

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТРУБ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, ВОССТАНОВЛЕННЫХ В ЗАВОДСКИХ УСЛОВИЯХ

USING PIPES DURING OVERHAUL OF MAIN GAS PIPELINES, RESTORED
IN FACTORY CONDITIONS

В статье приводится обоснование возможности применения труб, восстановленных в заводских условиях, на участках I и II категорий магистральных газопроводов.

В настоящее время введен запрет на ремонт труб в трассовых условиях, труб с дефектами КРН, независимо от их глубины и протяженности. При этом трубы с незначительными дефектами КРН составляют около 60%. На них проводятся ремонтные работы в заводских условиях, механические свойства металла доводятся до требований нормативных документов. Однако область применения их ограничена.

Проведены расчеты газопровода с учетом величины расчетных напряжений от действия внутреннего давления перекачиваемого газа, испытательного давления при проведении стресс-теста, температурных напряжений. Трубы изготовлены из стали группы прочности X70.

С точки зрения проектных показателей рабочих режимов транспорта газа, температуры и давления, отход от проектных характеристик маловероятен. Таким образом, снова единственным параметром проявления непроектных напряжений остаются изгибные напряжения. Определена расчетная величина минимального радиуса изгиба трубопровода, которая составила около 780 м (> 500D.) Если обеспечить уровень напряжений трубопровода в рабочем режиме не выше предела пропорциональности, то можно с большой долей вероятности утверждать, что структурные изменения трубной стали не должны происходить в том масштабе, который возможен при работе трубопровода в упруго-пластическом состоянии. Проведенные расчеты напряженно-деформированного состояния линейной части магистральных газопроводов показали, что нет объективных причин для ограничения использования труб категории А3 на участках I и II категории.

The article provides evidences for the possibility of application of pipes, recovered in factory environment, at the sites of I and II categories of major gas pipelines.

Nowadays it is prohibited to repair pipes under track conditions and repair pipes with stress-corrosion cracking defects irregardless of their depth and length. However, pipes with minor stress-corrosion cracking defects make nearly 60% of the total amount of defected pipes. Repair of such pipes is carried out in the factory environment and mechanical properties of the metal are adjusted in accordance with the requirements of normative documents. However, field of application of such pipes is limited.

We carried out calculations of the gas pipeline taking into account values of designed stresses caused by the internal pressure of the pumped gas, testing pressure during performance of stress-test and temperature stresses. Pipes are manufactured from the steel grade X70.

From the point of view of design parameters of operating modes of gas transportation, temperature and pressure, deviation from the designed parameters is hardly probable. So, the only parameter of the off-design stress development is bending stresses. We determined the minimum pipeline bending radius, the value of which amounts to nearly 780 m (> 500D.) In case we provide that the stress level of the pipeline within the operating mode do not exceed the proportionality limit, then it is more likely that structural changes of the pipe steel will not occur in such volume which is possible during pipeline operation in the elastoplastic state. Carried out calculations of stress-strained state of the linear part of major gas pipelines showed that there are no reasonable causes to limit application of A3 category pipes at the sites of I and II categories.

Аскарлов Р.М., Худяков М.А.
ООО «Газпром трансгаз Уфа»,
г. Уфа, Российская Федерация
ФГБОУ ВПО «Уфимский
государственный нефтяной
технический университет»,
г. Уфа, Российская Федерация

R.M. Askarov, M.A. Khudiakov
LLC «Gazprom transgaz Ufa»,
Ufa, the Russian Federation
FSBEI NPE «Ufa State Petroleum
Technological University»,
Ufa, the Russian Federation

Ключевые слова: магистральный газопровод, трубы, напряжения, капитальный ремонт, деформации, циклическое нагружение.

Key words: main gas pipeline, pipelines, stresses, overhaul, deformations, cyclic loads.

Повышение эффективности работы предприятий ОАО «Газпром», сокращение аварий на его объектах в значительной степени зависит от качества металла

труб, условий эксплуатации магистральных газопроводов и качества ремонта [1]. Методы прогнозирования работоспособности в процессе эксплуатации должны базироваться на существующих методах расчета на прочность.

В настоящее время основным методом ремонта линейной части МГ (ЛЧМГ) ОАО «Газпром» является переизоляция, в процессе которой проводится ревизия технического состояния каждой трубы.

В новой редакции [2] введен запрет на ремонт в трассовых условиях труб с дефектами КРН, независимо от их глубины и протяженности. С учетом того, что в настоящее время трубы с незначительными дефектами КРН составляют около 60% (диаметр 1420 мм), а 2/3 из них с глубиной трещин не более 5% толщины стенки [3], появляется возможность направить их, в виде категории АЗ согласно [2], на ремонт восстановлением и нанесением нового изоляционного покрытия в заводских условиях. При этом образцы (темплеты) каждой трубы проходят испытание на соответствие основным прочностным характеристикам: пределу прочности и текучести.

По техническим условиям [4] восстановленные трубы категории АЗ и новые трубы в заводской изоляции имеют одинаковый гарантированный срок эксплуатации – 30 лет, но, согласно [4], для труб категории АЗ существует ограничение. Их рекомендовано использовать на участках III, IV категории, в отличие от новых труб с заводской изоляцией, где ограничений нет. В таблице 1 приводится соотношение труб различных категорий МГ ООО «Газпром Трансгаз Уфа» диаметром 1420 мм, полученных методом случайной выборки.

Таблица 1. Соотношение труб различных категорий магистральных газопроводов

Газопровод	Километр	Общее количество труб, шт	Категория ГП			
			В, I, II		III, IV	
			шт.	%	шт.	%
Уренгой-Новопсков	1925-1942	1493	124	8,3	1369	91,7
	1815,2-1843,6	2560	121	4,7	2439	95,3
	2045,2-2059,3	1225	173	14,1	1052	85,9
	1993-2003	856	28	3,3	828	96,7
	2003-2020	1521	68	4,5	1453	95,5
Челябинск-Петровск	431-457,1	2241	77	3,4	2164	96,6
	508-522	1220	31	2,5	1189	97,5
	522-531	849	127	15	722	85
	414-431	1429	239	16,7	1189	83,3
	431-457,1	2241	77	3,4	2164	96,6
	389-403	1194	153	12,8	1041	87,2
Уренгой-Петровск	1815-1843	2543	215	8,5	2328	91,5
	1925-1942	1424	6	0,4	1418	99,6
	1993,1-2020	2378	293	12,3	2085	87,7
	2020-2033,5	1193	332	28	861	72
	2035-2043,5	698	60	8,6	638	91,4
	1900-1914	1231	231	18,8	1000	82,2
СРТО-Урал	1958-1986	2510	330	13,1	2180	86,9
Итого:		28806	2685	9,9	26120	90,1

Из приведенной таблицы видно, что участки высокой категории [3] составляют около 10% общей протяженности. Поэтому имеет смысл провести анализ обоснованности ограничения применения труб категории АЗ к участкам I и II категорий.

Рассмотрим условия работы газопровода с точки зрения величины расчетных напряжений от действия внутреннего давления, перекачиваемого газа, испытательного давления при проведении стресс-теста, температурных напряжений. Трубы изготовлены из стали группы прочности Х70.

Для данной стали предел пропорциональности $\bar{\sigma}_{\text{пр}}$, характеризующий работу металла в упругой области составляет примерно 70% предела текучести.

Трубопровод как система работает в трехмерном пространстве, испытывая кольцевые, продольные и эквивалентные напряжения.

В проектном режиме, давление 7,5 МПа, кольцевые напряжения по формуле [5] (диаметр 1420 мм, минимальная толщина стенки 16,8 мм) составят:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{7,5 \cdot 1,3864}{2 \cdot 0,0168} = 310 \text{ МПа} \quad (1)$$

Напряжения около 310 МПа, что составляет не более 0,65 предела текучести (480 МПа). Это означает, что в рабочем режиме, который, как правило, ниже проектного, расчетные кольцевые напряжения находятся в области пределов пропорциональности ($< 0,7 \bar{\sigma}_m$).

При этом отметим, что для I и II категории трубопроводов (толщина стенки 18,7 мм) напряжения составят 277 МПа, т.е. на 11% меньше.

Известно, что при испытаниях после строительства и ремонта, кольцевые напряжения доводятся до

величины 0,95 от предела текучести [6], а при проведении стресс-теста до $1,1 \sigma_m$ [7].

Расчет кольцевых напряжений от внутреннего давления, при проведении стресс-теста ($p = 12, 8$ МПа) составляет 528 МПа.

Таким образом, при испытании участка МГ ($1,1 \dots 1,25 P_{раб}$), кольцевые напряжения МГ носят упругий, а при стресс-тесте - упруго-пластический характер. При этом отметим, что они не являются циклическими, а проводятся один раз при пуске газопровода в эксплуатацию или после капитального ремонта.

Согласно [8] минимально допустимые радиусы упругого изгиба не должны быть менее, приведенных в таблице 2.

Таблица 2. Значения минимально допустимых радиусов упругого изгиба трубопровода

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус упругого изгиба ρ , м
1400	1400
1200	1200
1000	1000
800	800
700	700
600	600
500	500

Согласно СНиП [8] минимально допустимые радиусы упругого изгиба при строительстве трубопровода не должны быть менее 1000 Д (диаметров трубы).

Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{пр}^H$, возникающие в прямолинейном или упруго-изогнутом трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления (7,5 МПа), температурного перепада (40 °С) и упругого изгиба, МПа определяются по формуле [5]:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta T \pm \frac{E D_H}{2 \rho}; \quad (2)$$

– продольные напряжения для сжатой зоны сечения

$$\sigma_{пр}^H = 0,3 \cdot 310 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,3864}{2 \cdot 1400} = -111 \text{ МПа}$$

– продольные напряжения для растянутой зоны сечения

$$\sigma_{пр}^H = 0,3 \cdot 310 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,3864}{2 \cdot 1400} = 99 \text{ МПа}$$

Пересчет напряжений по формуле (2) применительно к стресс-тесту показывает:

– продольные напряжения для сжатой зоны сечения минус 45,6 МПа;

– продольные напряжения для растянутой зоны сечения плюс 164,4 мПа.

Суммарные продольные напряжения, рассчитанные по формулам (1-2) показывают, что в проектном режиме и при испытаниях (в том числе методом стресс-теста), при соблюдении требований [5] они не превышают 0,65 предела текучести. Поэтому для продольных, а значит и эквивалентных напряжений, нет условий для возникновения их выше предела пропорциональности.

С точки зрения проектных показателей рабочих режимов транспорта газа, температуры и давления, отход от проектных характеристик маловероятен. Таким образом, снова единственным параметром проявления непроектных напряжений остаются изгибные напряжения, определяемые по формуле (2).

На практике минимально допустимый радиус упругого изгиба подземных и наземных трубопроводов определяют из условий прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле [6]:

$$\rho_{min} = \frac{0,5 E D_H}{\psi_{2,0,9k_H} \frac{m}{R_2^H} - |\mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta T|}. \quad (3)$$

Пересчет по формуле (3) определил расчетную величину минимального радиуса около 780 м (> 500Д), т.е. приблизительно 1/2 от параметров, приведенных в [5], этот показатель 500Д, в качестве пограничного между упругим и упруго-пластичным состоянием приводится в отчетах внутритрубной дефектоскопии ВТД [6]. При этом отметим, что расчеты проведены для трубопровода с толщиной стенки 16,8 мм, которая соответствует III категории, для I, II и категории с толщиной стенки 18,7 мм этот показатель уменьшается до 720 м.

Если обеспечить уровень напряжений трубопровода в рабочем режиме не выше предела пропорциональности, то можно с большой долей вероятности утверждать, что структурные изменения трубной стали не должны происходить в том масштабе, который возможен при работе трубопровода в упруго-пластическом состоянии.

Все существующие методики по оценке циклической стойкости трубной стали, определяемые в лабораторных условиях, проводятся при циклическом нагружении, уровень напряжений которого выше предела упругости, т.е. в пределах упруго-пластической области. На рисунке 1 приведена полная кривая усталости [9].

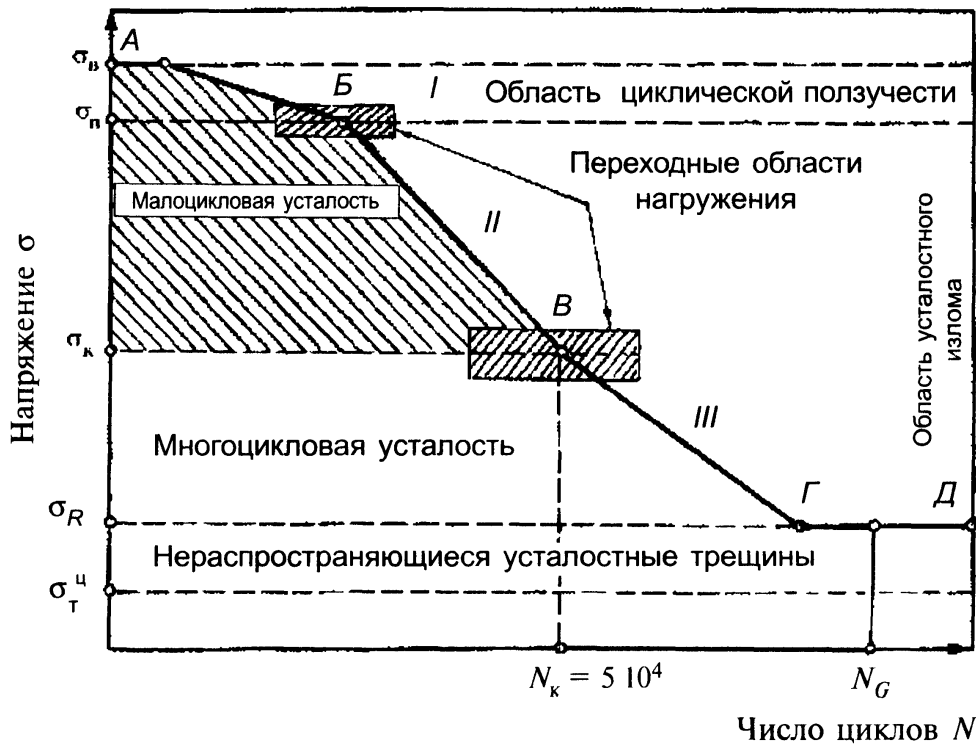


Рисунок 1. Полная кривая усталости

При значениях напряжений ниже предела выносливости (σ_R) значение числа циклов для бездефектного металла может приближаться к бесконечности. В этом случае при испытаниях ограничиваются 10^6 циклов.

Пересчет по формуле (1) с использованием данных таблицы 2 показывает напряжения около 100 МПа, при радиусе 500Д (700 м для диаметра 1420 мм) около 200 МПа.

Таким образом, определен контролируемый показатель, допустимый радиус упругого изгиба не менее 500Д, который должен выдерживаться при прокладке газопровода, чтобы изгибные напряжения трубопровода оставались в допустимых пределах. Для этого, при прокладке траншеи параллельно действующему газопроводу, необходимо контролировать линейно-высотные параметры дна траншеи, например, геодезическими измерениями.

Согласно [3]: базовая организация по ВТД в ОАО «Газпром», НПО «Спецнефтегаз» с высокой точно-

стью измеряет радиусы, в т.ч. упругого изгиба МГ по трассе и проводит первичную оценку их напряженно-деформированного состояния. Таким образом, дублирующим методом выявления этого показателя (700 м для диаметра 1420 мм) является послеремонтная внутритрубная дефектоскопия (ВТД) и, в случае отклонения радиуса в сторону уменьшения, он подлежит корректировке для приведения к расчетному радиусу упругого изгиба, более 700 м (500Д). При последующих пропусках снарядов ВТД появляется возможность отслеживать динамику изменения изгибных напряжений, через контроль радиусов упругого изгиба.

Выводы

Проведенные расчеты напряженно-деформированного состояния линейной части магистральных газопроводов показали, что нет объективных причин для ограничения использования труб категории А3 на участках I и II категории.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Зайнуллин Р.С., Шарафиев Р.Г. Сертификация нефтегазохимического оборудования по параметрам испытаний / Под ред. Е.М. Морозова. М.: ОАО Изд-во «Недра», 1998. 447 с.

2 Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при

ремонте и диагностировании магистральных газопроводов. ОАО «Газпром». М.: 2013. 117 с.

3 Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскарлов Р.М. Концепция безаварийной эксплуатации и капитального ремонта магистральных газопроводов ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2015. № 1 (717). С. 54-57.

4 СТО Газпром 2-2.3-483-2010. Технические требования к трубам, бывшим в эксплуатации, отремонтированным в заводских условиях. 2010. 127 с.

5 СНиП 2.05.06. — 1985*. Магистральные трубопроводы. М.: Госстандарт, 1997. 107 с.

6 Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефте-

проводов/ Быков Л.И. [и др.]. СПб.: Недра, 2011. 748 с.

7 Чучкалов М.В. Разработка технологии стресс-теста газопроводов для их реабилитации после капитального ремонта // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. № 1. С. 18 – 22.

8 СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы. М.: Госстандарт, 1997. 27 с.

9 Особенности разрушения материалов нефтегазопроводов / Гареев А.Г. [и др.]. Уфа: изд-во Гилем, 2006. 155 с.

10 Отчет внутритрубного обследования трубопровода Уренгой-Новопсков, диаметром 1420 мм на участке 1751-1843,6 км. ЗАО «НПО «Спецнефтегаз». М., 2013. 194 с.

REFERENCES

1 Zainullin R.S., Sharafiev R.G. Sertifikatsiya neftegazohimicheskogo oborudovaniya po parametram ispytaniy / Pod red. E.M. Morozova. М.: ОАО Изд-во «Недра», 1998. 447 s. [in Russian].

2 Instruktsiya po ocenke defektov trub i soedinitel'nykh detalei pri remonte i

diagnostirovaniy magistral'nykh gazoprovodov. ОАО «Gazprom». М.: 2013. 117 s. [in Russian].

3 Usmanov R.R., Chuchkalov M.V., Askarov R.M. Konceptsiya bezavariinoy ekspluatatsii i kapital'nogo remonta magistral'nykh gazoprovodov ОАО «Gazprom» // Gazovaya promyshlennost'. 2015. № 1 (717). S. 54-57. [in Russian].

4 STO Gazprom 2-2.3-483-2010. Tehnicheskie trebovaniya k trubam, byvshim v ekspluatatsii, otremonirovannym v zavodskikh usloviyah. 2010. 127 s. [in Russian].

5 SNiP 2.05.06. - 1985*. Magistral'nye truboprovody. М.; Gosstandart, 1997. 107 s. [in Russian].

6 Tipovye raschety pri proektirovaniy, stroitel'stve i remonte gazonefteprovodov/ Bykov L.I. [i dr.]. SPb.: Nedra, 2011. 748 s. [in Russian].

7 Chuchkalov M.V. Razrabotka tehnologii stress-testa gazoprovodov dlya ih rehabilitatsii posle kapital'nogo remonta // Transport i hranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya. 2013. № 1. S. 18 - 22. [in Russian].

8 SNiP III-42-80*. Magistral'nye truboprovody. М.: Gosstandart, 1997. 27 s. [in Russian].

9 Osobennosti razrusheniya materialov neftegazoprovodov / Gareev A.G. [i dr.]. Ufa: izd-vo Gilem, 2006. 155 s. [in Russian].

10 Otchet vnutritrubnogo obsledovaniya truboprovoda Urengoi-Novopskov, diametrom 1420 mm na uchastke 1751-1843,6 km. ЗАО «НПО «Спецнефтегаз». М., 2013. 194 s. [in Russian].

Аскарлов Р. М., д-р техн. наук, ведущий инженер, ООО «ГАЗПРОМ трансгаз Уфа», г. Уфа, Российская Федерация
R.M. Askarov, Doctor of Engineering Sciences, Lead Engineer «Gazprom Transgaz Ufa» Llc, Ufa, the Russian Federation

Худяков М.А., канд. техн. наук, доцент кафедры «Технология нефтяного аппарата-строения» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация
M.A. Khudiakov, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair «Technology of Petroleum Apparatus», FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation
E-mail: hudiakov46@mail.ru