

Актуальные вопросы обеспечения безопасной эксплуатации газопроводов в условиях Севера

Н. А. Калинин^а, В. И. Кравцов^а, А. С. Семенов^б, А. В. Ильин^в,
А. И. Рыбников^г, Л. Б. Гецов^г

^а ОРГЭНЕРГОГАЗ, Москва, Россия

^б Санкт-Петербургский государственный политехнический университет, Санкт-Петербург, Россия

^в ФГУП ЦНИИ КМ “Прометей”, Санкт-Петербург, Россия

^г НПО ЦКТИ, Санкт-Петербург, Россия

Рассматриваются методы и результаты контроля технического состояния газопроводов в условиях крайнего Севера. Проведены расчеты напряженно-деформированного состояния газопроводов при эксплуатации, а также металлографические и прочностные исследования металла после эксплуатации.

Ключевые слова: напряженно-деформированное состояние, металлографические и прочностные исследования.

Введение. Линейная часть и обвязки газопроводов являются одними из наиболее ответственных элементов системы газопередачи. Большое влияние на работоспособность надземных и подземных газопроводов оказывают их напряженное состояние в условиях действия внутреннего давления, тепловых и вибрационных нагрузок, а также качество металла и степень его повреждения при эксплуатации, характеристики трещиностойкости при статическом и циклическом нагружении, коррозионное растрескивание.

Методы и результаты проведенных контрольных проверок технического состояния газопроводов в условиях крайнего Севера. В условиях крайнего Севера температура металла газопроводов изменяется от комнатной до -60°C , что ужесточает режимы эксплуатации. Безопасная эксплуатация газопроводов в значительной мере зависит от качества контроля их повреждений на объектах. Сканирование поверхности труб и сварных соединений технологических участков проводится автоматизированными средствами диагностирования (АСД) согласно требованиям [1, 2] с использованием сканера-дефектоскопа “Автокон-МГТУ”.

В настоящей работе проводилось сканирование 117 км труб и заводских продольных швов, а также 13515 сварных соединений.

Для всех линейных технологических участков проверочный контроль включал:

визуальный и измерительный контроль 100% поверхности труб и выбраковка поверхностных дефектов измерением;

вихретоковый контроль 100% поверхности труб с целью обнаружения поверхностных и подповерхностных дефектов и определения их геометрических размеров, в том числе с помощью АСД;

ультразвуковую толщинометрию тела трубы – не менее восьми контрольных точек на трубу;

ультразвуковой контроль локальных участков по результатам сканера-дефектоскопа и визуально-измерительного контроля;

ультразвуковую дефектоскопию продольных сварных соединений по результатам АСД и визуально-измерительного контроля;

магнитопорошковый контроль для подтверждения результатов вихретокового контроля – как арбитражный.

Диагностика вантовых переходов проводилась с использованием сканера-дефектоскопа Wave Maker G3 (Англия).

В результате проведенных работ установлен объем необходимого выполнения ремонтных работ на трубах и элементах магистральных газопроводов и оценена опасность каждого из выявленных дефектов в соответствии с [3, 4]. Было также обнаружено, что из 7754 опор надземного газопровода из-за отсутствия контакта не работают 9,7%, а 33,3% требуют ремонта креплений или скользящей опорной части.

Расчетное определение напряженно-деформированного состояния газопроводов при эксплуатации. Для магистральных трубопроводов, отработавших большую часть проектного срока эксплуатации, актуальной является проблема оценки текущего технического состояния критических участков трубопровода и прогнозирования остаточного ресурса эксплуатации. При обосновании возможности продления ресурса конструкции трубопровода необходимо детально проанализировать его напряженно-деформированное состояние с учетом изменений геометрии, состояния опорных конструкций, истории изменения термомеханических воздействий и свойств материала с целью корректной оценки и обеспечения его дальнейшей несущей способности и надежности.

В данном исследовании при прогнозировании индивидуального остаточного ресурса конкретного трубопровода определение его напряженно-деформированного состояния и характеристик прочности проводится методами прямого математического моделирования геометрии и процессов деформирования и разрушения исследуемых объектов. С этой целью был осуществлен многовариантный конечноэлементный (КЭ) анализ. Иерархическая последовательность КЭ моделей, используемых в расчетах, показана на рис. 1.

Для корректного решения проблемы обеспечения несущей способности надземного трубопровода необходимо совместное рассмотрение работы системы газопровод–свайное опорное основание–мерзлый грунт. Податливость опор определяли на основе эквивалентных нелинейных жесткостных характеристик, связанных с поступательными степенями свободы и учитывающих эффекты проскальзывания и наличие податливых боковых ограничителей.

Задача определения напряженного состояния участка трубопровода в целом решается с помощью пространственной стержневой КЭ модели (рис. 1). Полученные результаты позволяют определить местоположение наиболее нагруженных элементов, для которых в дальнейшем выполняется уточненный анализ с использованием трехмерных объемных КЭ моделей трубопровода. Для этих элементов также проводится анализ статической и усталостной прочности при наличии потенциально возможных несовершенств в виде

ямочных коррозионных дефектов на внешней поверхности трубопровода и серповидных трещин (случай непровара в зоне сварного шва) на внутренней поверхности (рис. 1–3).

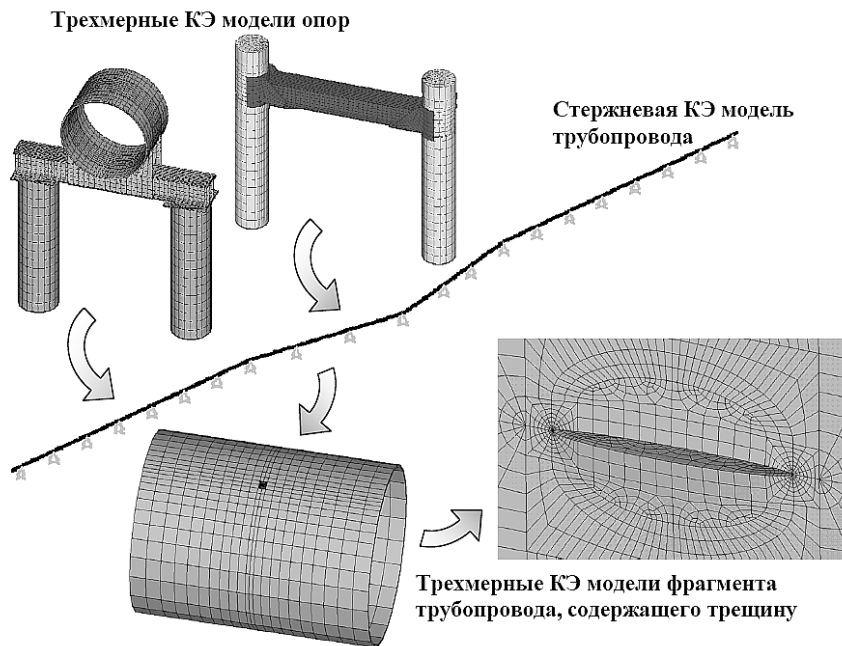


Рис. 1. Иерархическая последовательность КЭ моделей, используемых в расчетах трубопровода на прочность.

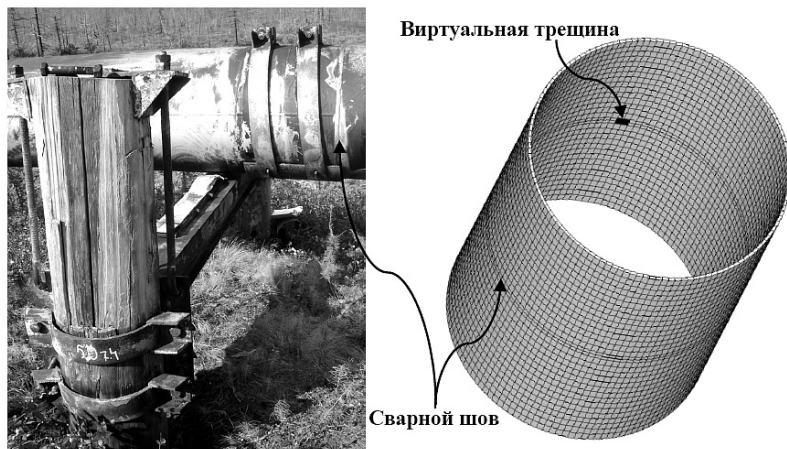


Рис. 2. Сварной шов в непосредственной близости от зоны экстремальных напряжений исследуемого участка трубопровода.

При мотивированном обосновании возможности продления срока эксплуатации конструкции надземного трубопровода особую роль играет учет состояния опор. При их разрушении увеличивается длина пролета между активными опорами, что приводит к появлению значительных изгибных напряжений. Также могут быть нарушены условия исключения резонансных колебаний. Результаты сравнения напряжений в проектной модели с тако-

выми в модели реального текущего состояния при наличии разрушения части опорных конструкций, соответствующие предельному проектному давлению и $T = -60^{\circ}\text{C}$, представлены в табл. 1.

Т а б л и ц а 1

Результаты сравнения экстремальных значений полей напряжений в проектной конфигурации трубопровода с таковыми в текущей

Напряжения, МПа	Проектная модель	Модель текущего состояния	Расхождение, %
$\sigma_x \text{ max}$	209	416	49
$\sigma_x \text{ min}$	8	-174	105
$\sigma_{\theta} \text{ max}$	235	235	0
$\sigma_1 \text{ max}$	235	416	44
$\sigma_i \text{ max}$	223	361	38

Примечание. σ_x – осевое напряжение; σ_{θ} – окружное напряжение; σ_1 – максимальное главное напряжение; σ_i – интенсивность напряжений по Мизесу.

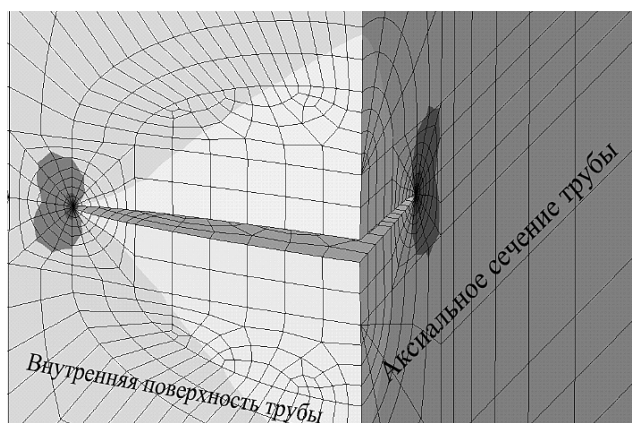


Рис. 3. Распределение поля интенсивности напряжений по Мизесу в окрестности трещины (вид со стороны внутренней поверхности трубы, ось трубы располагается вертикально, показана только левая половина трещины).

Основная причина отказа надземных трубопроводов – возникновение и распространение трещин (статистические данные отказов северных надземных газопроводов [4]: 6% – собственно разрывы трубопровода; 7% – разрывы поперечного сварного шва; 12% – свищи; 75% – трещины). Поэтому при КЭ анализе прочности и долговечности трубопровода необходимо исследования проводить с учетом появления трещин и кинетики их роста в потенциально опасных местах. Следует отметить, что 25% выявленных дефектов являются трещинами в монтажных сварных швах.

На расстоянии 0,5 м от наиболее нагруженной опоры находится сварной шов (рис. 2). С целью оценки прочности была проведена проверка условия нераспространения потенциально возможного дефекта в этом сварном шве в

виде серповидной трещины в плоскости (рис. 2) ортогональной оси трубопровода, появление которой может быть следствием непровара. Правее рассматриваемой опоры, располагается ряд разрушенных опор, что приводит к возникновению дополнительных изгибных напряжений.

Для моделирования поведения серповидной трещины в зоне сварного шва выполнено КЭ решение трехмерной краевой задачи для 1 м фрагмента трубы, содержащего трещину (рис. 2 и 3). Трещина имеет серповидную форму, полученную отображением полуэллипса на окружность. Протяженность трещины в направлении радиуса трубы (меньшая полуось) составляет 1,6 мм (20% толщины стенки), а соотношение ее полуосей – 1:4.

Примеры распределения полей напряжений в окрестности трещины показаны на рис. 3. На рис. 4 приведено изменение коэффициента интенсивности напряжений (КИН) вдоль фронта трещины. Следует отметить преобладание моды раскрытия трещины K_I . Наибольшее значение K_I достигается в середине фронта трещины. Это указывает на то, что наиболее вероятным сценарием будет ее распространение вдоль радиуса трубы, а не вдоль образующей. При рассматриваемых условиях нагружения, соответствующих предельному проектному давлению и пиковым значениям температуры $T = -60$ и 30°C , трещина не будет распространяться, поскольку КИН значительно (в шесть раз) меньше критического K_{Ic} .

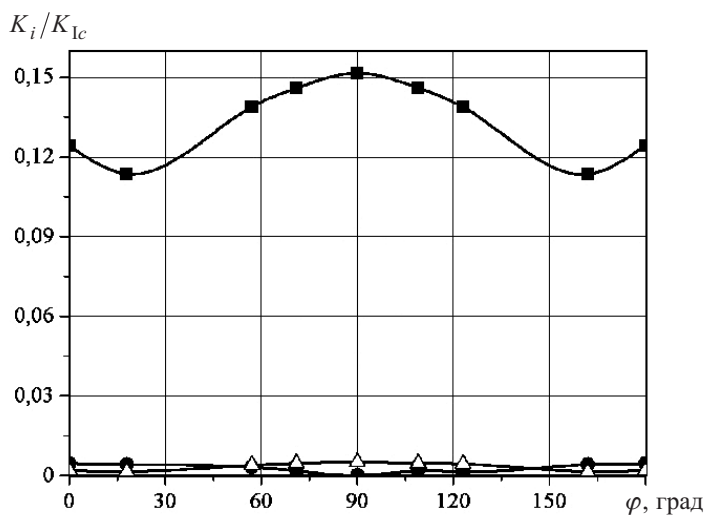


Рис. 4. Изменение КИН вдоль фронта трещины: ■ – K_I ; ● – K_{II} ; △ – K_{III} .

Полученные величины приращений КИН ΔK_I при изменении давления и температуры в пределах экстремальных границ находятся в области ниже пороговых значений ΔK_{th} , поэтому скорость усталостного роста рассматриваемой трещины будет крайне низкой.

Металлографические и прочностные исследования металла после эксплуатации. Объектом исследования служили:

два фрагмента труб (400×400 мм) со сварными швами, отработавшие 220000 ч в условиях надземного газопровода диаметром 720 мм и толщиной 8 мм, изготовленных во Франции;

фрагмент трубы аварийного резерва газопровода диаметром 720 мм и толщиной 12 мм без сварного шва, изготовленной в РФ и Японии;

два фрагмента труб диаметром 1020 мм и толщиной 11 мм, на которых методом ультразвукового контроля (УЗК) после наработки 324000 ч в условиях подземного газопровода Белоусово–Ленинград были обнаружены местные расслоения металла.

В результате металлографического анализа и цветной дефектоскопии в трубах диаметром 720 мм поверхностные дефекты не обнаружены. Микроструктура металла труб имеет строчечную направленность, отвечающую 2-3 баллу шкалы по ГОСТ 5640 на периферии и 4-5 баллу в центре стенки трубы (рис. 5).

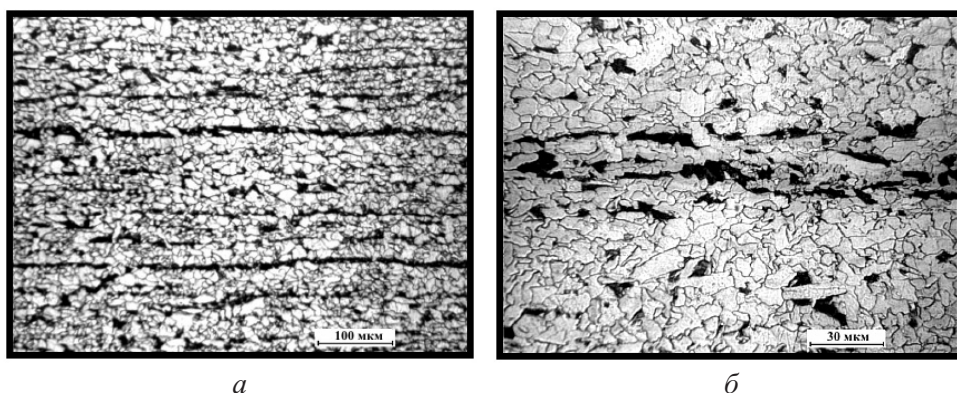


Рис. 5. Строчечная направленность труб: толщиной 8 мм ($\times 500$) – а и 12 мм ($\times 160$) – б.

В фрагментах труб диаметром 1020 мм полосчатость структуры имела ярко выраженный характер. В отдельных местах этих труб наблюдались расслоения на расстоянии 2 мм от наружной поверхности, выходящие на поверхность (рис. 6). Заметим, что на заводе-изготовителе на предмет расслоения проверяют лишь кромки и околосшовные зоны шириной примерно по 300 мм. Результаты проведенных исследований свидетельствуют о том, что обнаруженные при УЗК газопровода расслоения (закаты) не увеличиваются в процессе эксплуатации.

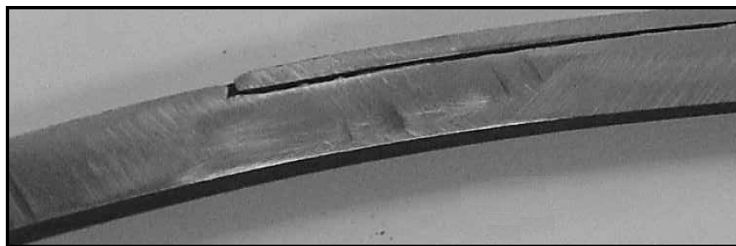


Рис. 6. Вид элементов фрагмента металла с расслоениями из демонтированных труб $\varnothing 1020 \times 11$ мм магистрального газопровода Белоусово–Ленинград.

Установлено, что механические свойства металла труб диаметром 720 и 1020 мм из стали 17Г1С удовлетворяют требования ТУ. В то же время предел прочности для этих труб, определенный на плоских образцах, составляет

392...529 МПа, что ниже требуемого значения 520 МПа. То, что значения предела прочности на некоторых плоских образцах занижены, обусловлено тем, что площадь поперечного сечения в месте разрушения уменьшилась за счет отслоившейся части металла (рис. 6). Значения ударной вязкости определяли при испытании металла труб разных плавок при различной температуре на образцах с острым надрезом и образцах Менаже (табл. 2).

Т а б л и ц а 2

Результаты испытаний на ударную вязкость при -60 , -40 , -20 , 20°C металла труб различных плавок толщиной 8 мм (сталь типа 09ГСБ) и 12 мм (сталь типа 12ГСБ)

Труба	$KCV_{(-60)}$, Дж/см ²	$KCV_{(-40)}$, Дж/см ²	KCV_{-20} , Дж/см ²	KCV_{20} , Дж/см ²	KCU_{-60} , Дж/см ²	KCU_{-40} , Дж/см ²
Основной металл (12 мм)	129	28	–	9,9	–	50
	168	33	–	10,7	–	99
	42	36	–	10,2	–	122
Металл шва (12 мм)	22	–	–	–	–	–
	23	–	–	–	–	–
	20	–	–	–	–	–
Основной металл (8 мм)	155	–	171	–	–	–
	207	–	74	–	–	–
	179	–	350	–	–	–
	138	–	112	–	–	–
	141	–	89	–	–	–
	176	–	115	–	–	–
Металл шва (8 мм)	29	45	–	–	128	–
	28	31	–	–	91	–
	31	–	–	–	164	–

Приведенные в табл. 2 результаты испытаний образцов с острым надрезом при -60°C показывают достаточно высокий уровень ударной вязкости KCV как основного металла, так и металла шва. Повышение температуры до -40°C приводит к увеличению KCV металла шва примерно в 1,5 раза.

Исследования трещиностойкости металла в широком диапазоне температур. Анализ известных экспериментальных данных свидетельствует о том, что показатели пластичности металла трубопроводов, построенных в 70–80 гг., соответствуют современным требованиям: величина относительного удлинения превышает 18...22%. Температура вязкохрупкого перехода $DWTT$, рассматриваемая в современной нормативной документации в качестве характеристики сопротивления основного металла трубы распространению хрупкого разрушения (по величине волокна в изломе), варьируется от 20 до -20°C . Это означает, что при температурах ниже -20°C использование

металла различных производителей не гарантирует отсутствия при эксплуатации протяженных разрушений со скоростью распространения трещины, превышающей скорость декомпрессии газа в трубе. Результаты определения работы удара значительно зависят от температуры. Наилучшие показатели следующие: 55 Дж ($KCV = 68 \text{ Дж/см}^2$) при нулевой температуре; 46 Дж ($KCV = 57,5 \text{ Дж/см}^2$) при -20°C ; 20 Дж ($KCV = 25 \text{ Дж/см}^2$) при -40°C ; наихудшие – 33 Дж при нулевой температуре; 15 Дж при -20°C ; 4 Дж ($KCV = 5 \text{ Дж/см}^2$) при -40°C . Соответствующие данные для трубных сталей при температуре -60°C в литературных источниках отсутствуют.

В настоящей работе при испытаниях на трещиностойкость образцов с надрезом по металлу сварного шва при -60°C зафиксированы нестабильные хрупкие разрушения с кристаллическим видом излома. При испытаниях основного металла зарегистрированы проскоки трещины типа “pop-in”, сопровождающиеся частичным падением нагрузки. Согласно стандарту ASTM E 1820-01 (BS 7448) это должно рассматриваться как критическое состояние. Анализ изломов показывает, что они соответствуют расщеплению металла в плоскости, параллельной поверхности, т.е. типичному для трубных сталей виду разрушения расслоем, связанному с анизотропией свойств труб (по толщине и вдоль). Поэтому в качестве характеристик трещиностойкости были приняты характеристики, определенные по максимуму нагрузки.

Во всех испытаниях, даже для наиболее хрупкого материала (по результатам определения ударной вязкости KCV), разрушения происходили в области полномасштабной текучести, вне области корректного определения силовых параметров трещиностойкости K_{Ic} , K_c . В этом случае трещиностойкость должна определяться деформационной характеристикой – критическим раскрытием вершины трещины δ_{cr} (CTOD) или энергетической – критическим значением J -интеграла (J_c). Отдельные результаты исследования трещиностойкости металла газопровода, изготовленного из стали типа 12ГСБ, приведены на рис. 7.

Результаты испытаний на вязкость разрушения при циклическом трехточечном изгибе прямоугольных образцов с краевой трещиной представлены на рис. 8. Испытания проводили на воздухе при комнатной температуре в соответствии со стандартом ASTM E 647 (коэффициент асимметрии цикла $R \approx 0,1$; частота нагружения 1...20 Гц). Было получено следующее уравнение для математического ожидания участка кривой Париса:

$$\frac{da}{dN} = 3,93 \cdot 10^{-9} (\Delta K)^{3,11}, \quad (1)$$

где da/dN – скорость роста усталостной трещины, мм/цикл; ΔK – размах коэффициента интенсивности напряжений, МПа $\sqrt{\text{м}}$.

Уравнение для верхней огибающей имеет вид

$$\frac{da}{dN} = 7,92 \cdot 10^{-10} (\Delta K)^{3,71}.$$

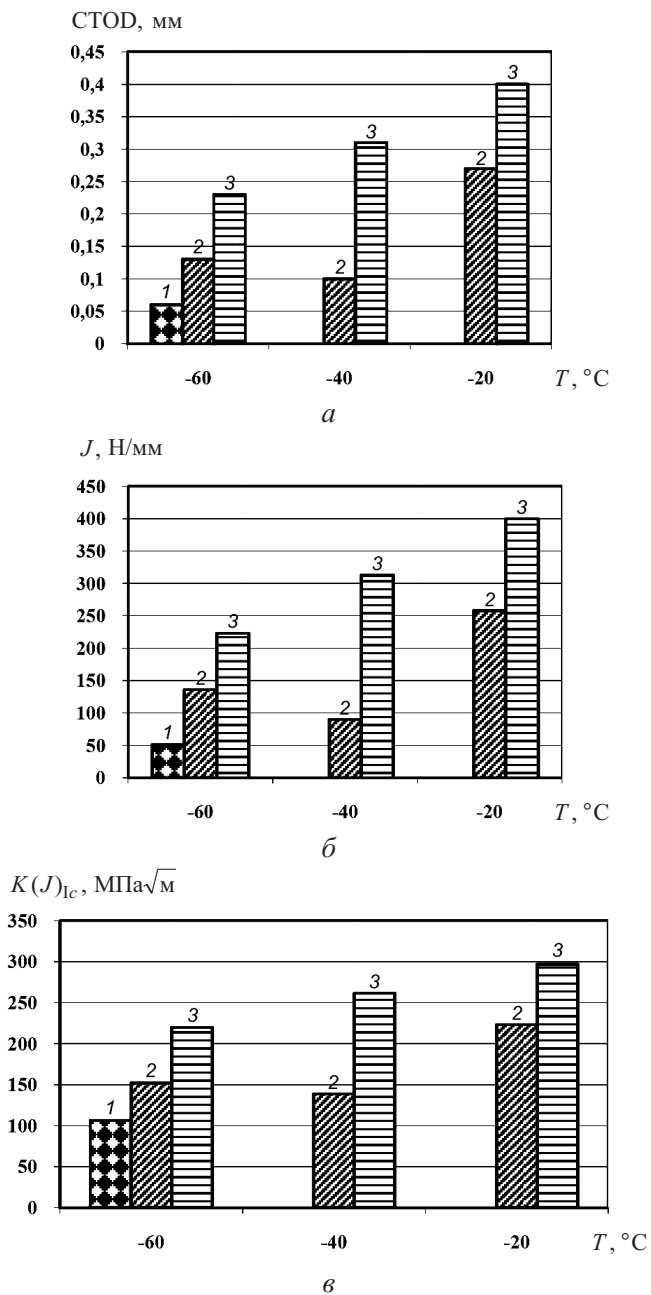


Рис. 7. Температурная зависимость критического раскрытия вершины трещины CTOD – а, J-интеграла – б и $K(J)_{Ic}$ металла труб – в (среднее значение по данным трех испытаний): 1 – шов, хрупкое разрушение, нормальный отрыв; 2 – первый значимый расстой основной металла; 3 – основной металл, максимум нагрузки.

Установлено, что при изменении величины ΔK_I от 20 до 80 МПа $\sqrt{м}$ скорость роста трещины в металле изменяется в интервале $2 \cdot 10^{-5} \dots 3 \cdot 10^{-3}$ мм/цикл. Эти данные практически совпадают с прогнозами по формуле [6] (при размерностях da/dN , мм/цикл, ΔK_I , МПа $\sqrt{м}$)

$$\frac{da}{dN} = 2,6 \cdot 10^{-12} \left(\frac{\Delta K_1}{2,88 - r} \right)^{3,07} \quad \text{при } r \geq 0. \quad (2)$$

На рис. 9 приведены кривые усталости материалов трубопроводов, построенные согласно результатам теоретических и экспериментальных исследований по прогнозированию их циклической прочности [5].

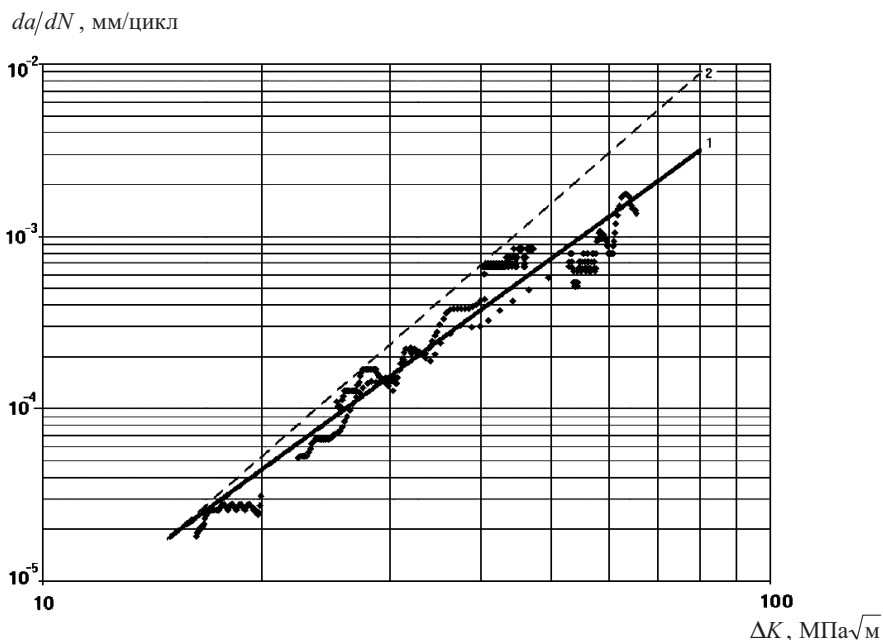


Рис. 8. Сопротивление росту усталостной трещины: 1 – математическое ожидание; 2 – верхняя огибающая.

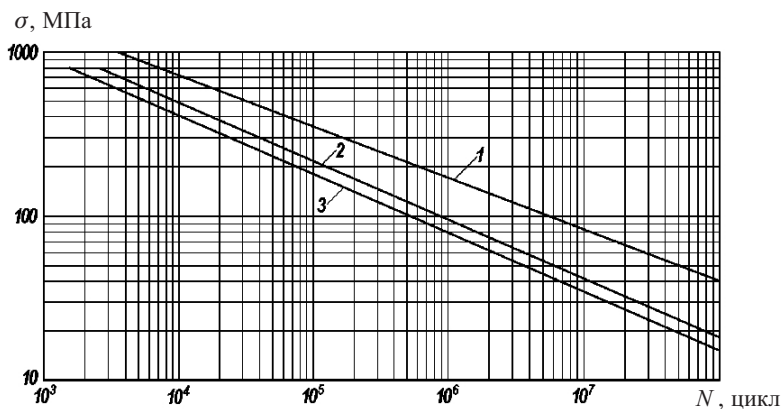


Рис. 9. Допускаемые циклические напряжения: 1 – необработанная (черновая) поверхность проката (тангенциальные напряжения); 2 – продольный заводской шов (тангенциальные напряжения); 3 – монтажный шов (напряжения в продольном направлении).

В настоящее время проводятся исследования температурной зависимости характеристик сопротивления материалов газопроводов коррозионному растрескиванию [6].

Определение размеров критической полудлины трещины, ориентированной вдоль оси трубы. Оценочный расчет критической полудлины сквозной трещины проводится из соображений, что она начинает самопроизвольно распространяться, если коэффициент интенсивности напряжений в ее вершине K_I превышает трещиностойкость материала $K(J)$ (в данном случае сварного соединения).

Расчетный коэффициент интенсивности напряжений в вершине трещины определяется по формуле

$$K_I = K_I^m + K_I^b. \quad (3)$$

Здесь K_I^m , K_I^b – коэффициенты интенсивности мембранных и изгибных напряжений соответственно, МПа $\sqrt{\text{мм}}$, вычисляемые по формулам [7]

$$K_I^m = F_1^m \sigma_m \sqrt{a}, \quad K_I^b = F_1^b \sigma_m \sqrt{a}, \quad (4)$$

где F_1^m , F_1^b – поправочные функции, зависящие от геометрических параметров трубы, размера сквозной трещины и ее ориентации относительно оси трубы; σ_m – мембранные напряжения, МПа; a – полудлина трещины, мм. Полагали, что $\sigma_m = 0,7R_e = 0,7 \cdot 400 = 280$ МПа, где R_e – гарантированный предел текучести трубы, $R_e = 400$ МПа. При расчете использовали трубу с реальной толщиной стенки 8 мм и диаметром $D = 740$ мм. Итерационно определяли максимальную полудлину трещины, при которой расчетное значение коэффициента интенсивности напряжений меньше значения трещиностойкости материала. Установлено, что для трещины длиной 25 мм имеем $K_I^m = 1,15 \cdot 280\sqrt{25} = 1,15 \cdot 280\sqrt{25} = 1610$ МПа $\sqrt{\text{мм}}$, $K_I^b = 0,15 \cdot 280\sqrt{25} = 210$ МПа $\sqrt{\text{мм}}$, где значения поправочных функций определяли по номограммам [5]: $F_1^m = 1,15$; $F_1^b = 0,15$. Таким образом, при трещиностойкости металла сварного соединения (средней по результатам трех испытаний) $K(J) = 106$ МПа $\sqrt{\text{м}}$ получим расчетный коэффициент интенсивности напряжений $K_I = 1610 + 210 = 1820$ МПа $\sqrt{\text{мм}} = 105$ МПа $\sqrt{\text{м}}$.

Резюме

Розглядаються методи і результати контролю технічного стану газопроводів в умовах крайньої Півночі. Проведено розрахунок напружено-деформованого стану газопроводів при експлуатації та металографічні і міцнісні дослідження металу після експлуатації.

1. *Инструкции по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов* (с изменением № 1). – М.: ОАО Газпром; ООО Газнадзор, 2008.
2. *СТО Газпром 2-2.4-083-2006*. Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте про-

- мысловых и магистральных газопроводов. – М.: ООО ВНИИГАЗ; ЗАО ВНИИСТ-Диагностика; ООО ИРЦ Газпром, 2007.
3. *СТО Газпром 2-2.3-184-2007*. Методика по расчету и обоснованию коэффициентов запаса прочности и устойчивости магистральных газопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания. – М.: ООО ВНИИГАЗ; ООО ИРЦ Газпром, 2008.
 4. *Харионовский В. В.* Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. – Л.: Недра, 1990. – 180 с.
 5. *Горынин И. В., Ильин А. В.* Использование механики разрушения для обеспечения надежности арктических крупномасштабных сварных металлоконструкций // Физ.-хим. механика материалов. – 2001. – 37, № 2. – С. 135 – 148.
 6. *СТО Газпром 2-2.3-112-2007*. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. – М.: ООО ВНИИГАЗ; ООО ИРЦ Газпром, 2007.с.
 7. *Справочник по коэффициентам интенсивности напряжений*. В 2 т. Т. 2 / Пер. с англ. под ред. Ю. Мураками. – М.: Мир, 1990. – 1016 с.

Поступила 07. 07. 2010