

# РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ НОВОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ ГИБКИХ ТРУБ

## RESULTS FROM THE NEW COILED TUBING ASSESSMENT SYSTEM

Родерик К. СТЕНЛИ, ItRobotics, IOS-PCI и Coiled Tube Resource Management  
Roderic K. STANLEY, ItRobotics, IOS-PCI, and Coiled Tube Resource Management

### СИСТЕМА ОЦЕНКИ ГИБКИХ ТРУБ

В предыдущем выпуске журнала «Время колтюбинга» мы описывали новую систему оценки состояния гибких труб (ГТ), которая измеряет диаметр и толщину стенок ГТ, вычисляет их овальность и обнаруживает дефекты [1]. Датчики, работающие на эффекте Холла, используются для измерения рассеяний магнитного потока (РМП)  $B_x$  и  $B_r$  осевого и радиального полей соответственно. Вторая группа датчиков измеряет  $B_x$  для оценки толщины стенок ГТ. Датчики, измеряющие вихревые токи, используются для определения диаметра ГТ и вычисления их овальности.

Овальность вычисляется при помощи следующей формулы:

$$\theta = 200 \times (D_{\max} - D_{\min}) / (D_{\max} + D_{\min}).$$

В данной работе будут представлены несколько примеров, основанных на результатах последних работ по оценке состояния ГТ.

### ПРИМЕРЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ОЦЕНКЕ СОСТОЯНИЯ НОВЫХ ГТ

#### НОВЫЕ ГТ НЕПОСРЕДСТВЕННО ПОСЛЕ ИЗГОТОВЛЕНИЯ

**Калибровка.** На рисунке 1 показаны четыре цикла калибровки, проводимой для настройки чувствительности РМП при помощи эталонного образца, который периодически поворачивают на 90 градусов. Показание с наибольшей амплитудой, расположенное у правого края всех четырех изображений, на самом деле появляется из-за РМП квадратной областью, которая была вырезана из эталонного образца.

РМП-сигнал от насквозь просверленного отверстия диаметром 0,794 мм расположен в центре каждого из четырех изображений.

Чувствительность к РМП фактически устанавливалась при помощи V-образного сигнала (не показано).

**Сигналы колонны ГТ.** РМП-сигналы для целой

### THE CTAS SYSTEM

In an earlier issue of CT Times<sup>1</sup>, we described a new assessment system for CT that measures diameter and wall thickness, computes ovality, and detect imperfections. Hall effect sensors are used to measure the magnetic flux leakages (MFL)  $B_x$  (axial field) and  $B_r$  (radial field). A second sensor set measure  $B_x$  for wall thickness measurement. Eddy current lift of measurement sensors are used to determine diameter and for the ovality computation.

Ovality is computed from

$$\theta = 200 \times (D_{\max} - D_{\min}) / (D_{\max} + D_{\min}).$$

In this paper, we present some examples of recent assessments.

### EXAMPLES OF NEW TUBING ASSESSMENTS

#### NEW TUBING IMMEDIATELY AFTER MANUFACTURE

**Standardization.** Figure 1 shows 4 standardization runs with the reference standard rotated at 90 deg intervals to set MFL sensitivity. Largest indication at the right hand end of each run is actually the MFL from a square area that was milled out of the reference standard.

The MFL from the 1/32-nd inch through drilled hole (TDH) is shown near the centre of each run. Sensitivity to MFL is actually set using a notch signal (not shown).

**String Signals.** MFL signals for the entire string (Figure 2, about 12,600-ft) are shown in the 2nd (blue) trace, and indicate noise from internal seam weld variations for many of the strips that make up the string.

The wall thickness trace (green – maximum wall, red – minimum wall, blue average wall) shows one tapered bias weld very clearly, and the OD trace (green – maximum OD, red – minimum OD, blue - average OD) shows where many of the bias welds are, and some small ovality at the thin end.

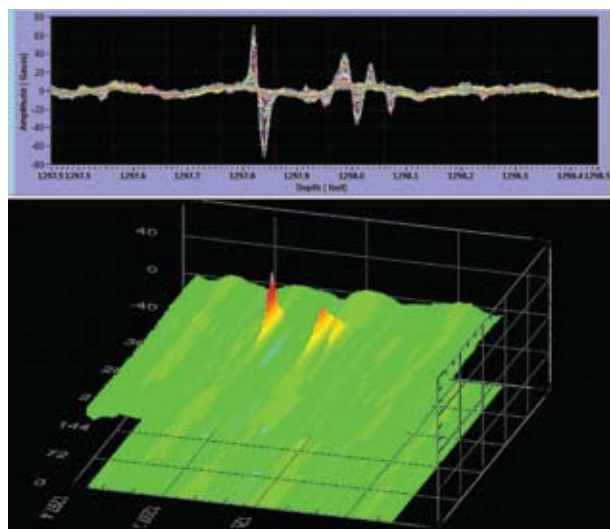
Figure 3 shows typical indications from excess seam weld flash penetration at 1298-ft. from the start of the run. The peak-to-peak amplitude for the largest indication here is 140 Gauss. The inspector performs this

колонны ГТ (рисунок 2, длина колонны около 3840 м) показаны на второй (синей) кривой. Они представляют собой шумы от внутренних роликовых швов между полосами штрипса, формирующего колонну ГТ.

Кривая толщины стенки (зеленая – максимальная толщина, красная – минимальная толщина, синяя – средняя толщина) очень четко показывает угловой шов гибкой трубы переменного диаметра. Кривая наружного диаметра (НД) (зеленая – максимальный НД, красная – минимальный НД, синяя – средний НД) показывает, где находятся угловые швы, а также небольшую овальность со стороны меньшего диаметра.

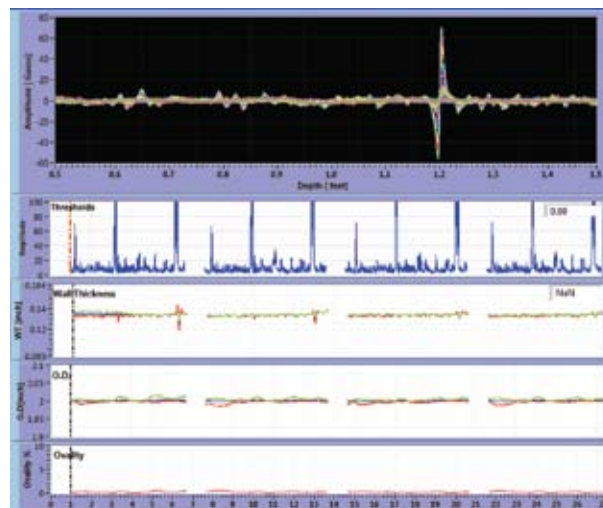
На рисунке 3 можно видеть характерные сигналы, указывающие на чрезмерную проплавку заусенца роликового шва в районе 395,6 м от начала колонны. Удвоенная амплитуда наибольшего из показаний составляет 140 Гаусс. Инспектор выполняет увеличение изображения (РМП-сигнал в Гауссах в зависимости от положения вдоль трубы и по ее окружности) показаний в рамках процедуры проверки. Трехмерное изображение полезно для определения параметров источника РМП-сигналов во время проверки. Длина представленного на рисунке отрезка трубы составляет 0,3 м.

Цифровая рентгенограмма (сделанная производителем) источника одного из РМП-сигналов показана на рисунке 4. Роликовый шов находится в верхней части рисунка. Похоже, что шаблонный шар не удалил этот маленький дефект.

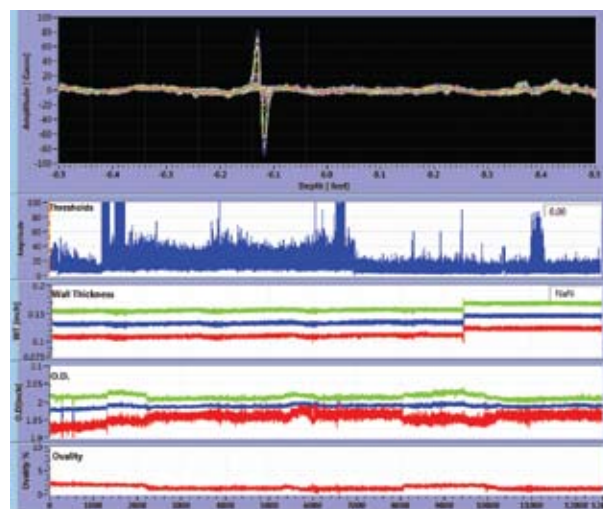


**Рисунок 3 – Увеличенное изображение РМП-сигналов от области трубы в районе 395,6 м**  
**Figure 3 – Zoom of one region of MFL indications at 1298 ft**

Одним из объяснений этому является то, что область более толстой/широкой стенки штрипса расплавилась при прохождении сквозь катушку индукционного нагрева вихревыми токами в тот



**Рисунок 1 – Четыре цикла калибровки**  
**Figure 1 – 4 standardization runs**



**Рисунок 2 – Все сигналы от колонны ГТ**  
**Figure 2 – All string signals**

blow-up (MFL Gauss vs location along and around tube) of local indications as part of his prove-up procedure. The 3D image is helpful during prove-up for determining the parameters of the source of the MFL. The axial length represented in this picture is 1.00-ft.

A digital radiograph (taken by manufacturer) of the source of one of the MFL indications is shown in Figure 4. The seam weld is at the top of the picture. It appears that the drift ball did not dislodge this small piece of spume.

One explanation for this is that an area of thicker/wider strip wall melted when passing through the eddy current induction heating coil when the tube was being formed from skelp, and formed a ball of molten steel under its own surface tension, much as water dripping from a spigot would do. It then cooled. During the subsequent passage of a steel gauge ball through the tubing, the material that was hanging down was knocked off, and ended up in the hydrotest fluid. What we see here

момент, когда трубу формировали из штрипса. В результате под действием собственного поверхностного натяжения образовался комок из расплавленной стали, подобный тому, который бы образовался при обрызгивании трубы водой из крана. Затем этот комок остыл. Во время последующего прохождения стального шаблонного шара по колонне ГТ провисавший материал был сбит и унесен жидкостью для гидроиспытаний. То, что мы здесь видим, представляет собой шейку, остатки которой были вынесены из колонны.

Это не такое редкое явление. Иногда после проведения гидроиспытаний можно собрать много подобных остатков, вынесенных из колонны скребками.

К сожалению, это является проблемой для РМП-анализа, поскольку приводит к нежелательным показаниям.

#### НОВАЯ ГТ, КОТОРАЯ ХРАНИЛАСЬ 3 ГОДА

Нас попросили оценить состояние новой колонны ГТ, которая хранилась в Хьюстоне в течение трех лет. Мы обнаружили, что колонна была покрыта питтинговой коррозией (см. рисунок 5), несмотря на то что ГТ была покрыта слоем соответствующего ингибитора. Ингибиторы коррозии не могут защищать колонну вечно при таких климатических условиях, которые наблюдаются в Хьюстоне и ряде других центров нефтегазодобычи. Поэтому для продления срока службы колонны ГТ необходимо проводить ее техническое обслуживание, предусматривающее регулярное повторное нанесение ингибиторов.

Измеряя геометрические параметры (длина, ширина, глубина) наиболее крупных коррозионных язвин и используя эти данные в программе Flexog, мы можем оценивать разницу в сроках службы, предсказываемых традиционными моделями развития усталости, которые не учитывают повреждения, и реальными значениями, наблюдаемыми после осмотра колонны.

На графике, изображающем толщину стенки ГТ, видны некоторые непрерывно сужающиеся отрезки.

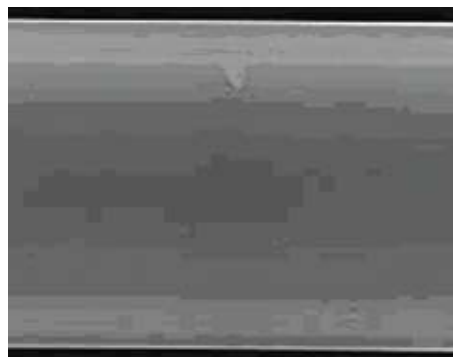
На рисунке 6 показаны круглодонные язвины (максимальная глубина – 0,457 мм, 8,5% от общей толщины стенки ГТ) в районе 3988 м. Для получения этих данных систему откалибровали при помощи насквозь просверленного отверстия диаметром 1,588 мм, которое обычно является эталонным индикатором при настройке чувствительности РМП-системы перед проверкой колонны ГТ.

На рисунке 7 показано увеличенное изображение РМП-сигналов от питтинговых язвин, представленных на рисунке 6. Подобное увеличение позволяет инспектору определять, где на ГТ находятся дефекты, и в этих местах проводить ультразвуковое сканирование, которое дает

is the remaining neck, the rest having been pushed out of the tubing.

This is not uncommon, and sometimes, large bags of this “spume” is collected after the hydrotest, being pushed through the tubing by the wiper balls.

Unfortunately, this is a problem for MFL, as it produced unwanted indications.



**Рисунок 4 – Цифровая рентгенограмма избыточного грата от внутреннего роликового шва**

**Figure 4 – Digital radiograph of excess spume banging from the internal seam weld**

#### NEW TUBING STORED FOR 3 YEARS

Asked to assess a new string that had been in storage in Houston for 3 years, we found the pitting shown in figure 5 even though the tubing had been protected by a coating (protective coatings do not last for ever in climates such as Houston’s, or elsewhere, and a maintenance programme which includes regular reapplication of coatings is an essential part of making string last).

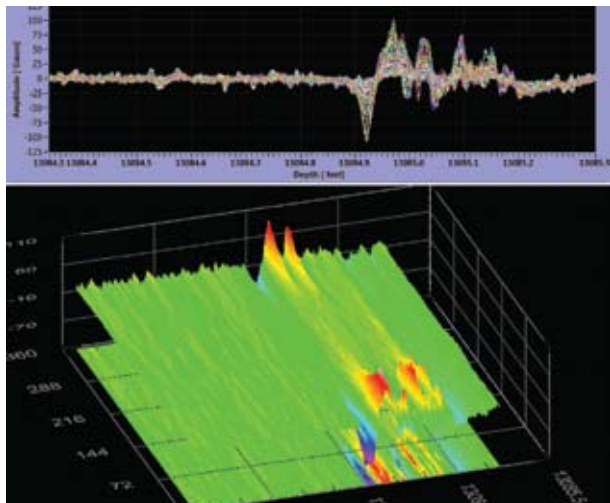
Measuring the dimensions (length, width, depth) of the worst of these pits and using these data in the Flexog programme can then be used to indicate the difference in fatigue life as predicted by conventional fatigue models which do not account for damage, and the reality found by inspecting the tubing.

Some continuously tapered sections are seen on the wall thickness channel.

Figure 6 shows round-bottomed pits (max depth 0.018-in., 8.5% of specified wall) at 13,085-ft. To get these data, the MFL section of the instrument was standardized on a 1/16th-inch through drilled hole (TDH), which is our usual MFL reference indicator for setting the sensitivity prior to inspecting used tubing.

A zoom of the MFL from the pitting in Fig 6 is shown in Figure 7. This type of zoom enables the inspector to determine where the imperfections are along and around the string, and thus determine where to scan with ultrasound if they originate mid-wall or ID.

This small wall loss was not considered by the owner to be sufficient to seriously affect the fatigue performance of the tubing, and the tubing was placed in service, but the fatigue life was lowered by the owner to allow for this pitting.



**Рисунок 7 – Сигналы РМП, генерируемые совокупностью язвин на внешней поверхности трубы, находившейся на хранении**  
**Figure 7 – MFL Image of a row of pits in the OD of stored pipe**

информацию о том, где берут начало эти язвины.

Собственник данной колонны ГТ посчитал это небольшое истончение стенок недостаточным для того, чтобы серьезно повлиять на ее усталостные характеристики. Труба была введена в эксплуатацию, однако срок ее службы был уменьшен с поправкой на питтинговую коррозию.

Заметьте, что исследования, проведенные в Университете города Талса, показали, что круглодонные язвины на внешней поверхности, глубина которых составляет менее 10% от общей толщины стенок ГТ, не оказывают серьезного эффекта на усталостную долговечность ГТ. В таблице 1 приведены результаты работы программы Flexor TU 6.1 по моделированию усталости ГТ (марки СТ110) с толщиной стенки 5,33 мм, язвиной глубиной 0,458 мм, внутренним давлением 20,7 МПа, находящейся на барабане радиусом 1,07 м.

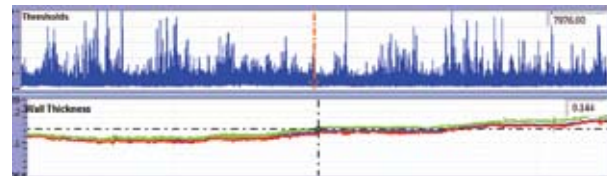
«Нет» = ГТ без коррозионных повреждений,

«Язвина» = кол-во спуско-подъемных операций с коррозионной язвиной,

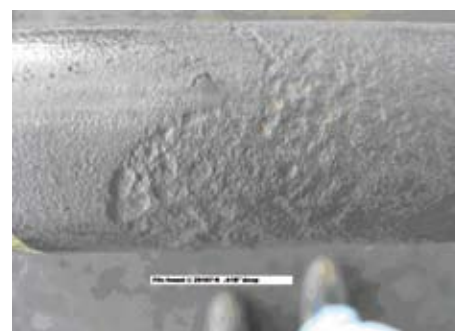
«Удал. язвина» = кол-во спуско-подъемных операций с язвиной, удаленной шлифовкой.

**Таблица 1 – Вычисления программы Flexor**  
**Table 1 – Flexor calculation**

Кол-во циклов до Trips to...	Дефект Flaw		
	Нет None	Язвина Pit	Удал. язвина Removed
Возникновения трещины Initiation of crack	187	176	181
Отказа Failure	222	209	215
95%-й уровень достоверности 95% confidence	151	88	119



**Рисунок 5 – Следы питтинговой коррозии на внешней поверхности ГТ по всей ее длине**  
**Figure 5 – OD surface pitting indications throughout part of the string**



**Рисунок 6 – Питтинговая коррозия на внешней поверхности в районе 3988 м**  
**Figure 6 – OD surface pitting at 13,085-ft**

Note that research at the University of Tulsa has shown that OD surface round-bottomed pitting that is less than 10% of the specified wall thickness deep does not have a serious effect on the fatigue life of the tubing. Table 1 shows the results of running the Flexor TU 6.1 programme for the 0.018-in. deep pit at 0.210-wall tubing, with an internal pressure of 3000 psi on the tubing, while on a 42-in. radius reel, and using a grade of 110 kpsi. 'Non' = no pits present (i.e. the wall without any pitting), 'pit' = trips over the guide-arch with the pit present, and 'removed' = trips with the pit sanded out.

The table shows the trips to the initiation of a crack, the trips to failure (i.e. the crack passing 100% of the way through the tube wall), and the statistical 95% confidence level in the "initiation" data. The numbers in the table show the effect of the pit on the fatigue life of the tubing, both leaving the pit in the tube wall, and removing it by sand-paper. Obviously, different numbers would have resulted if we had used a different internal pressure, and reel and guide arch radii. However, calculations with Flexor do provide the owner with a good idea of the fatigue life reduction that is caused by leaving imperfections in the tube OD surface, and by removing them.

**Wall Thickness.** Figure 5 also shows wall thickness variations along this string which has 3 continuously tapered sections. The wall thickness scan for the entire string is shown in Figure 8, expanded vertically (green – maximum wall thickness, blue – average, red – minimum). One does not expect any wall loss in new tubing other than from this pitting.

Таблица показывает количество циклов до возникновения трещины, до отказа (трещина распространяется на всю длину окружности трубы), а также статистический 95%-й уровень достоверности для данных о возникновении трещины. Числа в таблице показывают влияние язвы на усталостную прочность ГТ для случая, когда язва не была удалена, и для случая, когда ее удалили при помощи шлифовки. Очевидно, что мы бы получили другие данные, если бы использовали другие значения внутреннего давления, радиусов барабана и направляющей. Однако вычисления программы Flexog предоставляют клиентам информацию о том, как уменьшается срок службы ГТ в случаях, когда дефект на внешней поверхности остается без внимания и когда его удаляют.

**Толщина стенки.** Рисунок 5 также показывает колебания толщины стенок вдоль всей длины колонны ГТ, которая состоит из трех непрерывно сужающихся секций. Увеличенная в вертикальном направлении сканограмма толщины стенок всей ГТ представлена на рисунке 8 (зеленая линия – максимальная толщина, синяя – средняя толщина, красная – минимальная толщина). Очевидно, что истончение стенок в новой ГТ может быть обусловлено лишь этой питтинговой коррозией.

#### БЫВШАЯ В УПОТРЕБЛЕНИИ КОЛОННА ГТ

Системой была исследована колонна ГТ диаметром 31,75 мм, которая использовалась для кислотных обработок в Северной Луизиане. На расстоянии 610 м от нижнего конца ГТ были обнаружены питтинговая коррозия и некоторое истончение стенок. Далее было обнаружено несколько небольших (глубина < 10% от общей толщины стенок) канавок (см. рисунок 9). Они были удалены шлифовкой для того, чтобы из них не начали образовываться поперечные усталостные трещины.

Увеличенное изображение РМП-сигналов, индуцированных канавкой, похожей на ту, которая представлена на рисунке 9, можно видеть на рисунке 10. Также на нем показаны магнитные шумы от роликового шва (зеленые полосы). Верхний график представляет собой РМП-сигналы от нескольких датчиков. Нижний график показывает сканограмму (360 градусов) ГТ, местоположение дефекта, а также РМП-сигналы, которые, как мы полагаем, исходят от роликового шва.

Мы рекомендовали удалить нижнюю часть колонны ГТ из-за коррозионных повреждений и истончения стенок. В случаях, когда ГТ подвергалась кислотному воздействию, важно тотчас же нейтрализовать кислоту щелочным раствором. В ином случае кислота будет скапливаться небольшими лужицами в каждом из витков ГТ и может вызывать серьезные коррозионные повреждения. Это явление известно как «складская

#### USED STRING

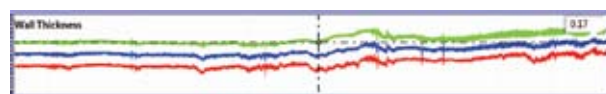
A 1.25-in. string that had performed an acid job in North Louisiana was run through the system. Acid pitting and some wall loss was found in the bottom 2000-ft of the string. Further, there were several shallow (< 10% deep) gouges (Figure 9) found, and these were removed by sanding, so that they could not act as initiation points for transverse fatigue cracks.

The zoom of the MFL from a gouge such as that shown in Figure 9 is presented in figure 10. This screen capture also shows the magnetic noise from the seam weld (mainly green). The upper trace is MFL from several sensors. Lower trace also shows a 360 deg scan around the tube, with the imperfection location, and some MFL that is believed to be from the seam weld.

We recommended removal of the bottom 2000 ft of the string because of the acid damage and corrosive wall loss. In cases where acid is run through CT strings, it is also essential to neutralize the acid immediately with an alkaline solution, or the acid will congregate in small puddles at the bottom of each wrap the string, and cause severe pitting at these locations. This has come to be known as “storage corrosion” and was first reported when inspection devices were first used in the North Sea.

#### FLEXOR TU

Input parameters are diameter, wall thickness, grade, pressure, real diameter, guide-arch radius. These data permit the programme to calculate the cycles on a fatigue machine, or the trips into a well, as the case may be.



**Рисунок 8 – Сканограмма толщины стенок всей ГТ, сделанная при помощи бесконтактного метода измерения**

**Figure 8 – Wall thickness scan for the entire tube, taken using a non-contact magnetic method**

The programme also shows the expansion of the tube. An inspector can then enter defect length, width and depth in the upper right of the screen, and immediately compute the effect of that defect on the fatigue life of the tubing at that point. Finally, the inspector can compute the effect of removing the defect by sanding. As seen above some fatigue life generally returns when defects are smoothed out, so smoothing is a very acceptable procedure. It has now become commonplace when performing an API 5ST SR37 inspection of new tubing to smooth out OD surface imperfections. It is recommended that the length of the smoothing is at least twice the diameter of the tubing. The effects of whether a defect is cut into the tube surface (i.e. some metal is removed), or is impressed into the surface (i.e. no metal is removed) are shown in the column on the right, and the two cases give very different results. ☺

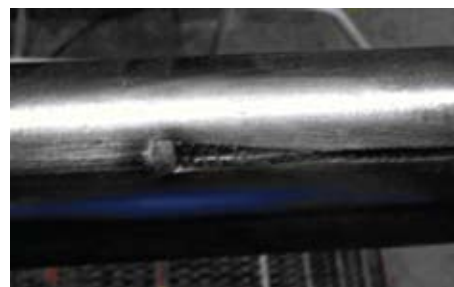
коррозия». Впервые она была обнаружена на ГТ, которые эксплуатировались в Северном море, сразу после начала использования там контрольно-измерительной аппаратуры.

## ПРОГРАММА FLEXOR TU

В качестве входных параметров используются диаметр, толщина стенок, давление и реальный диаметр, марка стали ГТ, а также радиус кривизны направляющей. Эти данные позволяют программе вычислять количество циклов сгибания ГТ на установке для испытаний на усталость или число спуско-подъемных операций, которое может выдержать ГТ, в зависимости от различных обстоятельств.

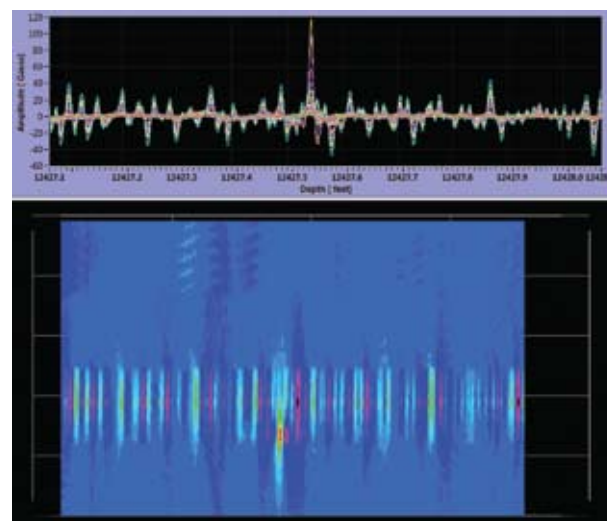
Программа также показывает растяжение трубы.

Оператор-дефектоскопист может в верхнем правом углу экрана ввести длину, толщину и глубину дефекта и моментально рассчитать влияние этого дефекта на усталостную прочность ГТ. И, наконец, он может вычислить положительный эффект от удаления этого дефекта шлифовкой. После шлифовки дефектов обычно происходит частичное восстановление усталостной прочности ГТ. Поэтому шлифовка является вполне приемлемой процедурой. Сейчас при проведении проверок новых колонн ГТ по стандарту API 5ST SR37 шлифовка дефектов на внешней поверхности стала обычным делом. Рекомендуется, чтобы длина шлифуемого участка была по меньшей мере в два раза больше диаметра ГТ. ©



**Рисунок 9 – Канавка на бывшей в употреблении колонне ГТ**

**Figure 9 – Gouge found on used string. These are quite common, and easily removed**



**Рисунок 10 – Предельный порог чувствительности РМЛ к идентификации канавки в районе 3788 м**

**Figure 10 – Gouge MFL breaking threshold at 12427-ft**

## ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. CT Times No 32 (June 2010), "Development of and Results from a New Coiled Tubing Assessment System," Roderic K. Stanley.



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
**НЕФТИ И ГАЗА** им. И.М. ГУБКИНА  
Базовый ВУЗ нефтегазового комплекса России

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Российский государственный университет нефти и газа  
имени И.М. Губкина  
(Национальный исследовательский университет)  
НОЦ «Промысловая химия»  
Московское химическое общество имени Д.И. Менделеева

23–24 июня 2011 года в Российском государственном университете нефти и газа имени И.М. Губкина состоится VI Всероссийская научно-практическая конференция «НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ», посвященная 20-летию ЗАО «Химеко-ГАНГ». В конференции предполагается участие представителей НИИ, вузов, предприятий и фирм, занимающихся разработкой, производством, поставкой и применением химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности на территории России и стран СНГ.

### ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:

- реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
- применение химических реагентов при транспорте нефти и нефтепродуктов;
- разработка и применение современных защитных материалов и ингибиторов коррозии, солеотложения и парафиноотложения для нефтяного и газового оборудования;
- применение водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений;
- поверхностно-активные вещества в нефтяной и газовой промышленности;
- экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности;
- информационное обеспечение и маркетинг в области производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

**Адрес оргкомитета конференции:**  
119991, В-296, ГСП-1, Москва,  
Ленинский проспект, 65,  
РГУ нефти и газа имени  
И.М. Губкина, кафедра  
органической химии и  
химии нефти, оргкомитет  
конференции.  
E-mail: npch@gubkin.ru  
Факс: (499)135-11-92