

УДК 622.692.4.053-049.32

ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ ТРУБ



OIL PIPELINE OVERHAUL REPAIR WITH PIPES REPLACEMENT

Стефанов Роман Евгеньевич

АО «Газпром газораспределение Тамбов»

r.stefanov@internet.ru

Аннотация. В статье проведена оценка капитального ремонта нефтепровода с заменой труб, описаны земляные работы, работы по снятию изоляции, врезка вантуза в нефтепровод (устройство для холодной врезки акв-103 «Пиранья» и устройство прорезное акв-101 «Малютка»). Приведена сборка линии сборно-разборного трубопровода и гидроиспытание, откачка нефти из отключенного участка и вырезка дефектного участка (машина для безогневой резки труб МРТ 325-1420 «Волжанка» 3). Рассмотрен демонтаж дефектного участка нефтепровода, работы по герметизации нефтепровода и сварочно-монтажные работы.

Ключевые слова: работы по снятию изоляции; врезка вантуза в нефтепровод; сборка линии сборно-разборного трубопровода и гидроиспытание; откачка нефти из отключенного участка; вырезка дефектного участка; демонтаж дефектного участка нефтепровода; работы по герметизации нефтепровода; сварочно-монтажные работы.

Stefanov Roman Evgenievich

JSC «Gazprom Gas Distribution Tambov»

r.stefanov@internet.ru

Annotation. The article evaluates the overhaul of an oil pipeline with the replacement of pipes, describes excavation work, work on removing insulation, inserting a plunger into an oil pipeline (a device for cold tapping AKV-103 «Piranha» and a slotted device AKV-101 «Malyutka»). The assembly of the prefabricated pipeline line and hydrotesting, pumping oil from the disconnected section and cutting out the defective section (machine for fireless pipe cutting MRT 325-1420 «Volzhanka» 3) are presented. The dismantling of a defective section of an oil pipeline, work on sealing the oil pipeline and welding and installation work are considered.

Keywords: insulation removal work; inserting a plunger into an oil pipeline; assembly of a prefabricated pipeline line and hydrotesting; pumping oil from the disconnected area; cutting out the defective area; dismantling a defective section of an oil pipeline; oil pipeline sealing work; welding and installation work.

Капитальный ремонт нефтепроводов с заменой труб заключается в полной замене дефектных, низконапорных, физически усталостных участков трубопровода, представляющих опасность для жизненно важных интересов личности и общества, не позволяющих обеспечить необходимый объем перекачки нефти, и участков, препятствующих развитию городов, населенных пунктов и т.п.

Капитальный ремонт является плановым ремонтом и должен выполняться в соответствии с рабочим проектом, разработанным проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию. Организация, выполняющая ремонт, разрабатывает проект производства работ, который утверждается руководством эксплуатирующей организации. Техническое задание на ремонт магистрального нефтепровода (МН) должно предусматривать достижение тех же показателей, которые были у вновь построенного трубопровода (рабочее давление, пропускная способность и т.д.).

Последовательность работ при капитальном ремонте нефтепровода с заменой труб выполняется в следующем порядке:

- 1) проведение подготовительных работ;
- 2) подготовка линейных задвижек и проверка их на герметичность;
- 3) остановка перекачки нефти по нефтепроводу, отключение насосных агрегатов НПС, перекрытие участка производства ремонтных работ линейными задвижками;
- 4) врезка вантузов для откачки нефти из ремонтируемого участка, врезка вантузов для впуска-выпуска воздуха;
- 5) освобождение от нефти ремонтируемого участка нефтепровода;
- 6) вырезка дефектного участка безогневым методом;
- 7) демонтаж дефектного участка нефтепровода;
- 8) герметизация внутренней полости нефтепровода;
- 9) проведение сварочно-монтажных работ;

- 10) контроль качества сварных соединений;
- 11) заполнение нефтепровода;
- 12) вывод нефтепровода на проектный режим работы.

Земляные работы

В производство земляных работ входит:

- оформление отвода земель и документов на производство работ в охранной зоне;
- подготовка площадки для производства работ;
- разработка ремонтного котлована;
- разработка приямков для врезки вантузов в нефтепровод;
- планировка отвала плодородного и минерального грунта;
- устройство временного земляного амбара, размещения в нём ёмкости для откачиваемой нефти;
- засыпка ремонтного котлована, рекультивация земель после завершения работ.

Земляные работы должны начинаться со снятия плодородного слоя грунта и перемещения его в отвал для временного хранения. Минимальная ширина полосы снятия плодородного слоя должна быть равна ширине котлована или амбара по верху плюс 0,5 м в каждую сторону. Снятие плодородного слоя почвы также предусматривается с зоны перемещения и хранения минерального грунта с рабочих котлованов. Плодородный слой перемещается в отвал для хранения на одну сторону земляных работ на расстояние обеспечивающее размещение и возврат минерального грунта на нарушаемую площадь, при этом не допускается перемешивание с плодородным слоем почвы.

Для снятия плодородного слоя применяется бульдозер. Рассмотрим пример применения бульдозера средней мощности CaterpillarD6R2 (рис. 1).

Таблица 1 – Технические характеристики бульдозера CaterpillarD6R2

Полезная мощность двигателя, л.с.	215
Эксплуатационная масса, кг	18984
Тип отвала	полусферический
Вместимость отвала, м ³	5,6
Ширина отвала, мм	3260



Рисунок 1 – Бульдозер CaterpillarD6R2

Бульдозер представляет собой гусеничный трактор, оборудованный впереди рабочим органом – управляемым отвалом с ножом в нижней части. Бульдозер широко применяется при обустройстве площадок для временного хранения оборудования, для планирования площадок под жилые вагоны, для срезания участков грунта на крутых подъёмах в гору. Простота конструкции и надёжность бульдозера идеально подходит для работы в полевых условиях.

Разработка и обустройство ремонтного котлована выполняется механизированным способом при помощи экскаватора (рис. 2).

Таблица 2 – Технические характеристики экскаватора Hitachi ZX240-5G

Мощность двигателя, л.с.	177
Эксплуатационная масса, кг	23400
Ширина ковша, мм	1600
Вместимость ковша, м ³	0,92–1,40
Максимальная глубина копания, мм	6500

Одноковшовые экскаваторы представляют собой машины, предназначенные для разработки траншей и котлованов. Одноковшовые экскаваторы являются машинами общестроительного назначения и широко применяются при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов.



Рисунок 2 – Экскаватор Hitachi ZX240-5G

Разработка ремонтного котлована без откосов не допускается. При разработке котлована должна быть обеспечена крутизна откосов в соответствии с таблицей 3. Перед началом производства работ в ремонтном котловане следует провести контроль крутизны откосов с применением измерительных средств.

Таблица 3 – Допустимая крутизна откосов ремонтного котлована

Вид грунта	Глубина траншеи котлована, м	
	угол откоса	уклон
Суглинок	63	1–0,5

Контроль за состоянием откосов и грунта на бровке котлована должен вестись постоянно. Данное требование должно быть указано в нарядах-допусках.

Котлован должен иметь освещение для работы в ночное время, светильники должны быть во взрывозащищенном исполнении. Ремонтный котлован должен быть обозначен в соответствии со схемой, приведённой на рисунке 3.

Отвал грунта должен производиться с противоположной стороны от подъезда техники к рабочему котловану, запрещается движение техники со стороны отвала грунта и по отвалу. Отвал грунта, извлеченного из котлована, для предотвращения падения кусков грунта в котлован, должен находиться на расстоянии не менее 1 м от края котлована. Валун, камни и прочие негабаритные включения (более 2/3 ширины ковша экскаватора прямого копания) должны быть или разрушены, или удалены за пределы рабочей площадки, работа допускается только сверху вниз по склону.

В случае значительного притока грунтовых вод необходимо закрепить откосы котлована металлическими шпунтами (рис. 3).

При работе экскаватора не разрешается производить какие-либо другие работы со стороны разрабатываемой траншеи и находиться людям ближе 5 м от зоны максимального выдвигания ковша.

Во время разработки ремонтного котлована требуется удалить грунт под нижней образующей нефтепровода для проведения приварки тройников откачки нефти, прохода под нефтепроводом машины для безогневой резки труб, врезки в нижнюю образующую нефтепровода, строповки дефектного участка и т.д. Целесообразно применить устройство для подкопа трубопровода УПТ-1220 (рис. 4).

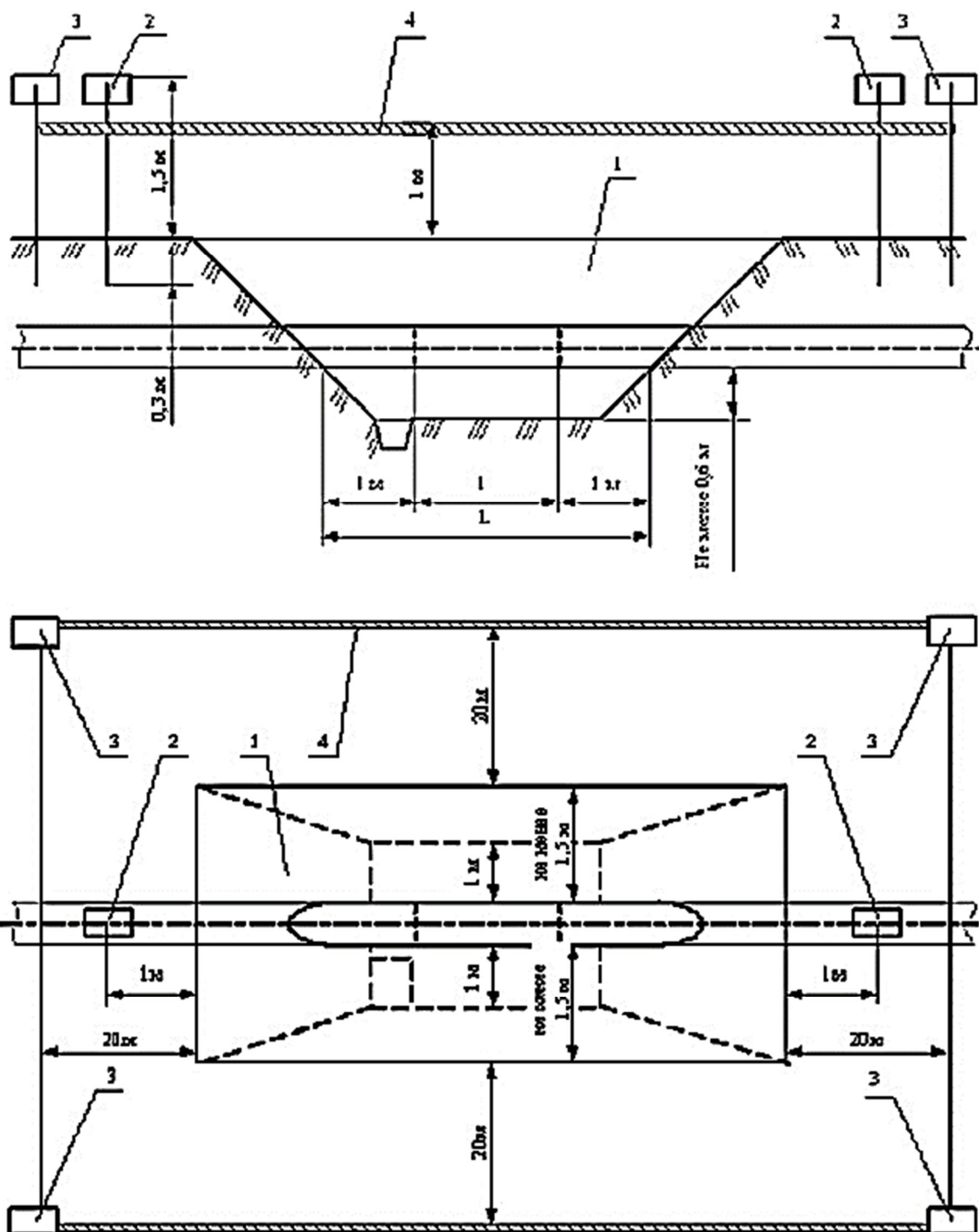


Рисунок 3 – Схема обозначения ремонтного котлована: 1 – рабочий котлован; 2 – информационный знак с указанием наименования нефтепровода и фактической глубины его заложения; 3 – предупредительный знак «Огнеопасно, проход, проезд и въезд запрещён»; 4 – ограждение котлована из синтетической сигнальной ленты

Таблица 4 – Минимальное расстояние от основания откоса котлована до оси ближайших опор крана

Глубина траншеи, м	Минимальное расстояние от основания откоса котлована до оси ближайших опор крана при не насыпном грунте, м	
	суглинок	
1	1,00	
2	2,00	
3	3,25	
4	4,00	

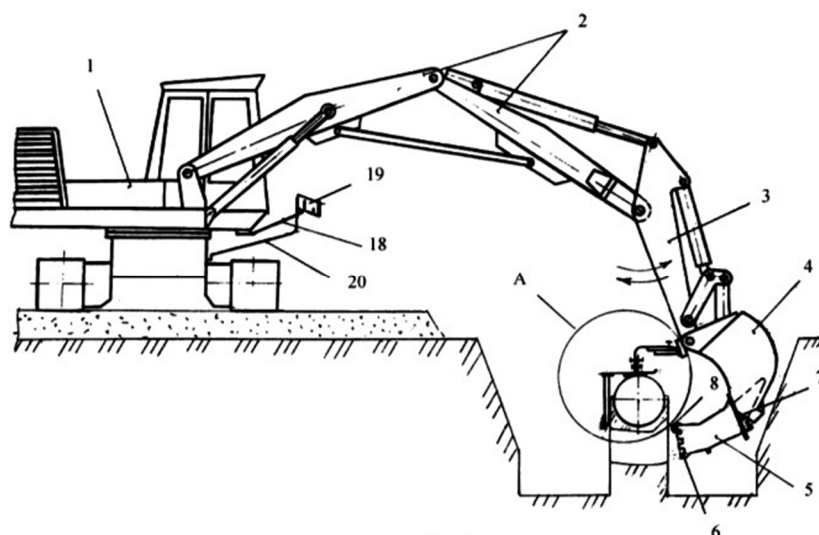


Рисунок 4 – Общий вид устройства в плане

УПТ-1220 является навесным оборудованием для одноковшового экскаватора, подходит для разработки грунтов I–IV категорий, не требует дополнительного обслуживающего персонала при монтаже, не требуется отдельных устройств для различных диаметров трубы, ремонтируемый участок трубопровода не нагружается весом устройства.

Таблица 5 – Технические характеристики УПТ-1220

Диаметр трубопровода, мм	1220
Техническая производительность в грунтах I категории, м/ч, не менее	100
Время монтажа, мин., не более	20
Масса УПТ-1220, кг	290

Все звенья устройства навешиваются на одноковшовый экскаватор 1, который содержит рабочее оборудование, состоящее из стрелы 2, рукояти 3 и ковша 4. К внутренней стенке ковша на четырёх болтах закрепляется корпус 5 с рабочим инструментом, имеющим режущие зубья 6 на конце. Корпус около входа в ковш имеет упор 7, который ограничивает лишний ход рабочего инструмента, упираясь на поверхность земляной тумбы. Рабочий инструмент выполнен в виде коробки, у которой передняя стенка имеет режущие зубья 6, а на верхнем углу задней стенки вращательно установлен предохранительный ролик 8. Средство ориентации устройства относительно подкапываемого трубопровода (рис. 5) состоит из Г-образного каркаса с полкой 9 и стойкой 10, пластинчатой пружины 11 и кронштейна 12. К полке 9 прикреплена планка 13 для соединения с концом пластинчатой пружины. Второй конец пластинчатой пружины соединён с кронштейном 12, а сам кронштейн прикреплен к рукояти 3. Для жёсткости полка 9 стянута гибким тросом 14 к планке 13. Продольно оси трубопровода 15 к планке 13 прикреплен ещё флажок 16, а к нижнему концу стойки – указатель 17. В свободном состоянии нижняя кромка флажка 16 ниже нижней стенки полки 9 настолько, чтобы после соприкосновения флажка с трубопроводом процесс опускания ковша с рабочим инструментом можно было остановить до соприкосновения полки 9 с трубопроводом. Если машинист по оплошности вовремя не остановил, полка 9 поднимается относительно рукояти вверх, отгибая пластинчатую пружину 11. Если совершено лишнее движение рукояти от экскаватора, то также никакой опасной ситуации не возникает – произойдет только некоторая деформация пружины 11 и полки 9. Для определения углового положения стрелы (рабочего инструмента с режущими зубьями 6) относительно трубопровода 15 к поворотной платформе прикреплен визирная стрелка 18. Напротив визирной стрелки выставлена планка 19 с делениями, ножка 20 которой прикреплена к раме экскаватора. Перед началом каждого цикла стрелу выставляют в исходное поло-

жение, т.е. визирная стрелка 18 должна стоять напротив первого деления планки 19. В этом положении угол между стрелой и перпендикуляром к трубопроводу около 6° .

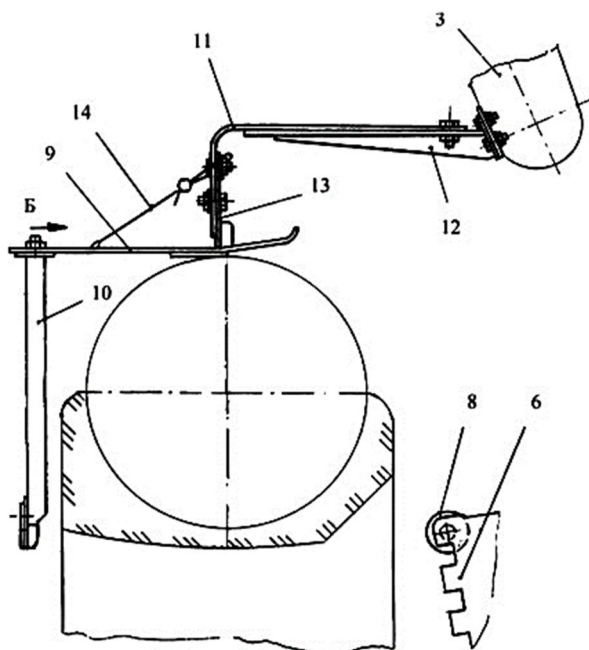


Рисунок 5 – Вид А на рисунке 9

При таком положении стрелы экскаватор перемещается параллельно трубопроводу до совпадения стрелки указателя 17 с границей 21 (рис. 6) не подкопанного участка.

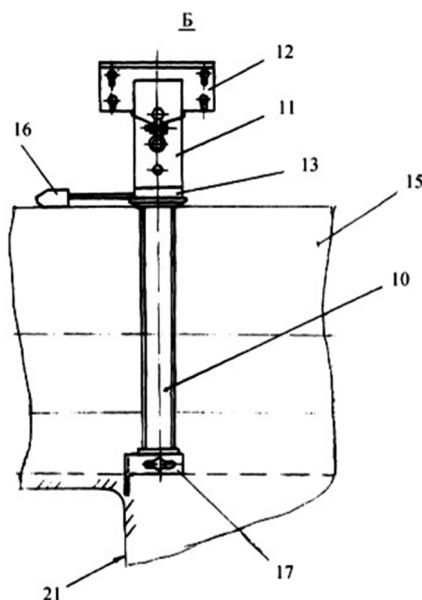


Рисунок 6 – Вид Б на рисунке 9

При таком положении стрелы рабочий инструмент (ковш) совершает рабочий ход (откалывает кусок грунта под трубопроводом) за счёт разворота ковша с рукоятью вокруг шарнира крепления последней к стреле. После этого поворачивают стрелу до совмещения стрелки указателя 17 с границей 21 подкопанного участка. Можно ещё угол поворота контролировать по положению визирной стрелки 18 относительно планки 19 с делениями. Совершается очередной рабочий ход инструмента. Таким путём многократно поворачивают стрелу, пока визирная стрелка 18 не дойдёт до последнего

деления. После этого стрелу разворачивают в обратную сторону до исходного положения, и цикл повторяется. Конечное положение угла разворота корпуса 5 рабочего инструмента задается упором 7, который упирается на земляную тумбу.

Перед началом выполнения работ бригадой линейных трубопроводчиков на нефтепроводе, в котловане глубиной которого составляет свыше 1,3 м, должен быть проведён осмотр устойчивости откосов ремонтного котлована и крепления стен на предмет их обрушения. Котлован должен оснащаться четырьмя деревянными лестницами шириной не менее 75 см и длиной не менее 1,25 глубины траншеи. Лестницы устанавливаются с обеих сторон ремонтного котлована для обеспечения подхода рабочего персонала к ремонтному оборудованию, и быстрого ухода в случае возникновения аварийных ситуаций. Предусматривается подкладка деревянных трапов или деревянных щитов на дно ремонтного котлована.

Работы по снятию изоляции

Очистка наружной поверхности трубопровода проводится с целью удаления остатков грунта на теле трубы после разработки ремонтного котлована одноковшовым экскаватором. Нефтепровод очищается ручным инструментом (лопаты, скребки, топоры) до металлического блеска зачистка проводится шлифовальной машинкой. Снятие изоляции вручную скребками организовывается бригадой работников не более двух человек под наблюдением страхующих лиц. При выполнении работ должен быть организован контроль воздушной среды на загазованность с отметкой в приложении к наряду-допуску. Воздушная среда должна контролироваться непосредственно перед началом работ, после каждого перерыва в работе и в течение всего времени выполнения работ, но не реже чем через один час работы, а также по первому требованию работающих. Отбор проб производится сертифицированным, поверенным газоанализатором АНТ-3М. Работа может проводиться при концентрации ГВС не более ПДК (300 мг/м³). Перед монтажом и сваркой тройников, вантузов и патрубков работами необходимо удалить изоляционное покрытие на расстоянии до 100 мм от внешних сварных швов усиливающей накладки, поверхность трубы нефтепровода очистить от грязи, ржавчины и окалины. Освобожденный от изоляции участок трубы должен быть подвергнут обработке до металлического блеска. Для вырезки дефектного участка используют машинки для безогневой резки труб (МРТ). Изоляционное покрытие должно быть удалено по всей окружности трубы на ширину не менее 600 мм. Поверхность нефтепровода в местах резки должна быть очищена от остатков клея, праймера и мастики.

Врезка вантуза в нефтепровод

В технологию капитального ремонта входит врезка вантузов. Вантуз – это патрубок с задвижкой, устанавливаемый под прямым углом к оси трубопровода. Вантузы предназначены для подсоединения насосных агрегатов при опорожнении ремонтируемого участка и закачки нефти в нефтепровод после ремонта, а также впуска воздуха при освобождении и выпуска газовой смеси при заполнении нефтепровода. Место установки вантузов зависит от их назначения.

Вантузы для откачки врезаются на ремонтируемом участке трубопровода для его освобождения от нефти.

Вантузы для откачки нефти из ремонтируемого участка трубопровода устанавливаются на вырезаемой (удаляемой) «катушке» или в самых низких по геодезическим отметкам местах трассы в соответствии с принятой технологией освобождения трубопровода от нефти. Вантузы монтируются на боковой, верхней и нижней образующей трубы. Вантузы, смонтированные на нижней и боковой образующей трубопровода, должны быть вырезаны после завершения работ.

Вантуз для закачки нефти будет устанавливаться на верхней образующей нефтепровода за отсекающей линейной задвижкой. Схема раскочки нефтепровода – за перевальную точку (рис. 7).

Вантуз конструктивно состоит из задвижки, патрубка, ответных фланцев, усиливающего воротника (накладки) и эллиптической заглушки. В конструкциях вантузов применяются задвижки, имеющие одну сторону под приварку, другую – фланцевую или имеющие фланцы с двух сторон. Задвижка и другие составные части, применяемые при изготовлении и монтаже вантуза, должны быть рассчитаны на рабочее давление не менее 6,3 МПа.

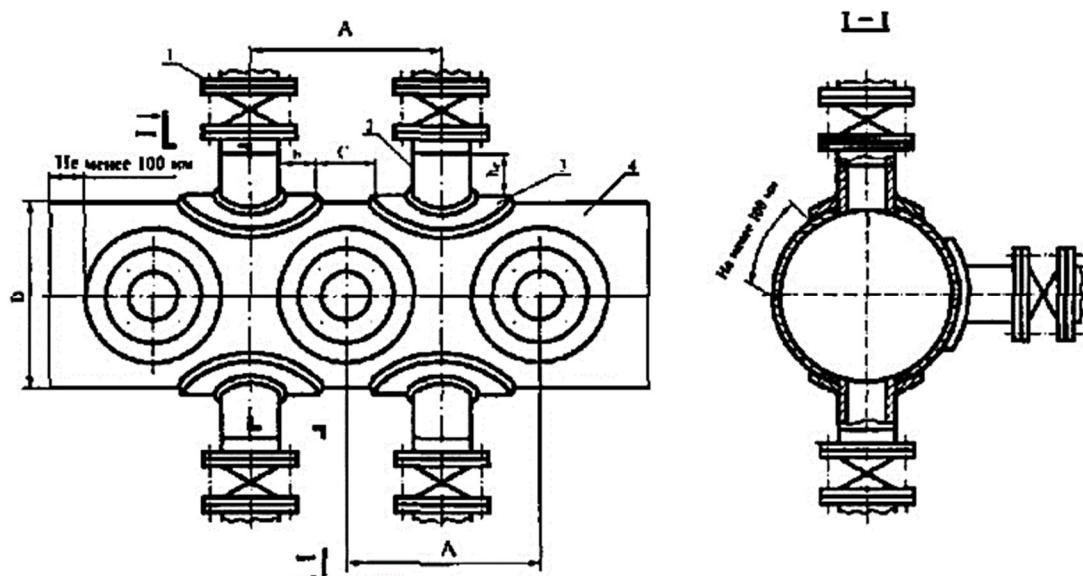


Рисунок 7 – Схема расстановки вантузов при врезке для откачки нефти: 1 – задвижка; 2 – патрубок; 3 – усиливающая накладка (воротник); 4 – ремонтируемый трубопровод; А – расстояние между вантузами; b – ширина усиливающего воротника; D – диаметр трубопровода; h_n – высота патрубка (определяется техническими параметрами применяемого для вырезки приспособления) – не менее 100 мм; c – минимальное расстояние между усиливающими воротниками

Таблица 6 – Параметры врезаемых вантузов на участке откачки нефти

Диаметр вантуза, мм	Ширина усиливающего воротника, b, мм	Минимальное расстояние между усиливающими воротниками, c, мм	Расстояние между врезаемыми вантузами, А, мм
150	100	100	450

Таблица 7 – Конструктивные размеры патрубков

Диаметр МН, мм	Диаметр патрубка Ду, мм	Толщина стенки патрубка, S, мм	Марка стали патрубка	Диаметр задвижки патрубка
1220	150	8	09Г2С	150

Усиливающие воротники вантуза изготавливаются из трубы, соответствующей диаметру и материалу трубы нефтепровода. Усиливающий воротник должен иметь ширину 0,4 диаметра патрубка, но не менее 100 мм, толщину – не менее толщины стенки трубы трубопровода МН и иметь технологическое отверстие.

Количество и диаметр врезаемых для откачки нефти вантузов зависят от объема откачиваемой нефти из ремонтируемого участка нефтепровода, диаметра опорожняемого участка, профиля трассы.

Таблица 8 – Количество и диаметр вантузов, врезаемых в трубопровод для откачки и закачки нефти

Объем откачки, м ³	Вантузы для откачки		Вантузы для закачки	
	количество, шт.	диаметр, мм	количество, шт.	диаметр, мм
5000-10000	4	150	1	150

Вантузы для впуска-выпуска воздуха устанавливаются по верхней образующей трубопровода в местах трассы ремонтируемого участка с наиболее высокой геодезической отметкой.

Таблица 9 – Минимальные диаметры и количества вантузов для впуска воздуха

Производительность откачки, ч	Диаметр вантуза, мм	Количество, шт.
до 560	150	2

В качестве вантузной запорной арматуры следует применять стальные клиновые полнопроходные задвижки, задвижки (далее – вантузные задвижки), вид климатического исполнения «У1» или «ХЛ1» по ГОСТ 15150 с ручным управлением, номинальным давлением не менее $P_N = 6,3$ МПа. Монтаж вантузов и вырезка отверстий в верхней образующей нефтепровода выполняется в следующем порядке:

- очистка изоляционного покрытия в месте приварки патрубка;
- приварка патрубка с фланцем к нефтепроводу;
- монтаж задвижки на фланце;
- монтаж на задвижке устройства для вырезки отверстия;
- опускание фрезы акв-103 «Пиранья» до поверхности трубы и вырезка отверстия в верхней образующей нефтепровода;
- поднятие фрезы в верхнее положение и перекрытие задвижки;
- демонтаж акв-103 «Пиранья»;
- установка фланца с эллиптической заглушкой.

В качестве уплотнительной прокладки для фланцевого соединения вантуза (фланцевых соединений, заглушек) должны применяться армированные прокладки из термо-расширенного графита, работоспособные во всем интервале рабочих температур и давлений в заданных рабочих средах. Задвижки, применяемые при изготовлении и монтаже вантузов, должны иметь паспорта завода-изготовителя, сертификаты соответствия и разрешение Ростехнадзора на применение. Патрубки вантузов и усиливающие воротники должны иметь сертификаты на трубы, из которых они изготовлены. При соединении фланцев на вантузной задвижке с обвязкой оборудования для откачки нефти следует использовать ключи с медным покрытием. Проводится внешний осмотр места соединения фланцев соединительных шпилек на предмет наличия на них задиров заусенец, грязи, устаревшей смазки. Протягивание соединительных шпилек проводится «крестом».

Устройство для холодной врезки акв-103 «Пиранья»

Предназначено для механического прорезания отверстий в стенках трубопроводов, находящихся под давлением рабочих сред (нефть, вода и т.п.) через вантуз. Устройство может быть использовано при ликвидации аварий и проведении ремонтных и регламентных работ путём врезки отводных трубопроводов в основной трубопровод без его остановки. Вырезанный элемент и стружка не могут нарушить работу арматуры трубопровода, так как конструкция и принцип работы прорезного устройства обеспечивает гарантированное удаление вырезанного элемента, а образовавшаяся стружка имеет малые размеры и не может повлиять на работу элементов трубопровода (рис. 8).



Рисунок 8 – Устройство акв-103 «Пиранья»

Вырезка отверстий в трубопроводе производится без остановки перекачки и при давлении в трубопроводе не более 2,0 МПа.

Таблица 10 – Основные технические характеристики акв-103 «Пиранья»

Наименование параметра	Значение
Диаметр прорезаемого трубопровода, мм:	
минимальный	300
максимальный	1220
Толщина стенки прорезаемой трубы, мм:	
максимальная	22
Максимальное давление среды в трубопроводе, МПа	2,0
Диаметры прорезаемых отверстий, мм	86; 125; 175
Время прорезания одного отверстия в зависимости от его диаметра толщины трубы, мин.	3–80
Напряжение питания, В	380
Потребляемая мощность, кВт	1,1
Габаритные размеры изделия, мм	1365 × 390

Устройство прорезное акв-101 «Малютка»

Предназначено для механического прорезания отверстий в стенках трубопроводов. Вырезка отверстий производится без остановки перекачки, при давлении в нефтепроводе не более 2,0 МПа. Устройство может выполнять свои функции в любом пространственном положении. Устройство будет смонтировано на приварной тройник для вырезки отверстия в нижнем положении (рис. 9).



Рисунок 9 – Устройство акв-101 «Малютка»

Таблица 11 – Технические характеристики акв-101 «Малютка»

Основные параметры	акв-101 «Малютка»
Диаметр прорезаемого трубопровода, мм:	
минимальный	300
максимальный	1220
Толщина стенки трубопровода, мм	12
Диаметр прорезаемого отверстия, мм	125
Максимальное давление среды в нефтепроводе, МПа	2,0
Температура окружающей среды, °С	+ 40 ... – 40

При выполнении работ по вырезке отверстий могут возникнуть следующие опасные факторы: выход нефти, пары нефти, опасность поражения электрическим током, возможность получения травм при грузоподъемных работах, обрушение стенок котлована. При проведении работ по врезке вантузов оформляется наряд-допуск на огнеопасные работы, в котором указываются меры безопасности при подготовке к проведению работ. При

выполнении работ должен быть организован контроль загазованности воздуха в рабочей зоне. Контроль воздушной среды в рабочем котловане проводится после очистки котлована от остатков нефти и горючих материалов. Воздушная среда должна контролироваться не менее чем в трёх точках по всей длине траншеи. Результаты анализа газовоздушной среды заносятся в наряд-допуск и журнал контроля воздушной среды.

Работы в котловане проводятся, при концентрации паров нефти, не превышающей ПДК (300 мг/м^3). Воздушная среда должна контролироваться непосредственно перед началом работ, после каждого перерыва в работе и в течение всего времени выполнения работ с периодичностью, указанной в наряде-допуске, но не реже чем через час работы, а также по первому требованию работающих. Точки отбора воздушной среды в котловане должны находиться не выше 0,5 м от дна и как можно ближе к возможным источникам выделения паров. Точки отбора воздушной среды указываются в наряде-допуске.

Во время выполнения работ по приварке патрубков и тройников к нефтепроводу давление в трубопроводе должно быть не выше 2,5 МПа, но не ниже 0,1 МПа. Монтаж следует проводить при помощи грузоподъёмных механизмов, использовать только искробезопасный инструмент.

Сборка линии СРТ и гидроиспытание

Работы по освобождению ремонтируемого участка нефтепровода от нефти будут проводиться по схеме – откачка нефти из ремонтируемого участка за линейную задвижку. Сборка линии СРТ выполняется при подготовительных работах, потому что протяжённость составит 1500 м.

Сборно-разборный трубопровод СРТ 150-6 показан на рисунке 10. СРТ предназначается для временной транспортировки нефти при работе передвижной насосной установки (ПНУ-2) по освобождению или заполнению магистральных нефтепроводов при аварийных или плановых ремонтах. СРТ изготовлен из алюминиевого сплава Д 16Т, с выточками для крепления соединительных замков, и самих замков соединительных (хомутов). Преимуществом является прокладка и эксплуатация трубопровода в местности с различным рельефом и погодными условиями.

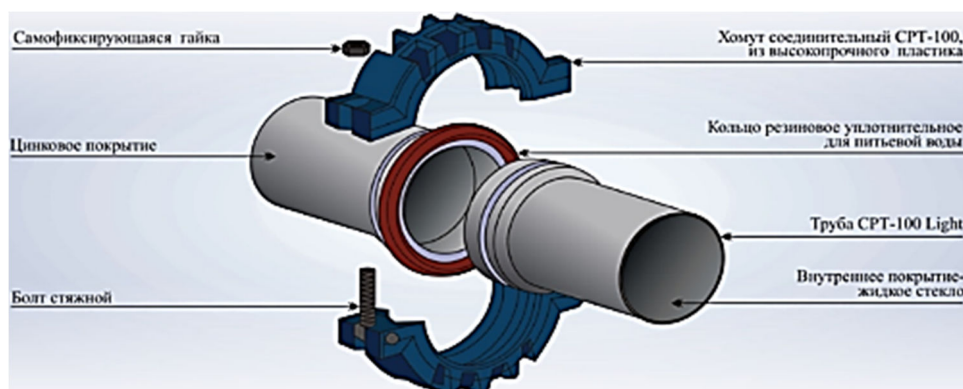


Рисунок 10 – СРТ 150-6

Таблица 12 – Технические характеристики СРТ 150-6

Наименование параметра	Показатели
Условный внутренний диаметр, мм	150
Давление в трубопроводе, не более, МПа	6,3
Габаритные размеры трубы, не более, мм	
диаметр наружный	152
длина	6000
Габаритные размеры замка соединительного, мм	
длина	310
ширина	55
Масса, не более, кг	
труба СРТ 150-6	53
замок соединительный	6,3

Во время сборки СРТ соединительный замок (рис. 11) снабжается соединительной манжетой, функциями которой является герметичное уплотнение между концами труб СРТ.



Рисунок 11 – Соединительный замок

Из-за высокой протяжённости нагнетательной линии откачки (1500 м) целесообразно применение плоско сворачиваемых рукавов из полиуретана (рис. 12). Отличительной особенностью данного изделия являются устойчивость к физическим нагрузкам, высокие прочностные характеристики, возможность использования при высоком давлении (до 6,3 МПа). В нерабочем состоянии рукав остаётся плоским, что облегчает его транспортировку к месту производства работ, полиуретан значительно легче резиновых аналогов. Длина одного рукава составляет 100 м, диаметр 150 мм, соединение рукавов производится с помощью соединительных замков. Отсутствие большого количества соединений уменьшает риск протечек, после остановки перекачки остатки нефти удаляются при сворачивании рукавов. Применение плоско сворачиваемых рукавов ограничивается только нагнетательной линией, потому что установка рукавов на всасывающую линию может затруднить процесс заполнения подпорного насоса ЦНС150-50. При попадании воздуха в полость насоса рукав начнёт сворачиваться, что затруднит процесс заполнения основного насоса ПН150-50. Поэтому сборка линии от подпорного насоса до ПНУ-2 будет осуществляться с помощью труб СРТ-150-6. Во время сборки линии требуется установить обратный клапан на ЦНС150-50, тройники с задвижками (устанавливаются в нижней точке по рельефу местности) для заполнения трубопровода водой при испытании на герметичность и освобождении линии по окончании раскочки. В конце нагнетательной линии на вантузную задвижку устанавливается обратный клапан для предотвращения поступления нефти в обратном направлении.

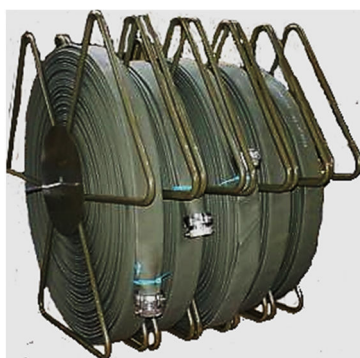


Рисунок 12 – Плоско сворачиваемые рукава

Необходимо установить отсекающие задвижки через каждые 300 метров сборного трубопровода для предотвращения возможных утечек и раскочки временного трубопровода по завершению закачки.

После сборки линии откачки необходимо провести гидроиспытание всей собранной линии. Монтаж и подключение нефтепроводной обвязки к вантузам откачки-закачки и насосным агрегатам должны производиться в следующей последовательности:

1. Проверяется полнота закрытия вентуза на раскочиваемом участке нефтепровода, демонтируется сферическая заглушка, производится обвязка подпорного насоса ЦНС150-50 в соответствии со схемой (рис. 13). Обвязка подпорного насоса, должна обеспечивать отключение его из работы запорной арматурой при избыточном давлении в опорожняемом нефтепроводе более 0,3 МПа.

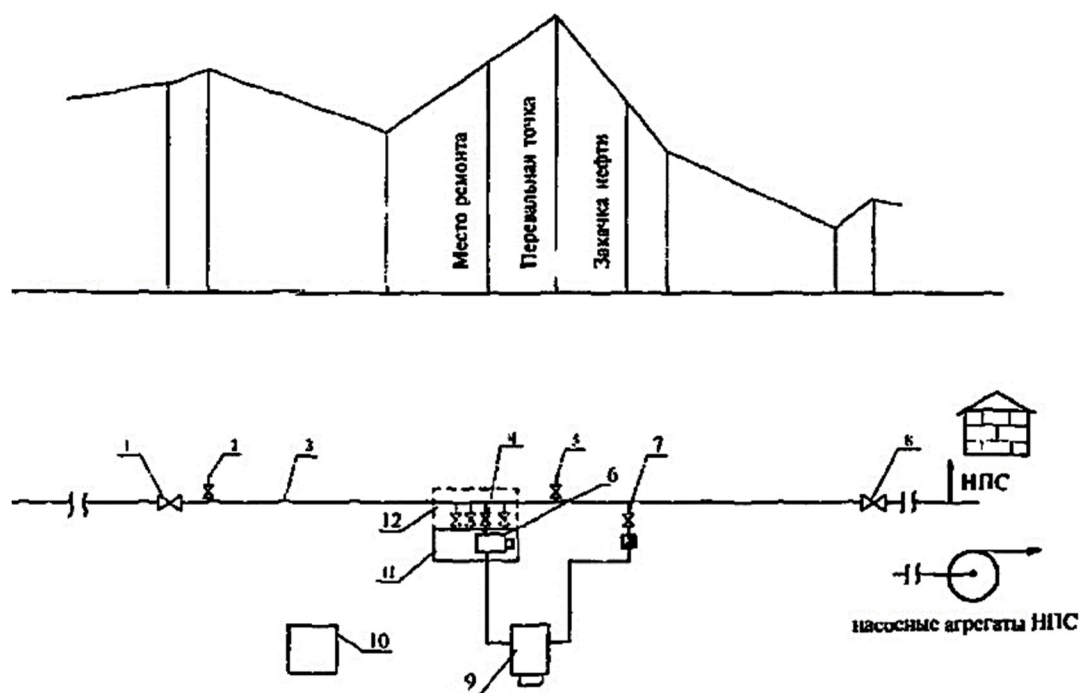


Рисунок 13 – Схема откачки нефти из ремонтируемого участка за перевальную точку: 1 – линейная задвижка (закрыта); 2 – вентуз для подачи воздуха; 3 – ремонтируемый трубопровод; 4 – вентуз для откачки нефти; 5 – вентуз для подачи воздуха; 6 – подпорный насос; 7 – вентуз и обратный клапан на линии закачки нефти; 8 – линейная задвижка (открыта); 9 – насосный агрегат ПНУ; 10 – электростанция; 11 – площадка установки подпорных агрегатов; 12 – ремонтный котлован

2. Выполняется сборка приёмной линии от подпорного насоса ЦНС150-50 до насосного агрегата ПНУ.

3. Проверяется полнота закрытия вентуза на нефтепроводе, в который будет производиться закачка нефти, демонтируется сферическая заглушка и производится подключение обратного клапана к вентузу в соответствии со схемой.

4. Выполняется сборка выкидной линии от обратного клапана до насосного агрегата ПНУ. Для закачки и опорожнения испытательной жидкости в приёмной и нагнетательной линиях, должна быть предусмотрена установка в нижней точке по рельефу местности тройника с запорной арматурой и переходом для подключения передвижного насосного агрегата (вакуумной насосной установки).

5. Производится заполнение приёмной и нагнетательной линии жидкостью для проведения гидроиспытания. Для гидроиспытания нефтепроводной обвязки ПНУ должна использоваться вода.

6. Производится гидроиспытание приёмной линии. Приёмная линия, включая обвязку подпорного насоса ПНУ, должна быть предварительно испытана на давление максимально допустимое на входе подпорного насоса (0,6 МПа). После чего подпорный насос перекрывается секущей запорной арматурой и производится испытание обвязки на давление $1,25 P_t$, где P_t – максимально статическое давление на месте откачки после остановки нефтепровода, но не менее 0,6 МПа. Время выдержки нефтепроводной обвязки ПНУ под испытательным давлением не менее 1 часа.

7. Производится гидроиспытание выкидной линии. Выкидная линия должна быть испытана на давление 6,3 МПа для нефтепроводов с рабочим давлением до 6,3 МПа включительно, и на давление 10,0 МПа для нефтепроводов с рабочим давлением до 10,0 МПа включительно. Время выдержки нефтепроводной обвязки ПНУ под испытательным давлением не менее 1 часа.

При обнаружении не герметичности элементов нефтепроводной обвязки ПНУ течь в соединительных узлах должна быть устранена и произведено повторное гидроиспытание.

Для контроля давления устанавливаются манометры на узлах ближайшей линейной запорной арматуры в откачиваемом нефтепроводе и на нефтепроводе в месте закачки нефти. До пуска в работу насосных агрегатов нефтепроводная обвязка заполняется статическим давлением нефти через вантуз на раскачиваемом нефтепроводе. Во время заполнения линии нефтью, необходимо выпустить воздух из СРТ и плоско сворачиваемых рукавов для срабатывания на нагнетательной линии обратного клапана.

При гидравлическом испытании запрещается производить подтяжку гаек. В случае обнаружении утечек во время заполнения или повышения давления, работник должен:

- сообщить руководителю работ об обнаруженной утечке;
- приостановить работы, снизить давление до атмосферного;
- произвести сброс воды и устранить обнаруженный дефект.

Испытания возобновляются после выявления причин повреждений и их ликвидации.

Для откачки нефти из отключенного участка нефтепровода через вантуз, установленный на верхней образующей трубы, будет применяться устройство для откачки нефти акв-211 «Игла» (рис. 14).



**Технические характеристики
АКВ – 211 «Игла»**

Технические характеристики	Значение
Диаметр нефтепровода, из которого обеспечивается откачка нефти, мм	
минимальный	420
максимальный	1220
Максимальное остаточное давление нефти в отсеченном участке нефтепровода, МПа	1,0
Минимальный уровень нефти от дна трубы, с которого обеспечивается откачка нефти, мм	35
Габаритные размеры изделия (длина × ширина × высота), мм	2200 × 600 × 350
Масса, кг	120
Климатическое исполнение	УХЛ1

Рисунок 14 – Акв-211 «Игла»

Откачка нефти из отключенного участка

Перед началом работ с работниками должен быть проведен инструктаж и оформлен наряд-допуск на газоопасные работы. При проведении работ по откачке нефти могут возникнуть следующие вредные и опасные производственные факторы: выход нефти, загазованность, высокое давление во временном трубопроводе, узлах сборки СРТ, фланцевых соединениях.

Ответственный за производство работ по откачке должен обеспечить следующий порядок проведения работ:

- Обеспечить отбор проб газовой среды при помощи газоанализатора АНТ-3М перед началом работ и в процессе работы с периодичностью 1 час с записью в наряде-допуске. Отбор проб газовой среды должен проводить работник, имеющий соответствующее удостоверение. При необходимости обеспечить принудительную вентиляцию котлована взрывозащищенным вентилятором.

- Не допускается создание вакуума в трубопроводе при его опорожнении.

• Крепление обратного клапана на вантузную задвижку закачки нефти должно выполняться фланцевым соединением. При изготовлении отвод и фланцы должны быть испытаны на $1,5P_{\text{раб}}$ в течение 24 часов и $P_{\text{раб}}$ в течение 12 часов, где $P_{\text{раб}} = 6,3\text{МПа}$.

• Установить ПНУ на подготовленную ровную площадку, насосные агрегаты располагаются рядом с ремонтным котлованом в соответствии с утверждённой схемой.

Подпорный насос ПН150-50 должен располагаться на расстоянии не менее 50 м от вантузов откачки и закачки нефти и на расстоянии не менее 40 м от подпорного агрегата ЦНС150–50. Расстояние между основными насосными агрегатами ПНУ должно быть не менее 8 м. Дизельная электростанция устанавливается на ровной площадке, на расстоянии не менее 50 м от мест откачки закачки нефти и от основного агрегата.

При расстановке оборудования должна обеспечиваться возможность маневрирования и беспрепятственного движения техники в экстренных случаях.

Требуется вести постоянное наблюдение за работой насосных агрегатов, состоянием трубопроводов, соединений рукавов, запорной арматуры.

Не допускать работу ПНУ при неисправных узлах и контрольно-измерительных приборах.

Не допускать на место производства работ людей, не задействованных по наряду-допуску. Лица, не занятые на производстве работ по откачке нефти, должны быть удалены за пределы огражденной территории на безопасное расстояние, не менее чем на 50 м от агрегатов, напорного и всасывающего трубопровода и вантузов откачки-закачки.

Во время откачки-закачки нефти производится:

• контроль за показаниями манометров и вакууметров, установленных на щите приборов ПНУ и в местах откачки-закачки нефти, величин давлений для соблюдения заданного режима работы нефтепровода и откачивающих агрегатов;

• обеспечение работы насосных агрегатов и предотвращение образования вакуума открытием задвижек для подачи воздуха в опорожняемый участок нефтепровода;

• учёт количества откачиваемой нефти ведётся по расходомерам, установленным на ПНУ (учёт количества откачиваемой нефти, технологические параметры работы насосов необходимо регистрировать в журналах).

Для предупреждения работы насосных агрегатов в кавитационном режиме, по мере снижения давления и уровня нефти в нефтепроводе, насосные агрегаты следует последовательно выводить из работы; остановку агрегатов необходимо проводить в порядке, установленном инструкцией по эксплуатации насосных агрегатов; Устройство акв-211 «Игла» позволяет максимально раскатать полость трубопровода.

Не допускать загрязнения рабочей зоны нефтью. При появлении течи в соединениях и узлах обвязки насосных агрегатов, откачка и закачка нефти останавливается, выявленные неплотности устраняются, убирается разлитая нефть и загрязнённый грунт, после чего откачка нефти возобновляется.

Запрещается устранять неплотности в соединительных узлах агрегатов и трубопроводов во время перекачки нефти.

Во время перекачки нефти потребуются заправка ПНУ и ДЭС. При заправке соблюдать следующие меры безопасности:

• обеспечен беспрепятственный подъезд заправщика к насосным агрегатам и ДЭС;

• расстояние между топливозаправщиком и заправляемым агрегатом, должно быть не ближе 1,5 м;

• топливозаправщик должен быть заземлен штатным заземляющим устройством.

На весь период производства работ по врезке, вантузы для впуска - выпуска воздуха должны быть открыты.

При поступлении нефти, соответствующей расчётному объёму, и при отсутствии нефти на месте врезки текущие задвижки на ремонтируемом участке должны быть закрыты. Необходимо произвести своевременный выпуск воздуха в откачиваемый участок нефтепровода для более полной откачки нефти из ремонтируемого участка нефтепровода. Вантузную задвижку открыть по указанию ИТР, назначенного ответственным за откач-

ку нефти, при давлении в точке впуска воздуха равном 0 кг/см^2 . В местах впуска воздуха должен быть обеспечен контроль за движением воздуха (наличие избыточного давления/вакуума) через вантуз. Через технологические отверстия в нефтепроводе проводят контроль уровня оставшейся нефти с помощью алюминиевого стержня. После остановки раскачки в нефтепроводе сверлят контрольные отверстия рядом с местом откачки в самом низком уровне. С помощью алюминиевого стержня ведется контроль уровня оставшейся нефти, если в течение времени уровень нефти не увеличивается производится раскачка насосного оборудования и линии СРТ, демонтаж оборудования.

Дооткачка оставшейся нефти производится с помощью вакуумной установки АКН-10 (рис. 15).



Рисунок 15 – Агрегат для сбора газового конденсата и нефтепродуктов АКН-10

Таблица 13 – Технические характеристики АКН-10

Вместимость цистерны, м ³	10
Время заполнения цистерны, мин.	15
Время слива цистерны, мин.	
самотёком	30
насосом	20
Максимальное давление в цистерне, МПа	
избыточное	0,3
отрицательное	0,7

Автоцистерна предназначена для сбора разлитой нефти, газового конденсата, нефтепродуктов и неагрессивных технологических жидкостей, а также для их транспортировки к местам утилизации и переработки. Автомобиль оборудован открывающимся днищем, что позволяет осуществить прочистку полости цистерны после окончания работ по откачке нефти. АКН оборудован напорно-всасывающими шлангами с накидной гайкой, заборным устройством, фильтром. В транспортном положении свободные концы шлангов укладываются в пеналы, а середина рукавов фиксируется цепью к кронштейну на днище. В рабочем положении шланг крепится к заборному люку. На крышке горловины смонтирован предохранительный клапан двухстороннего действия, который предназначен для ограничения избыточного и вакуумметрического давления внутри цистерны. Автоцистерна оборудована вакуумным компрессором ВК-6М2Н. Он предназначен для создания вакуума (при закачивании нефтепродуктов) или небольшого избыточного давления (при сливе нефтепродуктов) в цистерне автомобиля. Привод насоса осуществляется от коробки перемены передач автомобиля через коробку отбора мощности, карданный вал и клиноременную передачу.

При выполнении работ по откачке нефти с помощью АКН-10 требуется соблюдать требования безопасности. Нефтеесборщик должен устанавливаться вне взрывоопасной зоны. Расстояние от входящего патрубка автоцистерны нефтеесборщика до кромки котлована не менее 8 м. Нефтеесборщик должен быть заземлён штатным заземлением, выполненным в виде гибкого медного проводника сечением не менее 6 мм^2 . Сопротивление растекания тока не более 4 Ом. Всасывающий рукав должен

быть защищён от статического электричества путём навивки медного многожильного проводника сечением не менее 6 мм² с шагом витка не более 0,1 м. Места прокладки рукавов должны проходить в стороне от проездных путей с целью исключения наезда техники. При постановке нефтесборщика, под колеса с двух сторон должны быть установлены противооткатные упоры, исключающие самопроизвольное движение автомобиля. После окончания работ цистерна нефтесборщика должна быть пропарена, рукава для закачки нефти и отвода нефтяного газа должны быть очищены от нефтепродуктов.

Вырезка дефектного участка

Вырезка дефектного участка нефтепровода осуществляется безогневым способом, труборезной машинкой с электроприводом во взрывобезопасном исполнении с частотой вращения режущего инструмента не более 60 об/мин. и подачей не более 30 мм/мин. До начала резки труб изоляционное покрытие в местах резки должно быть удалено по всей окружности трубы на ширину не менее 600 мм. Поверхность нефтепровода в местах резки должна быть очищена от остатков клея, праймера и мастики. Перед вырезкой трубы на нефтепроводе должна быть установлена шунтирующая перемычка из медного многожильного кабеля сечением не менее 16. Вырезаемый участок также шунтируется с нефтепроводом. При вырезке соединительного элемента (тройника) между собой шунтируются все подходящие нефтепроводы и вырезаемый элемент. Концы шунтирующих перемычек должны иметь медные кабельные наконечники. Крепление шунтирующих перемычек к нефтепроводу, гибкими стальными лентами должно выполняться с помощью болтового соединения:

1) на не вырезаемую часть нефтепровода – к гибким стальным лентам, установленным с натяжкой на очищенную до металлического блеска поверхность трубы. Для выполнения соединения на хомуте должен быть приварен стальной болт с резьбой от М12 до М16;

2) на вырезаемую часть нефтепровода – к стальным болтам с резьбой от М12 до М16, приваренным к телу трубы при отсутствии загазованности в котловане.

Длина шунтирующих перемычек должна обеспечивать свободный проход МРТ и демонтаж вырезанной заглушки из ремонтного котлована.

Работы при резке труб должны проводиться в следующей последовательности:

1) до начала работ - проверить комплектность, исправность и работоспособность применяемого оборудования;

2) разметить место реза и установить МРТ на нефтепровод, при монтаже удерживать её подъёмным сооружением до тех пор, пока не будут натянуты цепи вокруг тела трубы, провести выравнивание цепей;

3) установить энергоустановку (щит управления) на расстоянии не менее 30 м от места проведения работ;

4) выполнить подключение сетевой вилкой пульта управления МРТ к энергоустановке (щиту управления), заземлить МРТ и пульт управления МРТ, кратковременным включением проверить направление вращения фрезы;

5) проверить силовые кабели на отсутствие внешних повреждений и уложить их на инвентарные стойки;

6) подготовить ёмкость со смазочно-охлаждающей жидкостью вместимостью не менее 50 л и обеспечить постоянное охлаждение фрезы во время резки;

7) удерживать вырезаемый участок трубы подъёмным сооружением до окончания вырезки и последующего демонтажа.

При круговом движении МРТ по внешнему периметру трубопровода не допускать попадания силового и заземляющего кабелей, шунтирующих перемычек в зону работы фрезы. Прокладку силового кабеля от МРТ до пульта управления МРТ выполнить таким образом, чтобы исключить его натяжение на весь период резки и прохождения МРТ по внешнему периметру трубы. Для избежания защемления режущего диска фрезы при резке труб, вызванного освобождением напряжений в трубе, необходимо вбивать клинья в надрез через каждые 250–300 мм на расстоянии от 50 до 60 мм от режущего инструмента. Клинья должны быть изготовлены из искробезопасного материала. Длина силового кабеля МРТ в траншее (котловане) должна быть достаточной для движения машинки вокруг трубы с целью исключения возможности его попадания под фрезу МРТ, повреждения от вращающихся частей машины, защемления цепью и роликом тележки.

При работе машинки необходимо постоянно контролировать отсутствие натяжения и заземления питающего силового кабеля МРТ. В случае образования натяжения или опасности заземления силового кабеля МРТ необходимо остановить работу машины, отключить кабель от источника питания, устранить натяжение и опасность заземления кабеля узлами машины.

Грузоподъемные работы по монтажу и демонтажу МРТ, поддержке и удалению вырезаемого участка трубопровода должны выполняться с помощью подъемных сооружений.

Выполнение операций по монтажу МРТ на трубу и её демонтажу с трубы должно осуществляться с отключенной от энергоустановки (щита управления) сетевой вилкой пульт управления МРТ. Осветительное, насосное оборудование, вентиляторы, применяемые для проветривания рабочей зоны, газоанализаторы для контроля воздушной среды должны иметь взрывозащищенное исполнение.

Во время работы МРТ категорически запрещается нахождение в котловане людей. Подача охлаждающей жидкости должна быть организована с бровки котлована.

Машина для безогневой резки труб МРТ 325-1420 «Волжанка» 3

Предназначена для резки труб диаметром 325–1420 мм лезвийным режущим инструментом с одновременной разделкой кромок под сварку. Применяется для выполнения работ по вырезке дефектных участков нефтепроводов и линейной арматуры при истечении нефти без избыточного давления и предварительного опорожнения трубы (рис. 16).

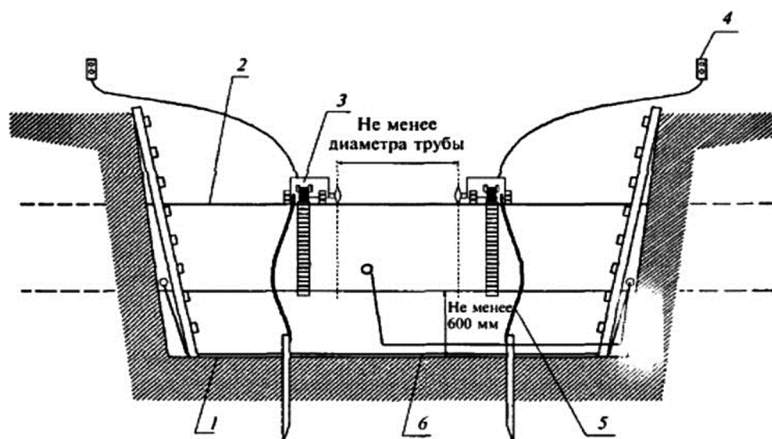


Рисунок 16 – Схема безогневой вырезки участка нефтепровода труборезами: 1 – рабочий котлован; 2 – трубопровод; 3 – труборезы; 4 – пульт управления труборезом; 5 – провода заземления машинок труборезов со штырями; 6 – шунтирующая перемычка

Машина состоит из электродвигателя, редуктора, тележки, фрезы фасонной конусной, цепей для крепления машины к трубе, пульта управления с кабелем, шаблона для установки машины на цепи. При диаметре нефтепровода 1220 мм на машинку монтируется отрезная фреза диаметром 140 мм. Для улучшения точности схождения реза предусматривается установка направляющих, которые располагаются на стороне противоположной режущему инструменту.



Рисунок 17 – МРТ 325-1420 «Волжанка» 3

Таблица 14 – Технические характеристики МРТ 325-1420

Частота вращения режущего инструмента, об./мин.	57 ± 2,5
Подача режущего инструмента, мм/мин	30 ± 0,1
Глубина прорезания фрезой Д 135 × 25, мм	18
Мощность, кВт	2,2
Число оборотов, об./мин.	3000
Время реза трубы диаметром 1220 мм, мин.	128

Демонтаж дефектного участка нефтепровода

Работы по подъёму и поддержанию трубопровода следует проводить после того, как ремонтируемый участок вскрыт (рисунок 18). Работы проводятся в присутствии ответственного лица. Между машинистами трубоукладчиков должна быть обеспечена связь по рации. Строповка нефтепровода проводится съёмными полотенцами. Стропальщик должны подобрать грузозахватные приспособления, соответствующие массе и форме поднимаемого груза. Обвязку нефтепровода следует осуществлять в соответствии со схемой строповки, работать только в защитных касках. Обвязывать груз надлежит таким образом, чтобы во время его перемещения исключалось падение отдельных его частей и обеспечивалось устойчивое положение груза при перемещении. Перед строповкой нужно убедиться, что предназначенный к подъёму груз ничем не укреплён, не зацементирован, не завален и не примёрз к земле. Перед подачей сигнала о подъёме груза стропальщик должен убедиться:



Рисунок 18 – Трубоукладчик KOMATSU D355C

- что груз надёжно закреплён и ничем не удерживается, а также не зацепится за посторонние предметы во время подъёма;
- на грузе отсутствуют незакреплённые детали и инструмент, перед подъёмом труб проверить, чтобы в них не было земли или других предметов, которые при подъёме могут выпасть;
- в отсутствии людей возле груза, между поднимаемым грузом и другим оборудованием.

Перед опусканием груза стропальщик обязан:

- подготовить площадку для укладки груза, предварительно осмотреть место, на которое необходимо опустить груз, исключить возможность падения, опрокидывания и сползания груза;
- на место установки груза предварительно уложить прочные прокладки для удобства извлечения стропов из-под груза;
- укладывание груза производить равномерно, без нарушения установленных для складирования габаритов и без загромождения проходов и проездов;

• снимать стропы с груза или крюка следует только после того, как груз будет надёжно установлен, а при необходимости и закреплён; По окончании работы очистить от грязи все канаты, цепи и грузозахватные приспособления.

После удаления дефектного участка нефтепровода из ремонтного котлована следует очистка нефтепровода передвижной паровой установкой ППУ (рис. 19).

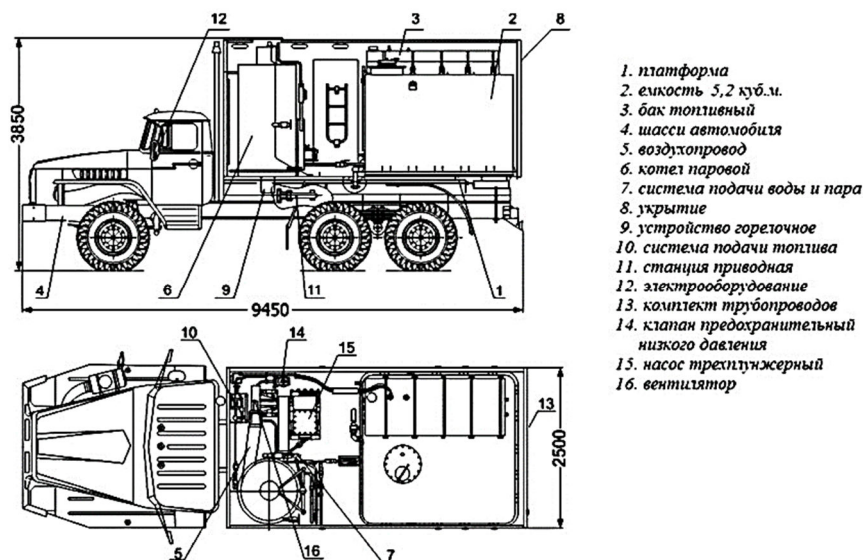


Рисунок 19 – Основные узлы агрегата ППУ

Навесное оборудование смонтировано на шасси «Урал», что позволяет переезжать в удобное для проведения работ место. Ёмкость заполняется специально подготовленной водой с жёсткостью более 10 мг-экв/кг. В передней части монтажной рамы расположен паровой котёл, вентилятор высокого давления, насос для закачки питательной воды и топлива в котёл. Вода из цистерны с помощью плунжерного насоса нагнетается в змеевики котла. Проходя по змеевикам, вода нагревается горелочным устройством и превращается в пар.

Образовавшийся пар подаётся через пропарочный рукав.

Перед пропаркой работнику следует надеть плащ, резиновые сапоги, щиток для защиты лица, перчатки. Паровая передвижная установка (ППУ) должна размещаться на горизонтальном участке с наветренной стороны на заранее подготовленной площадке не ближе 25 м от места обработки объекта так, чтобы была возможность находиться у пульта управления и наблюдать за проведением работы. Под колеса автомобиля должны быть подложены противооткатные упоры. Перед началом работы производится пуск котла, проверяется наличие подачи воды плунжерным насосом, её подогрев, контролируется давление пара. Во время работы котла машинист должен:

- поддерживать оптимальный режим работы установки, который обеспечивается регулировкой подачи топлива и воздуха в котёл;
- следить за температурой вырабатываемого пара;
- контролировать уровень воды в водяном баке;
- правильно выбирать режим работы установки по давлению и температуре пара;
- при проведении работ по подогреву, отогреву, пропарке различных объектов использовать пар низких давлений и температур;
- при проведении депарафинизации и других ответственных работах следует работать при высоких давлениях и температурах пара;
- следить за выхлопом;
- своевременно принимать меры по устранению неисправностей во избежание забрасывания змеевиков и форсунки сажей;
- проверять работоспособность предохранительных клапанов;
- постоянно следить за состоянием уплотнений трубопроводов, шлангов и арматуры.

После завершения пропаривания внутренней полости трубы нефтепровода рабочий котлован зачищается от остатков нефти, загрязненный грунт удаляется при помощи одноковшового экскаватора, в ремонтный котлован подсыпается слой чистого грунта. Внутренняя полость нефтепровода перекрывается многоразовым герметизатором типа «Кайман» и пневматическим заглушающим устройством ПЗУ, ГРК.

Работы по герметизации нефтепровода

Герметизаторы предназначены для временного перекрытия внутренней полости нефтепровода, опорожненного от нефти, с целью предотвращения выхода горючих газов, нефти и её паров при ремонтно-восстановительных работах на линейной части магистральных нефтепроводов.

Таблица 15 – Технические характеристики герметизатора ПЗУ 1220

Максимальное удерживаемое статическое давление нефти / нефтепродукта или их паров, МПа	0,1
Рабочее давление сжатого газа в герметизаторе, МПа	0,4
Гарантируемое время рабочего цикла по перекрытию внутренней полости нефтепровода, не менее, час	100
Устойчивость к воздействию вакуума, МПа, не менее	0,05

Выполнение работ по герметизации трубопроводов осуществляется по наряду-допуску на газоопасные работы. К наряду-допуску обязательно прилагается – «Контрольный лист проверки соответствия требуемых параметров безопасности при проведении газоопасных работ по герметизации внутренней полости нефтепровода». Перед началом работ с работниками должен быть проведён инструктаж с подписью в наряде-допуске. Перед производством работ проводится анализ воздушной среды лицами, прошедшим специальную подготовку, сдавший аттестационный экзамен в присутствии представителя Ростехнадзора и получивший допуск на проведение данного вида работ. Обязанности по проведению анализа воздушной среды возлагается приказом по предприятию, основанием для которого служит протокол экзаменационной комиссии. Лицо, проводящее анализ воздушной среды, должны иметь при себе удостоверение. Исполнители работ должны быть обеспечены индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами.

Перед установкой герметизатор должен быть подвергнут визуальному осмотру с целью определения технического состояния. При этом необходимо обратить внимание на:

- соответствие исполнения герметизатора внутреннему диаметру ремонтируемого участка нефтепровода;
- отсутствие повреждений герметизирующей оболочки, центрирующих опор, рукавов давления и других устройств входящих в состав запасных частей и принадлежностей герметизатора;
- наличие крепежных элементов (болтов, винтов, гаек);
- проверить длину вырезанного участка нефтепровода на соответствие требованиям;
- проверить отсутствие выступающих во внутреннюю поверхность трубы деталей (чопиков) способных нанести повреждение герметизирующей оболочке.

Герметизаторы должны быть оборудованы пневмопроводом, который при установке должен быть выведен через отверстие в стенке нефтепровода наружу и соединён с узлом (блоком) контроля давления в герметизаторе.

Запрещается производить накачку и выпуск воздуха из герметизатора через открытый торец нефтепровода. Установка герметизаторов должна проводиться при отсутствии избыточного давления и притока нефти в нефтепроводе. Внутренняя полость нефтепровода должна быть полностью очищена от нефти, парафина, грязи и окалин на длину не менее 3,5 м. Герметизатор должен обеспечивать герметичность перекрытия полости нефтепровода в течение не менее 48 часов. Для защиты органов дыхания при проведении работ по установке герметизаторов рабочие используют противогазы типа ПШ-1, ПШ-2. Использование фильтрующих противогазов запрещается. Время пребывания работника в шланговом противогазе определяется нарядом-допуском, но не должно превышать 15 мин, с последующим отдыхом на чистом воздухе не менее 15 мин. Работы по установке герметизаторов в открытый торец нефтепровода, выпуску воздуха и демонтажу герметизатора из трубопровода после завершения работ, проводятся под руководством ИТР,

ответственного за проведение данного вида работ. Запрещается нахождение персонала перед открытыми торцами нефтепровода при подаче воздуха в герметизаторы типа ГРК во время их установки, регулирования давления, сброса давления и демонтажа. Контроль за давлением воздуха (инертного газа) в герметизаторах должен осуществляться по манометру через каждые 30 мин. Контроль уровня нефти перед герметизаторами и избыточного давления газов или вакуума в нефтепроводе организовывается через отверстие диаметром 12 мм, просверленное в верхней образующей трубопровода на расстоянии не менее 40 м до герметизатора. На контрольных отверстиях устанавливаются маячки на алюминиевых стержнях и ведется постоянное наблюдение (каждый час) с целью своевременного обнаружения повышения давления газов или образования вакуума и поступления нефти в полость опорожненного участка трубопровода. Для защиты персонала от опасных воздействий вакуума необходимо использовать защитные решетки, входящие в комплект вспомогательного оборудования. Защитная решетка должна устанавливаться на открытый торец трубопровода перед началом снижения давления воздуха в герметизаторе и демонтироваться только после его снижения до атмосферного. Для подачи газа в герметизирующую оболочку применяется компрессор. После частичного наполнения герметизирующей оболочки с помощью компрессора рабочее давление внутри герметизирующей оболочки устанавливается подачей газа из баллона со сжатым газом через редуктор (рис. 20).

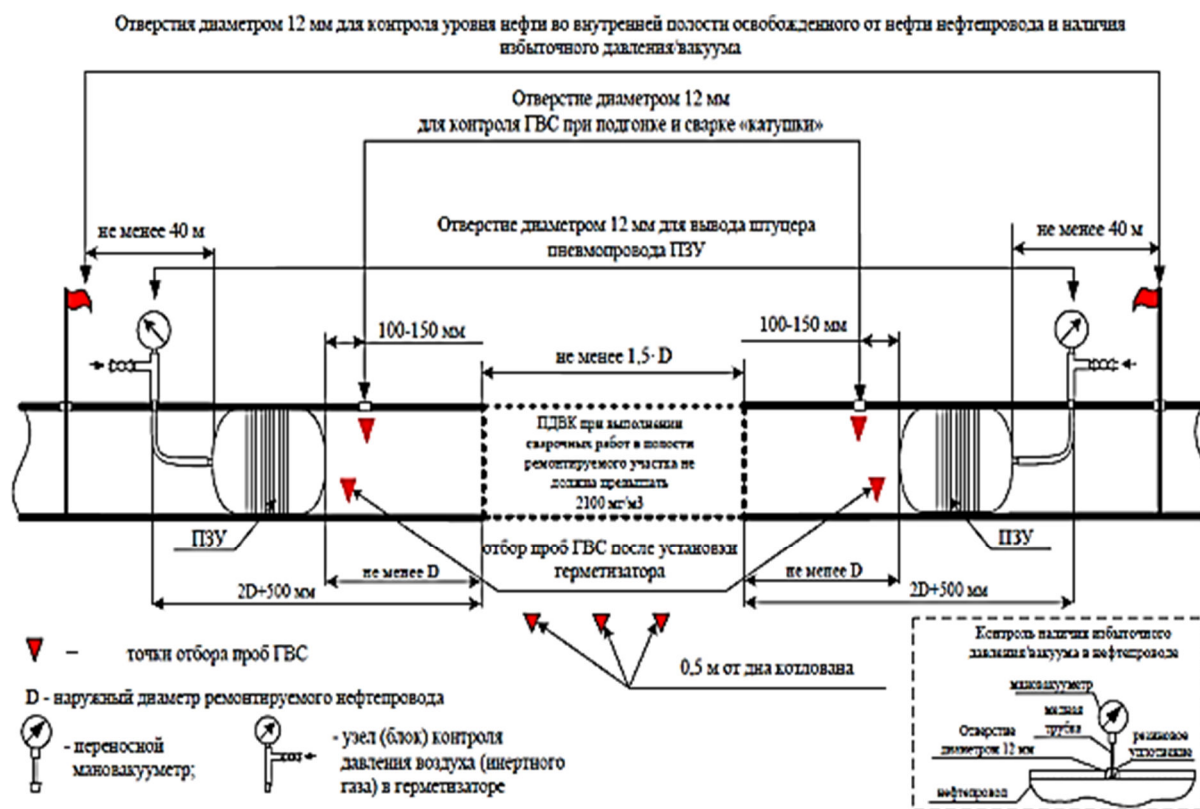


Рисунок 20 – Схема установки герметизаторов ПЗУ и расположения отверстий для отбора проб ГВС, контроля уровня нефти/нефтепродукта во внутренней полости МТ и наличия избыточного давления/вакуума

Если через 15 мин. после установки герметизатора давление в эластичных оболочках герметизатора останется без изменения и обеспечится герметичность перекрытия нефтепровода (по результатам анализа воздушной среды в зоне проведения ремонтных работ и внутри трубы), то ремонтный персонал может приступать к выполнению сварочно-монтажных работ с соблюдением требований пожарной безопасности.

Проведение гидроиспытания трубопровода

Сущность испытаний повышенным давлением заключается в нагружении участка трубопровода до заданного давления или достижения металлом труб фактического предела текучести и последующей проверке на герметичность.

В результате проведения испытаний достигается:

- выявление дефектов, критических при испытательном давлении;
- выявление утечек;
- снижение овальности труб;
- снижение локальных напряжений, возникающих при производстве труб и строительстве трубопровода;
- стабилизация докритических дефектов.

Трубы, запорная арматура и соединительные детали, монтируемые на трубопроводе, должны соответствовать требованиям, предъявляемым при испытании трубопроводов повышенным давлением, это должно быть учтено при разработке технических условий на них. Рекомендуется проводить предварительное испытание крановых узлов запорной арматуры. Испытание участков трубопроводов производят водой. Скорость подъема давления при испытании трубопроводов должна находиться в пределах от 0,002 Рисп до 0,02 Рисп в минуту. Проверку на герметичность проводят в течение времени, необходимого для осмотра нефтепровода и выявления утечек, но не менее 12 часов.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность, если в течение времени выдержки под испытательным давлением не произошло его разрушение.

Если в процессе подъема давления или выдержки под давлением произошло разрушение трубопровода, то следует заменить разрушенный участок и повторить испытание.

В случае обнаружения утечки в процессе проверки трубопровода на герметичность необходимо устранить утечку и повторить проверку на герметичность.

В состав основных работ по испытанию каждого участка трубопроводов входят:

- подготовка к испытанию;
- промывка трубопровода, совмещенная с его наполнением водой;
- подъем давления до испытательного;
- выдержка под давлением испытания на прочность;
- снижение давления до 20 кгс/см²;
- повторная выдержка под давлением испытания на прочность;
- снижение давления до рабочего;
- проверка на герметичность;
- сброс давления до 1–2 кгс/см² и подготовка к удалению воды;
- удаление воды из трубопровода;
- осушка трубопровода;
- восстановление нитки трубопровода.

При подготовке к испытанию трубопровода необходимо:

- установить охранную зону вдоль испытываемого участка;
- организовать на время испытаний систему связи;
- смонтировать наполнительные и опрессовочные агрегаты с системой их обвязки, шлейф подсоединения агрегатов к трубопроводу, испытать обвязочные и подсоединительные трубопроводы;
- проверить работоспособность и герметичность запорной арматуры;
- смонтировать узлы пуска и приёма поршней;
- оборудовать водозабор;
- смонтировать резервуар для очистки воды;
- смонтировать сливной или перепускной патрубков с краном;
- подготовить резервуар-отстойник или следующий участок трубопровода для воды, сливаемой из испытанного участка трубопровода;
- оборудовать помещения для размещения персонала и измерительной аппаратуры;
- установить контрольно-измерительные приборы.

Давление в трубопроводе поднимают наполнительными агрегатами до величины максимально возможной по их техническим характеристикам, а затем – опрессовочным агрегатом – до давления испытания на прочность. Подъем давления производят непрерывно и плавно. После завершения гидроиспытания следует приступить к монтажу заменяемого участка нефтепровод.

Работы по размагничиванию перед сваркой

При выполнении сварочных работ возникает эффект «магнитного дутья», причиной которого является остаточная намагниченность трубопровода. Причиной намагниченности являются: являются магнитное поле Земли, упругие механические напряжения, технологическая намагниченность труб при их изготовлении и транспортировке, остаточная намагниченность после применения магнитных дефектоскопов. Намагниченность плохо влияет на процесс сварки, ухудшается стабильность процесса, происходит разбрызгивание металла, в сварном шве образуются дефекты типа пор, несплавлений, непроваров, шлаковых включений, происходит обрыв дуги и залипание электрода. Размагничивание является неотъемлемой технологической операцией для выполнения качественного сварного соединения. Для размагничивания трубопроводов в трассовых условиях разработаны приборы ПКНТ 5/8 и ПКНТ 10/12 (рис. 21). Размагничивание приборами, компенсирующими намагниченность трубопровода (ПКНТ 5/8 и ПКНТ 10/12) производится компенсацией магнитного поля двух свариваемых труб одновременно.

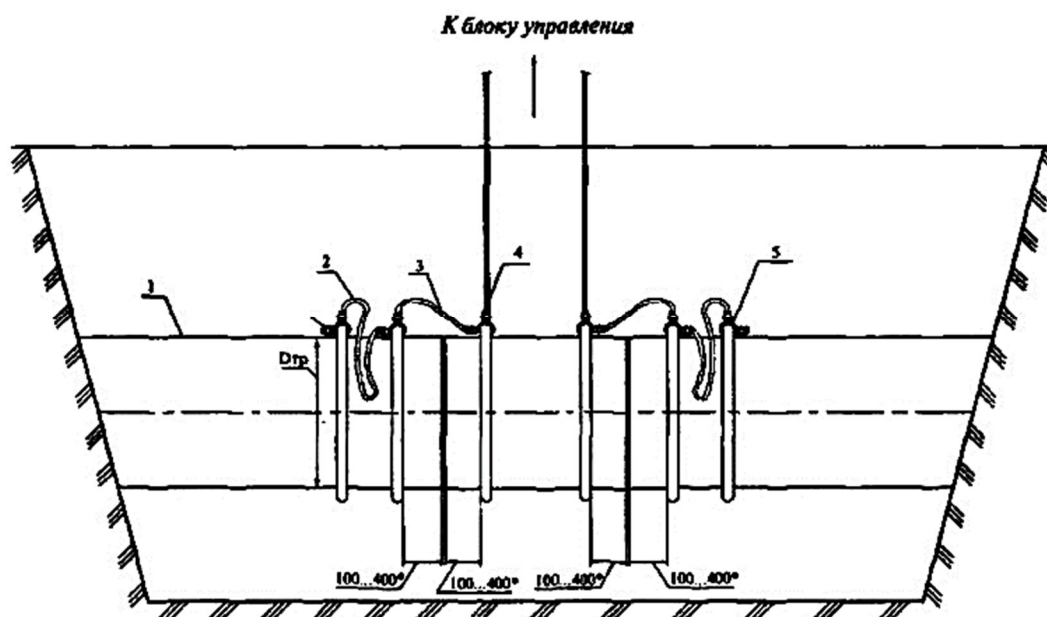


Рисунок 21 – Схема установки устройства ПКНТ, компенсирующего намагниченность трубопровода:
1 – трубопровод; 2, 3 и 4 – кабели; 5 – компенсирующий модуль

Размагничивание стыкуемых труб с применением приборов ПКНТ проводится в следующей последовательности:

- определяется величина и направленность магнитного поля в зазоре свариваемых трубопровода и «катушки» при помощи прибора измерителя магнитной индукции Ш1-8 (при напряженности магнитного поля менее 100 мТл должна вестись работа с двумя модулями, расположенными по обе стороны зазора, при выходном напряжении сварочного выпрямителя 50–55 В; при напряженности магнитного поля свыше 100 мТл необходимо установить три модуля: один на «катушке» и два – на теле трубопровода):
- монтируются компенсирующие модули на трубопроводе и «катушке» на возможно минимальном расстоянии от свариваемого шва – 100–400 мм;
- выполняется сборка электрической цепи, соединяющей модули между собой, с блоком управления и сварочным выпрямителем;
- включается прибор в режиме «контроль», при этом определяется и устанавливается величина сопротивления для компенсации остаточного магнитного поля;
- включается прибор в режим «работа», устанавливается величина компенсирующего тока, которая обеспечивает минимальную величину остаточного магнитного поля в зазоре, которая при необходимости может корректироваться в процессе сварки;
- после сварки корневого слоя шва отключается прибор и выполняется демонтаж установки.

На расстоянии 100–150 мм от кромки на концы стыкуемых элементов проводится намотка кабеля плотными, равномерными и однорядными витками. Намотка кабеля

должна проводиться в одном направлении, количество витков определяется величиной намагниченности. На конец трубы нефтепровода, имеющего большую намагниченность, наматывается от 7 до 11 витков, на конец монтируемого участка – от 3 до 5 витков кабеля. Для размагничивания труб должен применяться гибкий кабель с сечением 35–50 мм². Кабель не должен иметь повреждений изоляции. Подключение кабеля к источнику питания необходимо производить при помощи медных кабельных наконечников.

Перед началом работ необходимо проверить исправность: изоляции кабелей для размагничивания, приборов для определения магнитного поля, плотность соединений всех контактов. Всё применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление, оборудование узла размагничивания должно быть надёжно защищено от попадания осадков.

Сварочно-монтажные работы

В процессе подготовки к сварке необходимо:

- очистить внутреннюю полость труб и деталей трубопроводов от попавшего грунта, снега и т.п. загрязнений, а также механически очистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб, деталей трубопроводов, патрубков запорной арматуры на ширину не менее 15 мм;
- осмотреть торцы труб (переходных катушек, переходных колец) и запорной арматуры. Внутренняя поверхность задвижек и обратных клапанов перед началом работ должна быть защищена от попадания грязи, брызг металла, окалина, шлака и других предметов согласно рекомендациям предприятия-изготовителя. Для этой цели могут быть также использованы резиновые коврики, заглушки из дерева и прокладки из негорючих тканевых, пластиковых материалов;
- осмотреть поверхности кромок свариваемых элементов. Устранить шлифованием на наружной поверхности неизолированных торцов труб или переходных колец царапины, риски, задиры глубиной до 5 % от нормативной толщины стенки, но не более минусовых допусков на толщину стенки, оговоренных в соответствующих нормативных документах ПАО «АК «Транснефть» на трубы;
- удалить усиление наружных заводских продольных и спиральных швов до величины от 0 до 0,5 мм на участке шириной от 10 до 15 мм от торца трубы.

Первоначальной задачей является подготовка кромок нефтепровода к сварке. Для подготовки кромок применяется машина резки труб «ZINSER RSV-4».

Машина для резки труб «ZINSER RSV-4»

ZINSER RSV-4» (рис. 22) предназначена для кислородной резки стальных труб в полевых условиях и условиях промышленных предприятий.

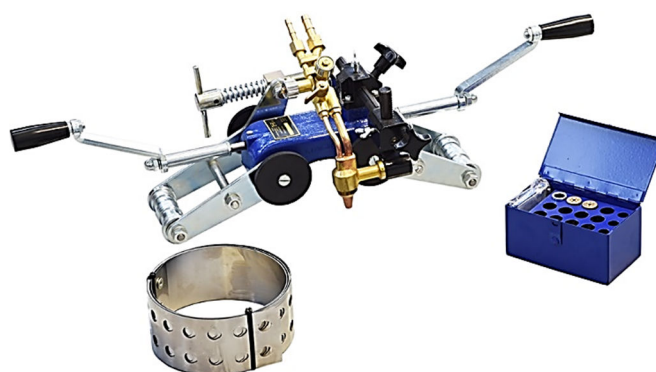


Рисунок 22 – «ZINSER RSV-4»

«ZINSER RSV-4» состоит из следующих элементов: тележка, натяжное устройство, блок резки, пояс; Тележка движется по трубе по поясу, проходящему через тележку. Блок резки состоит из суппорта, закрепленного на штанге, закреплённой в корпусе тележки. Конструкция суппорта позволяет устанавливать резак под различными углами к оси трубопровода, перемещать и фиксировать резак на различной высоте. Резка проводится кислородом и пропаном, шланги от газовых баллонов подводятся к газовому коллектору машины, от коллектора к резаку. Поворачивая ручку, машина движется по окружности трубы.

Таблица 16 – Технические характеристики «ZINSER RSV-4»

Диаметр разрезаемых труб, мм	320–1420
Толщина стенки трубы, мм	5–100
Расход газа, м ³ /ч	
кислород	12
пропан	0,55
Масса машины в комплекте, кг	10

Металл кромок должен быть удален на глубину не менее 1 мм от поверхности реза. Сборка стыков труб, переходных колец и запорной арматуры производится с применением центратора, подготовленного для сборки стыка с различными наружными диаметрами соединяемых элементов. Центраторы предназначены для центровки торцов труб перед сваркой стыков при строительстве и ремонте трубопроводов. Наружные центраторы обеспечивают качественную центровку и непрерывный цикл сварки стыков, удобны в эксплуатации, облегчают труд работников, занятых строительством и ремонтом трубопроводов (рис. 23).

Перед началом выполнения сварки корневого слоя шва или установкой прихваток, производится подогрев торцов труб и прилегающих к ним участков. Температура предварительного подогрева концов труб зависит от эквивалента углерода S_e , толщины стенки трубы, температуры окружающего воздуха и вида электрода, применяемого для сварки.

Допускается проведение сопутствующего подогрева с помощью однопламенных горелок. При снижении температуры предварительного подогрева непосредственно перед сваркой корневого слоя шва:

- на 10 °С ниже установленной температуры 50 °С;
- на 20 °С ниже установленной температуры 100 °С;
- на 30 °С ниже установленных температур 150 °С и 200 °С.



Рисунок 23 – Центратор наружный звенный ЦЗН 1220

Заключение

Безаварийная работа и удлинение срока службы магистральных трубопроводов в основном зависят от своевременно и качественно проведенного капитального ремонта.

В последние годы объем капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов значительно увеличился. Оптимальное планирование и рациональное использование материальных и технических ресурсов ремонтно-строительного производства отрасли приобретают важное значение.

Успешное выполнение большого объема работ по капитальному ремонту магистральных газопроводов невозможно без внедрения наиболее целесообразной технологии и совершенной организации работ, обеспечивающих их высокие темпы. Очень важен выбор наиболее эффективной технологической схемы производства ремонтных работ с учетом понимания рисков и выгод каждой технологии.

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 строительного-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 / 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.]. – М. : 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.]. – М. : 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.]. – М. : Nedra, 1998. – 270 p.
6. Defectiveness of oil pipeline pipes and methods of their repair / A.G. Gumerov [et al.]. – М. : Nedra, 1998. – 251 p.
7. Ivanov V.A. Handbook of construction and installation work foreman: educational and practical guide / Edited by V.A. Ivanova. – М. : 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. – М. – Vologda : Publishing House «Infra-Engineering», 2019. – 180 p.
13. Ladenko A.A. Calculation of oilfield equipment : textbook. allowance / A.A. Ladenko, P.S. Kunina. – М. – Vologda : Publishing House «Infra-Engineering», 2019. – 188 p.
14. Field pipelines and equipment : textbook. allowance / F.M. Mustafin [et al.] – М. : 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.