

высоким трудозатратам. Чтобы все избежать, необходимо проводить дополнительный дефектоскопический контроль с составлением акта (АКТ ДДК).

Проведение технического диагностирования начинается с определения эксплуатирующей организацией целей и задач технического диагностирования, а также определения требований к исполнителю технического диагностирования.

В числе задач технического диагностирования - обнаружение и идентификация определенных типов дефектов с требуемой точностью. К основным требованиям к точности обнаружения дефектов относятся:

- точность определения размеров дефектов;
- точность определения положения дефектов на трубопроводе в продольном направлении (дистанция)

и на окружности поперечного сечения трубопровода (угол).[1]

А также главной задачей технической диагностики ЛЧ МН является своевременное выявление изменений ЛЧ МН технического состояния: условий взаимодействия с окружающей средой, оценка остаточного ресурса нефтепровода, выбор эффективных способов ремонта и мероприятий для обеспечения безопасной эксплуатации и надежной работоспособности линейной части магистрального нефтепровода.

Диагностическое обслуживание ЛЧ МН выполняется как силами РНУ, так и специализированными сервисными организациями. Обследование участков МН проводится последовательно, в соответствии с утвержденным "Технологическим планом-графиком".

Персонал предприятия, выполняющего диагностические работы на трассе нефтепровода, по прибытии на место проведения работ должен совместно с персоналом предприятия, эксплуатирующего участок трубопровода, выполнить следующие работы:

- осуществить контрольный пропуск очистных скребков для принятия решения о готовности участка к пропуску внутритрубного снаряда-дефектоскопа или по продолжению очистки;
- определить необходимое количество и места расстановки маркерных пунктов;
- определить схему связи персонала, сопровождающего ВИС по трассе участка нефтепровода, с диспетчером и операторами пусковой и приемной камер;
- определить действия, которые должны быть предприняты при возможном возникновении нештатных ситуаций при пропуске ВИС;
- перед запуском инспекционного снаряда персонал предприятия, выполняющего диагностические работы, обязан провести проверку исправности внутритрубного снаряда с составлением акта установленной формы.[2]

Проблема надежной эксплуатации магистральных трубопроводов затрагивает интересы всех крупнейших нефтяных и газовых компаний мира. Географические, климатические условия и вид прокладки магистрального трубопровода, его единичная мощность, состав и свойства транспортируемого - все это в большой степени создает важные проблемы. [3]

Таким образом, точное определение местоположения дефектов и их параметров позволяет не только принять своевременные меры по их устранению, но и создать экономически выгодную систему поддержания технических характеристик трубопровода и вывода его в ремонт с наименьшими затратами.

В результате работы выявлено, что проведение внутритрубной инспекции и дополнительного дефектоскопического контроля является необходимым условием эксплуатации трубопровода. На основании результатов внутритрубной инспекции можно судить о состоянии трубопровода, в общем, и определять участки для первоочередного обследования. Для конечной отбраковки и определения мест и способов ремонта необходимо проведение дополнительного дефектоскопического контроля в шурфах.

Только комплексный подход к исследованию и диагностике трубопровода позволяет получить достоверную информацию о его техническом состоянии и гарантировать его безупречную работу.

Литература

1. Пекарников Н.Н. Мониторинг и диагностика трубопроводных систем // Трубопроводный транспорт нефти. 2005. №7. С.25-27.
2. Сощенко А.Е. Сохранение надёжности нефтепроводов: Итоги 90-х // Трубопроводный транспорт нефти. 2008. №9. С.45-47.
3. Синев А. И. Определение динамических характеристик навигационно-топографического внутритрубного инспектирующего снаряда магистральных трубопроводов. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.dissercat.com/content/opredelenie-dinamicheskikh-kharakteristik-navigatsionno-topograficheskogo-vnutritrubnogo-ins>

АНАЛИЗ РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДА

М.М. Ажамов, С.И. Литвинов

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В данной статье рассмотрены проблемы эксплуатации промышленных трубопроводов в результате развития «ручейковой» коррозии. Проанализированы характерные особенности взаимодействия ручейковой коррозии с полостью трубопровода. Построена компьютерная модель трубопровода подверженного «ручейковой» коррозии. Выявлена и обоснована необходимость модернизации промышленных трубопроводов.

В практике эксплуатации промысловых трубопроводов важной проблемой является выход их из строя в результате коррозии. В среднем срок службы промысловых трубопроводов изменяется от нескольких месяцев до 15 лет. В результате коррозии снижается механическая прочность труб и это приводит к отказам трубопроводов. Из-за отказов трубопроводов загрязняется окружающая среда, снижается добыча нефти, а также повышаются затраты на капитальный ремонт трубопроводов и на природоохранные мероприятия.

Промысловые трубопроводы, транспортирующие пластовые флюиды и построенные из углеродистой и низколегированной стали, подвержены, в основном, так называемой «ручейковой» коррозии в виде ручейков (желобов), образующихся по верхней или нижней образующей трубы. В то же время толщина стенки труб по остальному периметру практически не уменьшается.[1]

Наиболее часто применяемым способом защиты от ручейковой коррозии внутренней поверхности нефтепромысловых трубопроводов является изменение режима перекачки, т.е. повышение давления и подачи, с целью перехода потока перекачиваемой среды с ламинарного в турбулентный. Но изменением режима перекачки не всегда удастся добиться турбулентного режима по всей длине трубопровода. При падении давления в конце трубопровода режим часто переходит в ламинарный, что приводит к расслоению перекачиваемой продукции и, в конечном счете, к коррозии металла трубы.[2]

Современные компьютерные программы при помощи приближенных численных методов позволяют выполнять расчеты систем, имеющих сложную геометрическую конфигурацию и нерегулярную физическую структуру. Метод конечных элементов (МКЭ) является одним из приближенных численных методов, реализованный в программном комплексе Ansys.

В среде Ansys построен и рассчитан участок трубопровода длиной $L = 1$ м., диаметром условным $D_u = 1200$ мм., толщиной стенки $\delta = 20$ мм, радиус бороздки от коррозии $r_p = 10$ мм

Постановка задачи следующая:

Участок трубопровода подверженного ручейковой коррозии представлен твердотельным полумоделем с радиусом бороздки от ручейковой коррозии 10 мм (Рис.6).

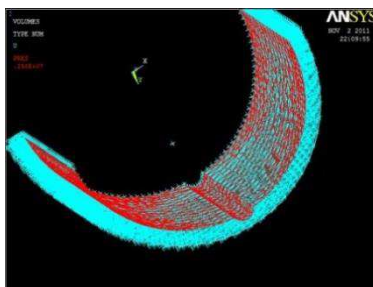


Рис.6 Конечно-элементная модель

Смоделирован участок трубопровода подверженного «ручейковой» коррозии. В трубопроводе повышается давление. По результатам расчетов подтверждается, что при повышении давления и подачи, с целью перехода потока перекачиваемой среды с ламинарного в турбулентный, уменьшается активность «ручейковой» коррозии (Рис. 7). Собственно, значения напряжения по Мизесу и картина перемещений представлены на рисунках 3, 4.

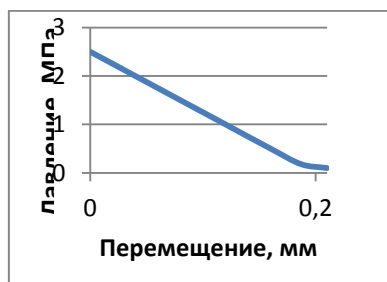


Рис. 7 График зависимости перемещения от давления

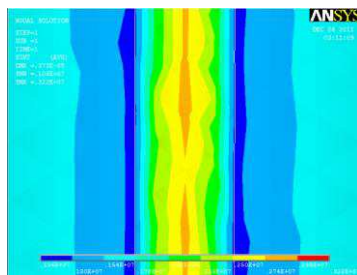


Рис. 8 Напряжения по Мизесу

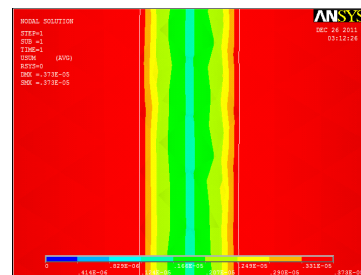


Рис. 9 Перемещения

На картине напряжений отображено эквивалентное напряжение, получаемое при суммировании трехмерных напряжений, образующихся в нескольких направлениях.

Карта нагружений при наличии «бороздки» коррозии на исследуемом участке трубопровода (Рис. 10):

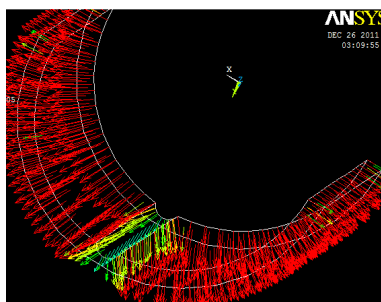


Рис. 10 Карта нагружений.

Опыт эксплуатации трубопроводов по транспорту агрессивных сред показал, что для уменьшения влияния коррозии (в частности «ручейковой»), эксплуатирующие организации должны совершенствовать способы защиты трубопроводов.[3]

Исходя из всего выше упомянутого для борьбы с «ручейковой» коррозией, наиболее эффективным способом является создание барьера между внутренней поверхностью труб и транспортируемой средой (нанесение различных видов покрытий на внутреннюю поверхность стальных труб или плакирование различными видами коррозионностойких материалов на основе металлов и неметаллов).[4]

Литература

1. Абдуллин И.Г. и др. Механизм канавочного разрушения нижней образующей нефтесборных коллекторов. – М.: Нефтяное хозяйство, 1984. – С. 51-53.
2. Большая Энциклопедия Нефти и Газа: [Электронный ресурс] // Ручейковая коррозия. 2008. URL: <http://www.ngpedia.ru/id113006p1.html>. (Дата обращения: 28.10.2012)
3. Бекбаулиева А.А. Совершенствование методов и технических средств защиты промышленных трубопроводов от внутренней коррозии. – Уфа, 2010. – 121 с.
4. В.И. Горнштейн, В.М. Айдуганов, О.В. Рабинзон, И.Г. Кашлаков, Л.И. Волкова, С.Л. Чахеев. Стальные трубы, футерованные полиэтиленом, для нефтегазодобывающей промышленности. 1-ый Трубный конгресс 2004 г. – Екатеринбург, 2004. – С. 90-92.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОЛИЭТИЛЕНОВОГО ГАЗОПРОВОДА С УЧЕТОМ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИНЫ

Е. Н. Архипова, М. Н. Коваленко

Научный руководитель профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трубопроводный транспорт играет немаловажную роль в системе нефтегазовой отрасли промышленности. Магистральный трубопровод состоит из головных сооружений, линейной части, промежуточных перекачивающих или компрессорных станций, оборудования конечных пунктов и. т. п. Выход из строя любого из этих узлов приводит к остановке транспорта продукта. Повышение надежности линейной части становится актуальной проблемой на всех этапах: проектирования, сооружения и эксплуатации. Компьютерное моделирование дает много возможностей. Компьютерное моделирование не только дает возможность предсказать развитие нелинейных событий, а также выявить какие управляющие воздействия приведут к наиболее благоприятному развитию событий.

Расчет напряженно-деформированного состояния (НДС) магистральных трубопроводных конструкций, базирующийся на методах сопротивления материалов и строительной механики не позволяет провести точный анализ прочности трубопроводов топливно-энергетического комплекса. Среди всех методов наибольшее распространение получил метод конечных элементов (МКЭ) [1]. Информация, полученная в результате оценки НДС линейной части магистральных нефтепроводов, позволяет определить участки с предаварийной ситуацией (в том числе до появления дефектов) и предпринять все необходимые меры для их устранения, повышая тем самым надежность трубопроводной системы. В настоящее время программным комплексом, в котором в наибольшей степени реализованы возможности МКЭ, является ANSYS [2,3]. Для решения данной задачи используется программное обеспечение «ANSYS», в котором расчетная модель будет представлять собой участок магистрального нефтепровода «Куйбышев-Унеча-Мозырь-1». Данный участок МН испытывает нагрузки от внутреннего давления, веса материала самой трубы, веса перекачиваемого продукта (нефти), веса изоляции и веса грунта.

Напряженно-деформированное состояние любого несущего элемента линейной части магистрального трубопровода определяется характеристиками воздействующих на него нагрузок [4]. Эти нагрузки изменяются в зависимости от характеристик окружающей среды, параметров перекачиваемого продукта и. т. д. На участок МН «Куйбышев-Унеча-Мозырь-1», который проложен в траншее действуют следующие нагрузки: вес грунта; давление перекачиваемого продукта; воздействие материала трубы; вес изоляции.