

Проведение внутритрубной диагностики промышленного конденсатопровода в условиях отсутствия основного перекачиваемого продукта.

И.А. Лобач

аспирант кафедры «Прикладная механика» Тюменского государственного нефтегазового университета, ведущий инженер линейно-эксплуатационной службы ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», г. Новый Уренгой

Техническая эксплуатация объектов внешнего транспорта представляет собой совокупность различных процессов, обеспечивающих работоспособное состояние трубопроводов [1].

Для получения информации о техническом состоянии объекта, а также своевременного обнаружения неисправностей и скорейшей их ликвидации, организация, эксплуатирующая трубопровод, должна, систематизировано проводить внутритрубную диагностику объектов внешнего транспорта, целью которой является оценка технического состояния трубопровода и определение его остаточного ресурса [2,3].

Внутритрубная диагностика трубопроводов основана на использовании автономных приборов-дефектоскопов (поршней, pigs), движущихся внутри контролируемой трубы под напором перекачиваемого продукта (нефть, нефтепродукты, газ и т.п.). Снаряд снабжен аппаратурой (обычно ультразвуковой или магнитной) для неразрушающего контроля трубы, записи и хранения в памяти данных контроля и вспомогательной служебной информации, а также источниками питания аппаратуры [4].

Анализ существующих работ [5-8] посвященных изучению определения остаточного ресурса, а также проведению внутритрубной диагностики показывает, что для правильного и необходимого проведения внутритрубной диагностики необходимо движение снаряда в трубе должно обеспечиваться потоком перекачиваемого продукта, толкающим его на протяжении всего пути диагностирования.

В июне 2014 г. на промышленном конденсатопроводе «Юрхаровское месторождение - Пуровский ЗПК» планировалось проведение внутритрубной диагностики. Объектом исследования являлся вновь построенный лупингконденсатопровода, диагностика которого должна была проводиться сразу после завершения его строительства.

В связи с аварийной остановкой Уренгойского месторождения, перекачка сырья которого осуществлялась по конденсатопроводу «Юрхаровское месторождение – Пуровский ЗПК», проведение внутритрубной диагностики оказалось неосуществимым, т.к. при отсутствии потока жидкости не было возможным произвести движение снаряда.

Автором статьи была поставлена задача поиска альтернативного варианта проведения внутритрубной диагностики объекта.

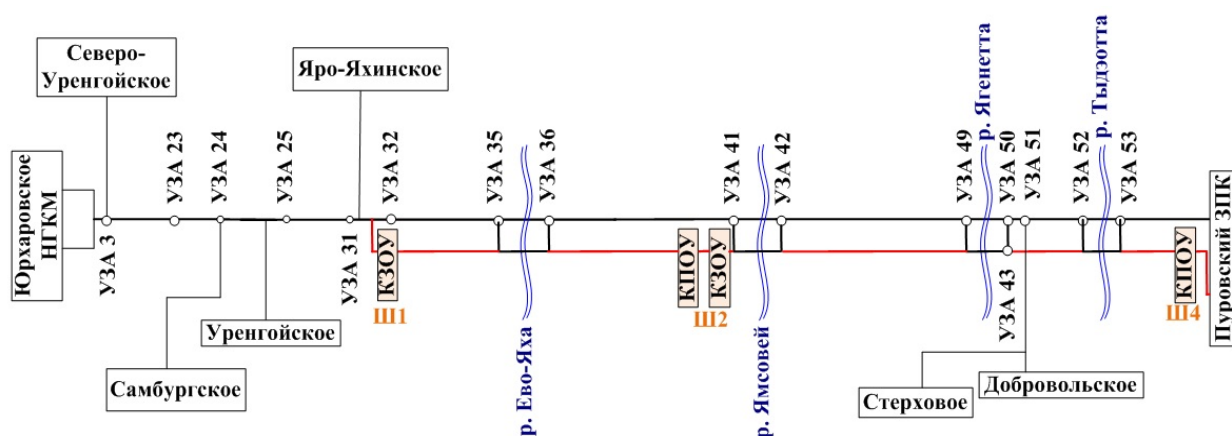


Рис.1 – Схема конденсатопровода «Юрхаровское месторождение – Пуровский ЗПК» с подключенными месторождениями.

Первоначальным этапом было создание гидравлической модели конденсатопровода «Юрхаровское месторождение – Пуровский ЗПК» с учетом подключенных к нему месторождений.

Инструмент логического моделирования предоставляет собой математически обоснованное средство автоматического анализа последствий предпринимаемых действий, а также аварийных ситуаций [9,10].

При выполнении гидравлических расчетов использованы следующие исходные данные:

- технологическая схема участка лупинга конденсатопровода «Юрхаровское месторождение-Пуровский ЗПК» по состоянию на май 2014 г;
- объемный расход азота с Пуровского завода (ЗПК);
- предельное давление подачи азота с Пуровского ЗПК;
- максимальный объемный расход товарного газа со Стерхового месторождения;
- предельное давление подачи товарного газа со Стерхового месторождения;
- компонентно-фракционный состав деэтанализованного конденсата Юрхаровского и Самбургского месторождений;
- продольный профиль участка лупинга от камеры пуска до камеры приема очистного устройства;
- входное давление на Пуровский ЗПК;
- допустимое давление в конденсатопроводе «Юрхаровский НГКМ – Пуровский ЗПК»;
- шероховатость труб принята 0,05 мм.

Расчет проводился с учетом процесса продувки лупинга от деэтанализованного конденсата ДЭК на участке от узла запорной арматуры (УЗА) № 43 до камеры пуска-приема очистного устройства (Ш) № 4. Результаты представлены в виде сценария выполнения последовательных операций. Первоначальным этапом должна была стать продувка обследуемого участка от деэтанализованного конденсата (ДЭК). Отбором газа для продувки должен был стать Стерховское и Добровольское месторождения, имеющие подключение к конденсатопроводу «Юрхаровское месторождение – Пуровский ЗПК».

Закрыв подачу газа со Стерхового и Добровольского месторождений на вход в компрессорную станцию (КС) «Ягенетская», газ перевели по перемычке диаметром условным (Ду) 50 мм на вход УЗА № 43 для продувки ДЭК из лупинга на ЗПК.

При постоянном расходе газа со Стерхового месторождения производилась продувка участка от УЗА № 43 до камеры приема очистного устройства (Ш4). Согласно расчетам авторов, степень опорожнения трубопровода должна была продлиться по времени порядка 450 минут.

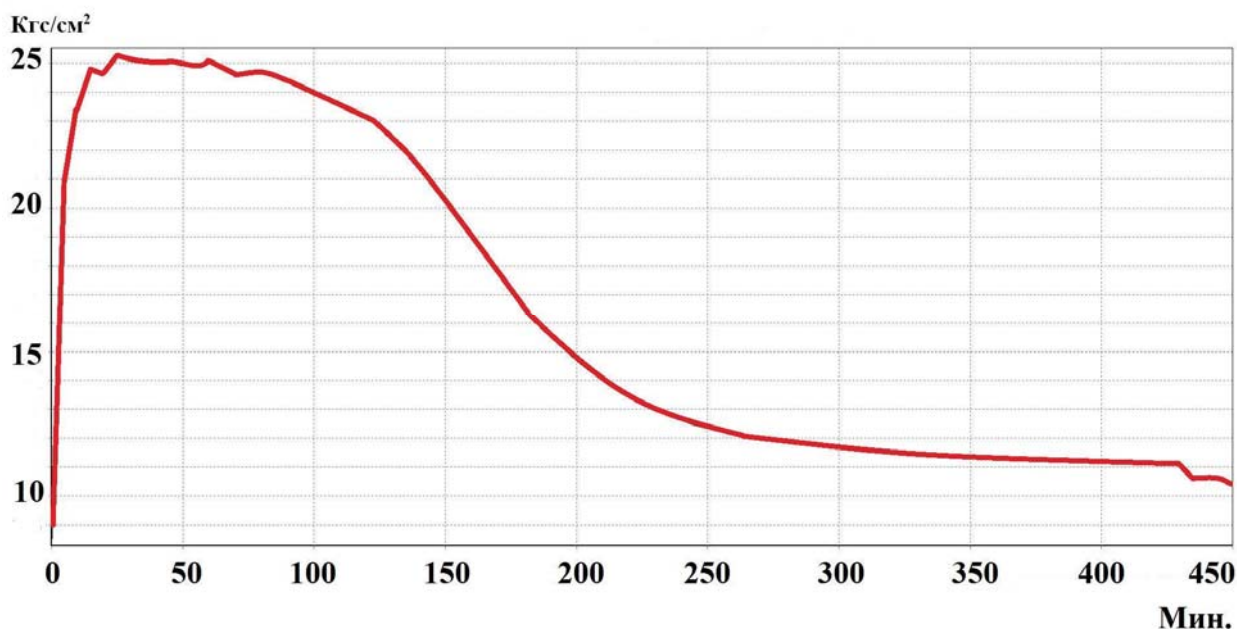


Рис. 2 - Изменение давление на УЗА № 43

Контроль процесса опорожнения лупинга от ДЭК необходимо было осуществлять исходя из разницы давления между УЗА № 43 и Ш 4.

Визуальный контроль за опорожнением лупинга конденсатопровода осуществлялся на Ш 4, периодической проверкой открытием на факельный амбар. После окончания продувки лупинга от ДЭК закрываем шаровой кран (ШК) на Пуровском ЗПК.

Следующим этапом проведения диагностики должен был стать пропуск снаряда с камеры пуска очистного устройства до камеры приема.

Основной идеей данного сценария является создание из двух отсеченных участков эффекта противодействия на основном трубопроводе. За счет разницы перепада давлений планировалось осуществить движение снаряда вдоль исследуемого трубопровода. После продувки в течении 400 минут участка лупинга УЗА № 43-Ш 4 от ДЭК (газом со Стерхового месторождения) создается «баллон» давлением в 15 кгс/см² на отрезке Ш2-

Ш4. Далее, посредством открытия крана Ш-2 происходило стравливание давления с одновременной подачей азота с Пуровского ЗПК с последующим увеличением начального расхода в течение 200 мин (за счет падения давления в лупинге) до максимального значения. После прохождения поршнем УЗА № 43 (500-я минута после его запуска) подача азота с Пуровского ЗПК прекращается, кран УЗА № 43 закрывается и начинается подача товарного газа со Стерхового месторождения. Подачу газа со Стерхового месторождения необходимо было изменять, в зависимости от интенсивности фактического падения давления перед поршнем. Дальнейшее продвижение поршня осуществлялось за счет подачи товарного газа со Стерхового месторождения.

Основное преимущество данного способа пуска поршня в том, что существует два инструмента регуляции системы:

- управление степенью открытия шаровых кранов;
- управление расходом газа со Стерхового месторождения.

Кроме того, особенностью манжетных поршней, позволяющих осуществлять его движение только в заранее заданном направлении, а также наличие источника регулируемой подачи газа со Стерхового месторождения определяют целесообразность запуска поршня только в направлении от Ш 4 до Ш 2, Ш 2 – Ш 1.

Прогон поршня на участке Ш 2 – Ш 1 следовало осуществлять посредством заполнения участка лупинга от УЗА № 43 до Ш 1 транспортным газом со Стерхового до достижения давления в 20 кгс/см². Общее время заполнения около 530 мин (8,8 часов).

Диагностический прибор (Дефектоскоп 350 кг) будет двигаться вследствие наличия разрежения перед штуцером, при этом источник закачки газа будет отсутствовать. Перепад давления до/после поршня будут регулироваться за счет управления шаровым краном на Ш 1 в ручном режиме.

Время пролета поршня на участке Ш 2 – Ш 1 составляло порядка 260

мин (при полностью открытой задвижке). Средняя скорость составляет 238 м/мин или 3,96 м/с – при полностью открытой задвижке. Посредством регуляции степени открытия шарового крана можно без особых затруднений поддерживать необходимую скорость в 1,5 м/с.

Применение данного проекта оказалось целесообразным. Разработанный авторами сценарий показал его высокую эффективность.

Данная работа была успешно внедрена на объекте внешнего транспорта ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» в июне 2014 г. во время проведения внутритрубной диагностики конденсатопровода «Юрхаровское месторождение – Пуровский ЗПК».

Литература:

1. Алероев Б. С., Танкиев И. А. Оценки надежности линейной части магистрального трубопровода [Текст]// Нефтепромысловое дело.- 1997.-№ 2.- С. 17-19.
2. Малюшин Н.А., Миняйло И.В. Прогнозирование сроков эксплуатации трубопроводов по фактическому техническому состоянию [Текст] // НТЖ «Горные ведомости», 2010, - № 3, - С.74-77.
3. С.М. Вайншток. Трубопроводный транспорт нефти: Учебное пособие [Текст] - М.: Изд-во Недра, 2004. 621 с.
4. И.Я. Котляр, В.М. Пиляк. Эксплуатация магистральных газопроводов: Учебное пособие [Текст] – Ленинград: Изд-во Недра, 1971. 248 с.
5. Иванцов О.М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов: Учебное пособие [Текст] - М.: Изд-во Недра, 1985. 231с.
6. Курочкин В.В., Малюшин Н.А., Степанов О.А., Мороз А.А. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов: Учебное пособие [Текст] – С. Петербург.: Изд-во Недра, 2001. 239 с.
7. Grady T.O., Hisey D. Pressure calculation for corroded pip developed// Oil S Gas J. 1993. -Vol. 91. -N42. pp. 84-89.
8. Shannon R.W., Adey G.A. Pipeline Inspection in Europe // British gas pic. On

Line Inspection Centre. 1989. pp. 358-382

9. Ильичева О.А. Технология логического моделирования и анализа сложных систем [Электронный ресурс] // Инженерный вестник Дона. – 2012. – № 4 (часть 2). – Режим доступа: <http://www.ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4p2y2012/1234> (доступ свободный) – Загл. с экрана. – Яз. рус.

10. Быков Д.В., Лихачёв Д.В. Имитационное моделирование как средство модернизации участка транспортной сети [Электронный ресурс] // Инженерный вестник Дона. – 2014. – № 2. – Режим доступа: <http://www.ivdon.ru/ru/magazine/archive/n2y2014/2388> (доступ свободный) – Загл. с экрана. – Яз. рус.