

- Пониженной частоте вращения;
- Увеличенном мертвом пространстве со стороны крышки цилиндра.

Изучив причины, необходимо предложить гипотезы по борьбе с возникновением неревверсивной нагрузки. Разработаны следующие решения по обеспечению реверсивной нагрузки:

- 1) Установка датчиков температуры на клапана всасывания и нагнетания. Каждый датчик настраивается на определенный диапазон рабочих температур, и при выходе показаний за пределы будет издаваться сигнал, который будет регистрироваться;
- 2) Установка ультразвуковых импульсных датчиков, которые с определенной частотой будут подавать импульсы на клапана. В режиме приема сигнала, приемник будет улавливать амплитуду сигнала, заранее настроенной на генераторе импульсов и если амплитуда сигнала падает, т.е. длина волны меняется (клапан деформируется или теряет целостность) то также издается оповещение;
- 3) Уменьшаем длину трубы от сепаратора до камеры всасывания во избежание конденсации газа. При этом избегаем гидроудар;
- 4) Временно снизить степень сжатия для разгрузки штока;
- 5) Регулировка мертвого пространства со стороны крышки цилиндра;
- 6) Не допустить нарушения конструктивных особенностей.

Предприняв действия по предотвращению причин возникновения неревверсивной нагрузки заблаговременно, приведет к оптимальной и длительной работе компрессора. Это обеспечит продолжительную работу компрессора, избавит предприятие от внепланового ремонта, а также остановки его функционирования, сохранит материалы, силы и средства. Предложенные решения могут стать толчком к началу принятия действий по сохранению долговечности агрегата, увеличения его ресурса и созданию дополнительных приборов или устройств, которые будут служить средством оповещения о нарушении конструктивных особенностей.

#### Литература

1. Битнер Э., Семерка Б., Бичевой Р., «40 лет лидеру поршневого компрессоростроения» //Компрессорная техника и пневматика 2006. №4 с. 12 – 18;
2. Семерка Б., Шестоеров И., (Корпорация Ариель, США), Флейшман И., Буланов С. (Инженерный центр «Энергосервис») // Ред. 12.05.2016, Труды 15 международного симпозиума по компрессорам, Санкт-Петербург, Санкт-Петербургский Политехнический Университет, 2010, стр. 52 – 62;
3. Титов А. (Ариель Корп.), Семерка Б., Бойко А. (Газпром) Доклад на втором Европейском форуме по поршневым компрессорам. 17-18 мая 2001 г., г.Гаага (Нидерланды). «Химическая техника» №5, 2013, с. 8 - 12»;
4. Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services/ API Standard 618. Fifth edition, December 2007. API Energy, 190 p.

### **АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА НЕФТЕГАЗОСБОРНОГО ТРУБОПРОВОДА С РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИЕЙ В УСЛОВИЯХ БОЛОТА III ТИПА**

**М.А. Филимоненко**

*Научный руководитель профессор П.В. Бурков*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Промысловые трубопроводы являются одним из важнейших элементов обустройства нефтяных месторождений, они обеспечивают процесс сбора и транспортировки нефтегазоводяной эмульсии от устья скважины до пункта сбора. В связи с растущими темпами добычи нефти в России вопрос о разработке новых месторождений и поддержании высокого уровня добычи углеводородного сырья на ранее разработанных месторождениях становится особенно актуальным, поэтому проблема технического состояния промысловых трубопроводов, находящихся в эксплуатации, выходит на первые позиции.

Больше всего нефти в России добывается на территории Западной Сибири [4], климатические условия которой характеризуются большим перепадом температур, большим количеством осадков, а так же наличием обширных болот. Поэтому при проектировании и эксплуатации промысловых трубопроводов необходимо учитывать все возможные факторы, оказывающие влияние на безопасную и безаварийную работу трубопроводов.

Одним из важнейших факторов, влияющих на работу промысловых трубопроводов, является ручейковая коррозия. Ручейковая коррозия, как правило, образуется по верхней или нижней образующей трубы в виде ручейков (желобов) [1].

Для анализа напряжений, появляющихся в промысловом трубопроводе при ручейковой коррозии, был выбран нефтегазосборный трубопровод внешним диаметром 426 мм с толщиной стенки 8 мм, рабочее давление 4,0 МПа Среднебалыкского месторождения. Данное месторождение расположено в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, средняя плотность перекачиваемого пластового флюида равна 900 кг/м<sup>3</sup>.

Трасса данного трубопровода проходит через болото III типа, характеризующееся тем, что оно заполнено растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой [2]. Данный трубопровод имеет положительную

плавучесть, поэтому для обеспечения заданного положения трубопровода и его закрепления в траншее необходима балластировка: вид утяжелителей – утяжелитель бетонный охватывающий 530 (УБО-530) массой 834 кг, шаг – 4,06 м. [3]

Принятая геометрия для упрощения расчета напряжений нефтегазосборного трубопровода с ручейковой коррозией на нижней образующей трубы представлена на рисунке 1. Параметры ручейковой коррозии: ширина – 3 мм, глубина – 2 мм.

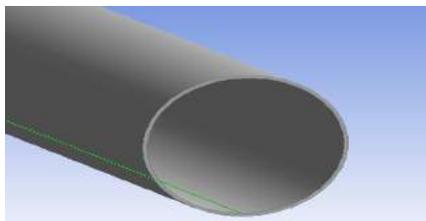


Рис. 1. Принятая геометрия трубы с ручейковой коррозией

После учета нагрузок для трубопровода длиной 4,06 м: выталкивающая сила (5,7 кН), сила тяжести от собственного веса трубы (3,3 кН), сила тяжести от собственного веса продукта (4,7 кН), внутреннее давление (4,0 МПа), проведен расчет напряжений и деформаций в программном комплексе ANSYS. Результаты расчета приведены на рисунках 2,3 и 4.

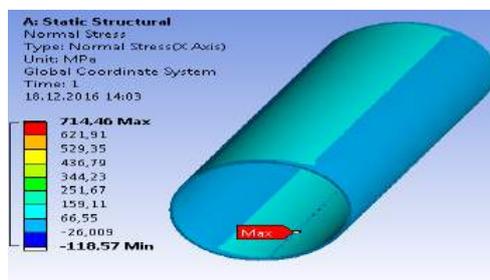


Рис. 2. Напряжения в трубопроводе с ручейковой коррозией при внутреннем давлении 4,0 МПа

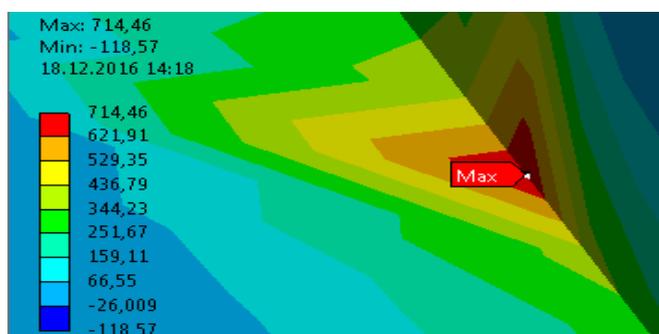


Рис. 3. Локация максимальных напряжений в нижней части трубы с ручейковой коррозией

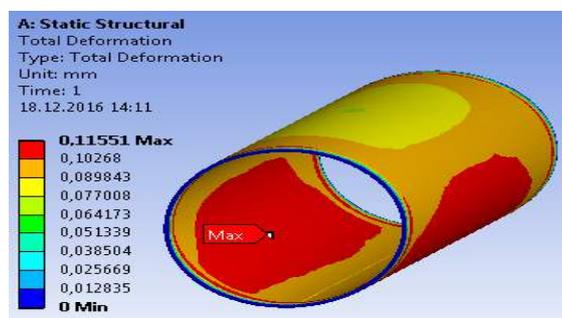


Рис. 4. Деформации в трубопроводе при внутреннем давлении 4,0 МПа

Исходя из полученных в ходе расчетов в программном комплексе ANSYS результатов видно: что при рабочем давлении 4,0 МПа нефтегазосборных трубопровод с ручейковой коррозией по нижней образующей испытывает напряжений порядка 700 МПа. Так как марка стали, из которой изготовлен трубопровод, имеет предел прочности

490 МПа, то произойдет разрушение стенки трубопровода. Данный сценарий событий повлечет как экологический ущерб для окружающей среды, так и экономический – для эксплуатирующей организации.

Для того, чтобы избежать данных последствий разрыва стенки трубопровода, предлагается понизить рабочее давление в нефтегазосборном трубопроводе до 2,5 МПа до момента проведения работ по его ремонту. Результаты напряженно-деформированного состояния трубопровода с ручейковой коррозией по нижней образующей с внутренним давлением 2,5 МПа представлены на рисунке 5.

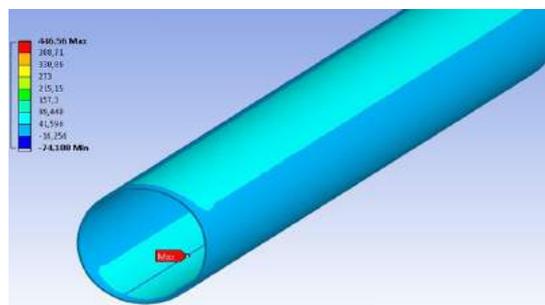


Рис.5. Напряжения в трубопроводе с ручейковой коррозией при внутреннем давлении 2,5 МПа

По результатам расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода с ручейковой коррозией по нижней образующей с внутренним давлением 2,5 МПа следует, что испытываемые напряжения в зоне ручейковой коррозии уменьшились до 450 МПа. Поэтому понижение рабочего внутреннего давления с 4,0 МПа до 2,5 МПа позволит обеспечить безаварийную работу нефтегазосборного трубопровода до проведения работ по его ремонту.

#### Литература

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации. В шести томах. Том 6. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. –399 с.
2. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
3. СП 34-116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов.
4. Добыча нефтяного сырья. Основные показатели [Электронный ресурс]: Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. URL <http://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 18.12.2016).

### ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ РЕЗОНАНСНОЙ ЧАСТОТЫ КОЛЕБАНИЙ ЧУВСТВИТЕЛЬНОГО ЭЛЕМЕНТА ПОТОЧНОГО ВИБРАЦИОННОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПЛОТНОСТИ ОТ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ИССЛЕДУЕМОЙ ЖИДКОСТИ

В. В. Филюшин, А. О. Мартынюк

Научный руководитель доцент А. В. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследование посвящено определению зависимости изменения частоты колебаний резонатора от изменения температуры жидкости в нем протекаемой. Резонаторы цилиндрической формы являются чувствительными элементами таких средств измерений, как преобразователи плотности. Различные параметры, в том числе и температура, способны вносить погрешности в точность измерения. В данной статье представлены экспериментальные данные, подтверждающие наличие влияния изменения температуры на значение собственной частоты колебаний чувствительного элемента. Избавится от погрешности или, как минимум, сократить их влияние на точность позволит определение данной зависимости.

Основным элементом поточных преобразователей плотности является их чувствительная система, состоящая из резонатора (цилиндрической трубки), прикрепленного к жесткому корпусу посредством сильфонов. Последние предотвращают передачи колебательной энергии от резонатора на корпус [2, 3, 5]. Резонатор изготовлен из специальной прецизионной упругой и антикоррозионной стали 36НХТЮ. Конструктивные параметры чувствительной системы плотномера представлены в таблице 1 [4].

Таблица 1

#### Конструктивные параметры чувствительной системы

Форма поперечного сечения	Длина трубки, мм	Диаметр внешний, мм	Толщина стенки, мм	Материал	Сильфоны
Окружность	700	25	1	Сталь прецизионная 36НХТЮ	38-4-0,21x3 ГОСТ Р 55019-2012