

УДК 622.692.4.053-049.32

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ВЫБОРЕ СПОСОБА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА



ANALYSIS OF THE TECHNICAL CONDITION OF AN OIL PIPELINE WHEN CHOOSING A METHOD OF OVERHAUL REPAIRS

Стефанов Роман Евгеньевич

АО «Газпром газораспределение Тамбов»
r.stefanov@internet.ru

Аннотация. В статье выполнен анализ технического состояния нефтепровода при выборе способа капитального ремонта. Описаны виды ремонта магистральных трубопроводов, рассмотрены виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов (ремонт с заменой труб; ремонт с заменой изоляционного покрытия; выборочный ремонт), сделана оценка технического состояния нефтепровода при выборе способа капитального ремонта. Описано планирование капитального ремонта нефтепровода (составление плана капитального ремонта и проектная документация).

Ключевые слова: виды ремонта магистральных трубопроводов; виды капитального ремонта подземных трубопроводов; способы капитального ремонта подземных трубопроводов; ремонт с заменой труб; ремонт с заменой изоляционного покрытия; оценка технического состояния; планирование капитального ремонта нефтепровода.

Stefanov Roman Evgenievich

JSC «Gazprom Gas Distribution Tambov»
r.stefanov@internet.ru

Annotation. The article analyzes the technical condition of the oil pipeline when choosing a major repair method. The types of repair of main pipelines are described, the types and methods of overhaul of underground pipelines are considered (repair with replacement of pipes; repair with replacement of insulating coating; selective repair), an assessment of the technical condition of the oil pipeline is made when choosing a method of overhaul. Planning for a major overhaul of an oil pipeline is described (drawing up a major overhaul plan and design documentation).

Keywords: types of repair of main pipelines; types of major repairs of underground pipelines; methods of major repairs of underground pipelines; repairs with replacement of pipes; repair with replacement of insulating coating; technical condition assessment; oil pipeline overhaul planning.

Введение

Первый магистральный продуктопровод диаметром 203 мм и протяжённостью 883 км с 17 насосными станциями был построен в 1896–1906 гг. по инициативе Д.И. Менделеева (проект В.Г. Шухова) и предназначался для перекачки экспортного керосина из Баку в Батуми. В то время это был самый крупный в мире трубопровод.

Становление России как великой нефтяной державы началось с открытия и освоения месторождений так называемого второго Баку – Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции. Первым наиболее крупным месторождением в этом регионе было Ишимбаевское, открытое в 1932 году. Для поставки оттуда нефти на Уфимский крекинг-завод в 1937 году был введён в эксплуатацию первый в этом регионе страны нефтепровод «Ишимбай – Уфа» условным диаметром 300 мм и протяжённостью 168 км, который сыграл огромную роль в экономике страны, особенно в годы Великой Отечественной войны.

Настоящий прорыв в нефтедобыче произошел после открытия в 1944 году девонской нефти в Башкирии. Для подачи ее на Уфимский крекинг-завод в 1947 году был построен и введён в эксплуатацию магистральный нефтепровод «Туймазы – Уфа» диаметром 350 мм и протяжённостью 180 км. В эти же годы прокладываются нефтепроводы местного значения: «Серафимовка – Субханкулово», «Нарышево – Бавлы», «Зольное – Сызрань», «Саратов – Наливная».

Бурное развитие трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов началось в 50-е годы прошлого столетия.

В этот период строятся и вводятся в эксплуатацию такие крупные нефтепроводы, как «Туймазы – Уфа-11» диаметром 350 мм и протяжённостью 157 км; «Туймазы – Уфа-111» диаметром 500 мм и протяжённостью 155 км; «Туймазы – Омск-1» диаметром 500 мм и протяжённостью 1336 км; «Шкапово – Ишимбай» диаметром 500 мм и

протяжённостью 146 км; «Бавлы – Куйбышев-1» диаметром 300-350 мм и протяжённостью 308 км; «Бавлы – Куйбышев-11» диаметром 500 мм и протяжённостью 308 км; «Ромашкино – Куйбышев» диаметром 500 мм и протяжённостью 250 км; «Куйбышев – Саратов» диаметром 500 мм и протяжённостью 357 км; «Кротовка – Куйбышев» диаметром 500 мм и протяжённостью 100 км; «Туймазы – Омск-11» диаметром 700 мм и протяжённостью 1,334 км; «Субханкулово – Шкапово» диаметром 500 мм и протяжённостью 94 км; «Субханкулово – Альметьевск» диаметром 500 мм и протяжённостью 110,8 км; «Субханкулово – Азнакаево» диаметром 700 мм и протяжённостью 62 км; «Омск – Татарская» диаметром 700 мм и протяжённостью 179 км и т.д. В 1954 году завершилось строительство I продуктопровода «Уфа – Омск» диаметром 350 мм и протяжённостью 1176 км, а в 1959 году – II продуктопровода «Уфа – Петропавловск» диаметром 500 мм и протяжённостью 915 км.

Уже первый опыт сооружения магистральных трубопроводов и их последующая эксплуатация показали необходимость проведения исследований, научного обоснования и решения ряда важных вопросов, таких как выбор технологии и режима перекачки при заполнении трубопровода нефтью или нефтепродуктом с вытеснением воды в случае прямого контактирования, а также при последовательной перекачке нефтепродуктов, подготовке нефтепроводов к перекачке нефтепродуктов, очистке трубопроводов от отложений парафина и грязи и т.д.

В середине 50-х годов особую актуальность приобрела проблема ремонта трубопроводов. До этого времени защита трубопроводов различного назначения осуществлялась только пассивными методами, т.е. покраской или нанесением битумной изоляции на наружной поверхности трубопровода, в основном нормального типа. Однако с расширением районов строительства, особенно в северном и восточном направлениях, где значительная часть трассы трубопроводов проходит через заболоченные, обводнённые, засоленные участки и т.д., эффективность защиты трубопроводов только покрытиями стала явно недостаточной и трубопроводы начали подвергаться коррозионному разрушению. Более того, в этот период началась интенсивная электрификация железных дорог. Рельсовое хозяйство и железнодорожное полотно подготавливались практически без учёта влияния построенных на этой трассе трубопроводов. При этом средства электрохимической защиты трубопроводов от действия блуждающих токов и почвенной коррозии отечественной промышленностью не выпускались. Расположенные в непосредственной близости от железных дорог магистральные трубопроводы стали усиленно корродировать.

Таким образом, в середине 50-х годов остро встала проблема аварийного и капитального ремонта трубопроводов на участках значительной протяжённости.

Первоначально все ремонтные работы выполнялись хозяйственным способом силами эксплуатационного персонала перекачивающих станций. Производственные операции – от рытья шурфов до засыпки отремонтированных участков осуществлялись в основном вручную (в лучшем случае с помощью бульдозеров, иногда роторным экскаватором).

В 1957 году в составе Башкирского научно-исследовательского института по переработке нефти создается отдел транспорта и хранения нефти. В 1959 году в связи с расширением круга специфических проблем, в том числе проблем защиты трубопроводов от коррозии и капитального ремонта подземных трубопроводов, на базе этого отдела был организован институт «НИИ Транснефть», ставший головным научно-исследовательским предприятием Миннефтепрома СССР – единственной в стране организацией, занимающейся технологией транспорта, хранения и капитальным ремонтом магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов. В 1970 году институт был переименован во Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору, подготовке и транспорту нефти (ВНИИСПТ нефть), а в 1992 году – в Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР). В институте были созданы отделы и лаборатории по основным проблемам трубопроводного транспорта нефти, в первую очередь поддержания и повышения надёжности и безопасности трубопроводов, начиная от исследования влияния различных процессов и явлений на несущую способность трубопроводов до восстановления необходимой её величины, обеспечивающей плановый объём перекачки.

С 1962 года начинается внедрение технических средств и новых материалов, испытываются первые очистные и изоляционные машины разработки НИИ Транснефти. В период с 1962 по 1968 гг. внедряются очистные машины ОМС-1, ОМС-2, ОМС-2М и изоляционные машины УИМ-14, УИМ-20, с 1965 года поточный механизированный метод ремонта трубопроводов.

В 1967 году начинается освоение способа механизированного нанесения нового изоляционного покрытия трубопроводов на основе битумной мастики, армированной стеклохолстом; впервые применяется вскрышной экскаватор ЭВР-529.

В эти же годы разрабатываются правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов, инструкции и другие нормативные материалы, охватывающие основные вопросы ремонта подземных трубопроводов на равнинных участках.

Интенсивность и масштабы работ возросли в начале 70-х годов. Были созданы и внедрены в производство следующие крупные разработки:

- техника и технология резки трубопроводов энергией взрыва;
- изоляционное покрытие типа Пластобит (Пластобит-2, Пластобит-2М, Пластобит-40) и грунтовка под это покрытие, имеющие эксплуатационный срок службы не менее 35 лет;
- комплекс очистных и изолировочных машин для нефтепроводов всех диаметров до 720 мм включительно;
- комплекс механизмов и машин для ремонта нефтепроводов диаметром 820-1220 мм;
- комплекс машин и механизмов для аварийного ремонта нефтепроводов;
- методики расчёта на прочность и устойчивость ремонтируемых участков нефтепроводов;
- технологические процессы капитального ремонта нефтепроводов в различных природно-климатических условиях, в том числе без остановки перекачки, при давлении до 2,5 МПа.

Кроме того, разработаны, периодически дополняются и обновляются правила капитального ремонта нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Исследованы различные состояния подземных трубопроводов и по результатам этих исследований разработаны рекомендации по учёту старения трубных сталей при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов и т.д. Тесное сотрудничество предприятий, эксплуатирующих магистральные нефтепроводы с ИПТЭР, позволило капитально отремонтировать около 20 тыс. км подземных магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов.

Виды ремонта магистральных трубопроводов

Ремонт магистральных трубопроводов представляет собой комплекс технических мероприятий, направленных на восстановление основных фондов объектов трубопроводного транспорта. Цель ремонта – поддержание и восстановление первоначальных эксплуатационных качеств магистрального трубопровода в целом или его отдельных участков. Ремонт линейной части магистральных трубопроводов по объёму и характеру выполняемых работ подразделяется на следующие основные виды: аварийный (внеплановый) текущий, средний и капитальный. На практике часто текущий и средний ремонт объединяют в одно целое, так как их объёмы и характер работ схожи.

На рисунке 1 представлена классификация видов ремонтных работ магистральных трубопроводов с указанием мероприятий, направленных на поддержание и восстановление эксплуатационных характеристик.

К аварийному ремонту относят:

- работы, связанные с ликвидацией аварий, возникающих в результате воздействия на трубопровод подземной коррозии;
- разрывов сварных стыков или трубопровода по телу трубы;
- закупорок трубопровода, приводящих к полной или частичной его остановке;
- неисправностей в линейной арматуре – кранах, задвижках, камерах приёма и пуска очистных устройств и др.

Текущий ремонт – минимальный по объёму и содержанию плановый ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации и заключающийся в систематически и своевременно проводимых работах по предупреждению от преждевременного износа линейных сооружений, а также по устранению мелких повреждений и неисправностей.

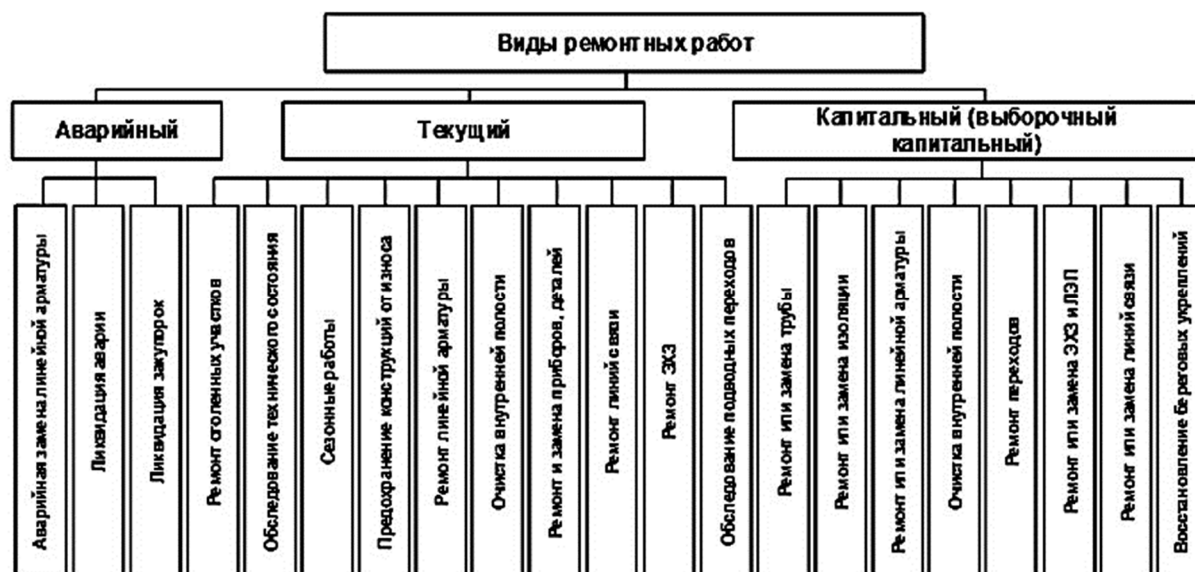


Рисунок 1 – Классификация видов ремонтных работ на трубопроводах

Текущий ремонт подразделяют на:

- *профилактический*, количественно и качественно определённый и планируемый заранее по объёму и выполнению;
- *непредвиденный*, выявленный в процессе эксплуатации и выполненный в срочном порядке.

К текущему ремонту относятся:

- работы, выполняемые при техническом обслуживании; ликвидация мелких повреждений земляного покрова над трубопроводом;
- устройство и очистка водоотводных канав, вырубка кустарников;
- очистка внутренней полости трубопроводов от парафина, грязи, воды и воздуха;
- проверка состояния и ремонт изоляции магистральных трубопроводов шурфованием;
- ревизия и ремонт запорной арматуры, связанные с заменой сальника и смазки;
- ремонт колодцев, ограждений, береговых укреплений, переходов трубопроводов через водные преграды;
- проверка фланцевых соединений, крепежа, уплотнительных колец, осмотр компенсаторов;
- замер толщины стенок трубопроводов ультразвуковым толщиномером;
- подготовка линейных объектов магистральных трубопроводов к эксплуатации в осенне-зимних условиях, в период весеннего паводка и устранение мелких повреждений, причинённых весенним паводком;
- окраска линейных сооружений.

Мероприятия по техническому обслуживанию и текущему ремонту магистральных трубопроводов проводят в основном без остановки перекачки.

Капитальный ремонт – наибольший по объёму и содержанию плановый ремонт, который проводят при достижении предельных значений износа в линейных сооружениях и связан с полной разборкой, восстановлением или заменой изношенных, или неисправных составных частей сооружений.

К капитальному ремонту линейной части относятся:

- все работы, выполняемые при текущем ремонте;
- вскрытие траншей, подземных магистральных трубопроводов, осмотр и частичная замена изоляции;
- ремонт или замена дефектных участков трубопровода и запорной арматуры, их переиспытание и электрификация арматуры;

- замена кронштейнов, опор и хомутов с последующим креплением трубопроводов к ним;
- просвечивание сварных швов;
- испытание трубопроводов на прочность и плотность;
- окраска надземных трубопроводов;
- берегоукрепительные и дноукрепительные работы на переходах трубопроводов через водные преграды;
- сооружение защитных кожухов на пересечениях с железными и шоссейными дорогами;
- ремонт и сооружение новых защитных противопожарных сооружений.

Технологический набор работ при капитальном ремонте магистральных трубопроводов примерно соответствует набору работ по их сооружению. Однако с точки зрения технологии, организации и управления он значительно сложнее и имеет свои специфические особенности. В организации проведения работ эти особенности заключаются в следующем: операции по вскрытию, подъёму, очистке от старой изоляции, сварочно-восстановительные, изоляционно-укладочные работы и работы по засыпке трубопровода не могут быть совмещены в специализированном потоке, но должны выполняться в строгой технологической последовательности.

В зависимости от метода производства капитального ремонта дефектоскопия и отбраковка труб (участков) может производиться как в траншее на поддерживаемом трубоукладчиками или опорами трубопроводе, так и на трубопроводе, находящемся на берме.

Дефектоскопия трубопровода в процессе капитального ремонта должна производиться методами и приборами, позволяющими выявлять все виды дефектов труб, включая стресс-коррозионные, по всей поверхности трубопровода. Особое внимание следует обращать на нижнюю образующую труб и участки, прилегающие к сварным швам и места с дефектами по результатам внутритрубной дефектоскопии.

Степень очистки труб должна обеспечивать возможность качественного проведения дефектоскопии. Дефектоскопия включает в себя определение местоположения дефектов и их параметров.

Темп работ по дефектоскопии должен быть не ниже темпа выполнения работ по ремонту трубопровода.

При применении аппаратуры, использующей магнитные методы дефектоскопии (магнитометрия), дефектоскопия участка может проводиться как до производства очистных работ, так и после очистки трубопровода от изоляции.

При применении ультразвуковой аппаратуры дефектоскопия осуществляется только после проведения двух этапов очистки - удаления от старого изоляционного покрытия и последующей дополнительной очистки в соответствии с требованиями применяемой аппаратуры.

По результатам дефектоскопии трубопровода и его ремонта контролируемой шлифовкой должны быть определены геометрические параметры всех выявленных дефектов. Отбраковка или оставление в трубопроводе дефектных труб с неопределёнными геометрическими параметрами выявленных дефектов не допускается.

Отбраковка труб производится комиссией, назначаемой приказом по транспортирующей организации, в составе:

- главного инженера транспортирующей организации;
- начальника эксплуатационной службы;
- инженера по диагностике;
- представителя обособленного структурного подразделения;
- специалиста неразрушающего контроля (дефектоскописта) II или III уровня.

Отбраковка труб (участков труб) и сварных соединений с дефектами производится в соответствии с требованиями РД-23.040.00-КТН-140-11. Указанные дефекты больших размеров подлежат вырезке.

Ремонт дефектов труб и сварных соединений может выполняться с применением технологий шлифовки, сварки, установки стальных муфт и, в отдельных случаях, с применением технологии врезки под давлением в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

При капитальном ремонте все ранее отремонтированные дефекты подлежат вырезке.

При приёмке отремонтированного трубопровода в эксплуатацию необходимо соблюдать действующее законодательство и нормативные требования по вопросам приёмки объектов в эксплуатацию.

Отремонтированный участок трубопровода принимается в эксплуатацию по акту рабочей комиссией, назначаемой приказом или распоряжением по транспортирующей организации.

Акт о приёмке участка трубопровода в эксплуатацию утверждается Заказчиком. Подрядчик (генеральный подрядчик) представляет комиссии следующую документацию:

- перечень организаций, участвовавших в производстве ремонтно-строительных работ на линейной части магистрального трубопровода (ЛЧМТ), с указанием видов выполняемых ими работ и фамилий инженерно-технических работников, непосредственно ответственных за выполнение этих работ;
- комплект исполнительной документации на ремонт трубопровода, предъявляемого к приёмке;
- ведомость отступлений от проекта и согласования этих отступлений с проектной организацией;
- сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие качество материалов, конструкций и деталей, применяемых при производстве ремонтно-строительных работ;
- акты промежуточной приёмки отдельных видов работ.

Виды и способы капитального ремонта подземных трубопроводов

Общие положения

Ремонт с замены труб производится следующими способами:

- 1) путём укладки в совмещённую траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажом последнего;
- 2) путём укладки в отдельную траншею, в пределах существующего технического коридора коммуникаций*, вновь прокладываемого участка трубопровода с последующим вскрытием и демонтажом заменяемого;
- 3) путём демонтажа заменяемого трубопровода и укладки вновь прокладываемого трубопровода в прежнее проектное положение.

* – технический коридор коммуникаций – это земельный участок, в пределах которого проходит система параллельно проложенных трубопроводов и коммуникаций, ограниченный с обеих сторон охранными зонами.

Ремонт с заменой изоляционного покрытия производится следующими способами:

- 1) с подъёмом трубопровода в траншее;
- 2) с подъёмом и укладкой трубопровода на лежки в траншее;
- 3) без подъёма с сохранением положения трубопровода.

Выборочный ремонт включает:

- 1) ремонт участков, прилегающих к узлам линейной арматуры;
- 2) ремонт участков длиной до 20 Ду, где Ду – условный диаметр трубопровода,
- 3) ремонт протяжённых участков методом последовательных захваток или с использованием грунтовых опор;
- 4) ремонт участков с заменой «катушки», трубы, узлов линейной арматуры.

Ремонт с заменой труб

Технологические операции при ремонте с заменой труб путём укладки в совмещённую траншею вновь прокладываемого трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажом последнего выполняются в два этапа.

На первом этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
- разработка совмещённой траншеи;
- планировка отвала грунта со стороны движения ремонтно-строительной колонны;
- сварка одиночных труб в секции на трубосварочной базе;

- вывоз секций труб на трассу и раскладка их на бровке траншеи;
- сварка секций труб в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи);
- очистка, нанесение изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- частичная засыпка уложенного трубопровода грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- испытание на прочность и герметичность;
- подключение электрохимзащиты;
- отключение заменяемого и подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу.

На втором этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- опорожнение, промывка заменяемого трубопровода;
- подъём, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- резка трубопровода на части;
- транспортирование труб к месту складирования;
- засыпка траншеи минеральным грунтом;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

При капитальном ремонте с заменой труб путём укладки вновь прокладываемого трубопровода в отдельную траншею в пределах существующего технического коридора коммуникаций технологические операции выполняются в два этапа.

На первом этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- закрепление трассы вновь прокладываемого трубопровода на местности;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал, планировка полосы трассы в зоне движения РСК;
- сварка одиночных труб в секции на трубосварочной базе;
- вывоз секций труб на трассу и раскладка их вдоль будущей траншеи;
- сварка секций труб в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи);
- разработка траншеи;
- очистка, нанесение и контроль качества изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- испытание на прочность и герметичность;
- подключение электрохимзащиты;
- отключение заменяемого и подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

На втором этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения заменяемого трубопровода;
- опорожнение, промывка отключенного участка трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы и перемещение его во временный отвал;
- вскрытие трубопровода до нижней образующей;
- подъём, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- засыпка траншеи минеральным грунтом;
- резка трубопровода на части;
- транспортировка труб к месту складирования;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

При капитальном ремонте с заменой труб путём демонтажа заменяемого трубопровода и укладки нового в прежнее проектное положение технологические операции выполняются в два этапа.

На первом этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения заменяемого трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
- вскрытие трубопровода до нижней образующей;

- отключение трубопровода;
- опорожнение, промывка заменяемого трубопровода;
- подъём, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;

- резка трубопровода на части;
- транспортировка труб к месту складирования.

Одновременно с демонтажом заменяемого трубопровода производится сварка новых одиночных труб в секции на трубосварочной базе.

На втором этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- доработка или разработка траншеи;
- вывоз секций на трассу и раскладка их на бровке траншеи;
- сварка секций труб в нитку;
- очистка, нанесение изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- испытание на прочность и герметичность;
- подключение электрохимзащиты;
- подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

При капитальном ремонте с замены труб укладка нового участка трубопровода проводится совмещённым способом в едином технологическом потоке с работами по очистке и изоляции трубопровода (рис. 2).

Раздельный способ проведения изоляционно-укладочных работ следует применять на участках со сложным рельефом местности (рис. 2).

Таблица 1 – Технологические параметры колонны при изоляционно-укладочных работах совмещённым способом

| Диаметр трубопровода, мм | Расстояния между трубоукладчиками (группами трубоукладчиков), м | | Максимально допустимое расстояние между очистной и изоляционной машинами, м |
|--------------------------|---|-------|---|
| | 11 | 12 | |
| 325–530 | 15–20 | 10–15 | 35 |
| 720–820 | 20–25 | 15–20 | 45 |
| 1020 | 20–25 | 15–25 | 50 |
| 1220 | 25–35 | 20–30 | 65 |

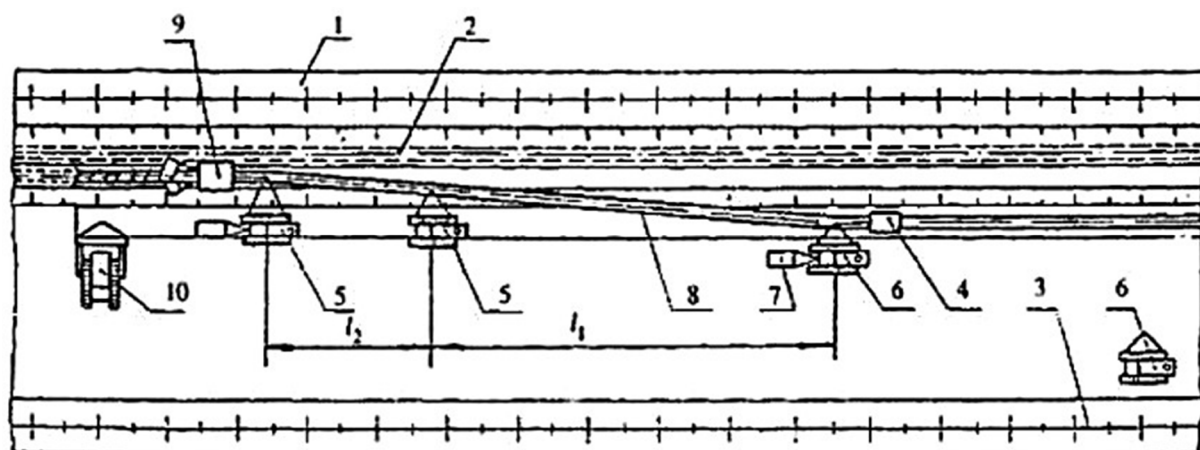


Рисунок 2 – Расстановка машин и механизмов при совмещённом способе изоляционно-укладочных работ:
 1 – отвал минерального грунта; 2 – заменяемый участок трубопровода;
 3 – отвал плодородного слоя почвы; 4 – очистная машина;
 5 – основной трубоукладчик; 6 – резервный трубоукладчик;
 7 – электростанция; 8 – вновь прокладываемый участок трубопровода;
 9 – изоляционная машина; 10 – бульдозер

Необходимое количество трубоукладчиков, их расстановка и высота подъёма трубопровода с учётом конкретных условий должны быть уточнены с помощью проверочных расчётов на прочность и устойчивость ремонтируемого участка.

Таблица 2 – Технологические параметры колонны при укладке в траншею отдельным способом

| Диаметр трубопровода, мм | Число трубоукладчиков, шт. | Расстояние (t) между трубоукладчиками, м |
|--------------------------|----------------------------|--|
| 325–530 | 3 | 20–25 |
| 720–820 | 4 | 25–30 |
| 1020 | 4 | 30–35 |
| 1220 | 5 | 35–40 |

При укладке трубопровода в траншею должны обеспечиваться:

- правильная расстановка трубоукладчиков;
- минимально необходимая для производства работ высота подъёма трубопровода;
- сохранность изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи;
- проектное положение трубопровода.

Ремонт с заменой изоляционного покрытия

Способ ремонта с подъёмом трубопровода в траншею рекомендуется для трубопроводов диаметром 219–720 мм. Технологические операции выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка полосы трассы в зоне движения РСК;
- разработка траншеи до нижней образующей трубопровода;
- предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных ВИС и другими методами, и ремонт их при необходимости;
- подъём трубопровода;
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- нанесение нового изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода на дно траншеи;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Способ ремонта с подъёмом и укладкой трубопровода на лежки в траншею рекомендуется для трубопроводов диаметром 219–720 мм при необходимости восстановления стенки трубы.

Технологические операции выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка ремонтной полосы в зоне движения РСК;
- разработка траншеи до нижней образующей трубопровода;
- предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных ВИС и другими методами, и ремонт их при необходимости;
- подъём трубопровода;
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода на лежки в траншею;
- выполнение работ по устранению дефектов стенки трубы, на участке, уложенном на лежки;
- подъём трубопровода;
- повторная очистка трубопровода;
- нанесение нового изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода на дно траншеи;

- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Способ ремонта без подъёма трубопровода с сохранением его положения рекомендуется для трубопроводов диаметром 720 мм и более.

Технологические операции выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал, планировка ремонтной полосы в зоне движения РСК;
- вскрытие трубопровода с разработкой боковых траншей ниже нижней образующей трубопровода;
- предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных ВИС и другими методами, и ремонт их при необходимости;
- разработка грунта под трубопроводом;
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- осмотр и выявление дефектов на очищенном участке;
- выполнение работ по ремонту дефектов стенки трубы;
- нанесение нового изоляционного покрытия;
- присыпка с подбивкой грунта под трубопровод на участках, определённых проектом производства работ (ППР), и засыпка траншеи;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Ремонт трубопроводов с заменой изоляции в зимнее время рекомендуется проводить в 3 этапа:

Этап 1. Работы, выполняемые в теплое время года (до промерзания грунта):

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал, планировка ремонтной полосы в зоне движения РСК;
- безотвальная вспашка или рыхление зоны разработки траншеи;
- восстановление оси трассы трубопровода.

Этап 2. Работы, выполняемые в зимнее время:

- очистка от снега зоны разработки траншеи и зоны прохода ремонтной техники на суточный объём выполнения ремонтных работ;
- разработка траншеи и очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- выполнение ремонтно-восстановительных работ;
- укладка трубопровода на дно траншеи, присыпка его и засыпка траншеи минеральным грунтом при ремонте с подъёмом или присыпка с подбивкой грунта под трубопровод на участках, определённых ППР и засыпка траншеи минеральным грунтом при ремонте без подъёма (с сохранением положения).

Этап 3. Работы, выполняемые после оттаивания отвалов грунта:

- планирование зоны засыпки траншеи;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Ремонт трубопроводов диаметром 219–720 мм, не имеющих дефектов стенок и дефектов сварных швов, может производиться с подъёмом и без остановки перекачки. Допустимое давление на участке подъёма должно определяться расчётом на прочность и не должно превышать 2,5 МПа.

Ремонт трубопроводов, имеющих дефекты стенок и сварных швов, проводится после выполнения восстановительных работ. Для проведения восстановительных работ трубопровод укладывается на лежки в траншее.

Монтаж троллейных подвесок, очистной, изоляционной и других машин, участвующих в технологическом процессе, производится на участке, уложенном на лежки. Длина участка, уложенного на лежки, должна быть достаточной для монтажа ремонтных машин.

Расчётные технологические параметры ремонтной колонны для конкретного участка определяются по типовым расчётам при сооружении и ремонте газонефтепроводов, а рекомендуемые для работы в равнинных условиях – в таблице 4.

Начало (или конец) поднимаемого участка трубопровода должно находиться от линейных задвижек или других мест заземления.

Таблица 3 – Расстояние до линейных задвижек или других мест заземления в зависимости от диаметра трубопровода

| Диаметр трубопровода, мм | Расстояние, не менее, м |
|--------------------------|-------------------------|
| до 530 мм | 30 |
| 530–720 мм | 40 |
| более 720 мм | 50 |

Подъём и укладка трубопровода на лежки осуществляется трубоукладчиками по двум схемам

На рисунке 3 показана схема расстановки и перемещения трубоукладчиков и последовательность операций при подъёме и укладке трубопровода на лежки одновременно всеми трубоукладчиками (на рисунке условно показаны 3 трубоукладчика).

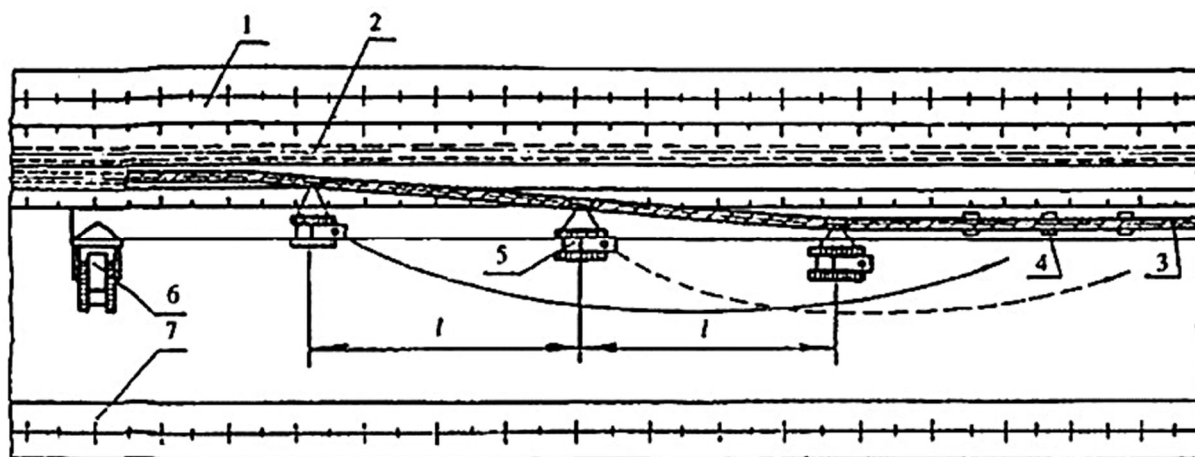


Рисунок 3 – Расстановка машин и механизмов при раздельном способе изоляционно-укладочных работ:
 1 – отвал минерального грунта; 2 – заменяемый участок трубопровода;
 3 – вновь прокладываемый участок трубопровода;
 4 – инвентарные лежки (земляные тумбы); 5 – трубоукладчик;
 6 – бульдозер; 7 – отвал плодородного слоя почвы

Таблица 4 – Технологические параметры и расчётные величины усилия подъёма трубопровода

| Схема подъёма и расстановки ремонтных машин | Диаметр трубопровода и толщина стенок, мм | Число трубоукладчиков, шт. | Масса ремонтной машины, кН | Высота подъёма трубопровода, м | | Расстояние до ремонтной машины, м | Расстояние между трубами, м | Длина дорожчатого участка |
|---|---|----------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------|-----------------------------------|-----------------------------|---------------------------|
| | | | | h_1 | h_2 | | | |
| | 219x5 | 2 | 10 | 0,63 | 1,01 | 4 | 12 | 59 |
| | 273x5 | 3 | 10 | 0,77 | 1,20 | 4 | 14 | 67 |
| | 325x5 | 3 | 10 | 0,73 | 1,11 | 4 | 15 | 72 |
| | 377x7 | 3 | 12 | 0,70 | 1,03 | 4 | 16 | 77 |
| | 426x7 | 3 | 12 | 0,68 | 1,01 | 4 | 17 | 82 |
| | 530x8 | 4 | 20 | 0,66 | 1,17 | 4 | 20 | 112 |
| | 630x8 | 4 | 20 | 0,65 | 1,10 | 4 | 20 | 115 |
| | 720x9 | 4 | 20 | 0,63 | 1,02 | 4 | 20 | 118 |

Позиция I. Расстановка трубоукладчиков и установка полотенец. Расстояние от места установки полотенца до поперечного сварного шва – не менее 3 м.

Позиция II. Подъем трубопровода одновременно всеми трубоукладчиками на заданную технологическую высоту.

Позиция III. Укладка лежек под приподнятый трубопровод. Лежки должны быть расположены от поперечного шва на расстоянии не менее 3 м.

Позиция IV. Укладка трубопровода на лежки одновременно всеми трубоукладчиками.

Позиция V. Переход трубоукладчиков в следующее исходное положение и расстановка их в порядке, описанном в позиции I. Далее операции повторяются в указанной последовательности.

На рисунке 4 показана схема расстановки и перемещения трубоукладчиков и последовательность операций при подъеме и укладке трубопровода на лежки с переходом одного трубоукладчика (на рисунке условно показаны 4 трубоукладчика).

Позиция I. Расстановка трубоукладчиков и установка полотенец. Расстояние от места установки полотенца до поперечного сварного шва – не менее 3 м.

Позиция II. Подъем трубопровода одновременно всеми трубоукладчиками на заданную технологическую высоту.

Позиция III. Укладка лежек под приподнятый трубопровод. Лежки должны быть расположены от поперечного шва на расстоянии не менее 3 м.

Позиция IV. Укладка трубопровода на лежки последним по ходу движения трубоукладчиком.

Позиция V. Переход освободившегося трубоукладчика вперед колонны на расстояние от первого по ходу движения трубоукладчика согласно ППР.

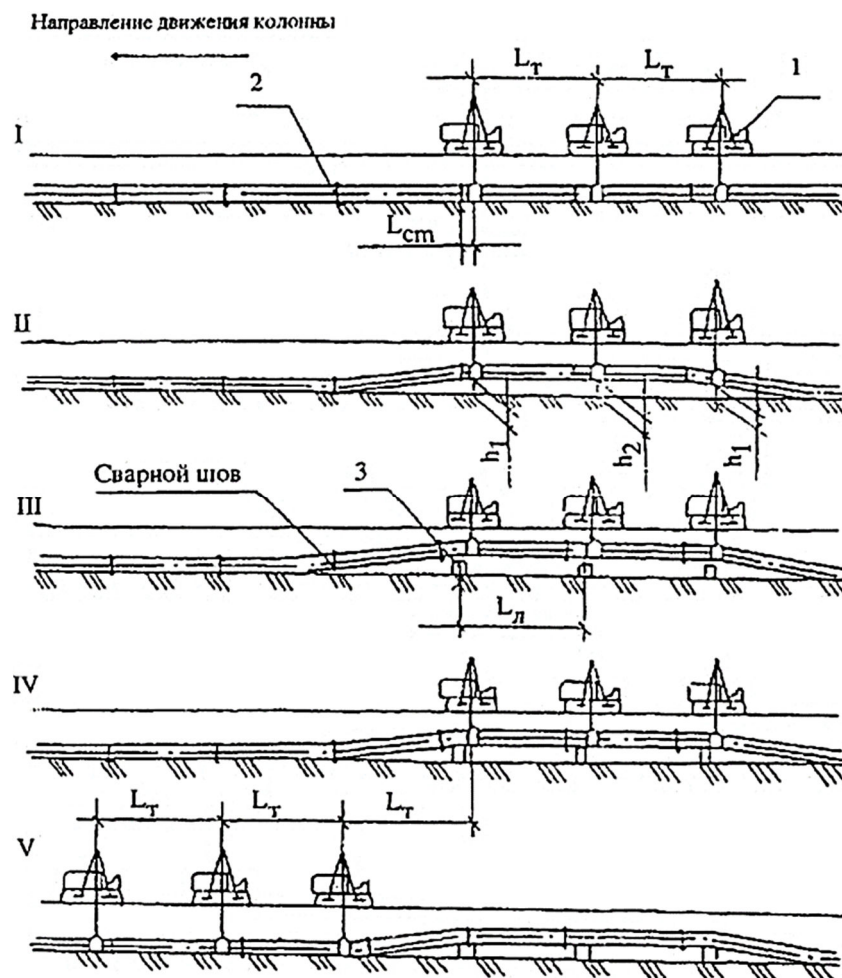


Рисунок 4 – Схема подъема и укладки нефтепровода на лежки одновременно тремя трубоукладчиками: 1 – трубоукладчик; 2 – нефтепровод; 3 – лежка; L_T – расстояние между трубоукладчиками; $L_л$ – расстояние между лежками; L_{cm} – расстояние от места установки полотенца до поперечного сварного шва; h_1 – высота подъема под крайними трубоукладчиками; h_2 – высота подъема под средним трубоукладчиком

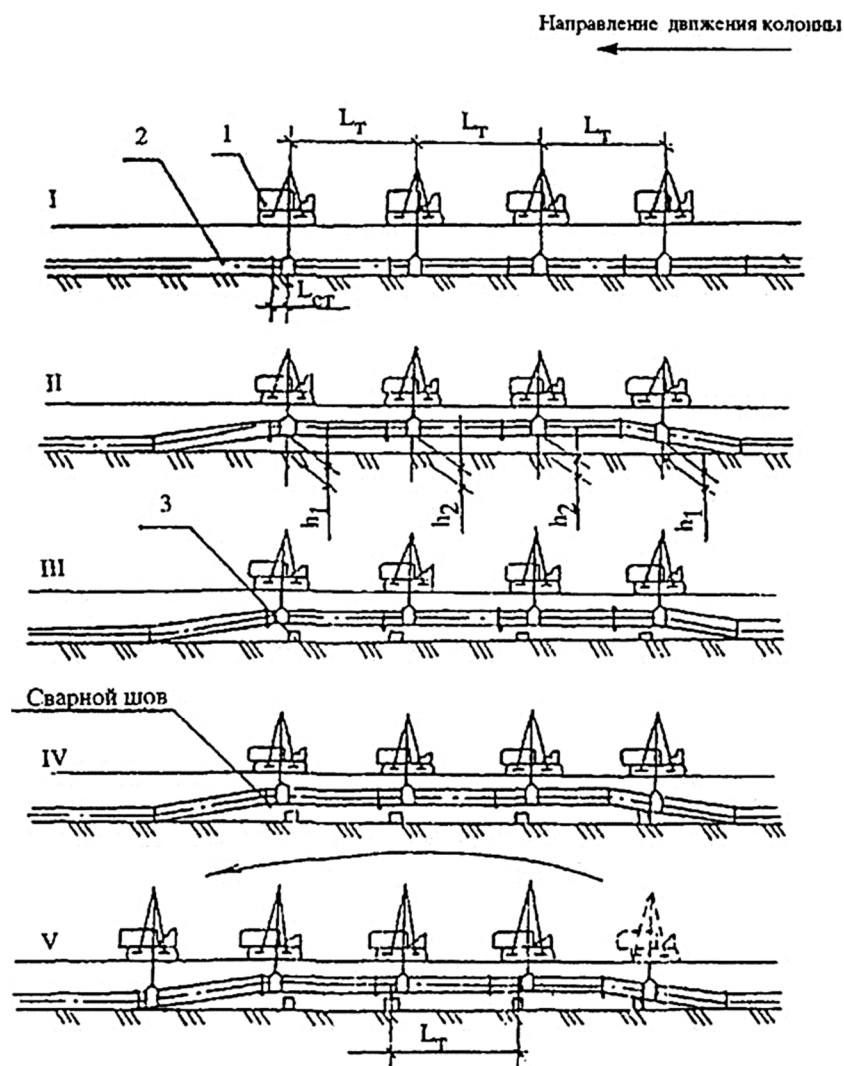


Рисунок 5 – Схема подъёма и укладки нефтепровода на лежки с переходом одного трубоукладчика: 1 – трубоукладчик; 2 – нефтепровод; 3 – лежка; L_T – расстояние между трубоукладчиками; L_n – расстояние между лежками; L_{cm} – расстояние от места установки полотенца до поперечного сварного шва; h_1 – высота подъёма под крайними трубоукладчиками; h_2 – высота подъёма под средними трубоукладчиками

Далее операции повторяются в указанной последовательности. По этой схеме трубопровод поддерживается в приподнятом состоянии тремя трубоукладчиками, а последний по ходу движения трубоукладчик опускает трубопровод на лежки и перемещается только после того, как подъём трубопровода первым трубоукладчиком произведён и его подъёмные лебёдки поставлены на тормоз.

Подъём и укладка трубопровода при проведении изоляционно-укладочных работ осуществляется трубоукладчиками, оборудованными троллейными подвесками.

Движение троллейной подвески вдоль трубопровода осуществляется плавно. Не допускается останавливать троллейную подвеску ближе 3 м от поперечного сварного шва на трубопроводе.

Ремонт нефтепроводов диаметром 720–1220 мм проводится без подъёма с поддержанием грузоподъёмными механизмами.

Поддержание подкопанного участка нефтепровода рекомендуется выполнять трубоукладчиками, опорами-крепями или пневмоподъёмниками.

Выборочный ремонт

Технологические операции при выполнении выборочного ремонта производятся в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода;
- уточнение границ ремонтируемого участка;

- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
- вскрытие трубопровода с разработкой траншеи ниже нижней образующей трубы;
- разработка грунта под трубопроводом (с грунтовыми опорами или без них);
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- визуальный осмотр дефектного участка трубопровода, при необходимости дополнительный контроль физическими методами;
- выполнение работ по ремонту дефектных мест (восстановление или усиление стенки трубы, монтаж муфт кроме замены «катушки», трубы);
- нанесение изоляционного покрытия и контроль его качества; присыпка с подбивкой грунта под трубопровод и засыпка траншеи;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

При выполнении ремонта с заменой «катушки» трубы необходимо выполнить следующие технологические операции:

- вскрытие дефектного участка нефтепровода;
- разработка ремонтного котлована и, при необходимости, котлована для сбора нефти;
- врезка отводов в ремонтируемый и параллельный нефтепроводы для откачки нефти;
- остановка перекачки и отсечение ремонтируемого участка задвижками;
- опорожнение ремонтируемого участка от нефти путём закачки её в параллельный нефтепровод, откачки в мягкие резервуары или в котлован для сбора нефти;
- вырезка дефектной «катушки» (трубы);
- герметизация внутренней полости нефтепровода;
- подготовка концов нефтепровода под монтаж и сварку;
- подготовка и подгонка новой «катушки» (трубы) по месту;
- прихватка и вварка «катушки» в нефтепровод;
- подключение отремонтированного участка и возобновление перекачки;
- обратная закачка нефти из ёмкостей или котлована;
- очистка и изоляция нефтепровода;
- засыпка отремонтированного участка нефтепровода, котлована для сбора нефти;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Выборочный ремонт дефектных участков нефтепровода проводится без подъёма и поддержки ремонтируемого участка. Длина подкопанного участка определяется по РД-75.200.00-КТН-0024-20. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Ремонт недозаглублений, оголений, провисов на линейной части магистрального трубопровода.

При выборочном ремонте со вскрытием протяжённых участков во время подсыпки и уплотнения грунта поддержание трубопровода рекомендуется выполнять грузоподъёмным механизмом, оснащённым мягким полотенцем, установленным в средней части подкопанного участка трубопровода.

Оценка технического состояния нефтепровода при выборе способа капитального ремонта

Современная сеть магистральных нефтепроводов характеризуется значительной протяжённостью, большими диаметрами, значительным возрастом и высоким давлением перекачки.

Возрастной состав и повышенные требования к экологической безопасности объектов нефтепроводного транспорта обуславливают необходимость обеспечения надёжной, безотказной работы и предупреждения аварий нефтепроводной системы.

Аварии на магистральных нефтепроводах приводят к экономическим убыткам от простоя, потерям нефти, большим затратам на ликвидацию разлитых нефтепродуктов. Появляется опасность, связанная с загрязнением нефтепродуктами окружающей среды. Порою убытки от отказов магистральных нефтепроводов для поставщиков и потребителей нефти оказываются значительно выше ущерба отдельных ремонтных служб. В создавшихся условиях большое значение приобретают вопросы обеспечения надёжности магистральных нефтепроводов, возможности объектов трубопроводного транспорта нефти выполнять свои функции. Особое внимание следует уделять надёж-

ности линейной части нефтепровода. Во время эксплуатации подземных нефтепроводов, воздействие внешних и внутренних факторов является определяющим при выборе способа защиты трубопровода от коррозии. Результатами неправильного выбора являются преждевременный износ трубопровода, старение, увеличение количества отказов. Отсутствие резервных ниток на линейной части магистральных нефтепроводах в случае отказа приведёт к длительному простоя всей системы транспортировки нефтепродукта.

Магистральные нефтепроводы должны соответствовать условиям надёжной и безотказной работы на длительный срок.

В создавшихся условиях проведение капитального ремонта является задачей государственной важности, на решение которой выделяются большие объёмы физических, технических и материальных ресурсов. Под определением капитальный ремонт подразумевается выполнение последовательных технически оправданных операций, сущность которых сводится к восстановлению нефтепровода до характеристик способных обеспечить надёжную транспортировку нефтепродукта с учётом его пропускной способности и загрузки. О необходимости проведения капитального ремонта нефтепроводов и их масштабности показывают следующие цифры: в настоящее время в России эксплуатируется более 50 тыс. км магистральных нефтепродуктопроводов, составляющих единую сеть, которая выполняет функции по обеспечению и поддержанию нефтяных фондов на 99,5 % добываемого сырья в России. При проведении оценки технического состояния магистрального нефтепровода и выбора способа выполнения капитального ремонта стоит обратить внимание на соблюдение требований охраны труда и пожарной безопасности. Постановлением Федерального закона России № 116-ФЗ от 21 июля 1997 года «О соблюдении требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» все действующие магистральные нефтепроводы следует относить к опасным производственным объектам и все объекты нефтепроводного транспорта подлежат обязательному исполнению декларированных требований промышленной безопасности.

При проведении мероприятий по определению основных показателей производительности действующего магистрального нефтепровода стоит учитывать факторы, оказывающие значительное влияние на снижение его надёжности:

1. *Несоответствие требований руководящих документов при разработке проектов по сооружению и эксплуатации нефтепроводов.* Учитывая недочёты проектной документации в существующих регламентах по проведению капитального ремонта магистральных нефтепроводов, указанные в них требования более жёсткие по сравнению с ранее действовавшими. Значительно возросли требования к категории участков нефтепровода на пересечениях с подземными, наземными, надземными коммуникациями, на переправах через русло рек и переходах через земли сельскохозяйственного назначения.

2. *Упущения при расчёте проектных показателей нефтепроводов.* Уровень подготовки исполнительных документов на выполнение задания по проведению ремонтных работ во многом зависит от образования инженерного звена, достижений научно-технического прогресса и внедрения современных технологий.

3. *Качество материалов, труб и изделий.* До 1970 года фасонные изделия нефтепроводов были сварными, в основном полевого изготовления. В течение 1970–1975 гг. частично применялись фасонные изделия заводского изготовления, после 1975 года – только заводского изготовления. Изоляция первых нефтепроводов была битумной или битумно-бризольной, её срок службы по диэлектрическим свойствам составлял около 15 лет. С 1970 года повсеместное применение нашли плёночные изоляционные покрытия.

4. *Цикличность загрузки нефтепроводов.* Опыт эксплуатации нефтепроводов показал зависимость аварийных разрушений трубопроводов от цикличности их загрузки. При этом порывы трубопроводов чаще всего происходят при возобновлении перекачки в период пуска и изменения режима перекачки нефти. Подземные нефтепроводы подвержены малоцикловым разрушениям.

5. *Старение трубных сталей.* Исследование металла труб магистральных нефтепроводов после их эксплуатации показывают, что при длительной эксплуатации нефтепроводов происходит снижение сопротивляемости металла труб их хрупкому

разрушению, которое зависит от срока службы нефтепровода и качества трубных сталей. Интенсивность процесса старения эксплуатируемых трубных сталей прямо пропорциональна количеству углерода в стали. Необходимо учитывать эффект старения нефтепровода при решении технологических и ремонтных задач: определения режима оптимальной загрузки, планирование испытаний нефтепроводов, выборе сроков и вида капитального ремонта.

6. *Почвенная коррозия и коррозия под действием блуждающих токов.* Коррозия нефтепроводов под действием блуждающих токов и коррозионно-активных грунтов является наиболее распространённым фактором снижения надёжности и целостности нефтепроводов. Опасными являются блуждающие токи электрифицированных железных дорог, вызывающие коррозию нефтепроводов на значительных участках всего за 1–2 года. Защита подземных нефтепроводов осуществляется комплексно: изоляционными материалами и средствами электрохимзащиты.

7. *Внутритрубная коррозия.* Происходит при перекачке высокосернистой нефти, особенно сероводородсодержащих компонентов. Интенсивность зависит от содержания сернистых соединений, обводнённости нефти, скорости потока, рельефа местности, качества металла трубы. Помимо химического разрушения происходит сероводородное наводороживание стенок трубы, которое снижает запас пластичности и параметры циклической трещиностойкости.

8. *Температура окружающего воздуха в период строительства нефтепроводов и температура перекачиваемой нефти.* При строительстве нефтепроводов не учитывается температура окружающего воздуха и температура перекачиваемой нефти (кроме «горячих» нефтепроводов), что сказывается на качестве, состоянии и долговечности нефтепроводов. Необходимо предусматривать устройство компенсаторов, разработку более широких и глубоких траншей, подбор более прочной износоустойчивой изоляции.

9. *Брак при строительстве нефтепровода.* Опасное многообразие приводит к тяжёлым последствиям. При производстве строительно-монтажных работ должен осуществляться их пооперационный контроль, начиная от входного контроля на трубы, соединительные детали, сварочные материалы, изоляционные покрытия. Наиболее характерные виды брака – низкое качество изоляции, малая глубина заложения нефтепровода, наличие вмятин, гофр, рисков. Наиболее опасными являются дефекты тела трубы, где чаще всего и происходят порывы нефтепроводов.

Воздействие даже небольшого количества перечисленных факторов оказывает существенное влияние на надёжность и работоспособность нефтепроводов и иллюстрирует сложность оценки их технического состояния. Оценка складывается из данных приборного контроля (внутритрубные измерительные снаряды, приборы для измерения сплошности изоляционного покрытия), визуального контроля (осмотр изоляционного покрытия, зачистка изоляции, контроль состояния тела трубы), осуществляемого выборочно в наиболее опасных или вызывающих сомнение местах, результатов обследований, испытаний металла из вырезанных при аварии «катушках», аварийности на различных участках, цикличности работы нефтепровода. Анализ надёжности и работоспособности нефтепроводов проводится группой аналитиков из числа высококвалифицированных специалистов с привлечением сотрудников научных центров и проектных организаций. Если степень опасности, которую представляют участки нефтепровода для жизненно важных интересов компании и общества, при авариях велика, то нефтепровод имеет стратегическое значение, является основным и единственным видом транспорта нефти от поставщика к потребителю и не может без проведения ремонта обеспечить необходимый объём перекачиваемого продукта, то такие нефтепроводы подлежат капитальному ремонту в первую очередь.

Составление плана капитального ремонта

Во время составления планов по проведению капитального ремонта нефтепровода учитывается ряд основных факторов:

- наличие участков, подлежащих капитальному ремонту, срочность и надёжность производства работ;
- объём финансовых средств на проведение капитального ремонта;
- возможность остановки перекачки на ремонтируемом участке;
- техническое состояние участка, подлежащего ремонту;
- наличие необходимой техники, машин и механизмов для ремонта нефтепровода определённого диаметра;

- наличие или возможность приобретения необходимых по качеству и количеству труб, изоляционных материалов, недостающей техники и механизмов;
- опыт ремонтных бригад, участвующих в проведении капитального ремонта, укомплектованность оборудования;
- геологическая характеристика участка производства работ, наличие водных переходов, подземных и наземных коммуникаций;
- сезон выполнения ремонтных работ.

Учитывая необходимость капитального ремонта нефтепроводов, построенных в последние годы, ремонта нефтепроводов, сооружённых в Советском Союзе, протяжённость трубопроводов составляет тысячи километров по ПАО «Транснефть» и другим акционерным сообществам. В настоящее время перед организацией, эксплуатирующей нефтепроводы, стоит задача выбора участка и вида капитального ремонта.

Составление планов капитального ремонта подземных трубопроводов, учитывая необходимость первоочередного ремонта на водных, дорожных переходах, осуществляется в несколько этапов.

Первоначально обсуждаются предложения районных нефтепроводных управлений по части минимально необходимого объёма и вида работ по нефтепроводам районного управления с учётом рекомендации аналитиков и полученных филиалом постановлений, предписаний, предложений органов местного самоуправления, государственных органов надзора, а также предложений о возможных исполнителях проектных и ремонтных работ. Далее производственные отделы по капитальному ремонту акционерного общества обобщают имеющиеся материалы, прорабатывают свои предложения, которые в итоге выносятся на технический совет акционерного общества с участием главных инженеров, районных управлений и ремонтных подразделений, руководителей заинтересованных отделов и привлекаемых к работе подрядных организаций. На совещании определяется объём финансирования, виды и участки ремонта, очередность проведения и исполнители работ. Окончательное решение принимается на правлении акционерного общества с участием руководителей подразделений, функциональных отделов и привлекаемых к участию в ремонте проектных, строительно-монтажных организаций. Результаты принятых решений вносятся в общий план капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов, где обязательно указываются сроки выполнения работ.

Проектная документация

К проектированию капитального ремонта нефтепровода могут привлекаться: институты, проектно-сметные бюро, строительные акционерные общества, имеющие лицензию Госгортехнадзора РФ на производство соответствующих видов работ, следовательно, организации способные обеспечить безопасное производство работ и последующую безопасную эксплуатацию производственных объектов. Наиболее распространённым является оформление задания районным управлением, которое утверждается руководителем, далее задание визируется руководителями заинтересованных функциональных отделов, согласовывается с руководителем проектной организации, и утверждается генеральным директором или главным инженером. К заданию на проектирование прилагаются: документы, характеризующие состояние нефтепровода, которыми при подготовке пользовалась группа специалистов акционерного общества при определении надёжности и работоспособности нефтепровода, план и профиль ремонтируемого участка нефтепровода с нанесёнными собственными коммуникациями и коммуникациями сторонних организаций проходящих в одном техническом коридоре, точки пересечения коммуникаций и нефтепровода, указываются пикеты и километраж пересечения или сближения, глубина заложения, объекты линейных сооружений, входящих в охранную зону нефтепровода с привязкой к километражу и пикетажу ремонтируемого нефтепровода.

При капитальном ремонте применяется одностадийное проектирование – разрабатывается рабочий проект, который согласовывается с землепользователями, владельцами эксплуатирующих коммуникации расположенных в одном техническом коридоре с ремонтируемым нефтепроводом.

Охранные зоны – участки земель, ограниченные условными линиями вдоль трассы коммуникаций, устанавливаемые для исключения возможности их повреждения при любом виде прокладки. Для трубопроводов, транспортирующих нефть, природный

газ, нефтепродукты, охранная зона составляет 25 м от оси трубопровода с каждой стороны. Для трубопроводов, транспортирующих сжиженные углеводородные газы, нестабильный бензин и конденсат, охранная зона составляет 100 м от оси трубопровода с каждой стороны. После согласования технических условий со всеми владельцами коммуникаций проектная организация приступает к разработке рабочего проекта.

В состав рабочего проекта должны входить:

- пояснительная записка;
- рабочие чертежи;
- сметная документация.

Пояснительная записка рабочего проекта содержит технико-экономическое обоснование выбора вида ремонта, расчёт на прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода, решение об организации ремонтных работ, мероприятия по технике безопасности и пожарной безопасности, охрану окружающей среды и рекультивацию земель. Составной частью рабочего проекта является Проект организации строительства. В проекте указывается продолжительность ремонта, распределение финансовых вложений, объёмы строительно-монтажных работ, технические и трудовые ресурсы, материальные затраты и источники их покрытия, основные способы выполнения ремонтных работ, структура управления ремонтом объекта.

Рабочие чертежи включают в себя: профиль трассы ремонтируемого участка с отражением глубины существующего и проектного заложения нефтепровода, диаметра нефтепровода, марки стали, категории заменяемого участка типа изоляционного покрытия. Также присутствуют схемы производства земляных работ, в которых отражаются мероприятия по сохранению собственных коммуникаций и их объектов.

Сметная документация составляется по действующим нормам и тарифам, расценкам, прейскурантам и калькуляциям, установленным для работ по капитальному ремонту.

Проектно-сметная документация на капитальный ремонт нефтепроводов до утверждения проходит экспертизу, регистрируется в региональных управлениях Госгортехнадзора РФ и проверяется на соблюдение норм промышленной безопасности в научно-исследовательских организациях. Организации несут ответственность в соответствии с законодательством за несоответствие принятых в проекте технологических, экологических, технических решений, действующих в период проектирования, руководящим документам, утверждённым в установленном порядке. Проектная документация должна быть подготовлена за 1–2 года до начала производства ремонтных работ для решения вопросов перспективного планирования, финансирования и проведения работ.

Литература

1. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз: учебник для вузов / Р.А. Алиев [и др.]. – М. : Недра, 1987. – 270 с.
2. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов : учебно-практическое пособие / Г.В. Бахмат [и др.]; Под ред. Ю.Д. Земенкова. – М. : Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.
3. Типовые расчёты при сооружении и ремонте газонефтепроводов : учеб. пособие / Л.И. Быков [и др.]. – СПб. : Недра, 2006. – 824 с.
4. Восстановление работоспособности труб нефтепроводов / А.Г. Гумеров [и др.]. – Уфа : Башкирское книжное издательство, 1992. – 236 с.
5. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / А.Г. Гумеров [и др.]; Под ред. А.Г. Гумерова. – М. : Недра, 1998. – 270 с.
6. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта / А.Г. Гумеров [и др.]. – М. : Недра, 1998. – 251 с.
7. Иванов В.А. Справочник мастера строительно-монтажных работ: учебно-практическое пособие / Под ред. В.А. Иванова. – М. : Инфра-Инженерия, 2007. – 832 с.
8. Катмаков М.С. Выбор технологии и метода ремонта магистральных нефтепроводов / М.С. Катмаков; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2017.
9. Кунина П.С. Диагностика энергетического оборудования трубопроводного транспорта нефти и газа / П.С. Кунина, П.П. Павленко, Е.И. Величко. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2010. – 552 с.

10. Кунина П.С. Проектирование газонефтепроводов : учеб. пособие / П.С. Кунина, А.В. Поляков. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2010. – 152 с.
11. Трубопроводный транспорт нефти и газа : учеб. пособие / П.С. Кунина [и др.]. – Майкоп : ФГБУ «Российское энергетическое агентство», 2020. – 391 с.
12. Ладенко А.А. Технологии ремонта и эксплуатации нефтепромыслового оборудования : учеб. пособие. – М. – Вологда : Издательство «Инфра-Инженерия», 2019. – 180 с.
13. Ладенко А.А. Расчёт нефтепромыслового оборудования : учеб. пособие / А.А. Ладенко, П.С. Кунина. – М. – Вологда : Издательство «Инфра-Инженерия», 2019. – 188 с.
14. Промысловые трубопроводы и оборудование : учеб. пособие / Ф.М. Мустафин [и др.] – М. : Недра, 2004. – 662 с.
15. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.

References

1. Construction and repair of gas and oil pipelines, gas storage facilities and oil depots : a textbook for universities / R.A. Aliev [et al.]. – M. : Nedra, 1987. – 270 p.
2. Engineer's Handbook for the Operation of Oil and Gas Pipelines and Product Pipelines: educational and practical guide / G.V. Bakhmat [et al.]. – M. : Infra-Engineering, 2006. – 928 p.
3. Typical calculations for the construction and repair of gas and oil pipelines: textbook / L.I. Bykov [et al.]. – SPb. : Nedra, 2006. – 824 p.
4. Restoring the performance of oil pipeline pipes / A.G. Gumerov [et al.]. – Ufa : Bashkir Book Publishing House, 1992. – 236 p.
5. Emergency restoration repair of main oil pipelines / A.G. Gumerov [et al.]. – M. : Nedra, 1998. – 270 p.
6. Defectiveness of oil pipeline pipes and methods of their repair / A.G. Gumerov [et al.]. – M. : Nedra, 1998. – 251 p.
7. Ivanov V.A. Handbook of construction and installation work foreman: educational and practical guide / Edited by V.A. Ivanova. – M. : Infra-Engineering, 2007. – 832 p.
8. Katmakov M.S. Choice of technology and method for repairing main oil pipelines / M.S. Katmakov; National Research Tomsk Polytechnic University. – Tomsk, 2017.
9. Kunina P.S. Diagnostics of power equipment for oil and gas pipeline transport / P.S. Kunina, P.P. Pavlenko, E.I. Velichko. – Krasnodar : ООО «Izdatel'skiy Dom – Yug», 2010. – 552 p.
10. Kunina P.S. Design of gas and oil pipelines : textbook. allowance / P.S. Kunina, A.V. Polyakov. – Krasnodar : ООО «Izdatel'skiy Dom – Yug», 2010. – 152 p.
11. Pipeline transport of oil and gas : textbook / P.S. Kunina [et al.]. – Maykop : Federal State Budgetary Institution «Russian Energy Agency», 2020. – 391 p.
12. Ladenko A.A. Technologies for repair and operation of oilfield equipment : textbook. allowance. – M. – Vologda : Publishing House «Infra-Engineering», 2019. – 180 p.
13. Ladenko A.A. Calculation of oilfield equipment : textbook. allowance / A.A. Ladenko, P.S. Kunina. – M. – Vologda : Publishing House «Infra-Engineering», 2019. – 188 p.
14. Field pipelines and equipment : textbook. allowance / F.M. Mustafin [et al.] – M. : Nedra, 2004. – 662 p.
15. Savenok O.V. Optimizing the functioning of operational equipment to improve the efficiency of oil field systems with difficult production conditions. – Krasnodar : ООО «Izdatel'skiy Dom – Yug», 2013. – 336 p.