности: монтаж стального каркаса зданий; монтаж ограждающих конструкций стен и крыши; отделочные работы в здании. Стальной каркас здания обычно выполняют не из отдельных элементов (колонн, балок-ригелей), а из предварительно собранных блоков. Каждый блок состоит либо из двух колонн, подкрановой балки и связей (колонный блок), либо из двух стропильных балок-ригелей и связей (блок покрытия). Применение блочного монтажа зданий позволяет ускорить его процесс. Монтаж здания ведут самоходным монтажным краном с гусеничным или колесным ходом, перемещающимся вокруг здания. Этим же краном ведут монтаж ограждающих конструкций – трех- или двухслойных стеновых и кровельных панелей.

Для ускорения монтажа с помощью специальных траверс осуществляют одновременный подъем трех-четырёх панелей с последовательной их установкой в проектное положение. Кроме того, при монтаже стеновых панелей применяют специальный сборочный кондуктор (приспособление), на котором в горизонтальном положении на земле собирают на всю высоту стены полосу панелей и затем путем поворота устанавливают полосу панелей в проектное положение. После окончания монтажа в здании перекачивающих агрегатов и оборудования приступают к выполнению работ по устройству пола и к отделочным работам. Наиболее распространены полы с покровным слоем типа «террацо». При устройстве такого пола на бетонную подготовку укладывают выравнивающий слой – цементно-песчаную стяжку, а на стяжку – мозаичную смесь (цементно-песчаный раствор с добавкой мраморной крошки).

Монтаж газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях – наиболее ответственная и трудоемкая монтажная операция. Это связано с большой массой монтажных элементов (до 160 т) и необходимостью ювелирной точности монтажа.

Газоперекачивающие агрегаты с приводом от авиационных турбин ГПА-Ц-6,3 и ГПА-Ц-16 доставляются из заводо-изготовителей в виде отдельных блоков, установленных в блок-

контейнерах и полностью готовых к работе. В связи с этим, монтаж таких газоперекачивающих агрегатов сводится к установке на свайные или плиточные фундаменты блок-контейнеров ГПА в определенной последовательности.

При размещении газоперекачивающих агрегатов с приводом от стационарных турбин в общих зданиях (для ГПА-СТД-12 500) и индивидуальных зданиях, применяют два типа монтажа: монтаж агрегатов до монтажа здания, монтаж агрегатов после монтажа здания.

При использовании первого метода создаются условия для механического монтажа с использованием самоходных монтажных кранов необходимой грузоподъемности и при малой длине вылета стрелы. Однако, при этом на качество монтажа сильно влияет температура окружающей среды и атмосферные осадки. При втором методе ухудшаются условия монтажа, так как внутри одноэтажных зданий малой площади и высоты невозможно применять самоходные монтажные краны. На практике, при возможности, применяют первый метод.

Блоки перекачивающих агрегатов доставляют на трейлерах непосредственно на фундамент с последующим подъемом на высоту 300–400 мм от уровня платформы трейлера. После этого трейлер выводят из-под блока за пределы платформы, а сам блок плавно опускают на опорную поверхность фундамента.

Для газоперекачивающих агрегатов с приводом от судовых газовых турбин газовая турбина доставляется отдельным блоком в транспортном контейнере. Центробежный нагнетатель также доставляется отдельным блоком. Монтаж ГПА этого типа ведется в следующем порядке. Сначала монтируют отдельное здание для укрытия агрегата. Потом на фундамент с помощью монтажного крана или крана-трубоукладчика большой грузоподъемности устанавливают центробежный нагнетатель. Далее в транспортном контейнере проводят монтаж газотурбинного двигателя. Для того, чтобы доставить газотурбинный двигатель массой 40 т в готовое индивидуальное здание, применяют инвентарные катки, перемещающиеся по рельсовому пути. С помощью лебедок двигатель на катках перемещается на фундамент.

После установки перекачивающего агрегата проводят проверку агрегата в вертикальной и горизонтальной плоскостях, подливку

фундамента мелкозернистой бетонной смесью и закрепление с помощью фундаментных (анкерных) болтов.

На компрессорной станции, кроме основных сооружений, монтируется большое количество технологического оборудования и трубопроводов: пылеуловители, установка охлаждения газа, системы технологических трубопроводов, узел подключения КС, обвязочные трубопроводы компрессорного цеха и др. (рис. 15.2).

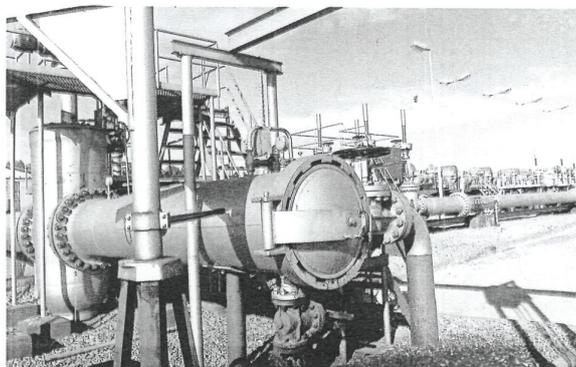


Рис. 15.2. Технологические узлы компрессорной станции

Кроме компрессорной станции в состав сосредоточенных объектов магистрального газопровода входят: газораспределительные станции и подземные газохранилища.

Кратко опишем, что представляет собой газораспределительная станция (ГРС).

Высоконапорный газ, транспортируемый по магистральному газопроводу, не может быть непосредственно подан потребителям, поскольку газовое оборудование, применяемое в промышленности и в быту, рассчитано на сравнительно низкое давление. Кроме того, газ должен быть очищен от примесей (механических частиц и конденсата), чтобы обеспечить надежную работу оборудования. Наконец, для обнаружения утечек газа он должен иметь резкий специфический запах. Операцию придания газу запаха называют одоризацией.

Понижение давления газа до требуемого уровня, его очистка, одоризация и измерение расхода осуществляются на газораспределительной станции.

Газ по входному газопроводу поступает на ГРС. Здесь он последовательно очищается в фильтрах, нагревается в подогревателях и редуцируется в регуляторах давления до 1,2 МПа. Далее, в расходомерах измеряется расход газа, в него с помощью одоризатора вводится одорант (жидкость, придающая газу запах) и газ по подводным газопроводам поступает в городские газовые сети.

15.2. Нефтеперекачивающие станции

Перекачку нефти и нефтепродуктов по магистральным нефтепроводам и нефтепродуктопроводам обеспечивают нефтеперекачивающие станции (их часто называют насосно-перекачивающими станциями).

На магистральных нефтепроводах в основном используются два вида нефтеперекачивающих станций (НПС): головные нефтеперекачивающие станции нефтепроводов (ГНПС) и промежуточные нефтеперекачивающие станции (ПНПС).

ГНПС предназначены главным образом для приема нефти с промыслов и подачи ее в нефтепровод. Они имеют резервуарный парк, служащий буферной емкостью между промыслами и магистралью и выполняющий роль аварийной емкости при аварии на магистрали или промыслах.

ПНПС служат для восполнения потерь энергии жидкости, происходящих при движении потока нефти по магистрали. Данные станции располагаются по трассе через 100–150 км.

На рис. 15.3 представлена технологическая схема головной НПС, где сплошными линиями и стрелками показан основной путь прохождения нефти.

Путь нефти начинается с промыслов, далее нефть поступает на ГНПС и проходит последовательно узел предохранительных устройств (УП), защищающий оборудование и трубопроводы от повышенных давлений, узел учета (УУ), измеряющий количество поступающей с промыслов нефти, и направляется в резервуарный парк (РП). Из резервуарного парка нефть отбирается насосами подпорной станции (ПНС) и подается с требуемым подпором на вход насосов основной насосной станции (НС). Между ПНС и НС нефть проходит второй узел предохранительных устройств и второй узел учета. Второй узел учета используется для измерения количества нефти, поступающей в магистраль. После НС нефть через узел

регулирования давления (УР) и камеру пуска скребка (КП) направляется непосредственно в магистральный нефтепровод.

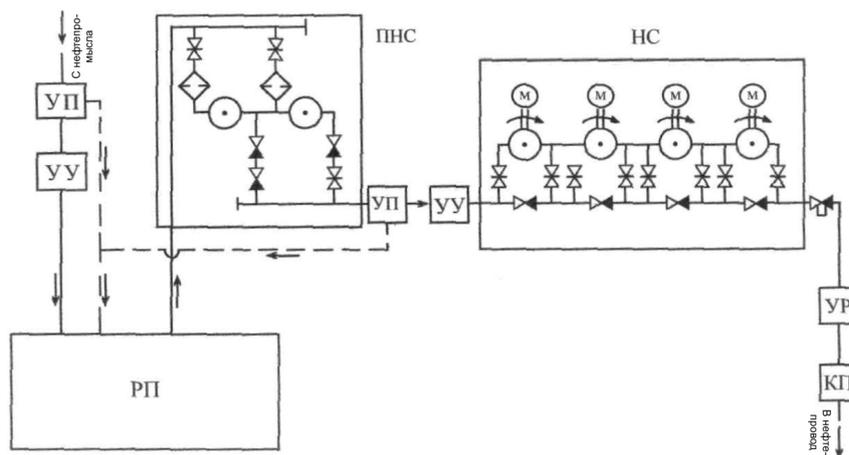


Рис. 15.3. Технологическая схема головной НПС нефтепровода

Узел предохранительных устройств (УП) состоит из соединенных параллельно предохранительных клапанов, пружины которых отрегулированы на определенное давление. При повышении давления в трубопроводе клапаны открываются и часть нефти по трубопроводу сброса направляется в резервуарный парк (РП), где для ее приема предусматривается не менее двух резервуаров.

Узел регулирования давления служит для изменения производительности и давления на выходе ГНС с помощью дросселирования потока на регулирующих заслонках или в регуляторах давления, установленных на узле.

Камера пуска скребка представляет собой устройство, предназначенное для запуска в магистраль средств очистки ее от внутренних загрязнений.

В качестве средств измерения количества перекачиваемой нефти применяются турбинные счетчики типа «Турбоквант».

Технологическая схема промежуточных НПС несколько отличается от головных (рис. 15.4).

Нефть от узла подключения (УМ) перекачивающей станции к магистрали, пройдя через фильтры-грязеуловители (ФГ) и систему сглаживания волн давления (ССВД), поступает на вход насосной

станции (НС) и далее вновь поступает в магистраль через узел регуляторов давления (УР) и узел подключения.

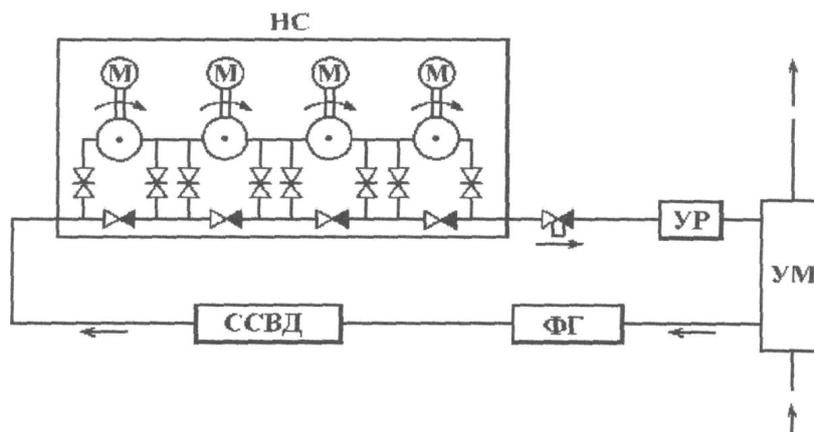


Рис. 15.4. Технологическая схема промежуточной НПС нефтепровода

Узел фильтров-уловителей представляет собой площадку, на которой находится три параллельно соединенных фильтра, представляющих собой конструкцию типа «труба в трубе».

Для защиты линейной части магистрального нефтепровода и оборудования НПС от гидравлического удара (интенсивного нарастания давления при резком прикрытии задвижек и остановке насосов на ПНПС) существует система сглаживания волн давления (ССВД).

Перекачивающие (насосные) станции нефтепроводов и нефтепродуктопроводов оборудуются, как правило, центробежными насосами с электроприводом. Производительность применяемых в настоящее время магистральных насосов, достигает $12\ 500\ \text{м}^3/\text{ч}$.

ГНПС отличается от промежуточных наличием резервуарного парка, объемом, равным двух-, трехсуточной пропускной способности нефтепровода.

Кроме основных объектов, на каждой насосной станции имеется комплекс вспомогательных сооружений: трансформаторная подстанция (снижающая подаваемое по линии электропередач (ЛЭП) напряжение от 110 или 35 до 6 кВ), котельная, а также системы водоснабжения, канализации, охлаждения и др. Если длина нефтепровода превышает 800 км, его разбивают на эксплуатационные

участки длиной 100–300 км, в пределах которых возможна независимая работа насосного оборудования. Промежуточные насосные станции на границах участков имеют резервуарный парк объемом, равным 0,3–1,5 суточной пропускной способности трубопровода. Как головная, так и промежуточные насосные станции с резервуарными парками оборудуются подпорными насосами.

Насосные станции магистральных нефтепроводов проектируют и сооружают, как и компрессорные станции, в комплектно-блочном исполнении. На всех насосных станциях перекачивающие агрегаты располагают в общем здании, входящем в состав насосного цеха. В насосном цехе, обычно, располагают четыре перекачивающих агрегата. Каждый перекачивающий агрегат устанавливается на собственный фундамент и состоит из центробежного одноступенчатого магистрального насоса и привода-электродвигателя необходимой мощности.

На насосных станциях, кроме перекачивающих агрегатов, монтируется большое количество разного по назначению технологического оборудования, включающего фильтры-грязеуловители, сборники вытоков нефти и нефтепродуктов, гасители ударной волны и оборудование, обслуживающее насосную перекачку. Монтируется также целая система технологических трубопроводов, соединяющих резервуарный парк с подпорной насосной станцией и насосным цехом; внутренние трубопроводы, связывающие насосные агрегаты и соединяющие их с внешними трубопроводами; трубопроводы, соединяющие насосный цех с блоками регулятора давления, фильтров-грязеочистителей и сборников вытоков нефти.

15.3. Резервуарные парки для хранения нефти и нефтепродуктов

Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы в своем составе имеют резервуарные парки для хранения нефти и нефтепродуктов, являющиеся одними из основных сооружений головных и промежуточных нефтеперекачивающих станций.

Резервуарные парки, в основном, состоят из стальных вертикальных цилиндрических резервуаров (рис. 15.5). Такие резервуары сооружают различных конструкций: с коническим щитовым покрытием, со сферическим покрытием, с плавающей крышей (понтон), с безмоментной крышей и др.

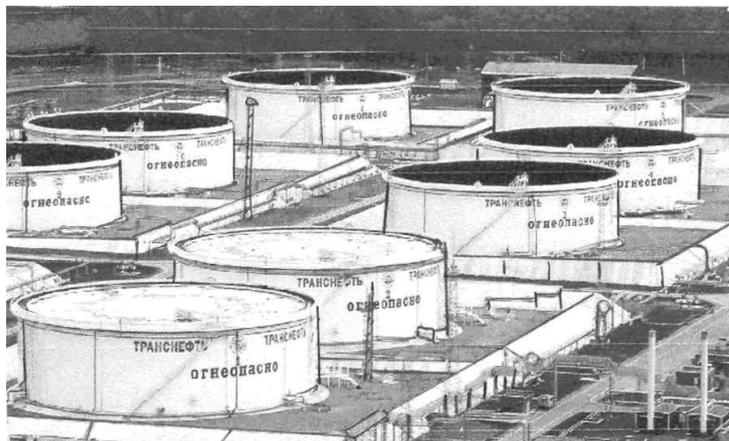


Рис. 15.5. Резервуарный парк с вертикальными цилиндрическими резервуарами

Стальные резервуары в России и Украине в основном сооружаются объемом до $30\,000\text{ м}^3$, разработаны конструкции резервуаров объемом $50\,000$ и $100\,000\text{ м}^3$ с понтоном и плавающей крышей.

В ряде стран строительство резервуаров объемом $100\,000\text{ м}^3$ началось еще в 60-х годах XX столетия. Эти уникальные резервуары для хранения сырой нефти получили распространение в США, Японии, Голландии, Германии, Венесуэле, Иране. В Японии сооружена группа резервуаров объемом $150\,000\text{ м}^3$, высотой 2,2 м и толщиной стенки 42 мм.

Надежность работы резервуарного парка обеспечивается технологическим оборудованием, предназначенным для приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов, измерения уровня жидкости, зачистки и ремонта резервуаров, поддержания в резервуарах нормативного давления и вакуума, предотвращения аварий от удара молнии и накопления статического электричества, борьбы с пожарами (рис. 15.6).

Технологию и организацию работ по сооружению резервуаров можно разделить на два этапа: сооружение фундаментов под резервуары, и сам монтаж резервуаров. На обычных почвах резервуары вместимостью до 5 тыс. м^3 сооружают на грунтовом фундаменте, на поверхности которого размещают песчаную подушку,

покрываемую гидрофобным слоем для защиты дна резервуара от коррозии.

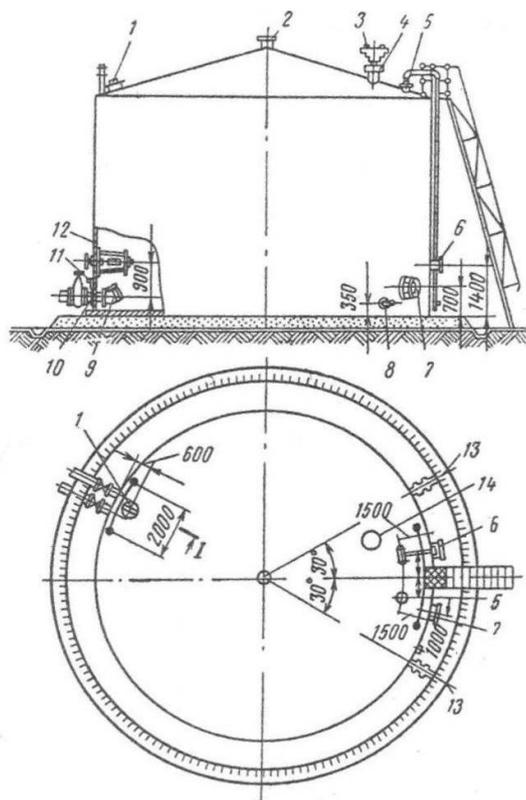


Рис. 15.6. Схема размещения технологического оборудования на вертикальном резервуаре:

- 1 – световой люк; 2 – вентиляционный патрубок; 3 – дыхательный клапан; 4 – огневого предохранитель; 5 – замерный люк; 6 – прибор для измерения уровня; 7 – люк-лаз; 8 – сифонный кран; 9 – хлопушка; 10 – приемно-раздаточный патрубок; 11 – перепускное устройство; 12 – управление хлопушкой; 13 – крайнее положение приемно-раздаточного патрубка; 14 – предохранительный клапан

Для резервуаров вместимостью 10 тыс. м³ и выше, кроме грунтового фундамента и песчаной подушки, оборудуют железобетонное кольцо (рис. 15.7).

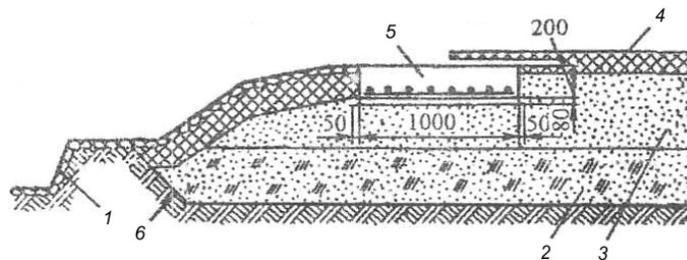


Рис. 15.7. Конструкция основания и фундаментов под вертикальные стальные резервуары:

1 – отсыпка; 2 – грунтовая подсыпка; 3 – песчаная подушка; 4 – гидроизоляционный (гидрофобный) слой; 5 – железобетонное кольцо; 6 – котлован

После сооружения фундаментов приступают к монтажу резервуара. В настоящее время основным методом монтажа резервуаров является индустриальный метод из рулонных заготовок заводского изготовления. При этом методе заготовку (стальной лист размером 1,5×6 или 1,25×2,5 м) доставляют из металлургического завода на завод рулонных заготовок, где на специальных станках из листов изготавливают заготовки-полотнища стенок корпуса и днища, свернутые в рулоны. Специальный станок представляет собой двухъярусную установку для сборки и сварки полотнищ шириной до 18 м (рис. 15.8).

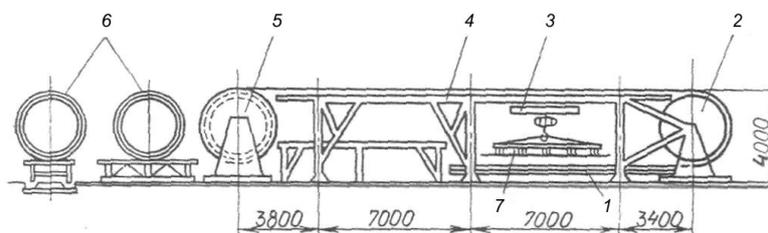


Рис. 15.8. Универсальный станок для изготовления и сваривания полотнищ в рулоны:

1 – место сборки и сварки секций полотнищ; 2 – окантовочный барабан; 3 – тельфер для раскладки листов; 4 – второй ярус станка; 5 – приспособление для сворачивания полотнищ; 6 – готовый рулон; 7 – электрозахватчики

На станке предусмотрена максимальная механизация и автоматизация всех операций по изготовлению полотнищ. Для сварки листов используются аппараты конструкции Института электросварки им. Е.О. Патона НАН Украины. Листы соединяются

автоматической сваркой под слоем флюса, тем самым обеспечивается высокая производительность, качество и надежность сварных соединений.

Стационарные крыши резервуаров изготавливают в виде отдельных плоских габаритных щитов (для резервуаров емкостью до 5 000 м³ включительно) и в виде сферических щитов (для резервуаров емкостью 10 000 м³ и более). Плавающие крыши доставляют из завода в виде рулонов (полотнищ) и отдельных пустотелых коробов-понтонных.

Минимальный диаметр изготавливаемых рулонов ограничивается определенными значениями напряжений в металле, а максимальный – максимальными транспортными габаритами. Количество рулонных заготовок, доставленных с завода-изготовителя для монтажа одного резервуара, зависит от его емкости: для стенки корпуса от 1 (для резервуаров емкостью до 5 000 м³) до 8 (для резервуаров емкостью до 50 000 м³), для днища – от 2 до 4.

Изготовленные на заводах рулонные заготовки и щиты в районы строительства доставляются разными видами транспорта: железнодорожным, водным, автомобильным, а непосредственно к месту монтажа – на трейлерах или тракторным тягачом.

Монтаж резервуара начинают с монтажа днища в такой последовательности: монтаж периферийных листов днища – окрайков, доставка рулонов днища на фундамент, развертывание рулонов днища и соединение отдельных полотнищ монтажными сварными швами. Для доставки рулона днища на фундамент сооружают земляной пандус, по которому его закатывают с помощью трактора-тягача. После закатывания рулонов днища на фундамент их разворачивают и сваривают автоматической сваркой внахлест.

Монтаж стенки корпуса резервуара включает четыре основных этапа: доставку рулонов стенки корпуса на днище, установку их в вертикальное положение, развертывание рулонов стенки корпуса в вертикальную цилиндрическую оболочку, сварку монтажных сварных соединений. Одновременно с разворачиванием и монтажным закреплением стенки корпуса ведут монтаж щитов стационарного покрытия (крыши). Рулоны стенки корпуса с максимальной массой 60 т и высотой до 18 м закатывают на днище корпуса с помощью трактора-тягача. В вертикальное положение рулоны стенки корпуса устанавливают разными методами: тяговым трактором с помощью специального устройства (А-образной стрелы) и самоходными

кранами соответствующей грузоподъемности с использованием разного вида устройств (рис. 15.9).

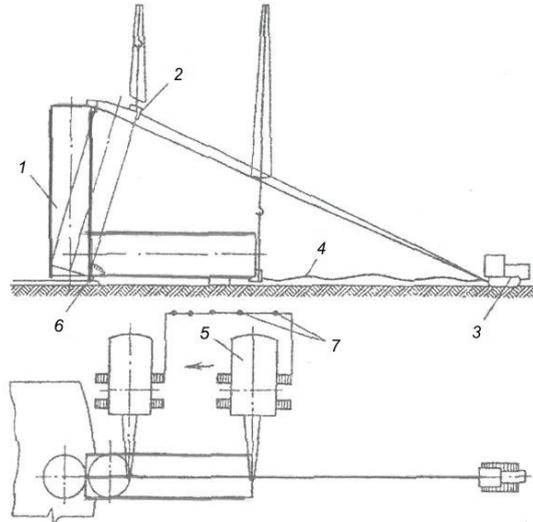


Рис. 15.9. Поднятие рулона стенки резервуара в вертикальное положение самоходным краном:

1 – рулон; 2 – такелажное закрепление рулона; 3 – тормозной трактор; 4 – тормозной трос; 5 – самоходный кран; 6 – шарнир; 7 – точки передвижения крана

Разворачивание рулона корпуса резервуара – ответственная монтажная операция, поскольку еще в процессе развертывания необходимо обеспечить не только необходимое проектное положение стенки корпуса, но и обеспечить ее стойкость. По окончании подъема рулона в центре днища устанавливают и закрепляют постоянную (для резервуаров емкостью до 5 000 м³) или временную (для резервуаров емкостью от 10 000 до 20 000 м³) монтажную стойку. В рулоне стенки корпуса резервуара устанавливают крюк, чтобы начальная кромка полотнища стенки корпуса совпадала с линией разметки окружности внешней поверхности стенки корпуса. Верхние и нижние части рулона корпуса растягивают канатами.

Разворачивание рулонов корпуса резервуара осуществляется тракторами. После разворачивания и закрепления полотнища стенки корпуса на длину 10–12 м приступают к монтажу щитов покрытия (крыши) (рис. 15.10).

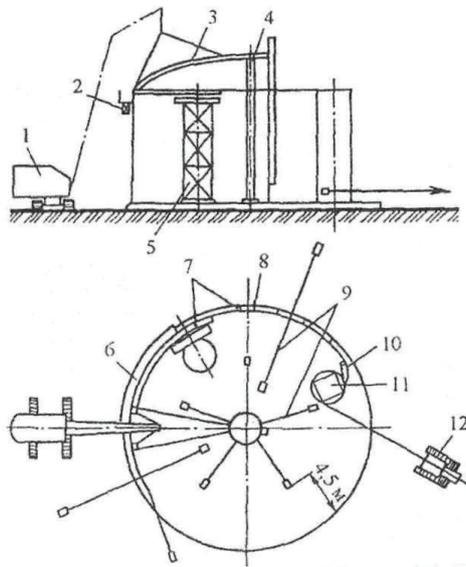


Рис. 15.10. Одновременное разворачивание рулона корпуса резервуара и монтаж покрытия:

1 – монтажный кран; 2 – навесные леса; 3 – щит покрытия; 4 – центральный монтажный стоек; 5 – монтажная лестница; 6 – опорное кольцо; 7 – уголки-фиксаторы; 8 – развернутая часть стенки корпуса; 9 – расчалки; 10 – клиновой упор; 11 – рулон стенки корпуса; 12 – трактор

Монтаж щитов крыши выполняют самоходным гусеничным трактором, перемещающимся вокруг резервуара. При необходимости щиты крыши заранее укрупняют на специальном стенде, что сокращает объем сварочно-монтажных работ на верхней части резервуара. На резервуарах емкостью 10 тыс. м³ и более по всему периметру в верхней кромке стенки корпуса устанавливают кольцо упругости, изготовленное из отдельных отрезков швеллера, заранее выгнутого по радиусу стенки корпуса.

Заключительная монтажная операция при сооружении резервуара – сварка монтажных соединений, к которым относятся вертикальные сварные соединения между полотнищами рулонов стенки корпуса, а также двустороннее тавровое (угловое) соединение между нижним поясом соединения стенки корпуса с краем днища и верхнее кольцевое соединение между верхним поясом корпуса и щитом крыши.

На НПС резервуарные парки часто формируются из резервуаров с плавающей крышей (понтон). Эта конструкция резервуаров позволяет значительно уменьшить потери нефти и нефтепродуктов. Монтаж таких резервуаров имеет свои особенности. При сооружении вертикальных цилиндрических резервуаров с плавающей крышей по окончании монтажа днища (к началу монтажа стенки корпуса) приступают к монтажу плавающей крыши. Предварительно на днище проводят разметку оси коробов понтона, а также места расположения отдельных стоек на полотнище плавающей крыши. После этого, на днище резервуара доставляют рулоны полотнища плавающей крыши и разворачивают их на днище. Потом приступают к монтажу стенки корпуса. По мере развертывания рулонов стенки корпуса ведут монтаж периферийных пустотелых коробов понтона.

Кроме описанного индустриального монтажа, для больших резервуаров емкостью 50 тыс. м³ и больше используют также и комбинированный метод. При этом первые три пояса стенки корпуса резервуара выполняют полистовым методом, а остальные части стенки корпуса – индустриальным методом из рулонных заготовок заводского изготовления. При полистовом методе монтаж части корпуса выполняют из отдельных листов увеличенного размера (2×8 м). Для сокращения объема сварочных работ в неудобном вертикальном положении, предварительно два листа сваривают на сварочном стенде на строительной площадке.

Во многих странах мира – США, Франции, Японии, Германии и др. основным методом сооружения вертикальных цилиндрических резервуаров является полистовой метод.

По окончании монтажа резервуара проводят его испытание на прочность и плотность путем постепенного наполнения до проектного уровня. Если в стенках корпуса резервуара не будут найдены дефекты (трещины, подтоки), то резервуар считается таким, который прошел испытание. Если же во время испытания обнаружены какие-то погрешности или трещины, их ликвидируют (предварительно выпустив воду ниже уровня дефекта), а затем продолжают испытание. После достижения проектного уровня наполнения резервуара водой его выдерживают до 30 минут и переходят к внешнему осмотру. Если дефекты не обнаружены, то резервуар оставляют в наполненном состоянии в течение 24 часов (для резервуаров емкостью не больше 5 000 м³) или 72 часов (для резервуаров емкостью 10 000 м³ и более). Далее переходят к

испытанию стационарного покрытия на плотность при полной герметизации резервуара. При поднятии уровня воды под крышей резервуара воздух сжимается и увеличивает давление на нее. Давление доводят до 2,5 кПа и ведут наблюдение за сварными швами на покрытии, которые предварительно промазывают мыльным раствором для выявления выхода воздуха в местах дефекта. На основании результатов испытания составляется соответствующий акт.

15.4. Подземные газонефтехранилища

В комплекс объектов магистральных трубопроводов, предназначенных для хранения нефти, нефтепродуктов и газов входят и подземные хранилища. Эти уникальные сооружения ввиду своей экономичности, безопасности и значительного объема нашли широкое применение в мировой практике.

15.4.1. Общие сведения

Подземное хранилище – это комплекс сооружений в толще полезных ископаемых, или горных породах, включающее одну или несколько естественных или искусственных полостей и наземное технологическое оборудование, обеспечивающее прием, хранение и отбор углеводородов. Углеводороды в подземном хранилище могут быть как в газообразном, так и в жидком состоянии.

К горным породам, пригодным для сооружения подземных хранилищ, выдвигаются особые требования. Они должны быть практически непроницаемыми, химически нейтральными к хранимым продуктам, их прочностные характеристики не должны изменяться во времени при долговременном контакте с продуктом. К таким породам относятся: каменная и калийная соли, гипсы, ангидриты, известняки, доломиты, граниты, глинистые сланцы, вечномерзлые породы, а также пористые структуры.

Подземные газонефтехранилища, используемые в мировой практике, по способу сооружения емкостей для хранения нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов, классифицируются по типам: образованные в залежах каменной соли растворением через буровые скважины (геотехнологическим методом); образованные в крепких плотных породах шахтным методом, или в выработках отработанных рудников; льдогрунтовые; хранилища, сооружаемые глубинными (камуфлетными) взрывами; подземные изотермические.

Подземные хранилища для природных газов сооружаются в истощенных (отработанных) нефтяных и газовых месторождениях, а также в пористых водоносных пластах.

Проблемой подземного хранения углеводородов в мире заинтересовались не так давно. Впервые подземное хранилище, образовываемое растворением каменной соли, было использовано для хранения жидких топлив в 1916 году немецким акционерным обществом и только через 34 года в США была построена подземная емкость объемом 120 м^3 .

Первая подземная емкость шахтного типа для хранения нефти появилась в 1949 году в Швеции, а первое подземное хранилище для сжиженного газа пропана – в 1950 году в США. В 1915 году в Канаде было построено первое подземное хранилище для хранения природного газа.

В бывшем СССР вопрос о применении подземных выработок для хранения нефтепродуктов был поставлен профессором В.Н. Черникиным. Позже, в 60-х годах XX века было создано опытное хранилище для хранения моторных топлив.

С годами подземные хранилища приобретали широкое распространение. Если к середине 50-х годов XX века они эксплуатировались только в Швеции, США и Канаде, то в последующем периоде такие сооружения были построены в ФРГ, Англии, Франции, Бельгии, Норвегии, Швеции, Финляндии, Италии, странах СНГ, Алжире. К началу XXI века подземные газонефтехранилища эксплуатировались в 30 странах мира, количество их превышало 1 000.

Среди подземных хранилищ всех типов, сооружаемых в плотных, устойчивых породах для хранения нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов, наибольшее распространение получили хранилища, образованные в каменной соли методом растворения. В общем объеме хранилищ они составляют 90 %. Так, в США объем подземных хранилищ, образованных в солях, достиг 200 млн. м^3 , в ФРГ – 40 млн. м^3 , Франции – свыше 10 млн. м^3 . Такие хранилища эксплуатируются в России, Украине, Беларуси.

Подземные газохранилища, сооружаемые в истощенных газовых и нефтяных месторождениях и водоносных пластах, продолжают приобретать широкое распространение во многих странах мира: ФРГ, США, России, Франции и других. Началом подземного хранения газа в Украине был 1964 год, когда впервые в Опарское подземное

хранилище было закачано 87 млн. м³ газа. Сегодня в подземных хранилищах Украины содержится 43 млрд. м³ газа, из которых 70 % приходится на западные регионы.

Расширение мощностей подземных хранилищ газа – одна из стратегических задач российского «Газпрома». В настоящее время в России эксплуатируется 25 ПХГ с запасами товарного газа порядка 63 млрд. м³. Ведется строительство трех объектов подземного хранения газа. Одно из них, Волгоградское, будет крупнейшим в Европе и первым в России, построенным в солях. На сегодняшний день, самым крупным в Европе подземным хранилищем газа является хранилище на севере Германии (в Редене) с объемом активного газа свыше 4 млрд. м³.

В мировой практике широкое распространение получили и хранилища шахтного типа. Они с успехом эксплуатируются в США, России, ФРГ, Франции, Финляндии, Швеции, Норвегии, Великобритании и других странах. Суммарный объем действующих шахтных хранилищ для сжиженных углеводородных газов (СУГ) составляет в США свыше 2,0 млн. м³. Здесь в 17 штатах эксплуатируется около 60 таких хранилищ. Во Франции эксплуатируется 3 шахтные хранилища СУГ объемом 200 тыс. м³, в Бельгии – 60 тыс. м³, Италии – 50 тыс. м³. Суммарный объем шахтных хранилищ СУГ в Скандинавских странах составляет около 10 млн. м³. Подобные хранилища сооружаются и для хранения нефти и нефтепродуктов. Так, в Швеции, Финляндии, Норвегии эксплуатируется более чем 200 подземных хранилищ шахтного типа, в которых хранится от 30 до 40 млн. т нефти и нефтепродуктов.

15.4.2. Подземные хранилища природных газов

Магистральные газопроводы рассчитаны на определенную пропускную способность, а потребление газа носит неравномерный характер в течение суток, недели, года. Так, зимой, когда работает теплоснабжение городов и населенных пунктов, происходит повышенное потребление газа, резко снижаемое в летний период.

Учитывая то, что пропускная способность газопровода больше, чем потребность в газе летом, но иногда меньше, чем потребность зимой, для компенсации сезонной неравномерности газопотребления возникает необходимость наличия в системе магистральных газопроводов хранилища газа, какими являются подземные

газохранилища (ПХГ). Подземные хранилища обеспечивают надежность газоснабжения не только при сезонной неравномерности потребления газа, но и при авариях на газопроводах.

На долю хранилищ, образованных в истощенных пластах нефтегазовых месторождений, приходится основной объем хранимого природного газа. Расходы на создание и эксплуатацию газохранилищ в истощенных пластах приблизительно в 1,5–2 раза меньше, чем затраты на газохранилища в водоносных пластах. Это связано с тем, что истощенные нефтяные и газовые месторождения полностью разведаны и оборудованы, а создание хранилищ в водоносных пластах сопровождается проведением целого комплекса мероприятий по геологической разведке, промышленному освоению и эксплуатации хранилища. При сооружении газохранилищ используются реставрируемые скважины. Наземная газовая сеть сооружается заново. Давление газа в подземном газохранилище зависит от геологии пласта, глубины его залегания и может достигать 15,0–20,0 МПа. Основными сооружениями подземного хранилища являются эксплуатационные и контрольные скважины, компрессорный цех для закачивания газа в пласт и подачи его потребителям при отборе, установки для очистки и осушения газа, системы борьбы с гидрообразованиями, технологические трубопроводы, система контрольно-измерительных приборов (КИП) и автоматики, газосборный коллектор.

Подземные газохранилища в водоносных пластах создаются при выдавливании пластовой жидкости из пор породы и закачивании газа под непроницаемую кровлю. Наиболее пригодны для создания подземных газохранилищ пористые пласты, имеющие антиклинальную куполообразную форму. Сооружение газохранилища заключается в нагнетании газа в свободную часть структуры и выжимании воды в область стока за счет упругости системы или в сочетании с отбором части воды через разгрузочные скважины, расположенные по контуру поднятия (рис. 15.11).

В состав подземного хранилища в водоносных пластах входят компрессорные цеха, блоки очистки газа, газораспределительные пункты (ГРП), эксплуатационные и разгрузочные скважины.

Как же работает подземное газохранилище? Газ подается в хранилище по отводу из магистрального газопровода, проходит очистку в пылеуловителях 1 и направляется к компрессорному цеху 2 на компримирование до давления 12–15 МПа (рис. 15.12).

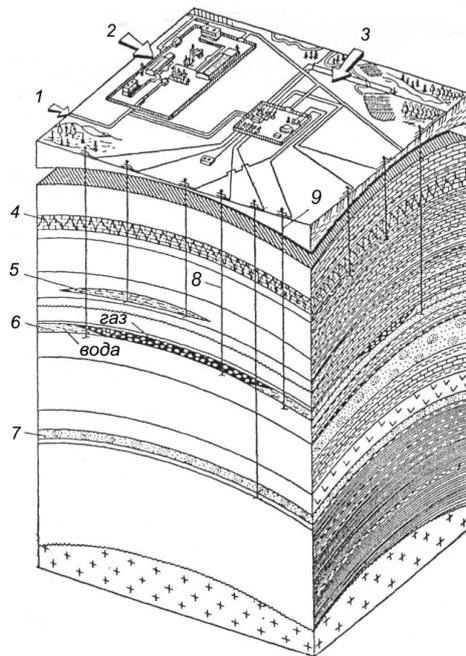


Рис. 15.11. Подземное хранилище природного газа в водоносных пластах:
 1 – газ из магистрального газопровода; 2 – компрессорная станция;
 3 – газораспределительный пункт; 4 – карбонатный пласт; 5 – песчаная линза;
 6, 7 – песчаные пласты; 8 – эксплуатационные скважины; 9 – разгрузочные скважины

Поскольку при сжатии газа его температура резко возрастает, то он охлаждается в воздушных холодильниках 3, после чего поступает на очистку от компрессорного масла. Очистка проводится по нескольким ступеням: циклонный сепаратор 4, угольный адсорбер 5 и керамический фильтр 6. После охлаждения и очистки от масла газ по газосборному коллектору поступает на ГРП 7, где направляется по отдельным шлейфам в скважины ПХГ с измерением количества газа, закачиваемого в каждую скважину.

При отборе газ из эксплуатационных скважин поступает по индивидуальным шлейфам. Редуцируют (снижают) давление газа с помощью штуцеров редуцирования 14. Газ, выходящий из скважины, выносит с собой песок и влагу, которые отделяются в сепараторе 15. После сепаратора газ поступает на установку осушки 16 и далее направляется в магистральный газопровод.

В системе магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов подземные хранилища в соляных структурах выполняют роль баз аварийного накопления запаса и товарсырьевых парков при сезонной неравномерности потребления углеводородов.

На рис. 15.13 показана схема образования подземной емкости в соляной залежи методом растворения.

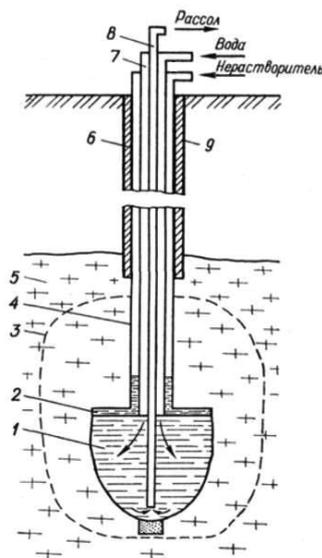


Рис. 15.13. Технологическая схема управляемого циркуляционного метода сооружения подземной емкости в соляной залежи:

1 – емкость; 2 – нерастворитель; 3 – емкость по проекту; 4 – обсадная труба; 5 – солевая порода; 6 – бетонная оболочка; 7 – водоподающая труба; 8 – рассолоподъемная труба; 9 – скважина

Процесс сооружения хранилища в соляной структуре начинается с бурения скважины 9, которая оборудуется обсадной трубой 4 с цементацией затрубного пространства 6. В скважине монтируются водоподающая 7 и рассолоподъемная 8 трубы. По трубе 7 с поверхности подают пресную воду, которая циркулирует в замкнутом пространстве и растворяет соляной массив. Насыщенный раствор по трубе 8 поднимается на поверхность. В результате непрерывной циркуляции воды в соляном массиве постепенно образуется полость. Процесс растворения осуществляется до тех пор, пока не образуется подземная емкость 3 проектной конфигурации и объема.

Для растворения емкости надежной формы в пространство между водоподающей трубой 7 и обсадной трубой подают нерастворитель для предохранения верхней части полости от растворения. Рассол, образуемый во время сооружения емкости, сбрасывают в поглощающие горизонты или подают по трубам на солеварные заводы.

Таким образом создается база подземного хранения, включающая в себя несколько, а иногда и несколько десятков емкостей, в которых хранят разные виды углеводородов: нефть, нефтепродукты, сжиженные газы. Так, в Маноске (Франция) подземное хранилище имеет 90 соляных полостей общим объемом 16 млн. м³. В ФРГ вблизи Вильгельмсгафена подземное хранилище в солях имеет 52 емкости общим объемом 17 млн. м³.

Построенное в солях подземное нефтехранилище эксплуатируется по схеме замещения одного продукта другим (рис. 15.14).

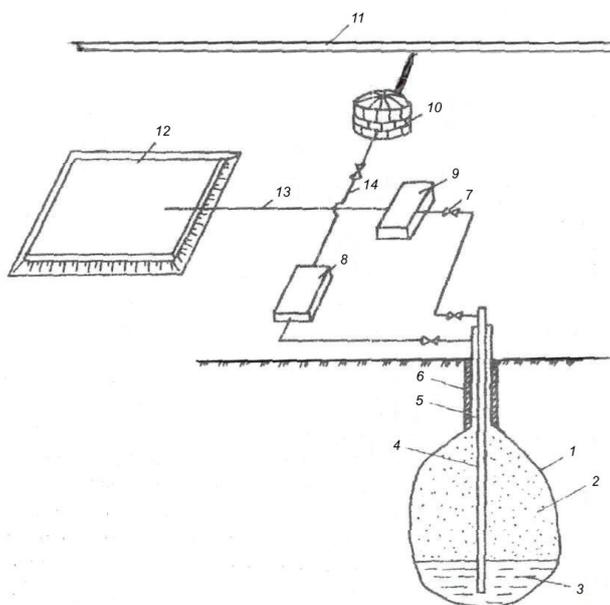


Рис. 15.14. Схема эксплуатации подземного нефтехранилища, образованного в солях:

- 1 – подземный резервуар (емкость); 2 – нефть; 3 – рассол; 4 – рассольная колонна;
- 5 – нефтяная колонна; 6 – обсадная колонна; 7 – вентили; 8 – насосная станция для закачки нефти в хранилище; 9 – насосная станция рассолохранилища; 10 – буферный резервуар; 11 – магистральный нефтепровод; 12 – рассолохранилище; 13 – рассолопровод;
- 14 – трубопровод-отвод

Нефть, поступающая по магистральному нефтепроводу 11, закачивается насосной станцией 8 в подземный резервуар 1. Поступая под давлением в хранилище, нефть вытесняет рассол в рассолохранилище 12.

При необходимости откачки нефти в трубопровод насосная станция рассолохранилища 9 закачивает рассол в хранилище, вытесняя при этом нефть в магистральный нефтепровод.

Подземные хранилища, образованные в соляных структурах, используются также для хранения нефтепродуктов, сжиженных газов, а в последнее время – и для хранения природных газов.

15.4.4. Подземные хранилища шахтного типа

Такие хранилища предназначены для хранения нефти, нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов (СУГ). Как и все подземные сооружения, хранилища шахтного типа сооружаются по горной технологии – горнопроходческими методами, не отличающимися от горных работ при разработке полезных ископаемых.

Подземная часть хранилища состоит из системы горных выработок: вскрывающих (штольни, вертикальные и наклонные стволы) и горизонтальных выработок-емкостей. Схема подземного шахтного хранилища нефти показана на рис 15.15.

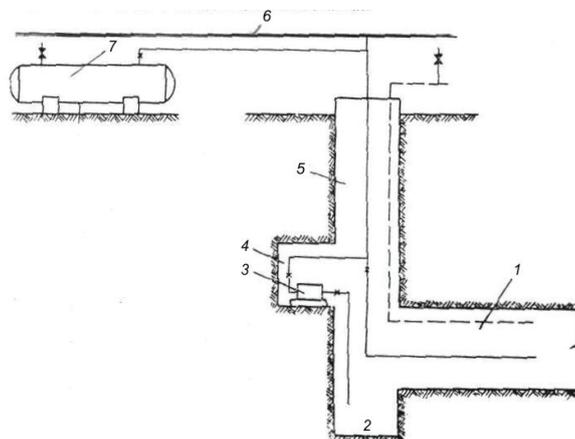


Рис. 15.15. Схема подземного шахтного хранилища нефти:
1 – выработка-емкость; 2 – зумпф; 3 – нефтяной насос; 4 – насосная камера; 5 – ствол;
6 – магистральный нефтепровод; 7 – наземный буферный резервуар

Эксплуатация хранилищ для хранения нефтепродуктов в сульфатных породах показала, что стенки хранилищ достаточно герметичны, потери нефтепродуктов незначительны, качество топлива при долговременном хранении не изменяется.

Минимальная глубина для заложения подземных хранилищ шахтного типа составляет: для хранения нефти и нефтепродуктов 20–40 м, пропана – не менее 90 м, бутана – не менее 100 м.

Одно из крупнейших в мире нефтехранилищ шахтного типа построено около Гетеборга (Финляндия). Комплекс этого хранилища рассчитан на хранение до 4 млн. м³ нефти и состоит из подземных емкостей тоннельного типа шириной 20 м, высотой 20 м и длиной до 870 м. Суммарная площадь комплекса 90 тыс. м², длина 4,4 км. Вместимость каждого хранилища – 400 тыс. т. Емкости хранилищ шахтного типа соединены между собой выработками для размещения распределительных трубопроводов.

Строительство хранилища осуществлялось методом горизонтального прохождения подземных горных выработок в скальных породах с применением буровзрывных работ. Учитывая большую площадь поперечного сечения емкостей, проходка их осуществлялась в три этапа с механизацией производственных процессов (15.16).

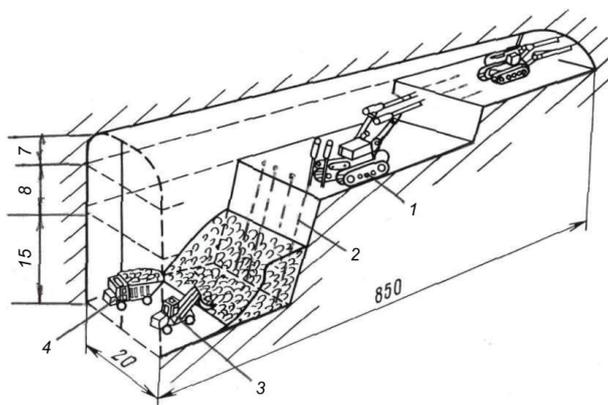


Рис. 15.16. Схема проведения горных работ при сооружении нефтехранилища шахтного типа:

1 – буровая машина; 2 – вертикальные скважины; 3 – погрузчик; 4 – автосамосвал

На первом этапе вначале осуществлялась проходка верхней части пород в границах строящейся емкости на глубину 7 м по всей ее длине, потом – на глубину 8 м. На этих двух этапах осуществляли горизонтальное бурение скважин диаметром 44 мм. На третьем этапе (высотой 15 м) бурились вертикальные скважины. Отбитая взрывом горная масса нагружалась автосамосвалом и транспортировалась на расстояние до 2 км.

В мировой практике накоплен опыт использования подземного пространства отработанных выработок шахт и рудников для создания хранилищ углеводородов. Такие хранилища эксплуатируются во Франции, ФРГ, США, Англии и других странах.

Так, во Франции в шахте, где когда-то добывалась железная руда, было оборудовано подземное хранилище нефтепродуктов вместимостью 5 млн. м³. Это хранилище представляет собой систему вертикальных и горизонтальных выработок шириной 5–6 м, высотой до 100 м и глубиной от 250 до 400 м.

В США с 1960 года эксплуатируется газохранилище в отработанной угольной шахте, объем полостей которой составляет 4,25 млн. м³.

В ФРГ в отработанной шахте на глубине 600 м действует подземное хранилище нефти емкостью 500 тыс. м³. На рис. 15.17 показана схема подземного хранилища, предусматривающая применение комплекса горных выработок отработанного соляного рудника.

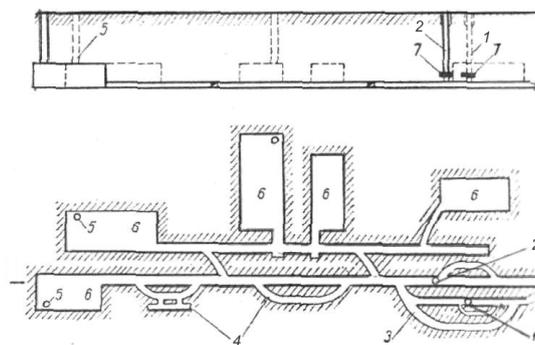


Рис. 15.17. Схема подземного хранилища в отработанных выработках соляного рудника (ФРГ):

- 1, 2 – вертикальные стволы; 3 – околоствольный двор; 4 – складские помещения;
5 – дышащие скважины; 6 – выработки-камеры после разработки соли;
7 – герметичные перемычки

При использовании подземного пространства отработанных рудников для размещения газонефтехранилищ затраты средств на 25 % меньше по сравнению со стоимостью тех, которые нужно строить с нуля.

15.4.5. Подземные ледопородные хранилища

Во второй половине XX века началось освоение газонефтяных месторождений, расположенных за Полярным кругом. Здесь в условиях вечной мерзлоты и сильных морозов при температуре до -50°C началась добыча нефти и газа. В СССР, а затем в России, были освоены уникальные крупные месторождения: Уренгой, Самотлор, Ямбург, Ямал. Отдаленность от основных промышленных районов обусловила необходимость строительства в районах добычи хранилищ для хранения нефти и сжиженных газов. Началось сооружение подземных хранилищ в вечной мерзлоте, называемых ледопородными.

В условиях вечномерзлых пород сооружают подземные хранилища двух типов: шахтные и траншейные с ледовым перекрытием в форме свода. Траншейные хранилища имеют ледогрунтовое перекрытие и ледяную облицовку емкости (рис. 15.18).

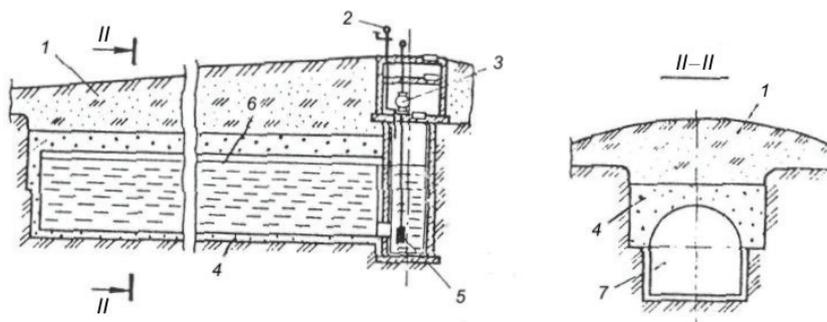


Рис. 15.18. Схема траншейного ледопородного хранилища:

1 – термоизоляционная засыпка; 2 – дышащий клапан; 3 – электродвигатель;
4 – ледяная облицовка; 5 – глубинный насос; 6 – уровень продукта в подземном хранилище; 7 – подземный резервуар

Мерзлые породы обеспечивают необходимую прочность и стойкость. Хранилище представляет собой протяжную горизонтальную выработку (траншею), сооружаемую открытым горным методом с оборудованием перекрытия. Внутреннюю

поверхность хранилища облицовывают слоем пресноводного льда толщиной 0,05 м или льдом из морской воды. Облицовку льдом стенок и оборудование свода проводят при средней температуре воздуха не более $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Лед на стенки и своды емкости намораживают путем заливания воды в пространство между опалубкой и почвой, стены укладываются из ледовых блоков. Продукт поступает в емкость самотеком, а откачивается при помощи глубинных или обычных насосов.

Шахтные хранилища состоят из подземной емкости, системы выработок, охлаждающих устройств, наземных сооружений, подъездных путей, инженерных коммуникаций и трубопроводов. В хранилищах такого типа давление насыщенных паров хранимых нефтепродуктов не должно превышать $9,31 \cdot 10^4\text{ Па}$, а длина каждой выработки-емкости – 100 м.

Такие хранилища могут быть комплексными, иметь несколько горизонтальных выработок-емкостей и соединяющих выработок.

На рис. 15.19 изображена принципиальная схема однокамерного ледопородного хранилища шахтного типа.

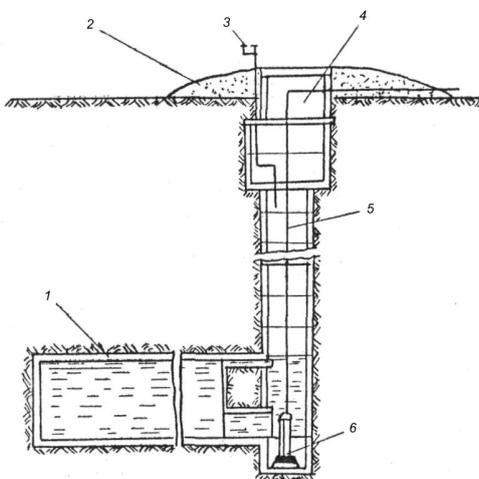


Рис. 15.19. Схема подземного ледопородного хранилища шахтного типа:
 1 – ледяная облицовка; 2 – термоизоляционная засыпка; 3 – дышащий клапан;
 4 – ствол; 5 – нефтепровод (продуктопровод); 6 – глубинный насос

В процессе намораживания облицовки стенок хранилища в камеру подают воздух. Для заливки воды применяют опалубку.

Температура воды близка к нулю. Воду заливают частями, чтобы толщина намерзающего слоя была не больше 1 см. Для ускорения процесса намерзания и образования облицовки между стенкой выработки и опалубкой закладывают слоями (толщиной до 10 см) битый лед и заливают его водой до полного насыщения. После замерзания слоя процесс намораживания повторяют.

15.4.6. Подземные хранилища, образованные глубинными (камуфлетными) взрывами

Впервые применение энергии взрыва для образования подземных хранилищ в пластичных глинах и суглинках предложено в 1960 году. Технология сооружения подземной емкости в пластичных породах глубинными взрывами выполняется в два этапа.

Первый – бурение скважины диаметром 300–400 мм до рабочей толщи пород с цементацией затрубного пространства. После цементации скважина добурируется до центра размещения прострелочного заряда диаметром 200–250 мм.

На втором этапе выполняются взрывные работы. Образование подземной емкости взрывным методом состоит в том, что в нижней части скважины в результате взрыва небольших прострелочных зарядов путем сжатия породы образуется сферическая полость. В эту полость помещают основной заряд, при взрыве которого порода поддается пластическому течению и уплотняется с образованием шарообразной полости со стойкими стенками (рис. 15.20).

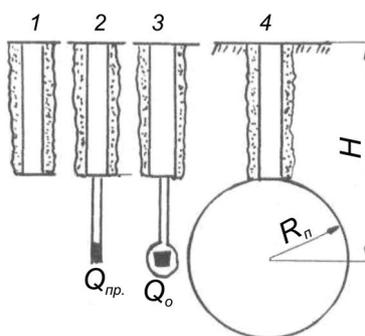


Рис. 15.20. Схема образования подземной емкости камуфлетным взрывом:
1 – бурение скважины начальным диаметром; 2 – бурение скважины конечным диаметром и размещение прострелочного заряда массой $Q_{пр}$; 3 – размещение основного заряда массой $Q_{о}$; 4 – полость, образованная после взрыва основного заряда

Хранилище состоит из подземной полости, скважины с глубинным насосом, технологического трубопровода и комплекса сооружений, размещенных на поверхности (рис. 15.21).

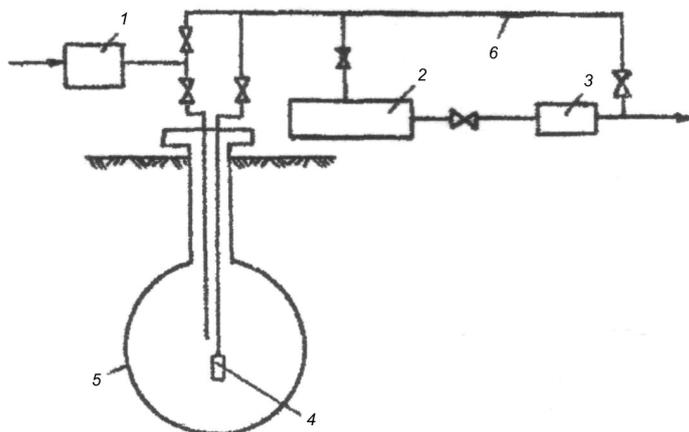


Рис. 15.21. Технологическая схема подземного хранилища, образованного камуфлетными взрывами:

1 – насос для закачивания углеводородов в подземную емкость; 2 – буферный наземный резервуар; 3 – насос для закачивания углеводородов из буферного резервуара в подземную емкость; 4 – глубинный насос для отбора продукта; 5 – подземная емкость; 6 – технологический трубопровод

Закачивание топлива, поступающего на хранение в подземное хранилище 5, осуществляется с помощью насоса 1, а из наземного (буферного) резервуара 2 – насосом 3. Отбор топлива из подземного хранилища осуществляется глубинным насосом 4, который может подавать его непосредственно потребителю или в буферный резервуар 2.

В Институте геофизики НАН Украины разработана технология создания подземных емкостей цилиндрической формы, что исключает необходимость предварительного прострела зарядной камеры.

С целью увеличения объема целесообразно взрывами нескольких зарядов сооружать хранилища кассетного типа (рис. 15.22) с разрушением стенки между отдельными полостями.

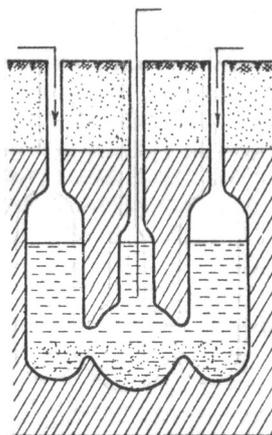


Рис. 15.22. Подземное хранилище кассетного типа

Возможность строительства подземных хранилищ в непосредственной близости от мест добычи полезных ископаемых обеспечивает сокращение транспортных расходов.

Заключение

С большой долей вероятности и в XXI веке нефть и газ останутся одними из основных энергоносителей. По прогнозам ученых мировое энергопотребление до 2025 г. может возрасти не менее чем на 58 %, а потребление газа даже удвоится.

С годами меняется география и условия разработки нефтегазовых месторождений. Крупные районы добычи нефти и газа оказались в сложных горно-геологических и климатических условиях: увеличилась глубина разработки, вечная мерзлота Севера и Заполярья, сейсмичность районов, глубоководные шельфы морских и океанских промыслов.

С этими условиями и проблемами связаны и магистральные трубопроводы – как наиболее эффективный и безопасный вид транспортировки углеводородов.

Несмотря на негативные воздействия мирового финансово-экономического кризиса, процессы глобализации рынков нефти и природных газов предполагают дальнейшее развитие трубопроводной

инфраструктуры. Многие страны мира планируют строительство новых и расширение пропускной способности действующих газонефтепроводных сетей.

Компании, эксплуатирующие магистральные трубопроводы, предполагают в ближайшие 10 лет расширить мировую трубопроводную сеть примерно на 108 тыс. км, из которой на долю газопроводов приходится примерно 79 %. Эти задачи будут решаться за счет применения труб нового класса по прочности и стойкости, позволяющие создавать в магистральных газопроводах рабочее давление 10–12 МПа, что потребует разработки новой технологии сварки, строительного-монтажных и транспортных машин повышенной грузоподъемности.

Многие трубопроводы, построенные на территориях России и Украины, имеют срок эксплуатации более 30 лет, в том числе 25 % – более 35 лет, создавая возможные источники аварийных ситуаций. Поэтому актуальной проблемой сегодняшнего момента является их диагностика, реконструкция и капитальный ремонт. На решение этих вопросов должны быть направлены существенные финансовые ресурсы для поддержания магистральных нефтегазовых сетей в безопасном состоянии с целью обеспечения надежной и бесперебойной поставки природного газа потребителям, как в странах СНГ, так и в Западной Европе.

Список используемой литературы

1. Арзунян А.С., Афанасьев В.А., Прохоров А.Д. Сооружение нефтегазохранилищ. – М.: Недра, 1986. – 335 с.
2. Афанасьев В.А., Бобрицкий Н.В. Сооружение резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1981. – 190 с.
3. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ, нефтебаз / Л.А. Алиев, И.В. Березина, Л.Г. Телегин и др. – М. – 498 с.
4. Березин В.Л., Суворов А.Ф. Сварка трубопроводов и конструкций. – М.: Недра, 1983. – 328 с.
5. Березин В.Л., Бобрицкий Н.В. Сооружение насосных и компрессорных станций. – М.: Недра, 1985. – 285 с.
6. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1987. – 471 с.
7. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы. – М.: Недра, 1983. – 379 с.
8. Бугай Ю.М., Глоба В.М., Нагорный В.П., Венгерцев Ю.О. Спорудження нафтобаз і газонафтогосховищ: Підручник для студентів вищих навчальних закладів. – К.: ВПОЛ, 2000. – 606 с.
9. ВСН010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы. – М.: Миннефтегазстрой, 1988.
10. ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. – М.: ВНИИСТ, 1988.
11. Воронин В.И., Воронина Т.С. Изоляционные покрытия подземных нефтегазопроводов. – М.: ВНИИОЭН, 1990. – 497 с.
12. Глоба В.М. Сооружение подземных газонефтехранилищ. – Львов: Вища школа, 1982. – 148 с.
13. Глоба В.М. Буровзрывные работы при строительстве магистральных трубопроводов и подземных хранилищ. – М.: Недра, 1984. – 238.
14. Глоба В.М., Мартинюк О.Т. Основи будівництва трубопроводів. Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: – ІФДТУНГ, 2000. – 156 с.
15. Громов А.В., Каликин А.А. Строительство магистральных трубопроводов. – К.: Строитель, 1975, – 357 с.
16. Зиневич А.М., Гладков В.И., Костик В.Г. Защита трубопроводов и резервуаров от коррозии. – М.: Недра, 1975. – 285 с.
17. Зиневич А.М., Прокофьев В.И., Минтюков В.П. Технология и организация строительства магистральных трубопроводов больших диаметров. – М.: Недра, 1979. – 228 с.
18. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. – Уфа: «Дизайн Полиграф Сервис», 2007. – 527 с.
19. Крылов Г.В., Степанов О.А. Эксплуатация и ремонт газопроводов и газохранилищ. – М.: Академа, 2000.
20. Кривошеин Б.Л., Тугунов П.И. Магистральный трубопроводный транспорт. – М.: Недра, 1985.
21. Мазур И. Нефть и газ. Мировая история. – М.: Изд-во «Дом, Земля и человек, XXI век», 2004. – 896 с.

22. Минаев В.И., Машины для строительства магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1985.
23. Михалюк А.В., Бузин В.А., Писарев Ю.А. Технология сооружения подземных локализованных хранилищ кассетного типа взрывным способом. – К.: ККТНК, 1999. – 3 с.
24. Нагорный В.П., Глоба В.М., Денисюк И.И. Взрывные работы при добыче природных углеводородов, строительстве трубопроводов и подземных хранилищ. – К.: Полиграфист, 2009. – 330 с.
25. Нагорный В.П., Глоба В.М. Обо всем, что под землей (добывается, сооружается, размещается). – К.: Эссе, 2010. – 205 с.
26. Нагорный В.П., Глоба В.М. Горное дело. Дорога длиною в тысячелетия. – К.: Эссе, 2010. – 288 с.
27. Сварочно-монтажные работы при строительстве трубопроводов. Справочник. – М.: «Недра», 1990.
28. Смирнов В.И., Голицинский Д.М., Мельников Л.Л. Строительство подземных сооружений с использованием камуфлетных взрывов. – М.: Недра, 1981.
29. СНиП 111-42-80. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ.
30. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы.
31. СП 34-112-97. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Комплексная технология и организация работ. – М.: АО ВНИИСТ, 1997.
32. СП 107-34-96. Балластировка, обеспечение устойчивого положения газопровода на проектных отметках. М.: Газпром, 1996.
33. СП 134-96, СП 111-34-96. Свод правил сооружения магистральных газопроводов. – М.: ИРЦ «Газпром», 1996.
34. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Б. Белоусов, А.Г. Немудров и др. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
35. Трубопровідний транспорт газу / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін. – К.: «Арена», 2002. – 598 с.
36. <http://geoman.ru/geography/item/f00/s10/e0010555/index.shtml>
37. <http://refoteka.ru/images/r/5/6/d/56d5d502541a02a9ed956de2c0e9c0fc.jpeg>
38. http://www.gazprom.ru/f/posts/25/843999/central-asia_1.jpg
39. <http://www.nemiga.info/eto-interesno/shema-gazoprovodov-8.jpg>
40. <http://historic.ru/news/item/f00/s08/n0000825/pic/000001.jpg>
41. <http://img.lenta.ru/articles/2011/09/16/tube/pic002.jpg>
42. http://www.kti.ru/forum/img/usersf/pic_707.gif
43. <http://www.svarkainfo.ru/rus/lib/history/>
44. <http://www.vashdom.ru/vsn/004-88/>
45. <http://stroy-truba.ru/>
46. <http://www.complexdoc.ru/ntdtext/485020/>
47. http://www.motor-remont.ru/books/4/01_1.html
48. <http://mulcer.ru/Stroitelstvo-magistralnogo-truboprovoda>

Хронология магистральных трубопроводов

- V век н. э.** – В Китае в провинции Сыгуань впервые применялись трубопроводы из бамбука, по которым газ распределялся на обширные площади и отправлялся в другие города, где использовался в качестве топлива.
- X век н. э.** – Вблизи Баку местные жители научились подводить «дух вечных огней» (газ) к своим жилищам с применением глиняных трубопроводов.
- 1865 г.** – В США между несколькими скважинами месторождения Ойл-Крик был проложен первый в стране деревянный трубопровод, в который нефть нагнеталась насосами.
- 1873 г.** – В Титусвилле (США) построен Пенсильванский газопровод протяженностью в 4 мили.
- 1878 г.** – По проекту инженера В.Г. Шухова на Балаханских нефтяных промыслах был построен первый в России промысловый нефтепровод.
- В штате Индиана (США) предпринята попытка строительства газопровода из деревянных труб для транспортировки природного газа протяженностью 110 миль.
- 1879 г.** – В Пенсильвании (США) впервые проложен металлический нефтепровод.
- 1883 г.** – Общая протяженность нефтепроводов в Бакинском районе составила 96 км с пропускной способностью свыше 200 тыс. пудов нефти в сутки.
- 1889 г.** – Из Баку в Батуми проложен трубопровод, позволивший увеличить поставки нефти на европейский рынок.
- 1892 г.** – В США начато строительство трубопровода из Пенсильвании к океанскому побережью страны.
- 1907 г.** – Построен крупнейший в мире продуктопровод Баку – Батуми протяженностью 833 км.
- 1911 г.** – В Польше построен первый газопровод.
- 1914 г.** – Общая протяженность нефте- и продуктопроводов в России составила 1 279 км.
- К концу года протяженность нефтепроводов в мире

достигла 30 тыс. км. Почти все они находились в двух нефтедобывающих странах – США и России.

- 1915 г.** – Построен первый нефтепровод в Румынии Бэйкой – Констанца.
- 1918 г.** – Общая протяженность магистральных газопроводов в США достигла 22 тыс. км.
- 1924 г.** – Построен первый газопровод на территории Украины Дашава – Стрый – Дрогобыч.
- 1928 г.** – В СССР вступил в эксплуатацию нефтепровод Грозный – Туапсе.
- 1931 г.** – В СССР начинаются работы по прокладке магистрального газопровода с промыслов Баби – Эйбата в Черный город.
 - Вводится в эксплуатацию газопровод в Мексике от месторождения Рома до Монтеррея.
 - В США построен магистральный трубопровод из района Панхэдл в Техасе до Чикаго протяженностью 1 600 км.
- 1935 г.** – В Иране сдан в эксплуатацию нефтепровод, дающий возможность поступления нефти на мировой рынок.
- 1944 г.** – В США сооружен первый газопровод дальнего газоснабжения «Теннеси» протяженностью 2 000 км, по которому газ подавался с месторождения Техаса в Западную Вирджинию.
- 1946 г.** – В СССР вступил в строй первый магистральный газопровод Саратов – Москва протяженностью 843 км, с диаметром труб 323 мм.
- 1948 г.** – Построен газопровод Дашава – Киев. Этот год принято считать годом основания газотранспортной системы Украины.
- 1950 г.** – В Польше построен газопровод, позволивший газифицировать Варшаву и ряд других крупных городов.
 - В Мексике начал действовать газопровод Поса-Рика – Аскапо – Цальго с диаметром труб 510 мм и протяженностью 230 км.
 - В Аргентине построен первый крупный газопровод от

газонефтяных месторождений района Комодоро-Риводавия до Буэнос-Айреса.

- 1951 г.** – Построена система нефтепроводов в Саудовской Аравии для транспортировки нефти на НПЗ в Бахрейне протяженностью 55 км.
- 1954 г.** – Построен первый подводный нефтепровод в Мексиканском заливе (США).
- 1956 г.** – В СССР был введен в эксплуатацию крупнейший, в то время в Европе, газопровод Ставрополь – Москва протяженностью 1 250 км с диаметром труб 720 мм.
- 1957 г.** – В Румынии начинается строительство газопроводов для транспортировки газа внутри страны и за рубеж.
- 1958 г.** – Вступил в эксплуатацию трансканадский газопровод от месторождений в провинции Альберта до г. Монреаля.
- Построен первый магистральный газопровод в Мексике протяженностью 250 км с диаметром труб 500 мм.
 - В Израиле построен нефтепровод длиной 241 км с диаметром труб 8 дюймов, предназначенный для перекачки сырой нефти из порта Эйласт в г. Беэр-Шева пропускной способностью 2 400 т в сутки.
- 1960 г.** – В Мексике вступил в эксплуатацию 14-дюймовый нефтепровод от месторождения Рейноса до г. Монтеррей.
- 1961 г.** – В Алжире построен газопровод Хасси – Ржель – Арзев с диаметром труб 600 мм и протяженностью 485 км.
- В Аргентине вступил в строй северный газопровод Кампо-Дуран – Буэнос-Айрес протяженностью 1 770 км.
- 1962 г.** – Вступил в строй первый в Украине нефтепровод Долина – Дрогобыч длиной 58,4 км.
- 1963 г.** – Газ из Средней Азии пришел по газопроводу Газли – Воскресенск протяженностью 2 694 км в центральные районы СССР, положившему начало газотранспортной системы Средняя Азия – Центр.
- 1964 г.** – В СССР сдан в эксплуатацию крупнейший в мире трансъевропейский нефтепровод «Дружба», идущий от нефтепромыслов Татарии в Польшу, Чехословакию, Венгрию и ГДР. Общая протяженность трубопровода

- составила 886 км, диаметр труб – 1 020, 820, 720, 630 мм.
- 1965 г.** – В Аргентине вводится в эксплуатацию новый газопровод Санта-Крус – Буэнос-Айрес с диаметром труб 762 мм и протяженностью 1 683 км.
- В Италии протяженность газопроводов составила 5 000 км.
- 1967 г.** – В СССР сдан в эксплуатацию газопровод «Братство». Началась подача украинского и российского газа в страны Центральной и Западной Европы.
- Во Франции построен газопровод протяженностью 192 км, по которому импортируемый нидерландский газ начал поступать в район Парижа.
 - Впервые в мировой практике в СССР стали применяться трубы диаметром 1 220 мм, из которых сооружался газопровод Средняя Азия – Центр.
- 1969 г.** – В СССР проложен первый газопровод в районе вечной мерзлоты Таас – Тумус – Якутск, протяженностью 310 км с диаметром труб 529 мм.
- В Австралии закончено строительство магистральных газопроводов общей протяженностью 1 280 км.
- 1970 г.** – Общая протяженность магистральных газопроводов в СССР составила 70 тыс. км.
- 1972 г.** – В Индии построен нефтепровод из Калькутты до Барауни протяженностью 1 200 км.
- В Алжире закончено строительство четвертого нефтепровода Хасси-Мессауд – порт Скинда протяженностью 720 км с диаметром труб 863 мм.
 - Общая протяженность эксплуатируемых в мире трубопроводов составила 1,6 млн. км, из них 70 % – газопроводы, 20 % – нефтепроводы, 10 % – продуктопроводы.
- 1974 г.** – В Иране введен в строй нефтепровод протяженностью 1 852 км, соединивший иранское месторождение Ахбаз с турецким портом Искандерун, иранская нефть экспортируется в страны Западной Европы.
- 1977 г.** – Вступил в строй нефтепровод на Аляске протяженностью

800 миль, далее нефть танкерами начала экспортироваться в Японию и США.

- 1978 г.** – Принят в эксплуатацию трансконтинентальный газопровод «Союз» (Оренбург – Западная граница СССР). Газопровод из труб диаметром 1 420 мм протяженностью 2 750 км построен в рекордно короткие сроки.
- 1980 г.** – Общая протяженность магистральных трубопроводов в СССР составила 271 тыс. км.
- 1983 г.** – В СССР сдан в эксплуатацию газопровод Уренгой – Помары – Ужгород для транспортировки газа в Западную Европу. Протяженность экспортного газопровода – 4 450 км, диаметр труб – 1 420 мм. Строительство газопровода такой протяженности впервые в мировой практике было завершено в рекордно короткие сроки – 1 год.
- Построены нефтепроводы Павлодар – Чикмент протяженностью 1 600 км и Грозный – Баку протяженностью 600 км с диаметром труб 720 мм.
- 1985 г.** – Завершено строительство в СССР газопровода Уренгой – Центр протяженностью 6 813 км.
- 1986 г.** – В СССР сдан в эксплуатацию газопровод Ямбург – Елецк протяженностью 3 151 км.
- Сформировалась Единая система газоснабжения СССР, включающая 150 тыс. км магистральных газопроводов и 350 компрессорных станций мощностью 42 млн. кВт.
- 1988 г.** – В СССР сдан в эксплуатацию мощный газопровод «Прогресс», связавший газовые месторождения Заполярья с западной границей.
- 1998 г.** – В Великобритании сдан в эксплуатацию газопровод, соединивший Англию с континентом и позволивший экспортировать британский газ в другие страны Европы.
- 1999 г.** – Польша и Украина заключили соглашение о прокладке нефтепровода Одесса – Броды для поставки в Польшу азербайджанской нефти.
- 2000 г.** – Протяженность магистральных нефтепроводов в России составила 47 тыс. км, нефтепродуктопроводов –

20 тыс. км.

- 2001 г.** – Турция начала прокладку нефтепровода Баку – Джейхан по территории Турции, предполагающего транспортировку азербайджанской нефти на Запад.
 - В России началось строительство газопровода «Голубой поток», по которому газ будет поступать в Турцию.
 - Протяженность газотранспортной системы Украины составила 37 тыс. км.
- 2002 г.** – Сдан в эксплуатацию газопровод «Голубой поток», частично проходящий по дну Черного моря.
- 2003 г.** – В России начата прокладка Транскитайского газопровода «Запад – Восток» длиной 2 600 км.
- 2005 г.** – Подписано соглашение между Россией и Германией о строительстве газопровода «Северный поток» протяженностью 1 200 км по дну Балтийского моря от Выборга (Ленинградская область, Россия) до Грайфсвальда (Германия). Это будет один из самых протяженных подводных газопроводов.
- 2006 г.** – Проложен газопровод по дну Северного моря от норвежского города Нехамна до английского Исингтона.
- 2009 г.** – Запущен в эксплуатацию нефтепровод Россия – Китай в рамках проекта Восточная Сибирь – Тихий океан.
- 2009 г.** – В США введен в эксплуатацию трубопровод длиной 2 700 км, соединивший штаты Колорадо и Огайо.
- 2010 г.** – В Бразилии построен газопровод «Gasene».
- 2010 г.** – Начата прокладка по дну Балтийского моря газопровода «Северный поток».
 - Определено начало строительства газопровода «Южный поток» по дну Черного моря, который будет проложен от Новороссийска (Россия) до болгарского порта Варна. Мощность газопровода 65 млрд. м³ в год.
- 2011 г.** – Введена в строй первая нитка газопровода «Северный поток», проложенного по дну Балтийского моря.

Научно-популярное издание

**Нагорный Владимир Петрович
Глоба Владимир Моисеевич**

Магистральные трубопроводы

**Под редакцией докт. техн. наук, проф.
В.П. Нагорного**

На русском языке

Науково-популярне видання

**Нагорний Володимир Петрович
Глоба Володимир Мойсейович**

Магістральні трубопроводи

**За редакцією докт. техн. наук, проф.
В.П. Нагорного**

Російською мовою

Підписано до друку 14.02.2012.
Формат 60×84/16. Папір офсетний.
Друк. арк. 18,59; умов. друк. арк. 16,27.
Замовлення № 315. Наклад 200 прим.

Віддруковано у друкарні СПД «Андрієвська Л.В.»
02099, Україна, м. Київ, вул. Бориспільська, 9, оф. 206