

вания при разработке технических решений обустройства месторождений арктического шельфа РФ потребует экономического анализа.

#### Список литературы

1. Кирик М.С., Пароменко А.М., Чернов А.Н. Моделирование работы и определение конструктивных параметров теплообменника подводной установки подготовки природного газа к транспорту // Изв. вузов. – 2012. – № 5. – С. 82–86.
2. Чернов А.Н., Пароменко А.М. Управление надежностью при проектировании // Газовая промышленность. – 2008. – № 5. – С. 32–33.

#### Innovative solutions for reliability management under offshore gas development in Russia

Chernov A.N., Kirik M.S., Paromenko A.M., Kozlov Yu.I. (OAO Giprospectgaz, RF, St. Petersburg)  
E-mail: lgsg@gsg.spb.ru

Giprospectgaz R&D and project engineering institute has developed a new subsea development concept for gas fields in Russia's Arctic areas. The concept assumes abandonment of offshore platforms for initial gas treatment under field development, focusing on their replacement by subsea gas treatment units and compressor stations. Engineering studies under this concept placed special emphasis on reliability and independence of such subsea systems. This is mainly attributable to major challenges associated with repair work in the harsh Arctic offshore environment: repair and rehabilitation operations commonly appear impossible for 10–11 months a year. In addition, Giprospectgaz is coming with its new subsea equipment design methodologies including redundancy requirements for Arctic offshore development projects.

**Keywords:** concept, field development, Arctic offshore, reliability, risks, management, gas treatment, subsea pipeline, treatment plant.

#### References

1. Kirik M.S., Paromenko A.M., Chernov A.N. Modelirovaniye raboty i opredeleniye konstruktivnykh parametrov teploobmennika podvodnoy ustanovki podgotovki prirodnogo gaza k transportu [Simulation of work and determination of the design parameters of the heat exchanger of the subsea installation of preparation of natural gas for transportation]. *Izvestiya Vuzov*, 2012, no. 5, pp. 82–86.
2. Chernov A.N., Paromenko A.M. Upravleniye nadezhnost'yu pri proektirovani [Reliability management under facility designing]. *Gazovaya Promyshlennost' – Gas Industry*, 2008, no. 5, pp. 32–33.

УДК 622.691.4.052.012

## Анализ дефектов, выявленных при диагностическом сопровождении комплексного ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций

А.М. Ангалев, Д.С. Бутусов, А.П. Завьялов,  
А.И. Мартынов (ОАО «Оргэнепрогаз», РФ, Москва)  
E-mail: Zavyalov2@oeg.gazprom.ru

**В статье представлен анализ дефектов, выявленных при проведении работ по диагностическому сопровождению комплексного ремонта технологических трубопроводов (КРТТ) и подключающих шлейфов компрессорных станций (КС). Показано, что основным фактором, определяющим техническое состояние трубопроводов, является протекание процессов коррозионного растрескивания под напряжением (КРН). Обосновано, что ключевым условием обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию, является контроль их реальной эксплуатационной нагруженности. Это создает предпосылки для создания системы стресс-коррозионной защиты технологических трубопроводов в целях повышения их эксплуатационной надежности.**

**Ключевые слова:** газопровод, дефект, диагностика, компрессорная станция, коррозионное растрескивание под напряжением, ремонт, техническое состояние.

В последнее десятилетие КРН металла труб является одним из факторов, определяющих уровень технического состояния ТТ и подключающих шлейфов КС.

Процесс возникновения и развития дефектов КРН (стресс-коррозии) обусловлен суммарным воздействием на трубопровод факторов внешней среды, напряженного состояния, структуры и свойств металла.

Впервые факт наличия дефектов КРН на трубах ТТ КС был подтвержден в 2004 г. при обследовании подземных трубопроводов подключающих шлейфов КЦ-1 Алмазного ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Чайковский», когда были обнаружены дефекты в виде поля параллельно расположенных стресс-коррозионных трещин.

Анализ результатов диагностических работ, проводимых на ТТ и подключающих шлейфах КС, показывает, что абсолютное большинство дефектов КРН выявляется при проведении работ по диагностическому сопровождению КРТТ.

Технология КРТТ методом переизоляции позволяет обеспечить максимальную доступность тела трубы для инженеров-диагностов, поэтому диагностическое сопровождение КРТТ является уникальным видом диагностических работ, позволяющим выявлять практически 100 % имеющихся на трубопроводе дефектов.

Это обстоятельство обуславливает актуальность проведения анализа результатов диагностического сопровождения КРТТ

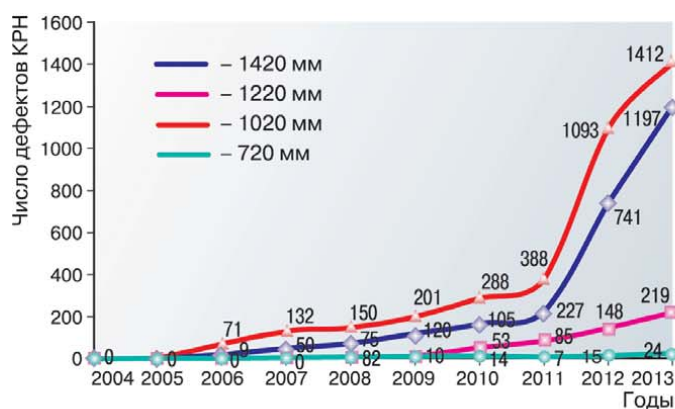


Рис. 1. Число выявленных в 2004–2013 гг. дефектов КРН раздельно по диаметрам труб

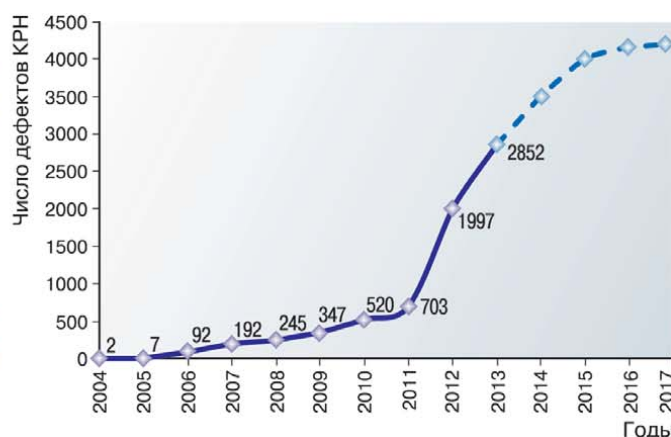


Рис. 2. Прогноз увеличения числа дефектов КРН в 2014–2017 гг.

и подключающих шлейфов КС в целях максимально корректной оценки технического состояния трубопроводов и тенденций ее изменения.

На протяжении 2011–2014 гг. проведение такого анализа позволило выявить ряд устойчивых тенденций, характеризующих техническое состояние обследуемых объектов.

При этом в 2014 г. наблюдается определенная специфика результатов диагностики, связанная с резким (неравномерным) снижением объемов работ по диагностическому сопровождению КРТТ. В предыдущие годы значительная часть статистики накапливалась при выполнении работ на КС ООО «Газпром трансгаз Югорск» и ООО «Газпром трансгаз Чайковский», где трубопроводы характеризовались повышенной дефектностью. В 2014 г. объемы работ по КРТТ на КС указанных предприятий значительно уменьшились.

Связанная с этим узость статистического материала, его несравнимость по абсолютной величине с результатами предыдущих лет затрудняет анализ тенденций изменения технического состояния ТТ и подключающих шлейфов КС в 2014 г., не опровергая, однако, общих тенденций, выявленных в предшествующий период.

В предыдущие несколько лет фиксировалось небольшое увеличение числа выявленных дефектов при диагностическом сопровождении КРТТ до уровня примерно 300 дефектов всех типов/км обследованных трубопроводных коммуникаций. В 2014 г. число выявляемых дефектов несколько снизилось, но, скорее всего, это связано с непропорциональным снижением объемов работ по КРТТ высокодефектных трубопроводов.

Статистический анализ выявленных дефектов за последние годы показывает, что 40–45 % выявляемых дефектов составляют эксплуатационные (прежде всего

коррозия), около 35 % – дефекты монтажа, 10–15 % – технологические дефекты, возникающие на стадии изготовления труб. Доля наиболее опасных дефектов типа КРН увеличилась с 4 % в 2009 г. до 8 % в 2013 г. По статистике 2014 г., КРН выявлено около 6 % от общего числа дефектов. Причиной, по-видимому, является снижение объемов работ по КРТТ высокодефектных трубопроводов: опыт предыдущих лет показывает, что на КС ООО «Газпром трансгаз Югорск» и ООО «Газпром трансгаз Чайковский» доля КРН в общем числе дефектов может достигать 15–17 %, а по отдельным компрессорным цехам – 30 % и более.

Начиная с 2004 г. фиксируется неуклонное увеличение числа выявляемых дефектов КРН, причем для труб всех обследуемых диаметров (рис. 1). По этим данным был также разработан прогноз числа дефектов КРН на несколько последующих лет, который представлен на рис. 2.

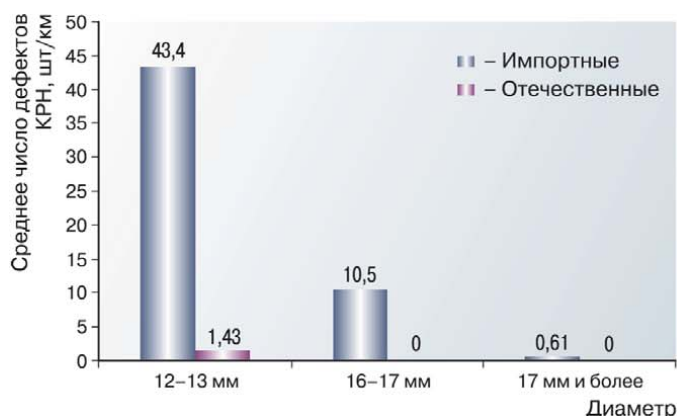


Рис. 3. Зависимость числа дефектов КРН от диаметра трубопровода и марки стали (раздельно по отечественным и импортным трубам)

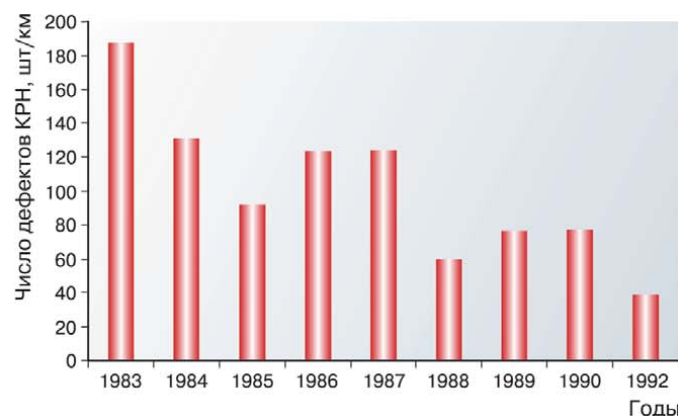


Рис. 4. Среднее число дефектов КРН в зависимости от года ввода в эксплуатацию

На рис. 3 демонстрируется ярко выраженная зависимость интенсивности образования КРН от марки материала и толщины стенки трубопровода, т. е. от уровня кольцевых напряжений.

На рис. 4 демонстрируется зависимость числа дефектов КРН от возраста газопровода. Эта зависимость показывает постепенное накопление поврежденности труб со сроком эксплуатации 15 лет и более. Данная зависимость построена для труб из стали марки Х70 диаметром 1420 мм. Для других типоразмеров труб статистики меньше, но, в принципе, тенденция к увеличению количества дефектов КРН по мере увеличения срока эксплуатации также прослеживается.

Статистический анализ результатов диагностики показывает, что число дефектов КРН может сильно различаться даже для компрессорных цехов, выполненных из однотипных труб, имеющих примерно одинаковый период эксплуатации и эксплуатируемых в схожих условиях.

Наиболее вероятным объяснением этого факта является разный уровень нагруженности трубопроводов, т. е. разный уровень напряженно-деформированного состояния (НДС).

При этом воздействие непроеekтных кинематических нагрузок на трубопроводы, очевидно, имеет двоякий характер:

- более высокий уровень НДС способствует образованию большего числа дефектов КРН;

- одинаковые дефекты представляют разную опасность, в зависимости от реальной нагруженности локальной зоны трубопровода, в которой они расположены.

Значение фактора непроеekтных кинематических нагрузок было хорошо продемонстрировано при расследовании резонансной аварии на КС Ургала. Разрыв произошел на участке газопровода со сложным рельефом местности и совпал по времени с оттаиванием грунта после зимы, т. е. налицо были классические признаки, указывающие на возможное воздействие непроеekтных кинематических нагрузок.

Можно утверждать, что контроль реальной нагруженности трубопроводов является одной из основных мер обеспечения надежности и безопасности их эксплуатации в условиях воздействия КРН.

В заключение можно сделать следующие выводы.

1. КРН продолжает оставаться основным фактором, ограничивающим надежность и безопасность эксплуатации ТТ и подключающих шлейфов КС.

2. Вероятность возникновения и развития дефектов КРН зависит не только от условий эксплуатации и марки стали,

но и от других параметров, в частности от общего уровня НДС трубопроводной обвязки.

3. Воздействие на трубопроводы непроеekтных кинематических нагрузок увеличивает вероятность возникновения КРН, а также реальную опасность локальных дефектов трубопроводов.

4. Контроль воздействия на трубопроводы непроеekтных кинематических нагрузок является важнейшей составляющей обеспечения надежной и безопасной эксплуатации ТТ, подверженных КРН.

## Analysis of flaws identified under diagnostics supporting compressor station piping major overhauls

Angalev A.M., Butusov D.S., Zav'yalov A.P., Martynov A.I. (OAO Orgenergogaz, RF, Moscow)  
E-mail: Zavyalov2@oeg.gazprom.ru

This paper analyses flaws identified under diagnostics supporting major overhauls covering both compressor station piping and compressor station gathering lines. Pipeline technical status was shown to be mainly driven by stress-corrosion cracking intensity. Therefore, operating loads appear critical for safe operations of pipelines under heavy SCC impacts. This conclusion drives better stress-corrosion cracking protection system designs which is expected to benefit compressor station piping operating reliability.

Keywords: flaws, diagnostics, compressor station, piping, gathering lines, stress-corrosion cracking, repairs, integrity.



## Новости отрасли

### **ЗАО «Стройтрансгаз» построит 588 км трубопровода для проекта «Южный коридор»**

ЗАО «Стройтрансгаз» выиграло очередной подряд на выполнение строительно-монтажных работ на объекте «Починки – Анапа», который входит в состав системы газопроводов «Южный коридор». Участок магистрали протяженностью 144 км (834-й – 978-й км) будет проложен по территории Волгоградской обл. Таким образом, после заключения контракта портфель заказов компании в рамках проекта достиг 588 км. Ранее он составлял 444 км. Заказчик работ – ООО «Газпром инвест». Подряд разыгран с помощью открытого запроса предложений. Сумма контракта составляет 8,51 млрд руб. ЗАО «Стройтрансгаз» выполнит комплекс работ по строительству линейной части трубопровода (диаметр 1400), который включает 523 м водных переходов и 21,65 км подъездных автодорог. Также в ходе реализации проекта будет построен узел подключения к газоизмерительной станции «Котельниково». ЗАО «Стройтрансгаз» в настоящее время ведет работы на других участках объекта «Починки – Анапа» (1379-й – 1570-й км и 978-й – 1231-й км), в частности в 2014 г. было проложено более 82,4 км магистрали. Компания также является генеральным подрядчиком строительства КС Казачья и газоизмерительной станции «Сальская».

По информации ЗАО «Стройтрансгаз»

