

## К вопросу технического диагностирования полиэтиленовых газопроводов

### On the issue of technical diagnostics of polyethylene gas pipelines

*А.В. КУЗНЕЦОВ, Г.И. ЗУБАЙЛОВ*

*A.V. KUZNETSOV, G.I. ZUBAILOV*

АО «Гипрониигаз», г. Саратов, Россия

Giproniigaz JSC, Saratov, Russia

kargin.vl64@yandex.ru

В статье приведены сравнительные характеристики полиэтиленовых труб после 50-летнего периода эксплуатации, перечислены факторы, влияющие на физико-механические свойства труб и требующие учета при проведении исследований. Рассмотрены практические возможности оценки технического состояния длительно эксплуатируемых полиэтиленовых газопроводов и подходы к продлению их срока службы.

**Ключевые слова:** трубы из полиэтилена, техническое диагностирование, требования безопасности, критерии оценки технического состояния, надежность сварных соединений, остаточный срок службы

The article presents the comparative characteristics of polyethylene pipes after a 50-year period of operation, lists the factors affecting the physical and mechanical properties of pipes and requiring consideration when conducting research. Practical possibilities of assessing the technical condition of long-term operating polyethylene gas pipelines and approaches to extending their service life are considered.

**Keywords:** polyethylene pipes, technical diagnostics, safety requirements, technical condition assessment criteria, reliability of welded joints, remaining service life

DOI: 10.35164/0554-2901-2021-7-8-39-47

Начало использования для строительства газораспределительных сетей полиэтиленовых труб датируется 1961 годом, когда в Москве по Донской улице был проложен небольшой участок подземного газопровода длиной 32 м. В 1963–1964 гг. в Москве были построены еще два аналогичных подземных газопровода. Далее география использования полиэтиленовых труб стала расширяться: в 1964 г. введен в эксплуатацию газопровод в г. Тамбове, в 1965 г. – в Уфе и Ленинграде (Санкт-Петербурге), в 1966 г. – в Саратовской области (пос. Степное и пос. Индустриальный). В период 1967–1970 гг. построено еще несколько газопроводов диаметром 110–225 мм общей протяженностью более 150 км. Некоторые из этих первых экспериментальных газопроводов постепенно были выведены из эксплуатации, но многие продолжают успешно эксплуатироваться до настоящего времени, т.е. более 50 лет. Соответственно, оценка фактического технического состояния таких газопроводов и определение возможности и допустимого срока их дальнейшей безопасной эксплуатации является на сегодняшний момент актуальной задачей.

Занимаясь техническим диагностированием объектов газоснабжения, АО «Гипрониигаз» в 2020 г. столкнулся с необходимостью выполнить такие работы в отношении одного из первых полиэтиленовых газопроводов, начавших появляться в Саратовской области с конца 1960-х – начала 1970 гг. Небольшой по протяженности газопровод был проложен к пос. Совхозный (в то время – совхоз «Ключевский») Красноармейского р-на Саратовской области. Данный газопровод проходит от ГРП, расположенного на северной окраине г. Красноармейска, до группы жилых домов, образующих пос. Совхозный, с дальнейшим переходом на надземную прокладку. Давление при эксплуатации – до 0,005 МПа. Протяженность подземной части газопровода составила 626,3 м, из них 12,3 м приходилось на стальные вставки. В дальнейшем протяженность была сокращена до 278 м за счет отключения недействующего участка.

Для строительства газопровода использовались трубы общего назначения из линейного полиэтилена высокой плотности (ПВП), изготовленные в 1966 году Тамбовским машиностроительным заводом по межреспубликанским техническим условиям МРТУ 6-05-917-67 «Трубы напорные из полиэтилена высокой плотности».

Номинальный наружный диаметр труб 140 мм (с допуском +2,4 мм), номинальная толщина стенки 8,0 мм (с допуском +1,4 мм).

По принятой в те годы классификации трубы относились к типу «С» (средний), рассчитанному на максимальное давление транспортируемой среды 0,6 МПа. После принятой позже классификации полиэтилена по значению минимальной длительной прочности (MRS) трубы из унимодального ПВП стали классифицироваться как ПЭ 63, а тип «С» стал соответствовать значению SDR 17,6. В то же время, проводить полную аналогию характеристик ПВП марок П4004ТЧК и П4007ТЧК, которые в конце 1960-х годов шли на изготовление напорных труб, с характеристиками более поздних марок класса ПЭ 63 (273-79 по ГОСТ 16338-85, 289-136 и 289-137 по ТУ 6-03-1983-87), было бы не совсем корректно. Трубные марки сырья П4004ТЧК и П4007ТЧК имели несколько большие показатели кратковременной прочности, но меньшую стойкость к растрескиванию.

В те годы выпуск полиэтиленовых труб велся всего на двух отечественных заводах: Тамбовском и Вильнюсском. Трубы изготавливались методом непрерывной шнековой экструзии из основном из отечественных тепло- и светостабилизированных марок сырья на итальянских экструзионных линиях. Показатель текучести расплава полиэтилена трубных марок ПВП, определяемый при температуре 190°C и нагрузке 0,05 кН, находился в пределах 0,40±0,08 г/10 мин (у сырья марки П4007ТЧК этот показатель мог достигать 0,6–0,8 г/10 мин), плотность – 0,95±0,01 г/см<sup>3</sup>, кристалличность – 76±8%, температура плавления – 131±2°C, модуль упругости при растяжении для +20°C – 1·10<sup>3</sup> МПа. Следует отметить, что в то время технологический процесс производства исходного сырья (гранулированных композиций полиэтилена) находился в стадии освоения. Не все заводы, готовящие композиции, справлялись с требованиями по качеству, которые предъявляются к ним в зависимости от вида изделия, что, естественно, сказывалось на качестве выпускаемых труб. На предприятиях-изготовителях труб имело место несоблюдение технологического режима, пересортица гранул разных марок, их засорение посторонними включениями, плохая организация хранения сырья [1]. В отличие от сегодняшнего дня, трубам не хватало стабильности физико-

механических характеристик, что особенно хорошо заметно по показателю относительного удлинения при разрыве, отличающегося в 2–3 раза в пределах даже одного трубного образца (см. табл. 1).

Исследуемый газопровод (во всяком случае, его полиэтиленовая часть) был сварен и уложен в траншею к маю 1967 г., но принят в эксплуатацию много позже – в октябре 1970 г. Глубина заложения труб составляла от 1,0 до 1,2 м до верхней образующей трубы. Укладка осуществлялась на песчаную подушку с присыпкой песком. Полиэтиленовые трубы соединялись между собой контактной сваркой в раструб по технологии, разработанной институтом «Гипроннигаз». Считалось, что раструбные соединения обладают большей прочностью по сравнению со сваркой встык или сваркой с использованием надвижной муфты (рис. 1).



Рис. 1. Сварные соединения, используемые на первых полиэтиленовых газопроводах: с отформованным раструбом (а) и с литевой надвижной муфтой (б) (фото из архива АО «Гипроннигаз»).

На одном конце труб в базовых условиях формовался цилиндрический раструб, в который для предотвращения усадочных деформаций вставлялся распор из отрезка трубы. Далее, уже в трассовых условиях, концы свариваемых труб закреплялись в зажимах рычажного сварочного устройства и оплавливались профилированным нагревательным инструментом, предварительно нагретым до температуры 320–330°C. При этом гладкий конец трубы оплавливали на 20–25 с дольше по сравнению с раструбным концом. В результате валик расплавленного полиэтилена (сварочный грат) при стыковании труб образовывался по большей части с наружной поверхности раструбного соединения.

Чрезмерно высокая, с позиций современных технологий сварки, температура нагревательного инструмента, приводила к перегреву и температурной деформации краев раструбов (рис. 2) и, скорее всего, к деструкции контактировавшего с нагревателем слоя полиэтилена. Несмотря на это, кратковременная прочность сварных соединений полностью обеспечивалась. Сохранившиеся протоколы механических испытаний свидетельствуют, что в процессе строительства газопровода были отобраны три контрольных сварных соединения, из которых были вырезаны образцы-лопатки с увеличенной базой, испытанные на осевое растяжение (всего 18 образцов-лопаток). Все образцы разрушились по материалу трубы в околораструбной зоне при напряжении от 21,7 до 27,0 МПа.

К сожалению, на тему определения остаточного ресурса эксплуатируемых полиэтиленовых трубопроводов доступно лишь небольшое количество публикаций [2–6], что говорит о малом объеме исследований по данному вопросу. Тем не менее, отдельные результаты исследований, проведенных на трубах из полиэтилена первого поколения после 32 и более лет эксплуатации, показали, что в отсутствие дефектов от сосредоточенных нагрузок они могут оставаться пригодными для использования гораздо дольше ожидаемых 50 лет [6]. Целью настоящей работы являлось исследование состояния полиэтиленовых труб из первых отечественных марок сырья и их сварных соединений после 50-летнего периода эксплуатации и выполнение прогнозирования остаточного ресурса на основе полученных экспериментальных данных.



Рис. 2. Образец раструбного сварного соединения, вырезанного из газопровода к пос. «Совхозный» и подготовленного к проведению гидравлических испытаний.

В целях выполнения работ по определению фактических прочностных характеристик полиэтиленовых труб из газопровода был вырезан фрагмент длиной 3,1 м, состоящий из двух участков труб с расположенным между ними сварным раструбным соединением. По результатам визуально-измерительного контроля поверхность труб была гладкой, матово-черной, шероховатой, с отдельными редкими забоинами глубиной до 1,0 мм, возникшими, скорее всего, в процессе извлечения труб из земли. Каких-либо трещиноподобных поверхностных дефектов или повреждений, способных вызвать разгерметизацию газопровода или привести к снижению его ресурса, не обнаружено. Толщина стенки исследуемых труб составила 8,3–9,1 мм, средний наружный диаметр – 141,0 мм, что находится в пределах, установленных МРТУ 6-05-917-67.

Исходя из анализа представленной эксплуатационной документации, за все время эксплуатации газопровода аварий и инцидентов не зафиксировано. Оценка фактического технического состояния, выполненная по методике [7], основанной на расчёте величины риска отказов, показала соответствие технического состояния газопровода категории «работоспособное».

Одновременно с этим оценка фактического технического состояния велась по следующим критериям:

- овализации (эллипсности) труб;
- характеру разрушения образцов труб при осевом растяжении;
- качеству сварного раструбного соединения;
- ремонтпригодности труб.

Каждый из этих критериев предусматривал исследование характеристик труб и оценку их влияния на возможность дальнейшей эксплуатации.

Контроль овализации ( $\epsilon$ ) поперечного сечения труб газопровода (укорочения наружного диаметра), определяемой как разница между максимальным ( $D_e^{\max}$ ) и минимальным ( $D_e^{\min}$ ) диаметрами одного поперечного сечения, выполнялся по формуле:

$$\epsilon = 2 \cdot \frac{(D_e^{\max} - D_e^{\min})}{(D_e^{\max} + D_e^{\min})} \cdot 100\% \leq [\epsilon], \quad (1)$$

где  $[\epsilon]$  – предельно допустимая величина овализации, %, принимаемая для полиэтилена равной 5,0% [8].

Овализация исследованных образцов не превышала 1,0%, что свидетельствовало об отсутствии недопустимого сплющивания от воздействия земляной массы и других внешних сил. Сохранение кольцевой формы поперечного сечения труб при продолжении эксплуатации сомнений не вызвала.

Характер разрушения образцов труб определялся по результатам механических испытаний, проводимых по [9, 10] на образцах-лопатках. Результаты испытаний сравнивались с результатами аналогичных испытаний образцов-лопаток из двух труб, выполненных в 1970 г. перед приемкой газопровода в эксплуатацию (табл. 1). Для корректности сравнения образцы изготавливались методом выдавливания при помощи пуансона, аналогично технологии, принятой на рубеже 1960–1970 гг.

Как видно из приведенных в таблице 1 данных, тенденции перехода от пластического характера разрушения к хрупкому, присущей, как это принято считать, линейному гомополимеру класса ПЭ 63 при длительной эксплуатации, не наблюдается. Все образцы имели выраженный пластический характер разрушения, при котором до разрыва образцов имела место деформация текучести с образованием шейки, видимая без увеличительных приборов. В зонах разрыва образцов-лопаток не отмечено участков, которые претерпели бы хрупкое разрушение, свидетельствующее о деструкции молекулярных цепей полимера.

Можно также констатировать, что за прошедшие 50 лет заметных изменений характеристик материала труб по показателям предела текучести  $\sigma_T$  и относительного удлинения  $\epsilon_R$  не произошло – материал показал хорошую стабильность свойств. Отмечено даже несколько лучшее (на 11,5%) усредненное значение относительного удлинения при разрыве, характеризующего эластичность полиэтиленовых труб. Коэффициент вариации показателей относительного удлинения, полученный в 1970 и 2020 гг., составляет, соответственно, 37,63% и 31,39%. Т.е. совокупность результатов испытаний 2020 г. является более однородной по сравнению с результатами испытаний 1970 г., имеющими несколько большую изменчивость.

Таблица 1. Результаты механических испытаний образцов п.э. труб 140 мм ПВП тип «С» по МРТУ 6-05-917-67.

№ обр.	Предел текучести, МПа*		Предел текучести, МПа**		Относ. удлинение, %*		Относ. удлинение, %**	
	Дата испытаний: октябрь 1970		Дата испытаний: август 2020		Дата испытаний: октябрь 1970		Дата испытаний: август 2020	
	Образца	Средний	Образца	Средний	Образца	Средний	Образца	Средний
Труба № 1								
1	23,50	23,90	23,28	23,18	374	460	448	387
2	22,80		22,25		484		512	
3	23,00		23,41		727		404	
4	24,20		23,80		410		150	
5	24,60		23,13		434		564	
6	24,00		23,79		607		160	
7	23,70		23,00		384		520	
8	24,00		22,86		400		340	
9	24,40		23,80		507		220	
10	24,60		22,46		276		550	
Труба № 2								
1	24,30	24,40	22,71	23,25	300	294	420	463
2	24,60		23,51		324		468	
3	24,40		23,13		167		470	
4	24,50		23,39		320		486	
5	24,30		23,59		486		430	
6	24,40		23,40		210		634	
7	24,50		24,08		414		600	
8	24,30		21,94		280		372	
9	24,70		22,78		284		364	
10	24,30		23,97		153		384	
Примечание. * Температура воздуха при испытаниях 22°С, скорость деформирования образцов – 50 мм/мин. ** Температура воздуха при испытаниях 25°С, скорость деформирования образцов – 50 мм/мин.								



Рис. 3. Характер разрушения образцов-лопаток после проведения механических испытаний на осевое растяжение.

Предел текучести материала испытанных труб ( $\sigma_{\text{пр}}$ ) если и изменился, то весьма условно: с 24,15 МПа (усредненное значение по всем показателям) до 23,22 МПа, т.е. снизился на 3,85%. Это также свидетельствует в пользу отсутствия заметных усталостных явлений.



Рис. 4. Характер разрушения раструбного соединения под действием внутреннего давления.

Зафиксированные изменения, возможно, могут быть связаны с незначительным воздействием на материал труб в процессе эксплуатации газового конденсата, при котором происходит некоторое снижение предела текучести и улучшение эластичности.

То, что эластические свойства труб сохранились на достаточно высоком уровне, а кратковременная прочность не изменилась, показывает, что в отсутствие воздействия повышенных температур и солнечного света, а также умеренного контакта с кислородом почвенного воздуха, процесс физического старения полиэтилена, обусловленный изменением его молекулярной структуры, протекает с очень небольшими скоростями и не сопровождается резким ухудшением механических свойств. Дополнительным фактором, послужившим причиной незаметных темпов накопления необратимых изменений в полиэтилене, являлась весьма небольшая величина кольцевых напряжений в стенках труб от воздействия внутреннего давления (не более 0,04 МПа), при котором эксплуатируется данный газопровод. Вклад этого напряжения, являющегося ускорителем деградиационных процессов, в сочетании эксплуатационных нагрузок был достаточно условным.

Качество сварного раструбного соединения оценивалось по результатам визуального контроля и разрушающих испытаний внутренним давлением. По визуальной оценке в околораструбной зоне и на самом раструбе кольцевые трещины отсутствуют. Наружный сварочный грат неравномерный, на 2/3 периметра овальной формы, двойной, шириной валика до 5,0 мм, по кромке бугристый, с изменением цвета от черного матового до глянцево-сажевого и заметными на поверхности порами умеренной концентрации. На оставшейся части сварного соединения грат чешуйчатый, местами слабо выраженный.

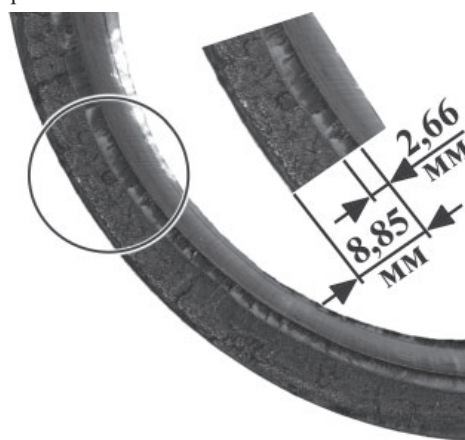


Рис. 5. Размеры кольцевой трещины в подгратовой зоне сварного шва.

Сварное соединение было испытано на стойкость к постоянному внутреннему давлению при +20°C, создающему напряжение в стенке трубы  $\sigma_k = 6,3$  МПа, в течение контрольных 100 часов (испытания были прекращены через 105 ч), которые не выявили разгерметизации соединения. Затем это же раструбное соединение подверглось испытанию на прочность разрушающим внутренним давлением. Нарастания давления происходило постепенно, в течение около 7 минут. Разрушение произошло при достижении величины внутреннего давления 2,62 МПа. Зафиксирован хрупкий характер разрушения материала трубы в виде опоясывающего разлома, проходящего строго по границе перехода конической части раструба к цилиндрической, рис. 4. При этом разрушение шло со стороны внутренней поверхности, где обнаружена кольцевая трещина глубиной ( $s_{\text{тр}}$ ) до 2,66 мм, совпадающая с подгратовой зоной сварного шва, которая являлась концентратором напряжений, рис. 5.

Наружный диаметр раструба в зоне разлома  $d_e = 147,5$  мм. Кольцевые напряжения в стенке раструбной зоны труб ( $\sigma_{k^{\text{св.ш.}}}$ ) составили 20,52 МПа, кольцевые напряжения в вершине обнаруженной трещины ( $\sigma_{k^{\text{деф.}}}$ ) – 29,8 МПа, продольные напряжения в вершине трещины ( $\sigma_{\text{пр}^{\text{деф.}}}$ ) – 12,81 МПа. Трещина затронула около 30%



толщины стенки труб. Коэффициент прочности сварного шва ( $K_{сш}$ ) составил 0,55 (снижение прочностных свойств можно оценить в 0,9% в год), средняя скорость распространения трещины – 0,053 мм/год. Для оценки относительной прочности сварного шва с учетом обнаруженного дефекта использовалась формула:

$$K_{сш} = \frac{\sigma_{пр}^{деф.}}{\sigma_{пр}} \cdot 100\% = \frac{12,81}{23,22} \cdot 100\% = 55,2\%.$$

где:  $\sigma_{пр}^{деф.}$  – продольное разрушающее напряжение сварного шва, МПа;  $\sigma_{пр}$  – предел текучести материала труб при осевом растяжении, МПа.

Средняя скорость распространения трещины  $w_{ср}$  определялась по формуле:

$$w_{ср} = \frac{c_{тр}}{t_{эксп}} = 0,053 \text{ мм/год.}$$

Следует отметить, что хрупкий характер разрушения сварного соединения был заранее прогнозируемым. Такие разрушения, происходящие, как правило, в зоне термического влияния по границе сварного шва, отмечались еще на первых полиэтиленовых газопроводах после нескольких лет эксплуатации и даже во время пневматических испытаний при сдаче в эксплуатацию. Было установлено [11], что в местах сопряжения сварочного грата с материалом трубы имеются микродефекты в виде трещин (единичных или всеорообразных), в основном со стороны внутренней поверхности, где преобладает крупнокристаллическая структура полимера. Прорастание и развитие микротрещин в этих дефектных зонах является причиной хрупкого разрушения под действием напряжений длительного действия. Испытания образцов в условиях ускоренного старения подтвердили наличие наиболее опасных зон со стороны внутренней части сварных раструбных соединений, рис. 6.

В итоге раструбные сварные соединения являются наиболее слабым местом в газопроводе. Их длительная прочность может быть в два и более раз ниже длительной прочности самих труб.

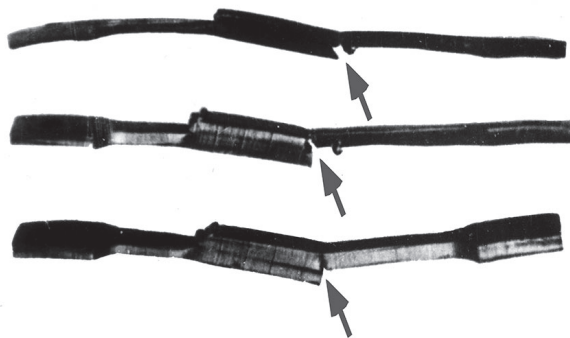


Рис. 6. Хрупкое разрушение образцов сварных соединений в силу растрескивания по переходной зоне (фото из архива АО «Гипронингаз»).

Выводы по ремонтпригодности труб делались путем оценки возможности сварки поступивших на исследования труб с новыми трубами из полиэтилена класса ПЭ 100. Контрольная сварка трубных образцов проводилась встык при температуре окружающего воздуха +25°C и не вызвала никаких сложностей. Температура нагревателя составляла 220°C, время нагрева: 80–85 с, как это рекомендовано СП 42-103-2003 [8] и ранее действовавшим СП 42-101-96 [12].

По визуальной оценке сварной шов удовлетворял современным требованиям. Сварочный грат двойной, равномерный, не измененного матового цвета, соответствующего цвету труб. Размерные характеристики грата (высота  $2,7 \pm 0,3$  мм, ширина  $8,6 \pm 0,5$  мм) соответствуют критериям хорошего качества, изложенным в [8]. По верхней кромке грата трубы ПЭ 63 имеются многочисленные поперечные каверны овальной формы, что свидетельствует о термодеструкции контактировавшего с нагревателем слоя полиэтилена с интенсивным выделением газообразных составляющих. В то же время, отсутствие каверн на участке грата вблизи линии раздела указывает на то, что в результате перемещения макрообъемов в зоне сопрягаемых поверхностей образовавшаяся пористая прослойка деструктированного материала была вытеснена на периферию.

Качество сварных стыковых соединений труб оценивалось путем определения стойкости образцов-лопаток к осевому растяже-

нию в соответствии с [13] и испытаниями на стойкость к постоянному внутреннему давлению. Испытания на осевое растяжение проводились до разрушения образцов: пластичный характер – результат удовлетворительный, хрупкий – неудовлетворительный. Все образцы имели пластичный характер разрушения после достижения предела текучести и формирования шейки с одной из сторон. Результаты испытаний на стойкость к постоянному внутреннему давлению при +20, +40 и +80°C также продемонстрировали хорошие прочностные показатели сварных соединений (всего испытывалось 10 стыков) – произошло разрушение тела труб вне зоны расположения сварных соединений.

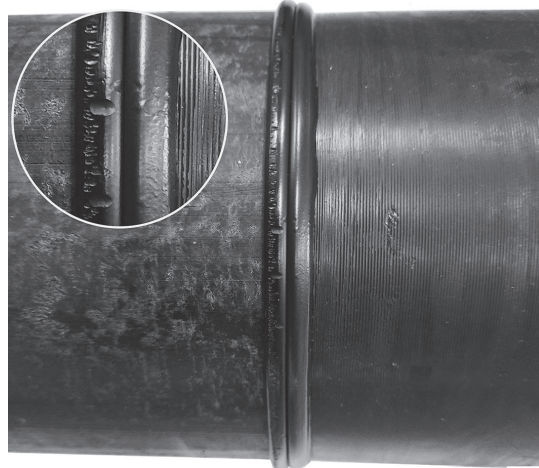


Рис. 7. Валики грата сварного шва, полученного путем сварки труб из ПВП (слева) и ПЭ 100 (справа).

До начала сварочных работ проверялись термоокислительная стабильность материала труб после 50-летней эксплуатации и показатель текучести расплава (ПТР). Образцы для оценки термостабильности отбирались из центра стенки труб, а также с их внутренней и наружной сторон. Результаты приведены в таблице 2.

Низкие показатели термостабильности свидетельствуют о произошедших, скорее всего на стадии экструзии труб, деструкционных изменениях свойств исходного сырья. При этом результаты со срезов, снятых с поверхностных слоев, мало отличались от промежуточного слоя – и там и там индукционный период в условиях ускоренного окисления составлял около одной минуты. Отсутствие значимых отличий в полученных показателях термостабильности показывает, что эксплуатация не привела к дальнейшему ухудшению этой характеристики. Как видно из результатов исследования, ресурс антиоксидантов ни во внешнем слое полиэтилена, непосредственно контактирующим с кислородом почвенного воздуха, ни во внутренних слоях, где возможно вымывание антиоксиданта потоком газа, полностью не исчерпан, и процесс выраженного термоокислительного старения материала не имеет явного проявления. Таким образом, нет видимых оснований ожидать лавинообразного изменения прочностных характеристик труб и их разрушения по причине разрыва химических связей.

Показатель текучести расплава (ПТР) материала труб определялся при нагрузке 50 Н и температуре расплава 190°C (табл. 3). Определение ПТР проводилось на предварительно просушенных образцах (60°C в течение 24 часов), и образцах без просушивания. Масса образцов после сушки изменилась очень незначительно – не более чем на 0,08% в сторону уменьшения, скорее всего, в результате удаления компонентов природного газа, диффундировавших в полиэтилен в процессе эксплуатации.

Полученные показатели ПТР дают возможность предположить, что для изготовления труб использовалась марка светостабилизированного канальной сажки сырья П4007ТЧК, последние три цифры в шифре которого обозначали десятикратное усредненное значение индекса расплава (0,70 г/10 мин).

В целом результаты испытаний, приведенные выше, подтвердили соответствие технического состояния газопровода категории «работоспособное». Дефектов труб, влияющих на работоспособность газопровода и создающих предпосылки к возникновению аварийных ситуаций, обнаружено не было. Исключение составляют сварные раструбные соединения, наличие кольцевых трещин

Таблица 2. Результаты оценки термостабильности образцов труб 140 мм ПВП тип «С» по МРТУ 6-05-917-67.

№ обр.	Термостабильность, мин. (трубный обр. №1)			Термостабильность, мин. (трубный обр. №2)		
	Внутренняя поверхность	Средний слой	Наружная поверхность	Внутренняя поверхность	Средний слой	Наружная поверхность
1	0,97	0,98	1,42	1,13	1,42	1,02
2	0,94	1,18	1,15	1,37	0,95	1,35
3	0,92	0,92	0,88	1,52	1,08	0,83
Сред.	0,94	1,08	1,28	1,34	1,15	1,07

в которых снижает их работоспособность за счет ослабления рабочего сечения, создает концентрацию напряжений в околошовной зоне и объемность напряженного состояния. В связи с этим следует считаться с вероятностью непредсказуемого разрушения сварных раструбных соединений газопровода.

Таблица 3. Показатель текучести расплава материала труб 140 мм ПВП тип «С» по МРТУ 6-05-917-67.

Номер образца	Режим подготовки образцов	
	Кондиционирование без предварительной просушки	Кондиционирование с предварительным просушиванием
1	0,698 г / 10 мин	0,789 г / 10 мин
2	0,674 г / 10 мин	0,772 г / 10 мин
Сред.	0,686 г / 10 мин	0,781 г / 10 мин

Наибольшая сложность процесса технического диагностирования была связана с количественной оценкой остаточного ресурса (срока службы) полиэтиленового газопровода. В современной нормативно-правовой базе отсутствует единая методика, позволяющая на основании объективных данных строить прогноз о сроке безопасной эксплуатации. Такую методику еще только предстоит создать. На текущий момент диагностирование полиэтиленовых труб, включая прогнозирование технического состояния, вынужденно приходится проводить по индивидуальным программам, соотносясь с имеющимися теоретическими и практическими наработками в данной области и взглядами специалистов на пути решения этой задачи.

Расчет остаточного ресурса допустимо выполнять как по одному, так и по нескольким критериям. Методики оценки должны учитывать специфические свойства полимерных трубопроводов: при длительном воздействии нагрузок они разрушаются при напряжениях, величина которых значительно меньше, чем при быстром воздействии тех же нагрузок. Кратковременное разрушающее давление, возрастающее с постоянной скоростью, не может использоваться в качестве основного критерия для определения эксплуатационных параметров. Предел текучести материала труб, определяемый при статическом растяжении образцов, также малоинформативен и не является показателем, на основании которого можно делать какие-либо расчеты. Данные по длительной прочности полиэтилена как однозначной связи времени до разрушения с кольцевым напряжением при установившейся температуре могут быть получены только в режиме постоянно действующей нагрузки, какой является внутреннее гидростатическое давление.

Оценивая возможность современных средств и методов, можно констатировать, что только метод определения длительной гидростатической прочности трубных образцов, положенный в основу классификации трубных марок полиэтилена и идентификации изготовленных из них труб, позволяет получить наиболее достоверный результат о текущем состоянии материала труб и построить более или менее долгосрочный прогноз на будущее. При этом нет необходимости подвергать трубные образцы выдержке в несколько тысяч часов, как это предписывается стандартом [14] для установления принадлежности трубных марок полиэтилена к определенному классу (ПЭ 63, ПЭ 80 или ПЭ 100). Необходимый результат можно получить, проводя относительно кратковременные испытания труб на стойкость к постоянному внутреннему давлению.

Считается, что реакция трубы на приложенное внутреннее гидростатическое давление стабилизируется через 100 часов, и дальнейшее изменение прочностных свойств в пределах сохранения материалом своих пластических свойств идет по определенной экспоненциальной зависимости, которая в логарифмических координатах кольцевого напряжения и времени имеет вид прямой

линии (рис. 8). Уравнение длительной прочности пластической ветви с учетом температурного фактора воздействия записывается как [14]:

$$\log(t) = A + B/T - C \cdot \log(\sigma), \quad (2)$$

где:

A, B, C – расчетные коэффициенты уравнения, определяющие прочность материала; T – температура испытаний, °K;  $\sigma$  – напряжение в стенке трубы, МПа; t – время эксплуатации, ч.

Конечное обобщенное уравнение длительной прочности, используемое для наиболее близких к трубам из линейного ПВП маркам полиэтилена класса ПЭ 63, имеет вид:

$$\log(t) = -41,417 + 22008,572/T - 35,099 \cdot \log(\sigma). \quad (3)$$

Данное уравнение позволяет рассчитать минимально допустимое напряжение в стенке трубы, которое соответствует истекшему на момент диагностирования сроку эксплуатации, и которое является отправной точкой для определения параметров испытаний и дальнейшего сравнительного анализа.

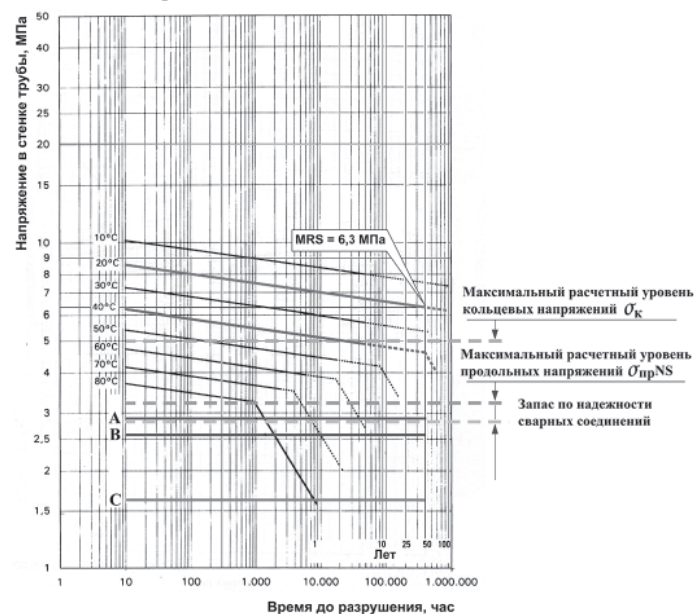


Рис. 8. Эталонные кривые допускаемой длительной прочности труб из ПЭ 63. А – Расчетные продольные осевые напряжения  $\sigma_{прNS}$  в стенке труб SDR 11 при давлении 0,6 МПа. В, С – Расчетные продольные осевые напряжения  $\sigma_{прNS}$  в стенке труб SDR 17,6 при давлении, соответственно, 0,3 и 0,005 МПа.

Точка перелома линий графика длительной прочности в температурном интервале от +40 до +80°C соответствует ожидаемому переходу от вязкого характера разрушения с образованием больших пластических зон сначала к квазихрупкому, а затем хрупкому, при котором разрушение происходит по образующей трубного образца без образования пластической области. Хрупкое разрушение вызывает внезапный отказ полимерной конструкции в условиях эксплуатации. Оно не сопровождается существенной деформацией и считается наиболее опасным, т.к. происходит при напряжениях ниже расчетных и протекает с большой скоростью.

Небольшое количество имеющихся в наличии трубных образцов (5 шт.) предопределило необходимость как можно целесообразнее распределить для них режимы испытаний. В связи с этим было принято решение о проведении контрольных испытаний при двух температурах:  $T_1 = 20^\circ\text{C}$  (опорная температура) и  $T_2 = 40^\circ\text{C}$ . Испытания призваны определить величину разрушающего напряжения ( $\sigma_{LHTS}$ ), подтвердить, насколько динамика изменения прочностных характеристик труб соответствует уравнению

**Таблица 4. Результаты испытания образцов труб 140 мм ПВП тип «С» по МРТУ 6-05-917-67 на стойкость к внутреннему гидростатическому давлению при  $T_1 = 20^\circ\text{C}$  и  $T_2 = 40^\circ\text{C}$ .**

Испытательное напряжение в стенке труб, МПа	Испытательное давление, МПа	Время испытания ( <i>t</i> ), ч	
		Трубный образец №1	Трубный образец №2
Температура испытаний ( <i>T</i> <sub>1</sub> ) + 20°C			
σ <sub>1</sub> = 6,30	0,82	100+ (не разрушился)	100+ (не разрушился)
σ <sub>2</sub> = 6,93	0,91	100+ (не разрушился)	100+ (не разрушился)
σ <sub>3</sub> = 7,62	1,00	100+ (не разрушился)	100+ (не разрушился)
σ <sub>4</sub> = 8,39	1,10	100+ (не разрушился)	100+ (не разрушился)
σ <sub>5</sub> = 9,22	1,21	100+ (не разрушился)	100+ (не разрушился)
σ <sub>6</sub> = 10,15	1,33	100+ (не разрушился)	100+ (не разрушился)
σ <sub>7</sub> = 11,16	1,46	100+ (не разрушился)	100+ (не разрушился)
σ <sub>8</sub> = 12,28	1,60	100+ (не разрушился)	100+ (не разрушился)
σ <sub>9</sub> = 13,51	1,77	13 (квазихрупкое разрушение)	69 (квазихрупкое разрушение)
Максимальное расчетное значение σ <sub>LHTS</sub> ( <i>T</i> = 20°C)		12,45	13,17
Температура испытаний ( <i>T</i> <sub>2</sub> ) + 40°C			
σ <sub>1</sub> = 4,59	0,60	100+ (не разрушился)	100+ (не разрушился)
σ <sub>2</sub> = 5,05	0,66	100+ (не разрушился)	100+ (не разрушился)
σ <sub>3</sub> = 5,55	0,73	100+ (не разрушился)	100+ (не разрушился)
σ <sub>4</sub> = 6,11	0,80	100+ (не разрушился)	100+ (не разрушился)
σ <sub>5</sub> = 6,72	0,88	100+ (не разрушился)	100+ (не разрушился)
σ <sub>6</sub> = 7,39	0,97	100+ (не разрушился)	100+ (не разрушился)
σ <sub>7</sub> = 8,13	1,06	100+ (не разрушился)	100+ (не разрушился)
σ <sub>8</sub> = 8,94	1,17	100+ (не разрушился)	61 (хрупкое разрушение)
σ <sub>9</sub> = 9,83	1,28	08 (хрупкое разрушение)	–
Максимальное расчетное значение σ <sub>LHTS</sub> ( <i>T</i> = 40°C)		9,01	8,64

**Таблица 5. Результаты статистической обработки экспериментальных данных разрушающего напряжения.**

Общее число измерений $n$	Значение $i$ -го измерения, $X_i$ , МПа	Среднее арифметическое $n$ измерений, $\bar{y}$ ( $\sigma_{LHTS}$ ), МПа	Квантиль распределения Стьюдента $t_{0,95}$	$t_{0,95}/\sqrt{n}$	Односторонний доверительный интервал, $m$ ( $\sigma_{LCL}$ ), МПа
Температура испытаний ( $T_1$ ) + 20 °C					
2	12,45	12,81	6,314	4,465	10,54
	13,17				
Температура испытаний ( $T_2$ ) + 40°C					
2	9,01	8,83	6,314	4,465	7,66
	8,64				

(3), а также понять, насколько материал сохранил свои пластические свойства или, другими словами, достигнут ли предел, после которого начинается быстрое «охрупчивание» полимера.

Для труб из ПЭ 63 при температуре +20°C и сроке эксплуатации 50 лет (438 000 ч) минимальная длительная прочность, рассчитанная по формуле 3, составляет 6,3 МПа; при температуре +40°C и аналогичном сроке – 4,59 МПа. Испытания при температурах более +40°C проводить нецелесообразно. В качестве принятого допущения можно считать, что прочностные свойства материала труб претерпели серьезные изменения, поэтому нулевая точка отсчета для определения параметров испытаний по графикам длительной прочности совпадает с 50-летним сроком службы. В целях подтверждения этого допущения один контрольный образец испытывался при температуре +80°C и напряжении 3,5 МПа.

Для проведения комплексных гидравлических испытаний были подготовлены патрубки длиной по 0,6 м. В качестве заглушек использовались стандартные литые полиэтиленовые заглушки из ПЭ 100, привариваемые встык. В процессе испытаний определялась величина  $\sigma_{LHTS}$ , при котором произошла разгерметизация трубного образца. При этом образцы труб доводили до разрушения, ступенчато поднимая в них величину внутреннего испытательного давления с выдержкой по 100 ч на каждом из этапов. Режим испытаний «по ступеням» дает возможность получить более достоверные результаты, чем в режиме непрерывно возрастающей нагрузки, как это предлагается в некоторых исследованиях [3], и тем самым оценить текущие прочностные характеристики полиэтиленовых труб. Результаты испытаний приведены в таблице 4 и показаны на рис. 8.

В той же таблице приведены расчетные значения максимального значения  $\sigma_{LHTS}$ , при котором ожидаемое время разрушения составило бы не менее контрольных 100 ч. Определение значения  $\sigma_{LHTS}$  велось по формуле:

$$\sigma_{LHTS} = \frac{t_p \cdot (\sigma_p - \sigma_n)}{100} \cdot k_y + \sigma_n \quad (4)$$

где:  $\sigma_p$ ,  $\sigma_n$  – соответственно, кольцевое напряжение, МПа, при котором произошло разрушение трубного образца и ближайшее к нему напряжение, при котором разрушение в течение контрольного времени 100 ч не наблюдалось;  $t_p$  – время, ч, в течение которого произошло разрушение трубного образца при напряжении  $\sigma_p$ ;

$k_y = \sqrt[3]{1 + \frac{\sigma_p - \sigma_n}{n}}$  – эмпирический коэффициент корреляции, учитывающий усталость образцов от ступенчатого характера нагружения;  $n$  – число циклов нагружения.

Разгерметизация трубных образцов, испытываемых при +20°C, ожидалась в виде очагового разрушения с образованием больших зон пластических деформаций, вызванных разрушением надмолекулярной структуры. Но, вопреки ожиданиям, разрушение пошло по механизму квазихрупкого разрушения с очень небольшим проявлением области вязкого выпучивания полимера в верхней части поверхности разрыва, характерным для пластической деформации. Возможно, это можно объяснить склонностью структуры линейного (без боковых ответвлений) ПВП к упаковке в кристаллическую форму, изначально достаточно большой степенью кристалличности первых трубных марок полиэтилена (70% и выше) с соответствующим высоким значением модуля упругости, а также ростом размеров кристаллов в процессе эксплуатации.

Трубные образцы, испытываемые при +40°C, разрушились по хрупкому варианту с образованием относительно небольшой трещины длиной около 10 мм, с практически незаметными пластическими деформациями в вершине трещины. Такие разрушения обусловлены разрывом химических связей на уровне макромолекул.

При допущении, что исследуемая величина имеет наиболее распространенный нормальный закон распределения, полученные значения разрушающего кольцевого напряжения  $\sigma_{LHTS}$  позволили



определить нижний доверительный предел прогнозируемой длительной гидростатической прочности ( $\sigma_{LCL}$ , МПа), необходимый для прогнозирования остаточного ресурса. В классическом виде  $\sigma_{LCL}$  является величиной с размерностью напряжения, определяющей свойства материала, и представляющей собой 97,5%-ный нижний доверительный предел прогнозируемой длительной гидростатической прочности при температуре  $T$  и времени  $t$ . Однако при определении значения  $\sigma_{LCL}$  для целей технического диагностирования следует считаться с ограниченным количеством трубных образцов, доступных для испытаний, и, соответственно, количеством полученных результатов: не более двух или трех. При стандартной 97,5% вероятности «коридор» граничных значений доверительного интервала становится неоправданно широким. В связи с этим представляется правильным пересмотреть значение доверительной вероятности в сторону уменьшения, приняв ее равной 0,95 [15], т.е. на одну ступень меньше.

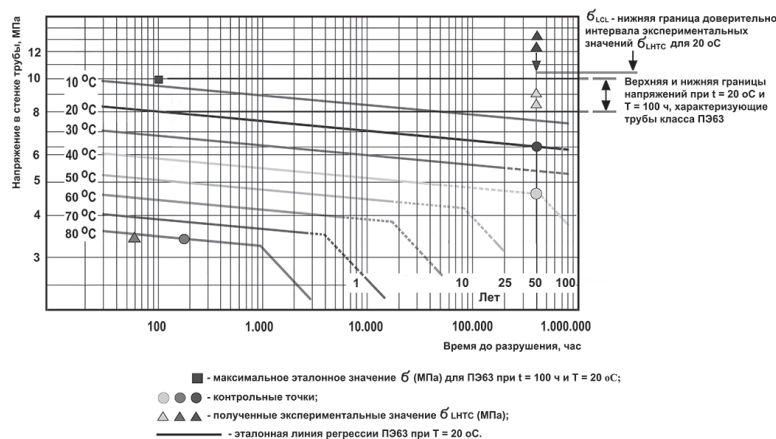


Рис. 9. Полученные экспериментальные значения  $\sigma_{LHTS}$  и расчетные значения  $\sigma_{LCL}$ .

Полученные экспериментальные значения разрушающего напряжения  $\sigma_{LHTS}$ , полученные при +20°C, были обработаны статистическими методами [15] для получения нижнего доверительного интервала гидростатической прочности с вероятностью 95% ( $\sigma_{LCL}$ ). Результаты расчетов приведены в таблице 5. В таблице 5 для сравнения также приведены аналогичные результаты обработки экспериментальных данных разрушающего напряжения, полученного при +40°C. Рассчитанная нижняя граница доверительного интервала показана на рис. 9.

Проведенные испытания показали, что прочностные характеристики исследуемых труб, изготовленных из ПВХ, выпускавшегося в конце 1960-х гг., превышают аналогичные показатели ПЭ 63. Как видно из полученных результатов (рис. 9), экспериментальные значения  $\sigma_{LHTS}$  и нижний доверительный предел прогнозируемой длительной гидростатической прочности ( $\sigma_{LCL}$ ) лежат не только над расчетными кривыми долговечности ПВХ класса ПЭ63, но и выше интервала доверительного предела  $\sigma_{LCL}$  ( $6,3 \leq \sigma_{LCL} \leq 7,99$  МПа). Этого вполне достаточно для обеспечения необходимого нормированного запаса прочности для продолжения эксплуатации. Данный вывод совпадает с результатами исследований, приведенными в работе [6], согласно которым полученное значение  $\sigma_{LCL}$  длительно эксплуатирующихся труб из ПВХ первого поколения превышает соответствующий класс MRS.

Материал исследуемых труб сохранил способность к пластическим деформациям. В то же время, при длительном воздействии напряжений подтверждена склонность перехода ПВХ от пластичного разрушения к хрупкому, что следует учитывать при построении дальнейших прогнозов. При этом оценка пластичности труб путем испытаний образцов-лопаток на осевое растяжение плохо коррелируется с результатами испытаний трубных образцов на стойкость к внутреннему гидростатическому давлению. Образцы в виде лопаток и полноразмерные трубные образцы ведут себя по-разному в части характеристик пластичности.

Испытания трубного образца на стойкость к внутреннему гидростатическому давлению при +80°C и напряжении в стенке трубы 3,5 МПа подтвердили тенденцию перехода от пластичного разрушения к хрупкому. Разрушение в виде точечного, практически не-

заметного невооруженным взглядом отверстия произошло по истечении 49,24 часа при минимально необходимом (для новых труб ПЭ 63) времени 165 часов (рис. 9).

Полученные характеристики труб по критерию длительной гидростатической прочности при нормальной и повышенной температуре не вписываются в эталонные прочностные зависимости труб ПЭ 63. Таким образом, использовать линии регрессии ПЭ 63 для возможности проведения экстраполяции на допустимый срок продления ресурса не представляется возможным. Прогнозируемая точка изменения характера разрушения от квазихрупкого к выражено-хрупкому также является неизвестной. В связи с этим интерпретация результатов в отношении ресурсной характеристики материала труб затруднена.

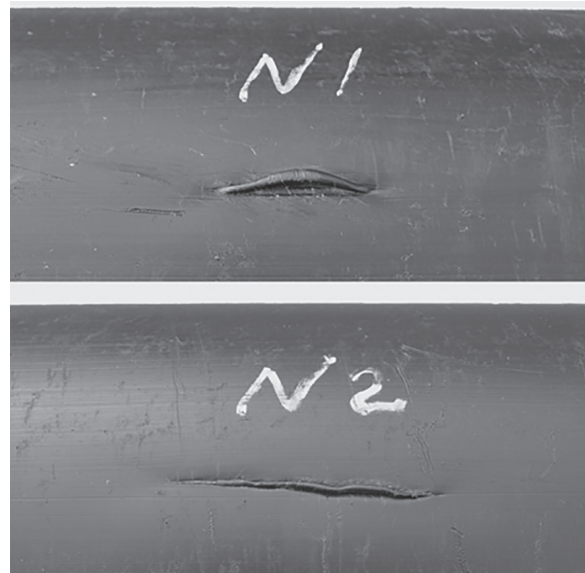


Рис. 10. Характер разрушения трубных образцов №1 (длина трещины 28 мм) и №2 (длина трещины 44 мм) в результате испытаний на стойкость к постоянному внутреннему давлению при +20°C.

В то же время, результаты испытаний на осевое растяжение показывают, что по прошествии 50-летнего срока эксплуатации трубы не потеряли своих пластических свойств, и соответственно, способны и далее выполнять требуемые функции. Поскольку трубы изначально эксплуатировались в щадящих условиях и при напряжениях, значительно меньших, чем те, на которые они рассчитаны, их ресурс не исчерпан.

Безусловной возможностью продления срока дальнейшей безопасной эксплуатации является выполнение условия:

$$\frac{\sigma_{LCL}}{MRS} > 1,0. \quad (5)$$

В этом случае можно считать, что ресурс материала труб по значению MRS не исчерпан и дальнейшая эксплуатация возможна без ограничений. При невыполнении данного условия оценку технического состояния можно выполнить исходя из ограничительных условий, предписанных СП 42-103-2003 [11] при расчете полиэтиленовых газопроводов на прочность при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений:

$$\sigma_{прNS} \leq 0,5MRS \cdot \gamma_t; \quad (6)$$

где:  $\sigma_{прNS}$  – продольные осевые напряжения в стенке труб от действия нагрузок силового и деформационного воздействия, МПа, вычисляемые по формуле:

$$\sigma_{прNS} = |\sigma_t \cdot \mu \cdot \gamma_p - \alpha \cdot E_{(te)} \cdot \Delta t \cdot \gamma_t| + \sigma_c \cdot \gamma_c; \quad (7)$$

$\sigma_t$  – кольцевые напряжения в стенке трубы от внутреннего давления в газопроводе, МПа, определяемые формулой:

$$\sigma_t = P \cdot \frac{d_e - e}{2e}; \quad (8)$$

где  $P$  – максимальное рабочее давление в газопроводе, МПа;  $d_e$  – наружный диаметр труб газопровода, мм;  $e$  – толщина стенки трубы, мм;  $\sigma_c$  – дополнительные напряжения в стенке трубы, МПа, обусловленные его прокладкой в сейсмических районах;  $\mu$  – коэффициент Пуассона, принимаемый равным 0,43;  $\alpha$  – коэффициент температурного расширения полиэтилена, принимаемый равным  $2,2 \cdot 10^{-4} (^\circ\text{C})^{-1}$ ;  $E_{(te)}$  – модуль ползучести полиэтилена, МПа, при-

нимаемый по [11] в зависимости от  $\sigma_t$  и температуры эксплуатации ( $t_{\text{экс}}$ );  $\Delta t$  – расчетный перепад температур в материале труб при эксплуатации, °C;  $\gamma_p, \gamma_c$  – коэффициенты надежности, соответственно, от внутреннего давления транспортируемой среды и напряжения в стенке труб от сейсмических воздействий ( $\gamma_p = \gamma_c = 1,0$ );  $\gamma_t$  – коэффициент надежности от температурного перепада в стенке труб газопровода ( $\gamma_t = 1,1$ );  $\gamma_n$  – коэффициент надежности сварных соединений (по [16] для раструбных соединений  $\gamma_n = 0,85–0,9$ ).

Приняв для оцениваемых труб  $MRS = \sigma_{LCL}$  и проведя несложное преобразование, условие работоспособного состояния труб газопровода можно выразить соотношением:

$$\frac{0,5 \cdot \sigma_{LCL} \cdot \gamma_n}{\sigma_{np} NS} \geq 1,0. \quad (9)$$

Предложенное соотношение предполагает возможность продолжения эксплуатации газопровода при значении  $\sigma_{LCL}$  ниже  $MRS$  в том случае, если результаты расчета на прочность по продольным осевым напряжениям, принятым с соответствующими коэффициентами надежности, позволяют это сделать. Введение такого соотношения особенно актуально для газопроводов низкого давления, имеющих больший запас прочности по сравнению с газопроводами более высоких категорий давления. Продление срока эксплуатации будет зависеть от полученного коэффициента запаса прочности. При результате, близком к единице, можно говорить об ограниченно-работоспособном состоянии газопровода, при котором эксплуатация возможна при контроле (мониторинге) технического состояния.

Предельное состояние газопровода, при котором необходимо принять решение о его выводе из эксплуатации, определяется условием:

$$\frac{0,5 \cdot \sigma_{LCL} \cdot \gamma_n}{\sigma_{np} NS} < 1,0. \quad (10)$$

Расчет газопровода по [11] на прочность по продольным фибровым напряжениям ( $\sigma_{np}$ ) от совместного действия нагрузок силового и деформационного воздействий выполнять нецелесообразно, поскольку учитываемые в этом расчете напряжения от упругого изгиба труб практически исчезли в процессе релаксации за счет перехода части упругой деформации в пластическую.

Расчет, выполненный по формуле (9) для диагностируемого газопровода, показывает, что продольные осевые напряжения в стенке труб SDR 17,6, эксплуатируемых при низком давлении газа, не превышают 25% от значения минимальной длительной прочности ПЭ 63 (см. рис. 7) и укладываются в ограничения, налагаемые формулой (6):

$$\sigma_{np} NS = 0,003 \cdot \frac{141 - 8,5}{2 \cdot 8,5} \cdot 0,43 \cdot 1,0 + 2,2 \cdot 10^{-4} \cdot 405 \cdot 17 \cdot 1,1 = 1,68 \text{ МПа.}$$

$$1,68 \text{ МПа} < 0,5 \cdot 10,54 \cdot 0,85 = 4,48 \text{ МПа.}$$

Значения  $\Delta t = 17^\circ\text{C}$  и  $E_{(te)} = 405 \text{ МПа}$  приняты для рассматриваемого газопровода по данным [11] и [17] исходя из минимальной ( $t_{\text{экс}}^{\text{мин}}$  – минус  $1^\circ\text{C}$ ) и максимальной ( $t_{\text{экс}}^{\text{макс}}$  –  $16^\circ\text{C}$ ) температур суглинистого грунта на глубине 1,0 м до верха трубы.

Условие по формуле (9) также выполняется с большим запасом:

$$\frac{0,5 \cdot \sigma_{LCL} \cdot \gamma_n}{\sigma_{np} NS} = \frac{0,5 \cdot 10,54 \cdot 0,85}{1,68} = 2,67 > 1,0.$$

Таким образом, ресурс рассматриваемого газопровода до его отказа будут определять не прочностные и деформационные свойства материала, а эволюционный рост трещин, обнаруженных в сварных соединениях, причиной появления которых стали небольшие начальные дефекты. Эксплуатация объектов, имеющих выявленные места концентрации напряжений, какими являются трещины, резко меняет ситуацию и несет в себе дополнительный риск. Поэтому учет влияния повреждений на надежность конструкции будет строиться на решении задачи предсказания, как будет развиваться дефект при данных режимах эксплуатации и каким будет его критический размер.

Время до отказа зависит от толщины стенки трубы, глубины трещины, интенсивности напряжений в вершине трещины и сопротивляемости самого материала медленному распространению

трещин. Весьма небольшой уровень напряженного состояния, характерный для газопроводов низкого давления, теоретически позволяет использовать трубы со значением SDR 41. При диаметре 140 мм они имели бы толщину стенки 3,5 мм. Этого более чем достаточно для соблюдения ограничительных условий по формуле (8). При соблюдении этих условий продольные напряжения не будут превышать 50% от предела текучести, после достижения которого медленный рост трещин меняется на более быстрый. В отсутствие иных критериев данная толщина стенки может выступать в качестве допустимой остаточной толщины ( $e_{\text{доп}}$ ), т.е. той предельной величины, до которой возможно утонение стенки трубы от трещиноподобных внутренних дефектов. В конструкциях, работающих на статическую нагрузку, даже крупные несплошности не оказывают существенного влияния на эксплуатационную надежность.

Как было сказано выше, причиной появления трещин стало наличие дефектных зон, образовавшихся в процессе изготовления раструбных сварных соединений. Соответственно, этап начала эксплуатации газопровода можно отождествлять с началом роста трещин. Тогда прогнозируемый остаточный ресурс ( $T_{\text{пр}}$ ) по критерию утонения стенок труб можно определить, используя инструкцию [18] по формуле (11) с введением коэффициента запаса по критической длине трещины  $C = 2,0$ :

$$T_{\text{пр}} \leq \frac{(e_{\text{min}} - e_{\text{доп}}) - c_{\text{тр}}}{w_{\text{cp}} \cdot C} = \frac{(8,3 - 3,5) - 2,66}{0,053 \cdot C} = 20 \text{ лет.} \quad (11)$$

Однако этот результат, основанный на стабильной скорости роста трещины, нельзя считать надежным. Такой подход возможен только при условии сохранения материалом своих пластических свойств и релаксации напряжений у вершины дефекта. В условиях неопределенности, с которой приходится иметь дело в части темпов старения полиэтилена с более низкими эксплуатационными характеристиками по сравнению с современными марками ПЭ, и повышении чувствительности сварного соединения к дефектам, необходим выбор ситуации с наименьшим уровнем риска.

Известно, что скорость роста трещин нелинейна и возрастает по мере их удлинения [19]. Кроме того, неизбежное охрупчивание материала будет еще больше стимулировать рост усталостных трещиноподобных дефектов, и темп их развития пойдет с ускоряющейся прогрессией. Расчет роста усталостных трещин достаточно сложен и обычно основывается на экспериментальном изучении закономерностей развития трещин при различных вариантах чередования нагрузок. Вопрос создания простых моделей механизма роста трещин в полимерах и более точных методов расчета требует специального изучения и в данной статье не затрагивается.

Суммируя все полученные результаты испытаний, можно прийти к следующим выводам.

Газопроводы из труб ПВП (ПЭ63), эксплуатируемые при низком давлении газа в обычных температурных и грунтовых условиях, с большой степенью вероятности будут иметь необходимый запас прочности, позволяющий продлить срок их дальнейшей безопасной эксплуатации сверх первоначально принятых 50 лет. При этом следует иметь в виду, что потенциальная долговечность полиэтиленовых труб может быть реализована на стадии технического диагностирования в дальнейшем продление ресурса лишь при условии безаварийной эксплуатации газопровода в предшествующие периоды.

В условиях малых напряжений, которыми нагружен полиэтилен при низком давлении газа, и достаточных прочностных характеристик самих труб, продолжительность работы газопровода будет ограничена параметрами надежности сварных соединений, технология получения которых до середины 1970-х годов еще не была отработана и стандартизирована, а используемые сварочные установки весьма примитивны. Трещиноподобные дефекты в стыковых и раструбных сварных соединениях потенциально опасны для труб из ПВП (ПЭ 63) и могут привести к непредсказуемому выходу газопровода из строя.

Прогнозирование ресурса трубопроводов из ПВП на основе стандартного метода экстраполяции, предписанного [14], не представляется возможным ввиду значимых различий характеристик трубных марок полиэтилена классов ПВП и ПЭ 63, а также небольшим количеством доступных для испытаний трубных образцов.



Пластичный характер разрушения малоразмерных образцов при одноосном растяжении не является подтверждением аналогичного характера разрушения трубных образцов при гидравлических испытаниях. Вырезка трубных образцов в настоящее время является необходимым условием для получения достоверных данных о состоянии материала труб. Оценивая текущие возможности иных методов испытаний на образцах малых объемов, можно констатировать, что пока они дают очень мало возможностей для оценки длительной прочности полимерных труб, поэтому противопоставить испытаниям на стойкость к внутреннему гидростатическому давлению нечего. В интересах обеспечения корректных результатов оценки остаточного рабочего ресурса выполнение этого условия, хотя и представляет известные сложности, является на сегодняшний день единственно верным.

Значение показателя термоокислительной стабильности не может являться браковочным показателем, учитывая, во-первых, неотработанность технологического процесса экструзии на начальной стадии освоения производства труб, а во-вторых, отсутствие в нормативных документах вплоть до начала 1990-х годов критерия оценки качества труб по данному показателю. При выполнении визуальной оценки труб по критерию свариваемости наличие на сварочном грате каверн должно быть исключено из браковочных показателей.

Ремонт газопроводов возможно проводить с использованием сварки нагретым инструментом встык, используя технологические параметры, применяемые при сварке труб из ПЭ 100.

Авторы надеются, что опубликованные материалы проведенных исследований будут полезны при разработке методик технического диагностирования полиэтиленовых газопроводов.

### Литература

1. Кайгородов Г.К., Логинов В.С. Полиэтиленовые газовые сети. Л.: Недра. 1991 г.
2. Тарасов В.В., Ребраков В.С., Клименко В.А., Гельман А.В., Шпара И.А. и др. Возможность технического диагностирования полиэтиленовых газопроводов, эксплуатирующихся более 40 лет. Газ России, №4, 2015.
3. Красников М.А. Методика прогнозирования остаточного ресурса газопроводов из полиэтиленовых труб. Газ России, №4, 2010.
4. Шарафиев Р.Г., Виноградов Д.А., Крюков Н.И., Кускильдин Р.А. Оценка срока остаточного ресурса пластмассового трубопровода. Ростехнадзор. Наш регион, №11, 2009.
5. Andreas Frank, Isabelle J. Berger, Florian Arbeiter, Pavel Hutař, Gerald Pinter. Lifetime prediction of PE100 and PE100-rc pipes based on slow crack growth resistance. In: Proceedings of Plastic Pipes XVIII (Berlin, 12.–14.09.2016). 11 pages.
6. Frans Scholten, Ernst van der Stok. Predicting the lifetime of PE50 gas pipes under point loading. In: Proceedings of Plastic Pipes XVIII (Berlin, 12.–14.09.2016). 11 pages.
7. Методика оценки технического состояния стальных и полиэтиленовых газопроводов. Рекомендации Р Газпром Газораспределение 2.11-2016. Утверждены и введены в действие Распоряжением ООО «Газпром межрегионгаз» от 09.03.2016 г. № 81-Р/08.
8. СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов». Одобрен постановлением Госстроя России от 26 ноября 2003 г. N 195.
9. ГОСТ Р 53652.1-2009 (ИСО 6259-1:1997) Трубы из термопластов. Метод определения свойств при растяжении. Часть 1. Общие требования (ИСО 6259-1:1993 «Трубы из термопластов. Метод определения свойств при растяжении. Часть 1. Общий метод испытания»).
10. ГОСТ Р 53652.3-2009 (ИСО 6259-3:1997) Трубы из термопластов. Метод определения свойств при растяжении. Часть 3. Трубы из полиолефинов (ИСО 6259-3:1997 «Трубы из термопластов. Определение свойств при растяжении. Часть 3. Трубы из полиолефинов»).
11. Кашковская Е.А., Кайгородов Г.К. «Очаги разрушения сварных соединений полиэтиленовых трубопроводов». Автоматическая сварка, №8 – 1975.
12. СП 42-101-96 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб диаметром до 300 мм. Одобрен Минстроем России, письмо № 13/213 от 09.02.1996.
13. ГОСТ Р 55142-2012 Испытания сварных соединений листов и труб из термопластов. Методы испытаний.
14. ГОСТ Р 54866-2011 (ИСО 9080:2003) Трубы из термопластичных материалов. Определение длительной гидростатической прочности на образцах труб методом экстраполяции.
15. ГОСТ Р 50779.22-2005 (ИСО 2602:1980) Статистические методы. Статистическое представление данных. Точечная оценка и доверительный интервал для среднего.
16. Шурайц А.Л., Каргин В.Ю., Вольнов Ю.Н. Газопроводы из полимерных материалов. Саратов. Журнал «Волга – XXI век», 2007.
17. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. Москва, Недра, 1989.
18. Руководство по безопасности «Инструкция по техническому диагностированию подземных стальных газопроводов». Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 06.02.2017 г., №47.
19. Парис П., Си Дж. Анализ напряженного состояния около трещин // Прикладные вопросы вязкости разрушения. М.: Мир, 1968. с. 64–142.