

Испытание на смятие труб для проекта “Голубой поток”

Д. ДеГир C-FER Technologies, Эдмонтон, Канада

С. Тиммс C-FER Technologies, Эдмонтон, Канада

В. Лобанов PeterGaz B.V., Гаара, Нидерланды

Blue Stream collapse test program

D. DeGeer C-FER Technologies, Edmonton, Canada

C. Timms C-FER Technologies, Edmonton, Canada

V. Lobanov PeterGaz B.V., The Hague, The Netherlands

Краткий обзор

Трубопровод «Голубой поток» - это газопровод для поставок природного газа из российских газовых сетей через Черное море в Турцию. Подводная часть трубопровода представляет собой парную трубу диаметром 24 дюйма, с толщиной стенок 31.8 мм (сорт X65 по классификации API), пролегающую на протяжении почти 400 км по дну Черного моря. Больше половины подводного участка трубопровода пролегает на глубине более 2000 м, при этом самый глубоководный участок расположен на глубине 2150 м. Поставки газа по трубопроводам начались в феврале 2003 года.

Возникали многочисленные инженерные сложности в связи с этим технически трудным трубопроводным проектом, включая отсутствие экспериментальных данных по толстостенной трубе большого диаметра для использования в проектировании трубопровода. Осознавая потребность в таких данных, компания PeterGaz на этапе предварительного проектирования разработала программу испытаний на разрушение смятием для получения этих данных и лучшего представления о том, как будет вести себя труба в условиях сочетания нагрузок.

Были проведены многочисленные испытания опытных образцов труб, включая испытания внешним давлением, совмещенные испытания внешним давлением / на изгиб, а также испытания на изгиб. Также были проведены сотни испытаний вырезанных образцов материалов, характеризующие поведение материала при деформации от сжимающей нагрузки по окружности трубы, по всей толщине стенок трубы, а также до и после изготовления труб по методу UOE. Испытания также проводились с целью количественного замера степени восстановления прочности термически обработанного материала трубы после термической обработки при нанесении изоляции. В данной статье приводятся результаты проведенной экспериментальной работы, а также сравниваются реальные и прогнозные величины разрушения смятием.

Введение

Трубопровод «Голубой поток» является одним из самых глубоководных газопроводов в мире и представляет собой парную трубу в кислотозащищенном исполнении диаметром 24 дюйма, с толщиной стенок 31,8 мм (сорт X65 по классификации API), пролегающую по дну Черного моря (в ряде публикаций [1, 2, 3] приводится общий обзор проектных и конструктивных особенностей трубопровода, которые не описаны в настоящей статье).

В результате предварительной технической оценки были выявлены ограничения в существующих теориях процесса разрушения смятием, а также отсутствие экспериментальных данных по диаметру проектируемого трубопровода, толщине стенок и свойствам материалов для работы в кислой среде (известно, что сероводород просачивается со дна Черного моря, и наружная поверхность линейной трубы может подвергаться воздействию очень низких

Abstract

The Blue Stream pipeline is a gas transmission line delivering natural gas from the Russian grid, across the Black Sea, to Turkey. The submarine portion of this pipeline consists of a pair of 24-inch diameter, 31.8 mm wall thickness, API grade X65 pipelines running almost 400 km along the floor of the Black Sea. Over one half of the submarine pipeline lies at a water depth of more than 2000 metres, with the deepest portion of the line reaching a depth of 2150 metres. First gas was supplied through the lines in February of 2003.

There were numerous engineering obstacles facing this technically challenging pipeline undertaking, including a lack of heavy-wall, large diameter pipe experimental data to support the pipeline design. Recognizing this need, PeterGaz commissioned a collapse test program during the preliminary engineering phase of the project to generate these data and to gain a better understanding of pipe behavior under combined loading conditions.

Numerous full-scale tests were performed on prototype pipe samples, including external pressure testing, combined external pressure and bend testing, and bend testing. Hundreds of material coupon tests were also performed to characterize material stress strain behavior around the circumference of the pipe, through the wall thickness of the pipe, and before and after UOE manufacturing. Tests were also performed to quantify the strength recovery of thermally treated pipe material resulting from the pipe coating process. This paper presents the results of this experimental work and provides some comparisons to collapse predictions.

Introduction

The Blue Stream pipeline is one of the deepest gas transmission lines in the world, and consists of two, 24-inch diameter, 31.8mm wall thickness, API grade X65 sour service pipelines running along the floor of the Black Sea in water depths reaching 2150 metres (there are several publications [1, 2, 3], that summarize the overall design and construction of the pipeline, which is not described in this paper).

A preliminary technical assessment identified limitations in the available collapse design theories and a lack of experimental data for the proposed pipeline diameter, wall thickness and sour service material properties (hydrogen sulfide gas is known to seep from the floor of the Black Sea, and the external surface of the linepipe may be exposed to very low concentrations of this sour gas. The efforts made in pipe fabrication to mitigate this concern are beyond the scope of this paper).

This lack of data introduced a high degree of uncertainty regarding the calculated collapse resistance of UOE manufactured linepipe. The Blue Stream Collapse Test Program was thus initiated to generate these data and ultimately reduce design uncertainty.

Several experimental objectives were met in order to verify the preliminary wall thickness design of the pipeline. The following

концентраций этого кислого газа. Работы, проводившиеся при изготовлении трубы для уменьшения этого воздействия, выходят за рамки данной статьи). Это отсутствие данных вызвало большую неопределенность в отношении расчетного сопротивления смятию линейной трубы, изготовленной методом UOE. Таким образом, в целях получения этих данных и уменьшения в конечном итоге неопределенности при проектировании на проекте «Голубой поток» была начата программа испытаний на разрушение смятием.

Для проверки правильности выбора предварительной проектной толщины стенок трубопровода был достигнут ряд экспериментальных целей. Были измерены значения следующих параметров:

- Сопротивление разрушению испытательных образцов труб, подвергаемых внешнему давлению, а также внешнему давлению с изгибом
- Прочность на изгиб испытательных образцов труб, подвергаемых чистому изгибу
- Геометрическая характеристика испытательных образцов труб и свойства материалов, использованных при их изготовлении
- Влияние технологии изготовления UOE на деформируемость материалов
- Влияние процесса нанесения изоляции (термическое старение) на деформируемость материалов
- Воздействие смятия или вспучивания на кольцевые сварные швы или роликовые сварные швы.

В настоящей статье описываются объекты, на которых проводилась программа испытаний на разрушение смятием, и результаты, полученные на основе обширных испытаний материалов, а также полномасштабных испытаний на разрушение смятием и на изгиб. Также приводится сравнение результатов испытаний с прогнозными величинами смятия.

Программа испытаний

На базу C-FER для испытаний было доставлено в общей сложности 20 трубных звеньев, изготовленных по технологии UOE. Это были трубы сорта X65 по классификации API диаметром 24 д. и с толщиной стенок 31,8 мм. Пластины, взятые из оригинального листа, используемого для изготовления труб по технологии UOE, были также доставлены на базу C-FER для исследования свойств материалов. В Таблице 1 приведены сводные данные по трубам и пластинам, а также полномасштабным испытаниям по каждой трубе. Также следует отметить, что трубы для образцов 4 и 5 не поставлялись для проведения полномасштабных испытаний; был поставлен только листовой материал для испытаний. ►►

Образец	Пластина	Сорт по API	Диаметр трубы(д)	Толщина стенок (мм)	Состояние трубы перед	Тип полномасшт абных испытанй
1	да	XS5	24	31,8	HT, GW	C+P
2	да	X65	24	31,8	HT	C
3	да	X65	24	31,8	HT, GW	P+B
4	да	X15	...	...	...	...
5	да	X65	...	...	...	...
6	нет	X65	24	31,8	HT, GW	P+B
7	нет	X65	24	31,8	AR	c
8	нет	X65	24	31,8	AR	C+P
9	нет	X65	24	31,8	AR	c
10	нет	X65	24	31,8	AR	в
11	нет	УЖ	24	31,8	AR	в
12	нет	X65	24	31,8	AR	в
13	нет	X65	24	31,8	AR	P+B
14	нет	X65	24	31,8	AR	P+B
15	нет	X65	24	31,8	AR	P+B
16	нет	X65	24	31,8	AR	P+B
17	нет	X65	24	31,8	AR	P+B
18	нет	X65	24	31,8	AR	P+B
19	нет	X65	24	31,8	AR	P+B
20	нет	X65	24	31,8	AR	P+B

parameters were quantified:

- collapse strength of the candidate linepipe while subjected to external pressure, and external pressure + bending
- bending strength of the candidate linepipe while subjected to pure bending
- geometric and material characteristics of the test pipe
- effect of the UOE manufacturing process on material stress-strain behavior
- effect of the coating process (thermal aging) on material stress-strain behavior
- effect of collapse or buckle propagation on girth welds and seam welds.

This paper describes the facilities used for the collapse test program, and the results obtained from the extensive materials testing as well as the full-scale collapse and bend testing. Also shown is a comparison of the test results to collapse predictions.

Experimental program

A total of 20 pipe sections, manufactured by the UOE manufacturing process, were delivered to the C-FER facility for testing. These pipes were API grade X65, 24 inches in diameter and 31.8 mm in wall thickness. Plate samples from the original plate used to manufacture the UOE pipes were also shipped to C-FER for material property investigations. Table 1 summarizes the pipe and plate sections, and the full-scale tests performed on each pipe. Note that no pipes for specimens 4 and 5 were delivered for full-scale testing; only plate material for material testing.

Spec	Plate ?	API Grade	Pipe Diameter (in)	Pipe Wall Thickness (mm)	Pipe Condition for Testing	Full-scale Test Type
1	yes	X65	24	31.8	HT, GW	C+P
2	yes	X65	24	31.8	HT	C
3	yes	X65	24	31.8	HT, GW	P+B
4	yes	X65	—	—	—	—
5	yes	X65	—	—	—	—
6	no	X65	24	31.8	HT, GW	P+B
7	no	X65	24	31.8	AR	C
8	no	X65	24	31.8	AR	C+P
9	no	X65	24	31.8	AR	C
10	no	X65	24	31.8	AR	B
11	no	X65	24	31.8	AR	B
12	no	X65	24	31.8	AR	B
13	no	X65	24	31.8	AR	P+B
14	no	X65	24	31.8	AR	P+B
15	no	X65	24	31.8	AR	P+B
16	no	X65	24	31.8	AR	P+B
17	no	X65	24	31.8	AR	P+B
18	no	X65	24	31.8	AR	P+B
19	no	X65	24	31.8	AR	P+B
20	no	X65	24	31.8	AR	P+B

HT = heat treated (thermally aged); AR = as received

GW = girth weld present at mid-span

C = collapse; C+P = collapse + buckle propagation; B = bend; P+B = pressure+bend

Table 1 – Summary of Pipes and Plates Tested

Testing involved performing a controlled induction thermal treatment (simulating a coating process) on specimens 1, 2, 3 and 6 at a coating mill; cutting and girth welding specimens 1, 3 and 6 at mid-span; material property tests; initial geometric measurements of the pipe specimens; and full-scale collapse, bend, and pressure + bend tests on both as-received and heat treated pipe samples.

Thermal Treatment Process

It is known that the UOE pipe manufacturing process normally results in a reduction in material compressive strength in the circumferential direction. This reduction is primarily due to the Bauschinger effect during the pipe cold expansion process, where circumferential tensile strains as high as 1.5% will reduce the hoop compressive strength [4]. Pipes that experience external overpressure must rely on the circumferential compressive strength to obtain satisfactory collapse strength, and ►►

HT- термическая обработка (термическое старение) AR- «как получено»
GW – присутствует кольцевой сварной шов в середине
С – разрушение смятием; С+Р – разрушение смятием и вспучивание;
В - изгиб; Р+В-давление и изгиб

Таблица 1 – Сводная информация по испытанным образцам труб и листового материала

Испытания включали в себя выполнение контролируемой индукционной закалки (моделирующей процесс нанесения покрытия) на образцах 1, 2, 3 и 6 в цехе нанесения покрытий; резка и сварка кольцевого шва посередине на образцах 1, 3 и 6; испытания свойств материалов; начальные геометрические измерения образцов труб; а также полномасштабные испытания на смятие, изгиб, а также опрессовку и изгиб образцов труб в том виде, в каком они были получены, и после термической обработки.

Процесс термической обработки

Известно, что процесс изготовления труб по технологии UOE, как правило, приводит к снижению прочности материала на сжимающую нагрузку по окружности. Это снижение в первую очередь обусловлено эффектом Баушингера в процессе холодного расширения трубы, когда деформация растяжения по окружности, достигающая 1.5%, снижает прочность на сжимающую нагрузку по окружности [4]. У труб, которые подвергаются чрезмерному внешнему давлению, удовлетворительная прочность на разрушение смятием зависит от прочности на сжимающую нагрузку по окружности, и данное снижение прочности неблагоприятно сказывается на сопротивляемости материала разрушению. Работы, проведенные для перспективного трубопровода Оман-Индия [5], продемонстрировали, что полный процесс нормализации уверенно обеспечивает восстановление любых потерь, вызванных действием сжимающей нагрузки по окружности, однако они также продемонстрировали [6], что незначительная термическая обработка, например, в процессе нанесения изоляции, позволяет существенно восстановить предел текучести при сжимающей нагрузке по окружности. Аналогичные недавние работы [7, 8] также продемонстрировали преимущества термической обработки в результате процесса нанесения изоляции. Работы по термической обработке, сводные данные по которым приведены в настоящей статье, продолжают ранее проводившиеся исследования, а также другие программы испытаний, проводившихся на C-FER.

Признавая тот факт, что термическая обработка, происходящая во время нанесения изоляции, может существенно восстановить потери прочности при сжимающей нагрузке по окружности, было принято решение подвергнуть образцы труб термической обработке на установке для нанесения изоляции. Однако перед полномасштабной термической обработкой трубы был проведен предварительный анализ термически обработанных вырезанных образцов труб с целью попытаться количественно оценить влияние общего времени и времени выдержки при определенной температуре на восстановление прочностных характеристик. Это исследование образцов помогло определить оптимальную температуру термической обработки образцов с учетом фактического изоляционного материала и технологических ограничений. В Таблице 2 представлены сводные данные сетки испытаний по исследованию термической обработки вырезанных образцов, а также количество испытаний, проведенных по каждой комбинации. На рис. 1 показано полученное увеличение предела текучести при сжимающей нагрузке по окружности, а на рис. 2 представлена стандартная кривая времени воздействия температуры на образцы. ►►

Заданное время выдержки	Заданная температура			
	192°C	229°C	268°C	284°C
5 сек.	1	1	1	1
120 сек.	2	2	2	2
240 сек.	2	2	2	2

Заданная скорость изменения температуры = 3.0 – 4.0 C°/сек.

Таблица 2 – Сетка испытаний по исследованию термической обработки вырезанных образцов

this strength reduction is detrimental to collapse performance. Work performed for the proposed Oman-India pipeline [5] demonstrated that a full normalization process certainly recovers any hoop compressive losses, but it was also demonstrated [6] that a mild heat treatment, such as that during a pipe coating process, would recover a significant amount of circumferential compressive strength. Similar recent work [7, 8] has also shown the benefit of the thermal treatment resulting from the coating process. The thermal treatment work summarized herein follows on work performed in the past, and on other test programs performed at C-FER.

Recognizing that the thermal treatment occurring during pipe coating may recover a significant amount of the circumferential compressive strength losses, it was decided to thermally treat the pipe specimens at a pipe coating plant. Prior to full-scale pipe thermal treatment, however, a preliminary study was performed on thermally treated coupon specimens in an attempt to quantify the effects of time and time-at-temperature on strength recovery. This coupon study assisted in determining the optimal temperature to thermally treat the specimens, given the actual coating material and process limitations.

Table 2 summarizes the test matrix for the coupon thermal treatment study and the number of tests performed for each combination. Figure 1 shows the resulting increase in circumferential compressive yield strength, while Figure 2 illustrates a typical temperature-time curve for the coupons.

Target Time-at-Temperature	Target Temperature			
	192°C	229°C	268°C	284°C
5 sec	1	1	1	1
120 sec	2	2	2	2
240 sec	2	2	2	2

Target ramp rate = 3.0 – 4.0 C°/sec

Table 2 – Coupon Thermal Treatment Test Matrix

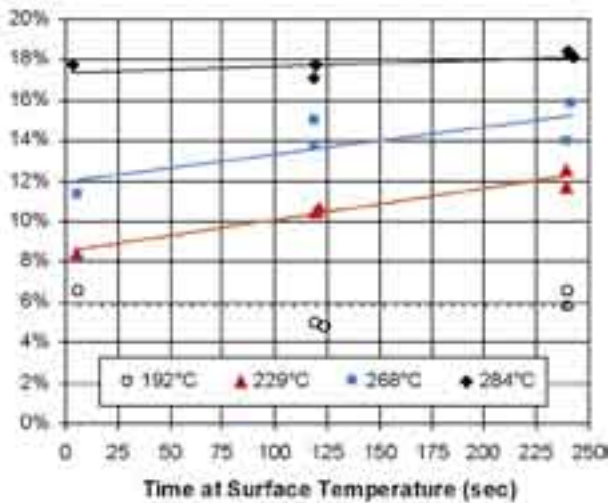


Рис. 1 – Результаты термической обработки вырезанных образцов
Figure 1 – Results of Coupon Thermal Treatments

It is recognized, though, that pipe coating at a temperature above 260°C will result in a degradation of the coating material (in this case, fusion bond epoxy coating). In addition, the physical set-up of the coating plant allows for a time at temperature of approximately 125 sec. This is the time from when the pipe exits the induction coil to when the pipe enters the quenching operation.

With these operational limits in mind, the results of the coupon thermal treatment study suggest a circumferential compressive yield strength increase of 10-15% could be achieved for the actual pipe.

Pipes 1, 2, 3 and 6 were then fed through the coating plant. All line ►►

Almaty, Kazakhstan
3-6 October 2006



KIOGE

Exhibition & Conference 14th Kazakhstan International Oil & Gas

Organisers:



Iteca (Almaty): Tel.: +7 (3272) 58 34 34; Fax: +7 (3272) 58 34 44; E-mail: olessya.makarenko@iteca.kz

ITE (London): Tel: +44 (0)20 7596 5000 Fax: +44 (0)20 7596 5106; E-mail: julia.romanenko@ite-exhibitions.com

GIMA (Hamburg): Tel: +49 (0) 40 235 24 201; Fax: +49 (0) 40 235 24 410; E-mail: freckmann@gima.de

ITE (Moscow): Tel.: +7 095 9357350; Fax: +7 095 9357351; e-mail: oil-gas@ite-expo.ru

www.kioge.kz
www.ite-exhibitions.com/og

При этом считается, что нанесение изоляции при температуре выше 260°C приведет к деградации изоляционного материала (в данном случае, эпоксидного покрытия, наносимого методом оплавления). Кроме того, физические настройки изоляционной машины позволяют задать время выдержки при определенной температуре длительностью порядка 125 секунд. Это интервал между выходом трубы из индукционной катушки и моментом, когда труба входит в душирующее устройство.

Принимая во внимание упомянутые эксплуатационные пределы, результаты исследования термической обработки вырезанных образцов предполагают увеличение предела текучести при сжимающей нагрузке по окружности на 10-15% для реальной трубы.

Затем, трубы 1, 2, 3 и 6 были пропущены через установку для нанесения изоляции. Были выполнены все операции, за исключением фактического нанесения изоляции на образцы труб. Графики зависимости время-температура для этих четырех труб показаны на Рис. 3.

В установке для нанесения изоляции использовались две обычных горелки, за которыми была установлена индукционная катушка на 1.3 МВт (работающая на 90-100% от полной мощности) для достижения необходимой температуры. Результаты процесса показаны на Рис. 3, при этом две горелки нагревали образцы по истечении ориентировочно 50 секунд и 150 секунд. Индукционная катушка использовалась для нагрева образцов на протяжении ориентировочно 220 секунд. Трубы вошли в душирующее устройство приблизительно через 340 секунд. Результаты последующих испытаний вырезанных образцов, более подробно описанные в следующем разделе, подтвердили увеличение предела текучести при сжимающей нагрузке по окружности на 15%.

Испытания свойств материалов

Испытания на раскрытие кольца

Испытания на раскрытие кольца проводились на каждом образце трубы в состоянии «как получено». Кольца длиной 175 мм были подготовлены и прорезаны на всю толщину по сварному шву для получения отверстия. Значения смещения отверстий кольцевых секций были впоследствии использованы для расчета остаточных напряжений по окружности по каждому образцу трубы.

В целом, испытания на кольцевое раскрытие привели к раскрытию в среднем на 5 мм, что соответствует остаточному напряжению по окружности, ориентировочно равному 34 МПа, исходя из линейного распределения напряжения, вызванного упругим изгибом, по всей толщине стенки. Эти испытания подтвердили относительно низкий уровень присутствия остаточных напряжений по окружности, и поэтому не принимались во внимание при последующем прогнозировании разрушения смятием.

Испытания вырезанных образцов

Было проведено в общей сложности 354 испытания на растяжение и сжатие образцов, взятых из листового материала, труб в состоянии «как получено», а также термически обработанных труб. Относительно продольного сварного шва (положение 0°), продольные и кольцеобразные образцы были взяты в положении 45°, 180° и 270°. Кроме того, образцы были взяты в двух точках внутри стенки трубы: в максимальной близости к наружному диаметру и в максимальной близости к внутреннему диаметру трубы.

В целом, результаты испытаний вырезанных образцов позволили выявить следующие тенденции:

- Предел текучести при сжимающей нагрузке по окружности не ниже, чем предел текучести в других направлениях.
- Трубы демонстрируют самую высокую прочность при растяжении по окружности.
- Процесс термической обработки характеризуется тенденцией ►►

operations were performed, with the exception of the actual coating of the pipe specimens. The time-temperature plots for these four pipes are shown in Figure 3.

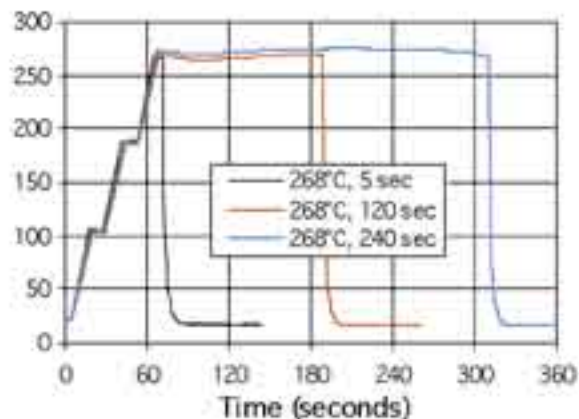


Рис. 2 – Типовой график зависимости время-температура для вырезанного образца

Figure 2 – Typical Coupon Time-Temperature Plot

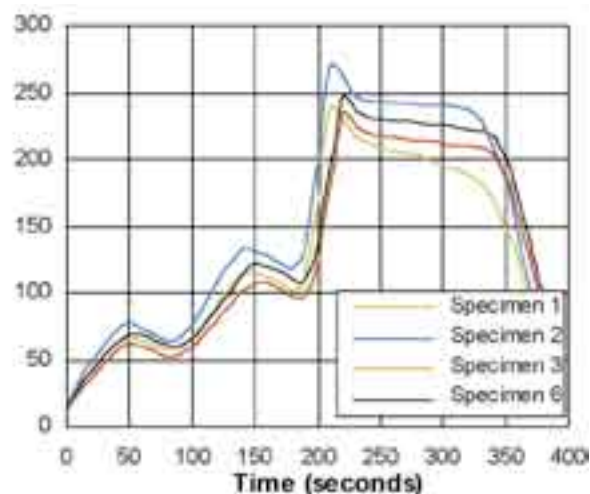


Рис. 3 – Результаты термической обработки трубы

Figure 3 – Results of Pipe Thermal Treatments

The coating plant used two regular furnaces, followed by a 1.3 MW induction coil (operated at 90-100% of full power) to achieve the target temperature. The results of this process can be seen in Figure 3, with the two furnaces heating the specimens after approximately 50 seconds and 150 seconds. The induction coil heated the specimens at approximately 220 seconds. The pipes entered the quenching operation at about 340 seconds.

The subsequent coupon test results, described in more detail in the next section, confirmed a circumferential compressive yield strength increase of 15%.

Material Property Tests

Ring Opening Tests

Ring opening tests were performed for each as-received pipe specimen. Rings 175 mm long were prepared and cut through their thickness at weld seam to produce the opening. The opening displacements of the ring sections were then used to estimate circumferential residual stresses for each pipe sample. In general, the ring opening tests resulted in an average opening of approximately 5 mm, which corresponds ►►



Защищенные ноутбуки



CF-18



CF-73



CF-29

Panasonic
ideas for life

Официальный партнер:

Москва: ООО «ВЭЛ» и «Самсонит» Т/Л: 77-1050-171-1010, 77-1050-171-1011
<http://www.wel.ru>
 Санкт-Петербург: ООО «Самсонит» Т/Л: 77-1050-171-1010, 77-1050-171-1011
<http://www.wel.ru>
 СЗФО: ООО «Самсонит» Т/Л: 77-1050-171-1010, 77-1050-171-1011
<http://www.wel.ru>
 ЮФО: ООО «Самсонит» Т/Л: 77-1050-171-1010, 77-1050-171-1011
<http://www.wel.ru>

Копирование и использование без разрешения ООО «ВЭЛ» запрещено.

к повышению предела текучести трубы во всех направлениях, однако наибольший эффект достигался в направлении действия сжимающей нагрузки по окружности.

- Создается впечатление, что процесс термической обработки незначительно снижает предел прочности трубы на разрыв вдоль окружности.
- Между положениями 45°, 180° и 270° заметна разница в прочности при осевом сжатии, осевом растяжении и сжимающей нагрузке по окружности, однако разницы в растяжении по окружности выявлено не было.

На рис. 4 приведена сводная таблица пределов текучести и прочности по образцам, взятым вдоль окружности труб в состоянии «как получено» (предел текучести в настоящей работе относится к напряжению при 0.5% растяжения).

На рис. 5 показана общая тенденция значений предела текучести на 180o от листового образца через трубу к обработанной термическим способом трубе. Интересно, что по всем направлениям, за исключением сжимающей нагрузки по окружности, отмечается повышение предела текучести от листового образца к трубе и далее к обработанной термическим способом трубе.

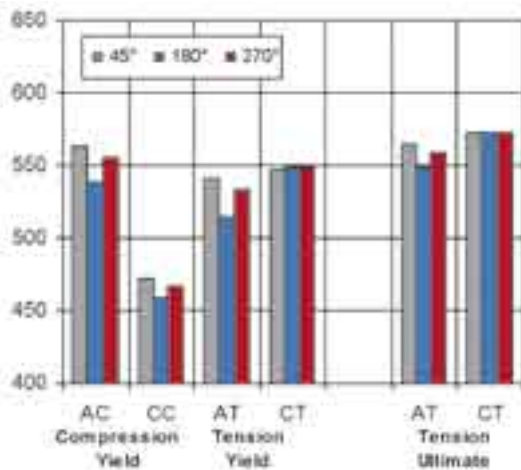


Рис 4 – Сравнение значений текучести и прочности по окружности у образцов, вырезанных из трубы в состоянии «как получено»

Figure 4 – Coupon Strength Comparisons Around the Circumference of As-received Pipe

На рис. 6 и 7 приведены примеры диаграмм напряжений по различным направлениям. Приведенные цифры также позволяют увидеть влияние термической обработки на характеристики материала. ►►

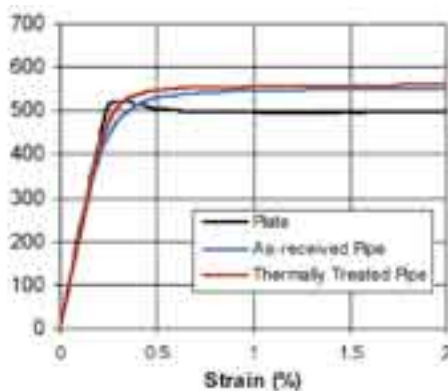


Рис. 6 – Диаграмма напряжений при осевом растяжении
Figure 6 – Axial Tension Stress Strain Curves

to a circumferential residual stress level of approximately 34 MPa, assuming a linear elastic bending stress distribution through the wall thickness. These tests confirmed the relatively low level of circumferential residual stresses present, and were thus not considered in subsequent collapse predictions.

Coupon Tests

A total of 354 tension and compression tests were performed on coupons taken from the plates, as-received pipes, and thermally treated pipes. Relative to the longitudinal weld seam (0° position), axial and circumferential coupons were taken from the 45°, 180° and 270° locations. In addition, coupons were taken from two locations within the wall thickness of the pipe: as close to the OD as possible, and as close to the ID as possible.

In general, the following trends were noted from the coupon test results:

- The circumferential compression yield strength is lower than the yield strengths in the other directions.
- The pipes are strongest in the circumferential tensile direction.
- The thermal treatment process tended to increase pipe yield strength in all directions, but most notably in the circumferential compressive direction.
- The thermal treatment process appears to have slightly reduced the ultimate tensile strength of the pipes in the circumferential direction.
- Strength differences are noticeable between the 45°, 180° and 270° locations for axial compression, axial tension, and circumferential compression, but are not noticeable for circumferential tension.

Figure 4 summarizes the yield and ultimate strengths for coupons taken from around the circumference of the as-received pipes (yield strength in this paper refers to the stress at 0.5% strain).

Figure 5 shows the general trend of the 180o yield strength from plate to pipe to thermally treated pipe. It is interesting to note that in all directions except for circumferential compression, there is an increase in yield strength from plate to pipe to thermally treated pipe.

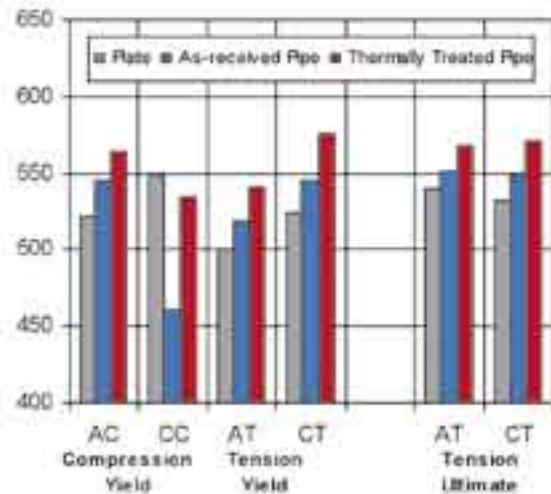


Рис. 5 – Сравнение прочности вырезанных образцов от листового материала к термически обработанной трубе

Figure 5 – Coupon Strength Comparisons from Plate to Thermally Treated Pipe

Figures 6 and 7 illustrate examples of the stress strain curves for the various directions. The effect of the thermal treatment process can also be seen in these figures.

Full Scale Tests

Table 1 previously summarized the full-scale tests performed on line pipe specimens. A total of 18 full-scale tests were performed: 3 collapse, 2 collapse + buckle propagation, 3 bending, and 10 combined external pressure + bend tests. ►►



Get it

FURMANITE

FURMANITE предлагает следующие услуги:

- Работы по оптимизации и устранению утечек
- Специальные работы на действующих трубопроводах
- Врезки под давлением
- Установка цементационных тройников
- Установка эвентуризаторов
- Маркировка секций трубопроводов заказчика
- Технологии Furmanite
- Самостоятельное ремонтные работы
- Качественное изготовление элементов трубопроводов
- Механическая обработка деталей на объекте
- Проверка сварочных работ по методу Tensitest
- Обучение

Высокая компетентность - залог эффективных технических решений на месте

Furmanite - компания с мировой репутацией в области технических услуг - обеспечивает своих заказчиков быстрыми и надежными техническими решениями на основе собственных передовых технологий, способствующих оптимизации продуктивного времени и повышению эффективности работы заказчика. Furmanite помогает заказчикам добиваться значительных преимуществ при разработке месторождений и эксплуатации трубопроводов в Каспийском регионе и на территории России.

Мы предлагаем уникальные специализированные методы сервисных и ремонтных работ на трубопроводах, не требующих их остановки, включая устранение утечки в трубопроводах под давлением, врезку под давлением, позволяющую избежать простоев при ремонте или модификации трубопровода, а также специальные шаровые зажимы Furmanite для остановки протечки и восстановления целостности трубопровода. Благодаря этому возможность качественной механической обработки с самыми строгими допусками, а также испытание роботизированных задвижек по технологии Tensitest, и вам станет понятно почему наши услуги так востребованы в этом регионе.

Кроме того, мы используем наш богатый опыт при разработке и внедрении эффективных технических решений в тесном сотрудничестве с местными партнерами, а также повышая квалификацию местных специалистов с помощью сертификации и в отделе программ обучения. Такой опыт совместной работы был нами успешно внедрен в Баку. Все это позволяет нам добиваться успеха при создании и совершенствовании инфраструктуры обслуживания объектов нефтегазового комплекса в Центральной Европе.

Позвоните нам прямо сейчас, и мы используем весь наш богатый опыт для успешной работы ваших объектов.



Furmanite International Limited
Furman House, Sharp Road, Kendal, Cumbria
LA9 6RJ Tel: +44 (0)1539 729099 Fax: +44 (0)1539 729059
E-mail: info@furmanite.com

FURMANITE

© 2000 Furmanite International Limited. All rights reserved.

www.furmanite.com

A Kvaerner company

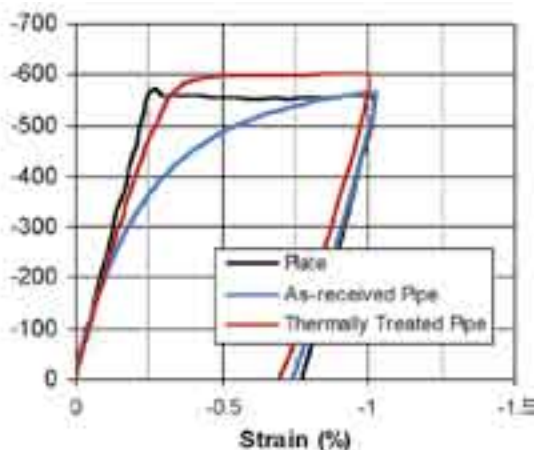


Рис. 7 – Диаграмма напряжений при сжимающей нагрузке по окружности
Figure 7 – Circum. Compression Stress Strain Curves Full-scale Tests

Полномасштабные испытания

В таблице 1 были ранее приведены сводные данные по полномасштабным испытаниям, проведенным на образцах трубопроводной трубы. Было проведено в общей сложности 18 полномасштабных испытаний: 3 испытания на смятие, 2 – на разрушение сжимающей нагрузкой и вспучивание, 3 испытания на изгиб и 10 совмещенных испытаний внешним давлением + на изгиб.

Испытания на смятие, вспучивание и совмещенные испытания внешним давлением и на изгиб были проведены в Глубоководной Экспериментальной Камере C-FER, показанной на рис. 8; сводные данные представлены в других источниках [9, 10]. Мощность давления камеры составляет 59 МПа при внутреннем диаметре 1.22 и общей внутренней длине 10.3 м.

Гнутарный пресс, используемый для выгибания образцов, был разработан для монтажа либо на полу лаборатории для проведения испытаний на изгиб (максимальная деформация изгиба 4%), либо в гипербарической камере для проведения совмещенных испытаний внешним давлением и на изгиб (максимальная деформация изгиба 1.5%). Система была разработана для приложения четырехточечной нагрузки к образцу с целью получения чистого изгиба с максимальным значением 7000 КНм в центральной части трубы на протяжении 6.0 м. На рис. 9 показана конфигурация гнутарной системы на прочном полу лаборатории C FER.

На рис. 10 показана конфигурация системы при испытаниях внешним давлением и на изгиб. Благодаря гнутарной системе, установленной в Глубоководной Экспериментальной Камере, комплектное испытательное устройство обеспечивало приложение изгибающего момента до 7,000 КНм при внешнем гидростатическом давлении, достигающем 59 МПа. Пространство внутри камеры позволяло гнуть образцы с наружным диаметром 24 дюйма с максимальной деформацией изгиба 1.5% с сохранением определенного зазора. ►►

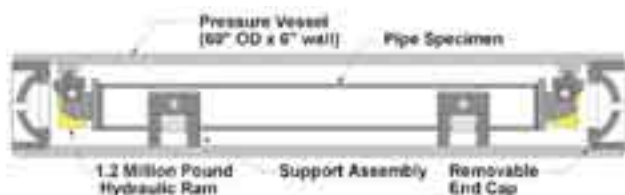


Рис. 10 – Конфигурация системы испытаний внешним давлением и на изгиб
Figure 10 – Pressure + Bend Setup

The collapse, buckle propagation, and combined external pressure + bend tests were performed in C-FER's Deepwater Experimental Chamber, shown in Figure 8 and summarized elsewhere [9, 10]. The chamber has a pressure capacity of 59 MPa, an inside diameter of 1.22 m and an overall inside length of 10.3 m.



Рис. 8 – Глубоководная экспериментальная камера C-FER
Figure 8 – C-FER's Deepwater Experimental Chamber

The bending rig used to apply bending to the specimens was designed to be assembled either on the laboratory floor for conducting the bend tests (maximum bending strain of 4%), or installed inside the hyperbaric chamber for conducting the combined external pressure + bend tests (maximum bending strain of 1.5%). The system was designed to apply four point loading to the specimen in order to achieve pure bending to a maximum of 7000 kNm, applied to the central region of a pipe specimen over a length of 6.0 metres. Figure 9 shows the bending system setup on C FER's laboratory Strong Floor.

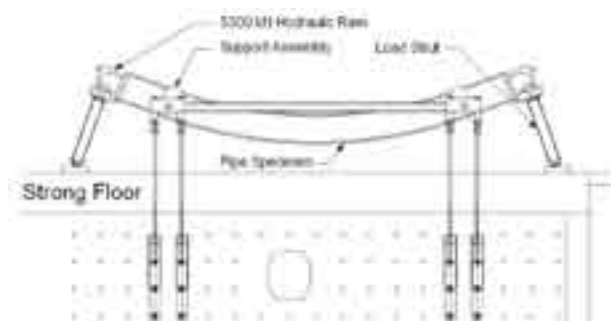


Рис. 9 – Схема конфигурации при испытаниях на изгиб
Figure 9 – Bend Test Setup Schematic

Figure 10 illustrates the pressure + bend setup. With the bending system installed in the Deepwater Experimental Chamber, the complete testing fixture was capable of providing a bending moment of up to 7,000 kNm while loaded under 59 MPa external hydrostatic pressure. The space inside the chamber allowed the 24-inch OD specimens to be bent to a maximum of 1.5% bending strain, with some clearance.

Initial Measurements

Prior to full-scale testing, specimens were grid-marked and initial measurements were taken to quantify initial diameters and wall thicknesses. Table 3 summarizes these measurements, along with calculated ovalities. ►►

MPUR *Europe*

..... **Multiphase Pump User Roundtable**

Multiphase pumping is an emerging technology that is boosting production and reducing the cost/complexity of oil & gas operations around the world. For the past eight years, the Multiphase Pump User Roundtable (MPUR) has provided vital information on this technology and provided a forum for discussion and learning. This year, the MPUR comes to Europe to provide a focus on European issues such as:

- *Subsea Pumping/Compression*
- *Mitigation of Erosion from Produced Sand*
- *Heavy Oil Development Methods*
- *Lessons Learned; from Installation to Operation*
- *Wet-Gas Pumping/Compression*

The event features highly interactive workshop sessions and the opportunity to gain insight from those that have successfully applied this exciting new technology.



www.MPUR.org/Europe

Amsterdam - Oct. 9, 2006

Начальные измерения

Перед проведением полномасштабных испытаний, на образцы была нанесена маркировочная сетка, и были проведены первичные замеры с целью измерения первоначального диаметра и толщины стенок. В Таблице 3 приведены результаты данных замеров, а также рассчитанные значения овальности.

Труба а	Наружный диаметр(д)		Толщина стенок (мм)		Овальность, fo (%)	
	Средн	Станд. Станд.	Средн	Станд. Откл.	Станд.	Средн Откл.
1	24.020	0.029	31.72	0.102	0.292	0.442
2	24.000	0.029	31.30	0.094	0.310	0.428
3	24.016	0.029	31.66	0.113	0.306	0.428
4	24.028	0.028	31.66	0.108	0.296	0.376
5	24.020	0.028	31.70	0.114	0.292	0.368
6	24.051	0.025	32.15	0.128	0.256	0.316
7	24.047	0.023	31.67	0.116	0.236	0.384
8	24.024	0.027	31.70	0.123	0.280	0.338
9	24.031	0.027	31.71	0.125	0.274	0.452
10	24.016	0.029	31.73	0.110	0.288	0.462
11	24.051	0.023	31.75	0.096	0.236	0.330
12	24.024	0.028	31.75	0.100	0.292	0.480
13	24.031	0.024	31.75	0.124	0.240	0.352
14	24.043	0.024	31.94	0.130	0.240	0.374
15	24.020	0.027	31.71	0.115	0.272	0.362
16	24.020	0.025	31.67	0.108	0.266	0.380
17	24.039	0.022	31.63	0.096	0.238	0.326
18	24.028	0.029	31.70	0.106	0.300	0.538

Таблица 3 – Сводная таблица результатов начальных измерений

Испытания на разрушение смятием

Испытания на разрушение смятием проводились на образцах 1, 2, 7, 8, и 9. В ходе испытаний образцы подвергались воздействию постепенно возрастающего внешнего гидростатического давления до наступления разрушения. При испытаниях на разрушение смятием и вспучивание (образцы 1 и 8), вспучивание происходило вследствие непрерывающейся опрессовки разрушенного образца до тех пор, пока не был сформирован четко определенный горизонтальный участок кривой давления вспучивания. Результаты испытаний на разрушение смятием приведены в Таблице 4. На рис. 11 показан процесс извлечения разрушенного образца со вспученным участком из испытательной камеры.

Труба	Состояние	Тип испытаний	Разрушающее давление (МПа)	Давление вспучивания (МПа)	Внешнее давление (МПа)	Пиковый момент (кНм)	Растяжение в пиковый момент (%)
1	HT, GW	C+P	45.0	10.7			
2	HT	C	45.0				
3	HT, GW	P+B			36.5	4444	0.478
4	HT, GW	P+B			35.2	4778	0.749
5	AR	C	37.2				
6	AR	C+P	35.0	10.1			
7	AR	C	37.0				
8	AR	B				5581	2.162
9	AR	B				5581	2.408
10	AR	B				5879	2.268
11	AR	P+B			29.8	4515	0.665
12	AR	P+B			28.5	5006	0.918
13	AR	P+B			25.8	4944	0.912
14	AR	P+B			28.9	4892	0.786
15	AR	P+B			32.6	4340	0.471
16	AR	P+B			31.0	4215	0.469
17	AR	P+B			32.1	4604	0.571
18	AR	P+B			24.8	4999	0.876

Pipe	Outside Diameter (in)		Wall Thickness (mm)		Ovality, fo (%)	
	Avg	St Dev.	Avg	St Dev	Avg	Max
1	24.020	0.029	31.72	0.102	0.292	0.442
2	24.000	0.029	31.30	0.094	0.310	0.428
3	24.016	0.029	31.66	0.113	0.306	0.428
4	24.028	0.028	31.66	0.108	0.296	0.376
5	24.020	0.028	31.70	0.114	0.292	0.368
6	24.051	0.025	32.15	0.128	0.256	0.316
7	24.047	0.023	31.67	0.116	0.236	0.384
8	24.024	0.027	31.70	0.123	0.280	0.338
9	24.031	0.027	31.71	0.125	0.274	0.452
10	24.016	0.029	31.73	0.110	0.288	0.462
11	24.051	0.023	31.75	0.096	0.236	0.330
12	24.024	0.028	31.75	0.100	0.292	0.480
13	24.031	0.024	31.75	0.124	0.240	0.352
14	24.043	0.024	31.94	0.130	0.240	0.374
15	24.020	0.027	31.71	0.115	0.272	0.362
16	24.020	0.025	31.67	0.108	0.266	0.380
17	24.039	0.022	31.63	0.096	0.238	0.326
18	24.028	0.029	31.70	0.106	0.300	0.538

Table 3 – Summary of Initial Measurements

Collapse Tests

Collapse tests were performed on specimens 1, 2, 7, 8, and 9. Testing involved subjecting specimens to gradually increasing external hydrostatic pressure until collapse occurred. In collapse testing with buckle propagation (specimens 1 and 8), the buckle was propagated by continuing to pressurize the collapsed specimen until a well defined propagation pressure plateau was developed.

The results of the collapse tests are shown in Table 4. Figure 11 shows a collapsed and buckle propagated specimen being removed from the test chamber.

Pipe	Condition	Test Type	Collapse Pressure (MPa)	Propagation Pressure (MPa)	External Pressure (MPa)	Peak Moment (kNm)	Strain at Peak Moment (%)
1	HT, GW	C+P	45.0	10.7	—	—	—
2	HT	C	45.1	—	—	—	—
3	HT, GW	P+B	—	—	36.5	4444	0.478
4	HT, GW	P+B	—	—	35.2	4778	0.749
5	AR	C	37.2	—	—	—	—
6	AR	C+P	35.0	10.1	—	—	—
7	AR	C	37.0	—	—	—	—
8	AR	B	—	—	—	5581	2.162
9	AR	B	—	—	—	5581	2.408
10	AR	B	—	—	—	5879	2.268
11	AR	P+B	—	—	29.8	4515	0.665
12	AR	P+B	—	—	28.5	5006	0.918
13	AR	P+B	—	—	25.8	4944	0.912
14	AR	P+B	—	—	28.9	4892	0.786
15	AR	P+B	—	—	32.6	4340	0.471
16	AR	P+B	—	—	31.0	4215	0.469
17	AR	P+B	—	—	32.1	4604	0.571
18	AR	P+B	—	—	24.8	4999	0.876

HT = heat treated (chemically aged), AR = as-received
GW = grain width present at top-splat
C = collapse, C+P = collapse + buckle propagation, B = bend, P+B = pressure-bend

Table 4 – Full-scale Test Results

Bend Tests

Bend tests were performed on specimens 10, 11, and 12. Testing involved steadily increasing specimen bending until a noticeable drop in the bending moment occurred, or until the 4% maximum bending strain limit of the bending rig was achieved.

The results of the bend tests are shown in Table 4. Figure 12 shows one of the test specimens being bent to near its peak moment.

HT- термическая обработка (термическое старение) AR- «как получено»
GW – присутствует кольцевой сварной шов в середине
С – разрушение смятием; С+Р – разрушение смятием и вспучивание; В
- изгиб; Р+В-давление и изгиб

Таблица 4 – Результаты полномасштабных испытаний

Испытания на изгиб

Испытания на изгиб были проведены на образцах 10, 11 и 12. В ходе испытаний образцы подвергались постепенно усиливающейся изгибающей нагрузке до наступления заметного падения изгибающего момента, или пока не было достигнуто ограничение гнутарного пресса по максимальной деформации изгиба (4%). Результаты испытаний на изгиб приведены в Таблице 4. На рис. 12 показан один из испытательных образцов, при изгибании достигающий пикового значения момента.



**Рис. 12 – Фотография конфигурации системы при испытаниях на изгиб
Figure 12 – Photo of the Bend Test Setup**

Испытания давлением и на изгиб

Испытания давлением и на изгиб проводились на образцах 3, 6, и 13 - 20. В ходе испытаний к образцам первоначально прикладывалось равномерно возрастающее внешнее давление до достижения заданного значения; затем, при поддержании достигнутого значения давления, образцы изгибались до наступления разрушения.

Результаты испытаний давлением и на изгиб приведены в Таблице 4. На рис. 13 показан образец в процессе извлечения из испытательной камеры.

Обсуждение результатов

Влияние технологии UOE и процесса термической обработки

Как было показано ранее на рис. 5, производственный процесс по технологии UOE и термическая обработка (моделирование нанесения изоляции) оказали сильное влияние на свойства материалов. При осевом сжатии и растяжении, а также при растяжении по окружности, было отмечено повышение предела текучести у трубы в состоянии «как получено» по сравнению с листовым материалом, а также у термически обработанной трубы по сравнению с трубой в состоянии «как получено». Однако при сжимающей нагрузке по окружности было отмечено значительное снижение предела текучести у трубы в состоянии «как получено» по сравнению с листовым материалом, и существенное повышение предела текучести у термически обработанной трубы по сравнению с трубой в состоянии «как получено». Это снижение предела текучести у трубы в состоянии «как получено» по сравнению с листовым материалом в основном обусловлено окончательным холодным расширением, которое проводилось в ходе изготовления по технологии UOE. Холодное расширение ►►



**Рис. 11 – Разрушенный образец в процессе извлечения
Figure 11 – Collapsed Specimen Being Removed**

Pressure + Bend Tests

Pressure + bend tests were performed on specimens 3, 6, and 13 - 20). Testing involved initially applying a steadily increasing external pressure to a target value then, while maintaining this value, increasing bending until collapse occurred.

The results of the pressure + bend tests are shown in Table 4. Figure 13 shows a specimen being removed from the test chamber.



**Рис. 13 – Извлечение образца после испытаний давлением и на изгиб
Figure 13 –Pressure + Bend Specimen Being Removed**

Discussion of Results

Effect of UOE and Thermal Treatment Processes

As shown previously in Figure 5, the UOE manufacturing and thermal treatment (simulated pipe coating) processes influenced the material properties quite dramatically. In axial compression and tension, and circumferential tension, there was a noted increase in yield strength from plate to as-received pipe, as well as an increase from as-received pipe to thermally treated pipe. In circumferential compression, however, there was a significant decrease in yield strength from plate to as-received pipe, and a significant increase from as-received pipe to thermally treated pipe. This decrease in plate to as-received pipe strength is due primarily to the final cold expansion performed during the UOE manufacturing process. Cold expansion plastically deforms the pipe in circumferential tension to strain levels in the 1.0 - 1.5% range. A reduction in circumferential compression is expected due to the Bauschinger effect and, as shown in Figure 5, this reduction is in the order of 19%. The subsequent circumferential strength increase of 15% from the thermal treatment process is a result of the thermal aging that occurs. This phenomenon is described in more detail in [6], and compares to thermal ►►

вызывает пластическую деформацию трубы, создавая растяжение по окружности, при этом уровни напряжений составляют от 1.0 до 1.5%. Ожидается снижение сжимающей нагрузки по окружности порядка 19%, обусловленное эффектом Баушингера, как показано на рис. 5. Последующее повышение прочности на сжимающую нагрузку по окружности на 15% вследствие термической обработки обусловлено происходящим при этом термическим старением. Более подробное описание этого эффекта приведено в [6], там же проводится сравнение с повышением в ходе термической обработки, которое также наблюдалось при проведении других программ испытаний труб: повышение на 23% [7] и на 30% [4], соответственно.

В результате повышения прочности на сжимающую нагрузку по окружности также наблюдалось повышение сопротивления разрушению. Согласно наблюдениям, это повышение достигало ориентировочно 24%, и было заметно выше, чем повышение предела текучести при сжимающей нагрузке по окружности. Это происходит потому, что прочность на смятие также зависит от крутизны кривой напряжения-деформации (жесткости материала). Процесс термической обработки повысил предел пропорциональности, повышая жесткость материала и, соответственно, его прочность к разрушению.

Процесс термической обработки также привел к повышению давления вспучивания на 6%. Это повышение не было таким значительным, как повышение разрушающего давления, что может частично объясняться принятием во внимание того факта, что давление вспучивания зависит не только от прочности материала на сжимающую нагрузку по окружности, но также и от его сопротивления осевой осевой воздействию. Повышение осевого предела текучести порядка 3 – 5% позволяет предположить, что осевой предел текучести гораздо сильнее влияет на давление вспучивания по сравнению с пределом текучести при воздействии по окружности.

Несмотря на заметное повышение прочности к смятию вследствие термической обработки, это повышение снижается по мере усиления изгиба. Это вызвано повышением влияния осевой прочности материала на эффективное напряжение фон Мизеса по мере усиления деформации изгиба. В связи с тем, что процесс термической обработки привел к меньшему повышению прочности в продольном направлении, можно ожидать меньшего повышения стойкости к разрушению у труб, подвергнутых более сильному изгибу.

Сравнение результатов испытаний с расчетными формулами DNV. Результаты испытаний сравнивались с уравнением взаимодействия разрушение-изгиб, приведенном в проектно-конструкторском стандарте для морских трубопроводов DNV OS-F101 [11]. В формуле разрушения DNV используется производственный фактор для учета процесса, применяемого при производстве труб; она использовалась в данном сравнении с целью продемонстрировать преимущества принятия во внимание эффекта термической обработки при расчете трубопровода по разрушающим нагрузкам.

В соответствии с DNV OS F101, критическое внешнее давление, вызывающее разрушение, p_c , рассчитывается следующим образом:

$$(p_c - p_{al}) \cdot (p_c^2 - p_p^2) = p_c p_{al} p_p f_0 \cdot \frac{OD}{t} \quad (1)$$

где,

$$p_{al} = \frac{2 \cdot E}{1 - \nu^2} \cdot \left(\frac{t}{OD} \right)^3 \quad (2)$$

$$p_p = 2 \cdot SMYS \cdot \alpha_{f_{0b}} \cdot \frac{t}{OD} \quad (3)$$

treatment increases observed in other pipe test programs: a 23% increase in [7] and a 30% increase in [4].

As a result of the increase in circumferential compressive strength, an increase in collapse strength was also observed. This increase was found to be approximately 24%, and is notably higher than the increase in circumferential compressive yield strength. This is because collapse strength also depends on the slope of the stress strain curve (material stiffness). The thermal treatment process increased the proportional limit, increasing the material stiffness and thus the collapse strength.

The thermal treatment process also produced an increase in the buckle propagation pressure of 6%. This increase was not as significant as the increase in collapse pressure, and this can partly be explained by noting that the propagation pressure is dependent not only on the circumferential compression material properties, but also the properties in the axial direction. Increases in axial yield strengths were in the order of 3 – 5%, suggesting that the axial yield strength influences the propagation pressure much more than the circumferential yield strength. Although there is a noticeable increase in collapse strength due to the thermal treatment process, this increase becomes less with increased bending. This is due to the increased influence of axial material strength on the von Mises effective stress as bending strains increase. Because the thermal treatment process produced less of a strength increase in the axial direction, a smaller collapse strength increase can be expected for pipes subjected to higher levels of bending.

Comparison of Test Results to DNV Design Equations

The test results have been compared to the collapse-bend interaction equation found in the DNV OS-F101 offshore pipeline design standard [11]. The DNV collapse equation uses a fabrication factor to account for the process used in pipe fabrication and has been used in this comparison to illustrate the benefits of considering the thermal treatment effect in pipeline collapse design.

In accordance with DNV OS F101, the critical external pressure causing collapse, p_c , is to be calculated as follows

$$(p_c - p_{al}) \cdot (p_c^2 - p_p^2) = p_c p_{al} p_p f_0 \cdot \frac{OD}{t} \quad (1)$$

where,

$$p_{al} = \frac{2 \cdot E}{1 - \nu^2} \cdot \left(\frac{t}{OD} \right)^3 \quad (2)$$

$$p_p = 2 \cdot SMYS \cdot \alpha_{f_{0b}} \cdot \frac{t}{OD} \quad (3)$$

$$f_0 = \frac{OD_{max} - OD_{min}}{OD} \quad (4)$$

The DNV OS-F101 interaction equation between bending and external pressure, in simplified form, is as follows:

$$\frac{p}{p_c} = 1 - \left(\frac{\epsilon}{\epsilon_c} \right)^{0.3} \quad (5)$$

where,

$$\epsilon_c = 0.78 \cdot \left(\frac{t}{OD} - 0.01 \right) \cdot \left(\frac{YS}{TS} \right)^{-1.3} \quad (6)$$

p = external pressure
 ϵ = bending strain
 YS = yield strength
 TS = tensile strength

$$f_0 = \frac{OD_{max} - OD_{min}}{OD} \quad (4)$$

Уравнение взаимодействия между изгибом и внешним давлением, приведенное в документе DNV OS-F101, в упрощенном виде выглядит следующим образом:

$$\frac{P}{P_c} = 1 - \left(\frac{\epsilon}{\epsilon_c} \right)^{0.8} \quad (5)$$

где,

$$\epsilon_c = 0.78 \cdot \left(\frac{l}{OD} - 0.01 \right) \cdot \left(\frac{YS}{TS} \right)^{-1.5} \quad (6)$$

P = внешнее давление
 ϵ = изгибающее усилие
 YS = предел текучести
 TS = предел прочности на разрыв

На рис. 14 приведено сравнение между расчетами на основе уравнений DNV и результатами испытаний с использованием номинальных геометрических свойств, указанного минимального предела текучести, максимально допустимого соотношения YS/TS (предел текучести / предел прочности на разрыв), и овальности (f_0) равной 0.005 в уравнениях (овальность всех испытательных образцов была меньше 0.005, минимального значения, используемого в уравнении DNV). Интересно отметить точность прогнозных значений разрушения для труб в состоянии «как получено» при использовании производственного фактора, $afab$, равного 0.85, в то время как прогнозные значения для труб в состоянии «как получено» по давлению и изгибу являются консервативными. Уравнение DNV также является консервативным при использовании производственного фактора, равного 1.0 и сравнении результатов с результатами испытаний труб, прошедших термическую обработку. Это позволяет предположить, что в процессе термической обработки произошло восстановление потерь прочности, возникающих вследствие первоначального процесса изготовления по технологии UOE, и что использование производственного фактора равного 1.0 может быть оправдано экспериментально путем проведения программы испытаний, подобной данной.

На рис. 15 показано сравнение уравнения DNV с результатами испытаний с использованием средних значений предела текучести образцового материала при сжимающей нагрузке по окружности как для прошедших термическую обработку труб, так и для труб в состоянии «как получено», с использованием производственного фактора, равного 1.0, а также с использованием фактических значений соотношения YS/TS (предела текучести / предела прочности на разрыв). В данном случае, полученные опытным путем результаты взаимодействия давления и изгиба вполне сопоставимы с результатами испытаний; то же относится к прочности на разрушение термически обработанной трубы, однако труба в состоянии «как получено» отличается более низкой прочностью по сравнению с результатами вычислений на основе Уравнения DNV.

Резюме

Инженеры-проектировщики и инженеры-монтажники столкнулись с большим количеством проблем, связанных со сверхглубоководной трубопроводной системой «Голубой поток». Одной из этих проблем было предоставление адекватной проектной документации с учетом общего недостатка данных, подтверждающих проектные предположения применительно к трубопроводу такого размера и протяженности. Программа испытаний на разрушение, описанная в настоящей статье, внесла свой вклад в разработку проекта путем количественной оценки многочисленных неопределенных параметров, включая влияние ►►

Figure 14 illustrates the comparison between DNV equation calculations and test results using nominal geometric properties, the specified minimum yield strength, maximum acceptable YS/TS ratio, and an ovality (f_0) of 0.005 in the equations (the ovality of all test specimens was less than 0.005, the minimum to be used in the DNV equation).

It is interesting to note that the collapse predictions for the as-received pipe are accurate when using a fabrication factor, $afab$, of 0.85, but the as-received pressure + bend predictions are conservative. The DNV equation is also conservative when using a fabrication factor of 1.0 and comparing the results to the thermally treated test results. This suggests that the thermal treatment process has recovered the strength losses resulting for the initial UOE manufacturing process, and that the use of a fabrication factor of 1.0 may be justified experimentally through a test program such as this.

Figure 15 illustrates the DNV equation comparison to the test results using the average coupon circumferential compression material yield strengths for the thermally treated and as-received pipes, using a fabrication factor of 1.0, and using actual YS/TS ratios. In this case, the pressure + bend interaction test results compare quite well to the test results, as does the thermally treated collapse strength, but the as-received pipe collapse strength is less than that suggested by the DNV Equation. ►►

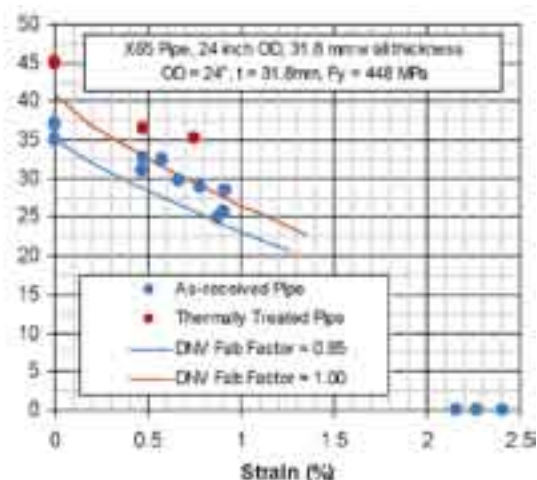


Рисунок 14 – Сравнение результатов испытаний с результатами вычислений на основе Уравнения DNV

Figure 14 – Comparison of Test Results to DNV Equation

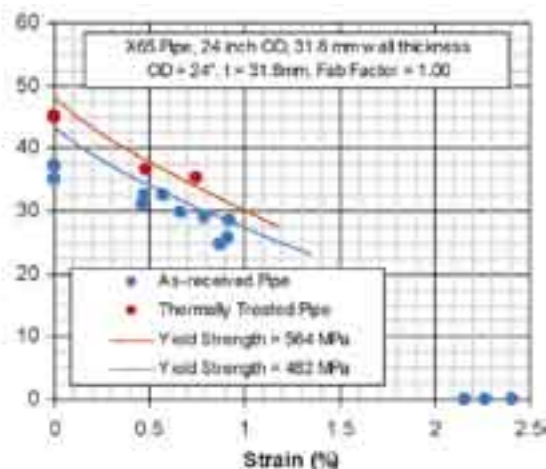


Рисунок 15 – Сравнение результатов испытаний с результатами вычислений на основе Уравнения DNV

Figure 15 – Comparison of Test Results to DNV Equation

производственной технологии UOE и процесса нанесения изоляции на свойства материалов, и фактическое крупномасштабное взаимодействие между внешним давлением и изгибом. Эти данные обосновали использование производственного фактора, превышающего 0.85, для трубопроводных труб, изготовленных по технологии UOE, также было показано, что они выходят за пределы общих требований, установленных для проектирования трубопроводов в соответствии с проектно-конструкторским стандартом для подводных трубопроводов DNV OS-F101.

Благодарности

Авторы хотели бы выразить свою признательность Рону Такеру и Пинг Лиу за их вклад в программу испытаний, а также их коллегам из отделения INTEC Engineering в Делфте, усилиями которых была изначально разработана программа испытаний. Выражаем благодарность профессору Стелиосу Кириакидесу за предоставление бесценных рекомендаций и экспертную оценку механического поведения трубы в ходе проведения программы испытаний. Также благодарим персонал PeterGaz за руководство и дальновидность на протяжении всего проекта.

Система обозначений

°C	= градусы Цельсия
AC	= осевое сжатие
AR	= в состоянии «как получено» (труба, изготовленная по технологии UOE)
AT	= осевое растяжение
AIT	= осевое растяжение (внутренняя поверхность)
AIC	= осевое сжатие (внутренняя поверхность)
Avg	= среднее значение
B	= испытание на изгиб
C	= испытание на разрушение
C+P	= испытание на разрушение и вспучивание
CC	= сжимающая нагрузка по окружности
CIC	= сжимающая нагрузка по окружности (внутренняя поверхность)
COC	= сжимающая нагрузка по окружности (внешняя поверхность)
CT	= растяжение по окружности
CIT	= растяжение по окружности (внутренняя поверхность)
COT	= растяжение по окружности (внешняя поверхность)
E	= модуль упругости
f_o	= овальность = $(OD_{max} - OD_{min}) / (OD_{nominal})$
GW	= присутствует кольцевой сварной шов
HT	= тепловая (или термическая) обработка
ID	= внутренний диаметр
in	= дюймы
kN	= килоньютоны
kNm	= килоньютон-метры
Max	= максимум
mm	= миллиметры
MPa	= Мегапаскали
MW	= мегаватты
OD	= наружный диаметр
овальность	= $f_o = (OD_{max} - OD_{min}) / (OD_{nominal})$
P+B	= испытания давлением и на изгиб
p	= внешнее давление
p_c	= разрушающее давление с приложением только внешнего давления
p_{el}	= давление упругого разрушения
p_p	= давление пластического разрушения
sec	= секунды
SMYS	= расчетный минимальный предел текучести
St Dev	= стандартное отклонение
t	= толщина стенок
TS	= предел прочности на разрыв
UO	= процесс изготовления труб (без холодного расширения)
UOE	= процесс изготовления труб (с холодным расширением)
YS	= предел текучести (напряжение при 0.5% деформации)
α_{fab}	= производственный фактор согласно DNV OS-F101
ε	= изгибающее усилие
ε_c	= изгибающее усилие, вызывающее местное вспучивание
ν	= соотношение Пуассона ►►

Summary

Design and installation engineers faced many challenges associated with the ultra-deepwater Blue Stream pipeline system. One of these challenges was to provide sound engineering design with a general lack of data to support design assumptions for this size and depth of pipeline. The collapse test program described in this paper contributed to the pipeline design by quantifying numerous uncertain parameters, including the UOE and pipe coating effects on material properties, and the actual large-scale interaction between external pressure and bending. These data have supported the use of a fabrication factor of greater than 0.85 for UOE manufactured linepipe, and have been shown to exceed the general requirements set out for pipeline design in accordance with the DNV OS-F101 submarine pipeline design standard.

Acknowledgments

The authors would like to acknowledge the contributions made to this test program by Ron Tucker, Ping Liu, and their colleagues at the INTEC Engineering Delft office, who initially developed the test program. Professor Stelios Kyriakides is acknowledged for providing his invaluable advice and pipeline mechanical behavior expertise throughout the conduct of the test program. PeterGaz personnel are also recognized for their guidance and foresight throughout the project.

Nomenclature

°C	= degrees Celsius
AC	= axial compression
AR	= as-received (as UOE pipe)
AT	= axial tension
AIT	= axial tension (inside surface)
AIC	= axial compression (inside surface)
Avg	= average
B	= bend test
C	= collapse test
C+P	= collapse + buckle propagation test
CC	= circumferential compression
CIC	= circumferential compression (inside surface)
COC	= circumferential compression (outside surface)
CT	= circumferential tension
CIT	= circumferential tension (inside surface)
COT	= circumferential tension (outside surface)
E	= modulus of elasticity
f_o	= ovality = $(OD_{max} - OD_{min}) / (OD_{nominal})$
GW	= girth weld present
HT	= heat (or thermally) treated
ID	= inside diameter
in	= inches
kN	= kilonewtons
kNm	= kilonewton-metres
Max	= maximum
mm	= millimeters
MPa	= Megapascals
MW	= megawatt
OD	= outside diameter
ovality	= $f_o = (OD_{max} - OD_{min}) / (OD_{nominal})$
P+B	= pressure + bend test
p	= external pressure
p_c	= collapse pressure with external pressure only
p_{el}	= elastic collapse pressure
p_p	= plastic collapse pressure
sec	= seconds
SMYS	= specified minimum yield strength
St Dev	= standard deviation
t	= wall thickness
TS	= tensile strength
UO	= pipe manufacturing process (no cold expansion)
UOE	= pipe manufacturing process (cold expansion)
YS	= yield strength (stress at 0.5% strain)
α_{fab}	= fabrication factor according DNV OS-F101
ε	= bending strain
ε_c	= bending strain causing local buckling
ν	= Poisson's ratio ►►

FRAC SCHOOL

<http://FracSchool.org>

We are pleased to announce our 2006 - 2007 Frac School Program. This state-of-the-art, week-long course on hydraulic fracturing is best known for providing an excellent balance between theory and practical experience. Frac School is recognized as one of the oil & gas industry's premier short courses. The school is taught by Texas A&M University faculty (Dr. John Lee, Dr. Peter Valkó, Dr. Jerry Jensen and Dr. Stuart Scott) and John Ely (Ely & Associates).



Dr. Stuart L. Scott
Associate Professor



Dr. John Lee
Professor



Dr. Jerry Jensen
Associate Professor



Dr. Peter Valko
Associate Professor



John Ely
Ely & Associates, Inc.

Please visit:

FracSchool.org

Some topics covered include:

- The latest in Hydraulic Fracturing Techniques
- Basics of Water Fracturing and Stimulation of Unconventional Reservoirs
- Fundamentals in Rock Mechanics and Fracture Design
- Methods of Identifying Fracturing Candidates
- Predicting After-Frac Well Performance
- Selection of Fracturing Fluids, Proppants, Breakers and Additives
- Quality Control Testing of Fluid Systems

Upcoming School Locations:

US:

- College Station, Texas
- Steamboat, Colorado
- Boulder, Colorado
- Santa Barbara, California

International:

- Banff, Canada
- Dubai, UAE
- Amsterdam, Holland
- Moscow, Russia



[1] **А. Аллейн, А., Д. Арабиан, Р. Такер и Х. Ван дер Хейден.** 1998. Голубой Поток – Подводные газопроводы Россия-Турция по дну Черного моря. Конференция по технологиям морских трубопроводов, март.

[2] **Д. МакКизн, и К. Кашунин.** 1999. Проект Голубой поток, глубоководный трубопровод большого диаметра в Черном море. Конференция по технологиям глубоководных трубопроводов и водоотделяющих колонн, март.

[3] **М. Пулици.** 2002. Глубоководный трубопроводный проект «Голубой поток». Глубоководная технология, октябрь, стр. 43 – 48.

[4] **М. Фрайер, П. Тейт, С. Кириакидес, С. Тиммс, и Д. ДеГир.** 2004. Прогнозирование и повышение сопротивляемости разрушению глубоководных линейных трубопроводов, изготовленных по технологии UOE-DSAW. Материалы Международной трубопроводной конференции, IPC04-0607, Калгари, Канада, октябрь.

[5] **П. Р. Старк и Д. С. МакКизн.** 1995. Исследования в области гидростатического разрушения в рамках обоснования газопровода Оман-Индия. Материалы 27-й ежегодной конференции по морским технологиям, OTC 7705, Хьюстон, май, стр. 105-120.

[6] **А. М. Аль-Шариф и Р. Престон.** 1996. Повышение сопротивляемости разрушению труб, изготовленных по технологии UOE, путем термического старения. Материалы 28-й ежегодной конференции по морским технологиям, OTC 8211, Хьюстон, май, стр. 579-588.

[7] **Д. ДеГир, У. Маревски, Х. Хилленбранд, Б. Вебер и М. Кроуфорд.** 2004. Испытания на разрушение сжимающей нагрузкой термически обработанных трубопроводных труб для сверхглубоководного применения. Материалы 23-й Международной конференции по морской механике и арктическому проектированию, OMAE2004-51569, Канада, июнь.

[8] **У. Маревски, Д. ДеГир, Х. Хилленбранд, Б. Вебер и М. Кроуфорд.** 2004. Изучение испытаний на разрушение сжимающей нагрузкой трубопроводных труб для глубоководного применения, изготовленных по технологии UOE. Материалы Международной конференции по трубопроводным технологиям, Остенде, Бельгия, май.

[9] **Д. ДеГир и Т. Дж. Е. Циммерман.** 1998. Испытания глубоководных трубопроводов. Материалы Конференции по технологии глубоководных трубопроводов, Clarion Technical Conferences and Pipes & Pipelines International, Новый Орлеан, Луизиана, март 9-11.

[10] **Т. Циммерман и Д. ДеГир.** 1999. Испытания образцов сверхглубоководных труб в больших напорных камерах. Журнал World Oil, приложение «Глубоководные технологии», август.

[11] **DNV** 2000. DNV OS-F101, морские трубопроводные системы. Det Norske Veritas, Норвегия, январь. ■

[1] **Alleyne, A., Ahrabian, D., Tucker, R., and van der Heijden, H.** 1998. Blue Stream – The Russia to Turkey Submarine Gas Pipelines Across the Black Sea. Offshore Pipeline Technology Conference, March.

[2] **McKeehan, D. and Kashunin, K.** 1999. The Blue Stream Project, a Large Diameter Deepwater Pipeline Project in the Black Sea. Deepwater Pipeline and Riser Technology Conference, March.

[3] **Pulici, M.** 2002. The Blue Stream Deepwater Pipeline Project. Deepwater Technology, October, pp. 43 – 48.

[4] **Fryer, M., Tait, P., Kyriakides, S., Timms, C., and DeGeer, D.** 2004. The Prediction and Enhancement of UOE-DSAW Collapse Resistance for Deepwater Linepipe. Proceedings of the International Pipeline Conference, IPC04-0607, Calgary, Canada, October.

[5] **Stark, P.R. and McKeehan, D.S.** 1995. Hydrostatic Collapse Research in Support of the Oman India Gas Pipeline. Proceedings of the 27th Annual Offshore Technology Conference, OTC 7705, Houston, May, pp. 105-120.

[6] **Al-Sharif, A.M. and Preston, R.** 1996. Improvement in UOE Pipe Collapse Resistance by Thermal Aging. Proceedings of the 28th Annual Offshore Technology Conference, OTC 8211, Houston, May, pp. 579-588.

[7] **DeGeer, D., Marewski, U., Hillenbrand, H, Weber, B, and Crawford, M.** 2004. Collapse Testing of Thermally Treated Line Pipe for Ultra-Deepwater Applications. Proceedings of the 23rd International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, OMAE2004-51569, Canada, June.

[8] **Marewski, U., DeGeer, D., Hillenbrand, H, Weber, B, and Crawford, M.** 2004. Studies on Collapse Testing of UOE Linepipe for Deep-Water Applications. Proceedings of the International Pipeline Technology Conference, Ostend, Belgium, May.

[9] **DeGeer, D.D. and Zimmerman, T.J.E.** 1998. Testing Deepwater Pipelines. Proceedings of the Deepwater Pipeline Technology Conference, Clarion Technical Conferences and Pipes & Pipelines International, New Orleans, Louisiana, March 9-11.

[10] **Zimmerman, T. and DeGeer, D.** 1999. Large Pressure Chamber Tests Ultra-deepwater Pipe Samples. World Oil Deepwater Supplement, August.

[11] **DNV** 2000. DNV OS-F101, Submarine Pipeline Systems. Det Norske Veritas, Norway, January. ■

THE LLOYD'S REGISTER GROUP



Lives and livelihoods are becoming increasingly dependent on complex assets and systems, and businesses succeed or fail according to their ability to control or manage this complexity. The Lloyd's Register Group stands apart: independent, objective, experienced and uncompromising in its commitment to helping its clients. We have been active for many years in the oil and gas industry, enhancing safety and approving assets and systems. We are recognised as a world leader in the provision of compliance, integrity and specialist consultancy services.

Independent assurance

We can provide you with independent third party technical assurance to give your stakeholders confidence that an asset can be operated safely and effectively. Certified assurance of compliance with rules and guidelines for potentially hazardous infrastructure is frequently mandated by a regulator. In other circumstances, our assurance provides interested parties with confirmation in the adequacy of the solution, and can be used as a trigger for payments or as a basis to allow operation.

Жизнь и средства к существованию становятся все более и более зависимыми от основных активов и систем, от успеха или неудачи в бизнесе согласно способностям контролировать или управлять этими активами. Группа Ллойдс Регистрер соблюдает независимость, объективность, профессионализм и непреклонность при выполнении своих обязательств в работе с клиентами. На протяжении долгих лет мы осуществляли свою деятельность в нефтегазовой отрасли, улучшая условия безопасности и утверждая соответствие активов и систем. Мы признаны мировым лидером в предоставлении услуг на соответствие и управление надежностью, а также консультаций наших специалистов.

Независимая оценка

Мы можем провести независимую техническую оценку третьей стороны для уверенности в том, что основные фонды работают безопасно и эффективно. Обычно любой надзорный орган требует обязательной сертифицированной оценки в соответствии с правилами и указаниями в эксплуатации потенциально опасной инфраструктуры. При других обстоятельствах наша оценка дает возможность заинтересованным сторонам убедиться в адекватности принятого решения и может быть использована в качестве дополнительного условия при рассмотрении порядка оплаты или основания для разрешения на выполнение данной операции.

The Lloyd's Register Group works to enhance safety and approve assets and systems at sea, on land and in the air - because life matters.

Группа Ллойдс Регистрер осуществляет свою деятельность, улучшая условия безопасности и утверждая соответствие активов и систем на море, на суше и в воздухе, как того требуют жизненные условия.

Chris Renwick
Lloyd's Register EMEA
PO box 29677
Dubai, UAE

T +971 (0)4 3973973
F +971 (0)4 3971711
M (UAE) +971(0)50 5508549
M (KZ) +7 3333 98 7121
E chris.renwick@lr.org

**Lloyd's
Register**

LIFE MATTERS