

На рис. 2 представлено фото, показывающее монтаж на УВГ проводного соединения для управления клапаном.



Рис. 2. Монтаж на УВГ проводного соединения для управления клапаном

ЛИТЕРАТУРА

1. The monitoring and control system of the intrapipe sealer / Y. Kryshneu [et al.] // ITELMS'2010. – Materials of 5th International Conference Intelligent Technologies in Logistics and Mechatronics Systems / Panevezys, Lithuania, 2010. – С. 31 – 36.

УДК 622.692.4

ОСВОБОЖДЕНИЕ ОДНОНИТОЧНОГО НЕФТЕПРОВОДА ОТ НЕФТИ ДЛЯ ЗАМЕНЫ ДЕФЕКТНОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА

В. А. Дешук

*ОАО «Полоцктранснефть Дружба»,
г. Новополоцк, Республика Беларусь*

ОАО «Полоцктранснефть Дружба» эксплуатирует 1068 км магистральных нефтепроводов диаметром труб 720 мм, 820 мм и 1020 мм. В настоящее время большая часть из них отработала свой нормативный срок эксплуатации.

Обеспечение надежной и безаварийной работы магистральных трубопроводов, сохранение их рабочих характеристик и пропускной способности – приоритетное направление деятельности общества.

Важную роль в решении этой задачи занимает ремонт дефектов линейной части магистральных нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики, в т.ч. замена дефектных участков новым трубопроводом.

Перед демонтажем дефектного участка нефтепровода необходимо освободить трубопровод от нефти. Рассмотрим на примере (рис.) освобождение однониточного магистрального трубопровода от нефти.

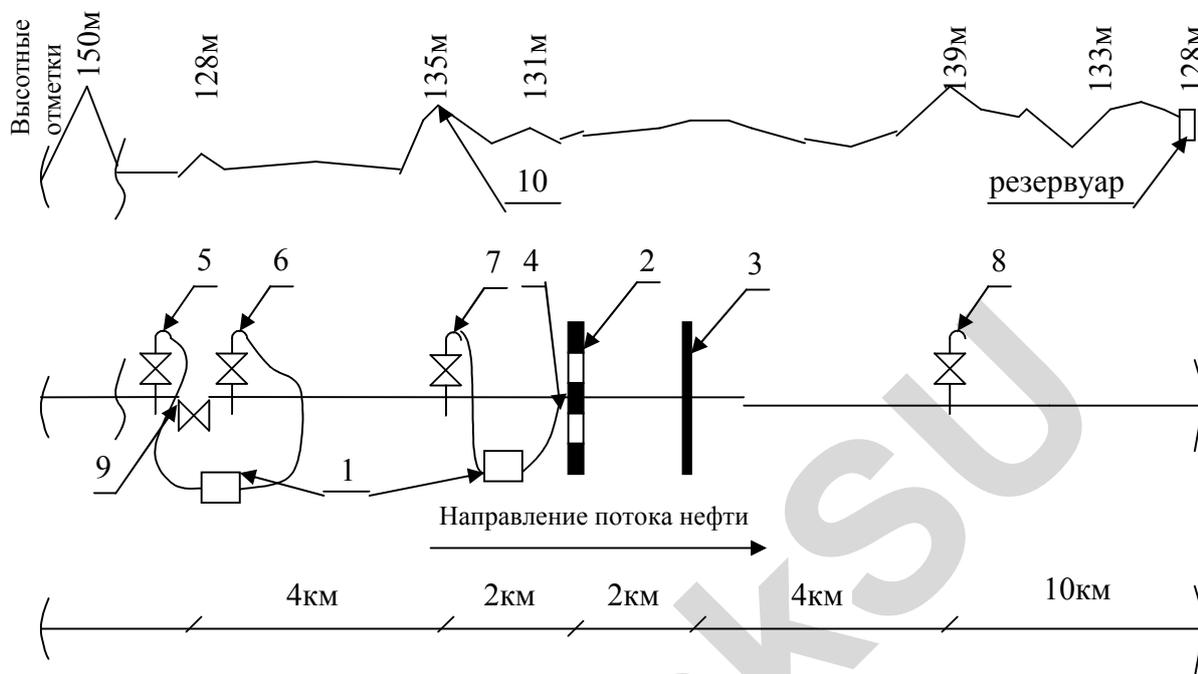


Рис. Схема откачки нефти из однониточного трубопровода:

1 – передвижная насосная установка; 2 – железная дорога; 3 – автомобильная дорога; 4 – дефектный участок нефтепровода (место врезки прорезного устройства «малютка»); 5, 6, 7, 8 – вантуз; 9 – задвижка, 10 – геодезическая отметка МН (135 м)

ОАО «Полоцктранснефть Дружба» необходимо было заменить дефектный участок МН под железной дорогой.

Специалистами ОАО «Полоцктранснефть Дружба» рассматривалось два варианта откачки нефти из магистрального трубопровода:

1) путем закрытия задвижки (поз. 9) и откачки нефти передвижной насосной установкой ПНУ (поз. 1), обвязанной напорно-всасывающими шлангами между прорезным устройством «малютка» (поз. 4) и вантузом (поз. 8) по ходу нефти.

При условии реализации данного проекта ОАО «Полоцктранснефть Дружба» столкнулась со следующими проблемами:

- общество имеет в наличии 4 км напорных шлангов D_y 100мм. Расстояние между дефектным участком нефтепровода и вантузом (поз. 8) – 6 км. По этой причине необходимо еще 2 км напорных шлангов D_y 100 мм, что привело бы к значительному увеличению стоимости замены дефектного участка нефтепровода;

- для откачки нефти из дефектного участка было необходимо освободить следовавший за ним участок от нефти (между геодезическими отметками 139 м и 133 м) путем откачки в резервуар на ЛПДС «Полоцк», т.к.

в противном случае некоторый объем откачиваемой нефти возвращался к дефектному участку;

– была необходимость пересечения напорными шлангами автодороги республиканского назначения на 2-е суток.

Ввиду сложности, трудозатратности и необходимости вложения дополнительных средств для осуществления данного варианта откачки нефти был рассмотрен второй вариант:

2) освободить участок нефтепровода до задвижки (поз. 9). Для этого были врезаны вантузы до дефектного участка в высших точках МН согласно геодезическим отметкам профиля трубопровода. Далее открытием врезанных вантузов и пробок на линейных задвижках нефть за счет разности геодезических отметок самотеком поступала в резервуар. После чего производится закрытие задвижки (поз. 9) и откачка нефти ПНУ (поз. 1), обвязанной напорно-всасывающими шлангами между прорезным устройством «малютка» (поз. 4) и вантузом (поз. 5), против хода нефти в освобожденный участок МН.

В ходе разработки мероприятий по откачке нефти специалисты общества столкнулись с той же проблемой, что и в первом варианте: расстояние от дефектного участка до вантуза (поз. 5) составляет 6 км, а напорных шлангов D_y 100 мм имелось в наличии 4 км. Для выхода из данной ситуации специалистами ОАО «Полоцктранснефть Дружба» было принято инженерное решение: ввиду разности геодезических отметок вантуза (поз. 6) 128 м и точкой нефтепровода (поз. 10) 135 м было предложено использовать участок магистрального нефтепровода в качестве одного из участков напорных шлангов расстоянием 4 км между указанными точками. Для реализации данного варианта откачки нефти были произведены следующие действия:

– врезан вантуз (поз. 7) в 30 м против хода нефти от геодезической отметки 135 м (поз. 10);

– обвязана напорно-всасывающими шлангами ПНУ (поз. 1) между прорезным устройством «малютка» (поз. 4) и вантузом (поз. 7). В результате при откачке нефти из дефектного участка в вантуз (поз. 7) нефть за счет разности геодезических отметок между вантузом (поз. 9) 128 м и вантузом (поз. 7) 135 м поступает по магистральному нефтепроводу к существующему вантузу (поз. 6);

– вторую передвижную насосную установку (поз. 1) обвязывают напорно-всасывающими шлангами между вантузами (поз. 5, 6), которая перекачивает нефть из вантуза (поз. 6) за закрытую задвижку (поз. 9) в вантуз (поз. 5) в освобожденный участок МН.

В результате проведенных работ по откачке нефти работниками ОАО «Полоцктранснефть Дружба» были выполнены работы по замене дефектного участка трубопровода под железной дорогой, что привело к повышению надежности и уменьшению риска возникновения аварийной ситуации на линейной части магистрального нефтепровода общества.

ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА ОПОРНЫХ УЗЛОВ НАДЗЕМНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А. В. Драгилев¹, А. А. Кычма², Р. Ю. Банахевич³

¹ЧП «Инжиниринговые технологии», г. Киев, Украина

²Национальный университет «Львовская политехника», г. Львов, Украина

³Филия УМГ «Львовтрансгаз», г. Львов, Украина

Проблемы ремонта опорных узлов магистральных трубопроводов (МТ) длительной эксплуатации без прекращения транспортировки газа на надземных переходах через водные препятствия или заболоченные участки требуют дополнительных теоретических и экспериментальных исследований [1]. Как показывает практика эксплуатации, на труднодоступных участках надземных переходов трубопроводов из-за отсутствия мобильных подъемных устройств такие работы преимущественно не проводились. Грузоподъемная техника не может переместиться к опоре балочного перехода, которая находится в труднодоступных местах, например, непосредственно в русле реки или на заболоченных участках, без дополнительных подготовительных работ с обустройства подъездных путей и монтажных площадок. В последнее время при ремонтах опорных узлов магистральных трубопроводов на балочных переходах внедряются мобильные подъемные устройства, в которых элементами, создающими подъемную силу есть пневмоподушки фирмы «Vetter». На сегодняшний день для решения данной проблемы предложено ряд устройств [2], которые позволяют поднять и удерживать трубопровод над опорой для проведения ремонтно-восстановительных работ. В зависимости от конструкции опорного узла пневмоподушки устанавливаются на дополнительной площадке, которая с помощью специальных кронштейнов крепится на железобетонном ростверке [2]. При этом грузоподъемность такой установки достигает 1000 кН, а высота поднятия 120 мм.

Для оперативного определения параметров, которые необходимо знать при подготовке и непосредственном проведении ремонтных работ опорных узлов МТ на надземных переходах, разработано информационно-аналитическое обеспечение. Моделирование участка МТ на ЭВМ с последующим расчетом напряженно-деформированного состояния методом конечных элементов, проводили используя лицензионную программу «Solidworks» [3]. Непосредственно около объекта, который ремонтируется, использовали портативный компьютер (ноутбук), определяли предельные технологические параметры (максимально допустимая высота поднятия и давление газа в трубопроводе, величины опорных реакций и необходимое давление в пневмосистеме подъемной установки).