



Рис.2 Эквивалентные напряжения при абразивном износе после 18,1 года. Наблюдается превышение предела текучести материала

Таким образом, задавшись моделью абразивного износа трубопровода, геометрией дефекта, нагрузками, действующими на трубопровод, а также исходными данными необходимых для расчета величин, представим результат расчета как табличную функцию зависимости максимальных напряжений в стенке трубопровода от его срока службы:

Таблица

		Срок службы				
t, лет:	0	7,5	15	16	17	18,1
H <sub>max</sub> , мм:	0	2,226215	4,45243	4,749259	5,046087	5,372599
B <sub>max</sub> , мм:	77,77089	77,77089	77,77089	77,77089	77,77089	77,77089
У <sub>ц</sub> , мм:	-0,15122	-298,263	-374,771	-380,923	-386,532	-392,158
R <sub>в</sub> , мм:	499,8488	203,9635	129,6814	123,8262	118,5142	113,2145
σ <sub>max</sub> , МПа:	230,1	239,63	282,54	332,4	355,72	396,17

Из представленных значений видно, что напряженно-деформированное состояние трубопровода не является линейной функцией от времени и изменяется ступенчато. Нарастание напряжений в начале эксплуатации практически незначительно. Ближе к концу, напротив, наблюдается резкий рост.

#### Литература

1. Liang-Shih Fan, Chao Zhu. Principles of Gas-Solid Flows. Cambridge University Press, 2005.
2. Путилова И.В. Абразивный износ трубопроводов пневмотранспортных установок систем золошлакоудаления и пылеприготовления ТЭС, М.: - 2004.
3. Тугунов П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Уфа - ДизайнПолиграфСервис, 2002.

### ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА И ДЕФЕКТОСКОПИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

К.А. Яковлева

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для безаварийной работы нефтепровода и продления его срока службы необходимо проводить диагностику. Наиболее эффективным и оперативным методом диагностики трубопроводных систем МН по сей день является внутритрубная диагностика.

Внутритрубная диагностика (ВТД) позволяет выявить невидимые глазу дефекты и составить картину состояния трубы — для исследования динамики поведения трубопровода.

Следует отметить, что при внутритрубной диагностике участка действующего трубопровода, прежде чем запускать в трубу диагностирующий поршень, необходимо пропустить через участок систему очистных и калибровочных поршней— начиная с поршней малого диаметра и заканчивая поршнем с диаметром равным диаметру тестируемой трубы.

Идентификация результатов ВТД в шурфах выявила, что они не обладают 100% точностью, или не подтверждаются, или имеются расхождения параметров дефектов. Данные неточности могут привести к

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.