

Секция 17

СОВРЕМЕННАЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ТЕХНИКА И ЕЁ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

ПРИВОДЫ ДЛЯ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

В.Г. Крец, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время существует несколько основных видов приводов запорной трубопроводной арматуры (затвора, краны): ручной, электропривод, пневмогидропривод, пневмопривод, гидропривод, привод с механическими редукторами.

Ведущие российские трубопроводные системы в настоящее время в своих долгосрочных программах нацелены на импортозамещающее оборудование. В свое время единственным в стране производителем электроприводов для запорной арматуры магистральных нефтепроводов был завод «Тулаэлектропривод». Основным элементом привода этого завода являлась классическая червячная передача, имеющая большие габариты и подверженная быстрому износу, что в итоге снижало надежность изделия. В связи с этим приходилось закупать электроприводы за рубежом. Для решения стратегических задач ОАО «АК «Транснефть» по организации производства импортозамещающего оборудования было принято решение о создании в ОАО «Центрсибнефтепровод» специального конструкторского бюро и организации производства электроприводов на ЗАО «ТОМЗЭЛ». В основу конструкции электропривода была положена разработка принципиально новой волновой передачи с промежуточными телами качения, созданной сотрудниками кафедры прикладной механики ТПУ и имеющей высокую надежность и точность. В результате было начато производство электроприводов на ЗАО «ТОМЗЭЛ». ЗАО «ТОМЗЭЛ» – это по сути, принципиально новое предприятие, со структурой, необходимой для серийного производства. Это продукция – более 20 наименований для затворов всего необходимого типоразмерного ряда трубопроводных систем, 1 вид неполноповоротных приводов, приводы дисковых регулирующих затворов. Некоторые виды приведены ниже. Взрывозащищенные неполнооборотные электроприводы «ЭПП-1800/2500/6000», с двусторонней муфтой ограничения крутящего момента предназначенные для эксплуатации в составе шаровых кранов DN 100–350 PN до 16,0 МПа (с перепадом давления на затворе до PN) в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ 30852.9-2002.

Взрывозащищенные электроприводы «ЭПЦ-10000/15000/20000/35000/50000» предназначены для эксплуатации в составе запорной арматуры (затвора клиновые, затвора шибберные) DN 800–1200 PN 8,0; 15,0 при перепадах рабочего давления на затворе от 3,0 МПа до 11,0 МПа в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ 30852.9-2002.

Взрывозащищенный электропривод «АТЛАНТ» ТУ 3791-011-00139181-2002 предназначен для эксплуатации в составе запорной и запорно-регулирующей арматуры в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ 30852.9-2002, имеющий функцию передачи информации о состоянии составных частей изделия, включая диагностику (срабатывание защит, режим работы и т.д.), на встроенный позиционный дисплей и через системы АСУ ТП или телемеханики на центральный пункт оператора.

Взрывозащищенные электроприводы «ЭПЦ 100-10000» с блоком электронного управления (БУР) имеют малую массу и небольшие габариты. Главным достоинством этих электроприводов является компактный волновой редуктор с промежуточными телами качения, имеющий высокие нагрузочные характеристики, точность, плавность, надежность и долговечность. Интеллектуальный привод «АНГСТРЕМ». Предназначены для многофункционального управления запорно-регулирующей арматурой трубопроводов (Ду 100–1200 мм, Ру 1,0–8,0 МПа).

Взрывозащищенный электропривод «ЭПЦ-10000А» ТУ 3791-003-00139181-97 с электромеханическим блоком управления. Электроприводы марки «МИРД-400/600/1100» предназначены для эксплуатации в составе затворов дисковых регулирующих DN 350/400/500/600/700 PN 8,0 МПа в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ Р 51330.9 и ПУЭ, в которых возможно образование паро- и газоздушных смесей категорий ПА, ПВ групп Т1, Т2, Т3 по классификации ГОСТ Р 51330.5, ГОСТ Р 51330.11, ПУЭ. Электроприводы «МИРД-400/600/1100» для управления затворов дисковых регулирующих Ду 350-700 PN 8,0 МПа имеют малую массу и небольшие габариты. Главным достоинством этих электроприводов является компактный волновой редуктор с промежуточными телами качения, имеющий высокие нагрузочные характеристики, точность, плавность, надёжность и долговечность. Взрывозащищенные электроприводы с электромеханическим блоком управления ЭПЦМ-100; ЭПЦМ- 400; ЭПЦМ-800; ЭПЦМ-1000; ЭПЦМ-4000; ЭПЦМ-10000 ТУ 3791-035-00139181-2012. Предназначены для эксплуатации в составе запорной арматуры (клиновых затворов DN 50-1200 PN 1,6-25,0 МПа и шибберных затворов DN 100-1200 PN 1,6-12,5 МПа с максимальным моментом до 7000 Нм) магистральных нефте-, продуктопроводов в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ 30852.9-2002.

Таким образом, для повышения надежности работы нефтепроводов и газопроводов имеются долгосрочные программы по поддержке отечественных разработчиков и изготовителей приводов запорной арматуры, разработаны и внедряются современные конструкции приводов. Они отвечают требованиям нефтегазовых компаний России и кроме того это – импортозамещающее оборудование.

Литература

1. Машины и оборудование для строительства и эксплуатации газонефтепроводов и хранилищ: учебное пособие / В.Г. Крец, А.В. Рудаченко, В.А. Шмурыгин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 328 с.
2. Пневмогидроприводы МА // Нефтегазовая арматура. Технический каталог с информацией о поставщиках URL: <http://www.arm.oilru.ru/catalog/group/product/?1816>. Дата обращения: 05.04.2015.
3. Пневматические приводы со струйным двигателем «ПСДС-3» и «ПСДС-7» для запорной арматуры газопроводов Ду 50 ... 1200 мм // Акционерное общество «Уфимское приборостроительное производственное объединение». URL: <http://www.uppo.ru/production/nefteprod/pnevmо>. Дата обращения: 05.04.2015.
4. Продукция, поставляемая ООО «ТПП-Партнер» // ТПП-Партнер.
5. URL: http://tpp-partner.ru/pnevmogidroprivody_ptpa. Дата обращения: 15.03.2015.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДА ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ

А.И. Богатырева

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Впервые в 2006 г. специалистами ООО «ПодземБурСтрой» была применена усовершенствованная технология бестраншейной прокладки трубопровода - метод «кривых». Данный метод позволяет избежать сложностей и ограничений как при традиционной бестраншейной прокладке.

Свое имя метод получил благодаря предварительно изогнутым трубам. Технология представляет собой гибридный метод - направленного бурения и микротоннелирования, путем устранения недостатков обоих методов, таких как большая площадь для монтажа буровой установки и предварительные шахты.

Технология метода «кривых» заключается в продавливании стальных труб изогнутых под определенным углом (2 – 9 градусов) и диаметром 600 – 1420 мм. Трубопровод, состоящий из изогнутых труб, представляет собой параболическую (арочную) конструкцию [3].

Строительство подводного перехода методом «кривых» состоит из четырех этапов: подготовительный, строительно-монтажные работы по укладке трубопровода, демонтаж оборудования, гидравлические испытания. Подготовительный этап строительства подводного перехода заключается в установке наклонной конструкции с заданным уклоном трассы в точке входа, устанавливается лафет продавливающей установки PPP – 400 компании «Prime Drilling» [4]. В точке входа устанавливается бетонное основание, служащее как торцевая упорная стенка с «окном для монтажа» круглого сечения для прохождения микрошита MTS – 1000 м³ и рабочей плети трубопровода. На «окно для монтажа» закрепляется массивный сальник и резиновый уплотнитель, служащий для прохождения рабочей плети и предотвращения попадания раствора бентонита в затрубное пространство микрошита и выход раствора за пределы пробуриваемой скважины.

На следующем этапе строительства происходит запуск микрошита MTS – 1000 м³, установленного на раме продавливающей установки PPP – 400, соединенный с головной предварительно изогнутой трубой путем соединения трубой – адаптером. Труба - адаптер, представляет собой часть стальной трубы заданного диаметра трубопровода, предназначенная для упрощения соединения и демонтажа микрошита. Для запуска микрошита необходимо закрепить его зажимной манжетой на продавливающей установке, при продавливании микрошита проходит через «окно для монтажа». Микрошит MTS – 1000 м³ оборудован режущими инструментами, блоком сцепки – расцепки, служащий для передвижения буровой головки путем хода встроенных штоков гидроцилиндров в продольном направлении бурения (до 700 мм), включает в себя пространственную корректировку направления и угла проходки. Гидротранспорт бурового шлама обеспечивается тремя насосами производительностью 120 м³/час, мощностью 37 кВт каждый, снабженные электронными расходомерами и пневмоздвижками, рабочей плетью трубопровода и шлангами. Подача бентонитового раствора происходит путем его распыления из форсунок микрошита. По мере прохождения микрошита MTS – 1000 м³ происходит наращивание рабочей плети трубопровода на продавливающей установке путем автоматической аргоно-дуговой сварки стыка труб и ее экструзионной гидроизоляции сварочного стыка труб. Во время сварки трубы поддерживаются подъемником при заданном угле. Все сопутствующие шланги и подводные трубы протягивают в укладываемую плеть трубопровода.

Третий этап строительства – демонтаж оборудования. Когда микрошит проходит установленную трассу залегания трубопровода и доходит до заданной точки выхода, он выходит на поверхность, где он подлежит процессу демонтажа. Демонтаж заключается в выемки микрошита из грунта экскаватором и подъемником. Микрошит демонтируется только после того как появится из скважины рабочая плеть трубопровода, чтобы избежать попадания грунта в полость трубопровода и повреждения внутренних коммуникаций (проводов,