

Российская Академия наук
Сибирское отделение
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт проблем нефти и газа

На правах рукописи

САВВИНА АЛЕКСАНДРА ВИТАЛЬЕВНА

**ПРОЧНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АРМИРОВАННЫХ
ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ ПРИ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ**

01.02.06 – Динамика, прочность машин, приборов и аппаратуры

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Попов Савва Николаевич

Якутск - 2017

СОДЕРЖАНИЕ

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	5
Глава 1. Перспективы использования армированных полимерных труб.....	10
1.1 Состояние и перспективы использования пластмассовых труб в условиях холодного климата.....	10
1.2 Экономическая целесообразность строительства и эксплуатации полиэтиленовых газопроводов при низких температурах.....	17
1.3 Перспективы использования труб из полимерных материалов при давлениях газораспределительных сетей до 1,2МПа.....	21
1.4 Объекты и методы исследования.....	24
Выводы к главе 1.....	29
Глава 2. Исследование физико-механических свойств армированных полиэтиленовых труб на модельных образцах в диапазоне температур эксплуатации.....	30
2.1 Испытание на растяжение образцов-лопаток.....	32
2.2 Испытание на растяжение образцов-колец.....	39
2.3 Температурная зависимость кратковременной прочности от скорости испытаний на растяжение.....	43
2.4 Механизм разрушения модельных образцов.....	46
Выводы к главе 2.....	51
Глава 3. Оценка стойкости к распространению быстрой трещины в полиэтиленовых трубах при низких температурах.....	52
3.1 Существующие методы испытаний на стойкость к распространению быстрой трещины.....	53
3.2 Разработка нового метода с использованием испытания на разрыв.....	56
3.3 Апробация разработанного метода.....	57

Выводы к главе 3.....	60
Глава 4. Мониторинг эксплуатационной устойчивости опытно-промышленного подземного газопровода из армированных полиэтиленовых труб.....	62
4.1 Оборудование опытно-промышленного участка подземного трубопровода из АПТ инструментальными средствами измерений.....	63
4.2 Результаты мониторинга опытно-промышленного газопровода.....	67
Выводы к главе 4.....	75
Глава 5. Деформационно-прочностные испытания армированного полиэтиленового газопровода.....	76
5.1 Испытания образцов-свидетелей на растяжение.....	79
5.2 Испытания АПТ на определение стойкости при постоянном внутреннем давлении.....	82
Выводы к главе 5.....	85
Основные выводы.....	86
Список литературы.....	88
Приложение 1.....	98
Приложение 2.....	99

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

АПТ – армированные полиэтиленовые трубы;

ПЭ – полиэтилен;

MRS – минимальная длительная прочность;

SCG – стойкость к медленному распространению трещин;

RCP – стойкость к быстрому распространению трещин;

ПЭНП, ПЭВД – полиэтилен низкой плотности (высокого давления);

ПЭВП, ПЭНД – полиэтилен высокой плотности (низкого давления);

ПЭ63, ПЭ80, ПЭ100 – марки полиэтилена;

РД – руководящий документ;

ССГ – Дирекция «Стройсельгазификация»;

ВПС – внутрипоселковый;

SDR – стандартное размерное отношение номинального наружного диаметра трубы к номинальной толщине стенки;

МОР – максимальное рабочее давление;

БРТ – быстрое распространение трещины;

FS – Full Scale Test полномасштабный метод определения стойкости к быстрому распространению трещин по международному стандарту ISO 4437.

S4 – маломасштабный метод определения стойкости к быстрому распространению трещин по международному стандарту ISO 4437.

ВХП – вязко-хрупкий переход;

ПНС – плоское напряженное состояние;

ПДС – плоское деформированное состояние;

МПП – межпоселковый газопровод.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. В современных условиях интенсивного роста потребления в различных отраслях промышленности изделий и элементов конструкций на основе полимерных композитных материалов и технологий, крайне актуальной становится оценка их прочностных характеристик в различных условиях эксплуатации. Для условий холодного климата на первый план выдвигается охрупчивание материалов и изделий, обусловленное ужесточением условий эксплуатации (прежде всего низкие температуры) и технологическими факторами (сварные соединения, многослойные армированные изделия и элементы конструкций).

Одной из первоочередных задач для нефтегазовой отрасли является повышение надежности и долговечности газораспределительных сетей давлением до 1,2 МПа за счет внедрения полимерных труб. Для решения этой задачи изучаются возможности использования армированных полимерных труб (АПТ). Главным препятствием на пути внедрения полимерных труб в практику строительства и эксплуатации газопроводов высокого давления в регионах холодного климата и многолетнемерзлых грунтов является неисследованность механического поведения изделий в этих условиях и, как следствие, несовершенство соответствующей нормативной базы. Необходимо провести экспериментальные исследования по определению физико-механических свойств армированных полиэтиленовых труб. Полученная информация позволит обосновать возможность их применения на территории Республики Саха (Якутия).

Оценка применимости материала для полиэтиленового (ПЭ) трубопровода базируется на рассмотрении трех ключевых параметров: длительной прочности (MRS), стойкости к медленному распространению трещин (SCG) и стойкости к быстрому распространению трещин (RCP). Что касается ПЭ газопроводов, то учитывая необходимость прокладки трубы в грунте, определяющим является параметр RCP. Условия холодного климата и воздействие многолетнемерзлого

грунта определяют актуальность задачи установления регламентных требований по допустимой нижней эксплуатационной температуре ПЭ газопровода и, соответственно, минимально приемлемой глубине заложения, определяющей существенную долю затрат в общей стоимости сооружения.

Работа выполнена в рамках программы 5.2.1. Создание нового поколения материалов различного функционального назначения для использования в технике, в медицине, в химической технологии. Химия наночастиц и нанообъектов. Проект 5.2.1.1. Создание и прогнозирование изменений физико-механических свойств перспективных полимерных композиционных материалов для использования в технологических системах и технике нефтегазовой отрасли в условиях холодного климата (2007-2009гг.) и программы V.45.2. Химические проблемы создания новых функциональных материалов, наноструктурированных покрытий и композитов для различных областей применения. Проект V.45.2.1. Исследование физико-механических особенностей формирования морозостойких композиционных материалов и прогнозирование их долговечности в условиях холодного климата. (2013-2016гг.)

Степень разработанности темы. Исследованиям, связанным с обеспечением надежности трубопроводных систем, разработке новой области теории и практики сооружения трубопроводных систем из полиэтиленовых труб посвящены труды ряда ученых: А.Н. Аношкин, В.И. Агапчев, В.Л. Бажанов, М.Н. Боктицкий, М.И. Гориловский, А.Н. Громов, В.Ю. Каргин, Б.А. Киселев, Ю.В. Моисеев, А.Б. Поспелов, С.А. Рейтлингер, В.С. Ромейко, В.Е. Удовенко, А.А. Шевченко, В.Г. Шухов, С.В. Якубовская и многие другие.

При использовании труб из полимерных материалов следует особое внимание уделить условиям эксплуатации. Исследования физико-механических свойств полимерных и композитных труб при низких температурах проводились в работах Ф.И. Бабенко, А.С. Стручкова, Ю.Ю. Федорова и др.

Целью работы является обоснование возможности сооружения подземных газопроводов из армированных полиэтиленовых труб в условиях холодного климата.

Для достижения цели были поставлены следующие **задачи**:

- Исследование физико-механических свойств материала АПТ при температурах от 20⁰С до минус 60⁰С;
- Определение низкотемпературных пределов, ограничивающих применение АПТ;
- Разработка и обоснование более доступного метода определения температур, при которых возможно распространение быстрых трещин;
- Проведение мониторинга опытно-промышленного газопровода подземного заложения из армированных полиэтиленовых труб.
- Исследование деформационно-прочностных свойств АПТ после продолжительной эксплуатации в условиях опытно-промышленного участка газопровода.

Научная новизна работы состоит в следующем:

- ▶ В испытаниях на растяжение модельных образцов АПТ в диапазоне температур от минус 10⁰С до минус 15⁰С, при скорости деформирования 25 мм/мин, выявлен вязко-хрупкий переход, который при увеличении скорости до 100 мм/мин достигает значения 0⁰С.
- ▶ Предложен оригинальный метод определения допустимых величин нижней температурной границы эксплуатации полиэтиленовых труб, основанный на определении температуры хрупко-вязкого перехода в испытаниях на растяжение образцов с предварительно нанесенным хрупким слоем, выше которой исключается распространение быстрых трещин.

Теоретическая, практическая значимость и реализация результатов работы:

- Определены температурные ограничения эксплуатации многослойных армированных труб производства ОАО «Запсибтехнология»;

- Предложен метод определения допустимых величин нижней температурной границы эксплуатации полиэтиленовых труб, применение которого значительно сокращает продолжительность экспериментов и затраты на их проведение. Испытания проводятся на обычных разрывных машинах без использования специального оборудования. Получен патент РФ на изобретение №2574735 «Способ создания хрупкого слоя, для инициирования трещины в испытании на стойкость к быстрому распространению трещины в полиолефинах».
- Построен опытный участок газопровода, в течение 4 лет проведены мониторинговые исследования.
- Результаты проведенных исследований приняты к использованию в ГУП Дирекция «Стройсельгазификация».

Обоснованность и достоверность результатов работы обеспечивается применением апробированных, в том числе стандартизованных методик и современного испытательного оборудования.

Апробация работы. Основные результаты работы и отдельные положения диссертации докладывались и обсуждались на III, IV Евразийском симпозиуме по проблемам прочности материалов и машин для регионов холодного климата «EURASTRENCOLD-2006, 2013» (г.Якутск, 2006, 2013); Первом инновационном форуме РС(Я) «Научно-инновационный потенциал Республики Саха (Якутия)» (г.Якутск, 2006); Международной научно-технической конференции «Полимерные композиты и трибология. Поликомтриб - 2007» (г.Гомель, 2007); IV Всероссийском симпозиуме по проблеме «Механика композиционных материалов и конструкций» (г.Москва, 2013); Всероссийской молодежной конференции «Физико-технические проблемы добычи, транспорта и переработки нефти и газа в северных регионах» (г.Якутск, 2013), VIII международной научно-практической конференции. н.-и. ц. «Академический» (North Charleston, USA, 2016).

Публикации. Основные положения и результаты исследований отражены в 14 публикациях: 3 статьях в журналах рекомендованных ВАК РФ, 3 статьях в

периодических научных изданиях, 5 статьях в сборниках трудов конференций, 2 тезисах докладов на научно-технических конференциях, получен 1 патент РФ на изобретение.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, 5 глав, заключения, списка литературы из 89 наименований и 2 приложений. Диссертация изложена на 100 страницах, содержит 34 рисунка и 9 таблиц.

Глава 1. Перспективы использования пластмассовых труб

1.1. Состояние и перспективы использования пластмассовых труб в условиях холодного климата

Трубопроводы промышленного назначения делятся на две группы: металлические и неметаллические. Основные особенности металлических труб – прочность, неметаллических – коррозионная стойкость и, как следствие, их долговечность.

Используя трубы, человеку удалось обеспечить подачу воды, нефти, газа и других веществ в нужном ему направлении. Трубы изготавливались практически из всех видов материалов, которые открывало человечество. В начале применения трубы были деревянные, потом глиняные, медные, бронзовые, стеклянные, чугунные, бетонные, стальные (с 1852г.), асбестоцементные, железобетонные, поливинилхлоридные, с 1952г. в Германии и Америке применялись трубы из полиэтилена высокого давления, с 1955г. из полиэтилена низкого давления, с 1958г. из пропилена, с 1972г. из полибутена. Металлополимерные многослойные трубы начали использовать в Англии с 1979г. В России металлопластовые трубы изготавливали с 1981, а бипластмассовые трубы с 1991г.

Трубы из новых материалов появляются по мере того, как потребителями выдвигаются новые требования к ним или когда возникают определенные условия, требующие использования трубной продукции из новых видов материалов или с другими свойствами [1, 2, 17, 52, 53, 82].

К трубам постоянно возрастают требования по удобству транспортировки, хранения, монтажа и эксплуатации, а также снижению расходов на строительство и эксплуатацию трубопроводов.

Во второй половине XX века с ростом возможностей органической химии, при сооружении технологических трубопроводов стали применяться трубы из полимерных материалов.

Первые в России подземные распределительные газопроводы из поливинилхлоридных и полиэтиленовых труб отечественного производства были построены в 1959 году по проекту и технологии, разработанным Мосинжпроект. Наиболее доступными и подходящими по свойствам для подземных газопроводов оказались непластифицированный поливинилхлорид и полиэтилен марки ВДЛ. В течение трех лет, начиная с первого года эксплуатации, сначала еженедельно, а потом ежемесячно на опытных пластмассовых газопроводах проводились систематические наблюдения и измерения, которые не выявили каких-либо отклонений и нарушений [12].

Полиэтилен – термопластичный полимерный материал, который получают путем полимеризации этилена. В ходе проведения технологического процесса молекулы этилена полимеризуются в высокомолекулярное соединение и образуют полиэтилен.

Такой полимер считают линейным, на основе линейной структуры выпускают полиэтилен марки ПЭ63. Изменяя параметры технологии полимеризации – давление и температуру – получают:

- полиэтилен высокого давления (ПЭВД);
- полиэтилен среднего давления (ПЭСД);
- полиэтилен низкого давления (ПЭНД).

Поливинилхлорид (ПВХ) – получают суспензионной или эмульсионной полимеризацией винилхлорида. На основе ПВХ введением пластификаторов, наполнителей и добавок другого назначения получают непластифицированный поливинилхлорид [76].

Несмотря на подходящие для газопроводов свойства ПВХ, трубы из них не получили распространения по следующим причинам: отсутствие способов и оборудования для соединения труб в построечных условиях непосредственно на объекте; не было освоено производство раструбных соединительных деталей, что не позволяло производить надежные врезки, ответвления и повороты газопровода.

В этой связи полиэтиленовые газопроводы имеют неоспоримые преимущества, поскольку трубы хорошо соединяются посредством сварки в полевых условиях и могут поставляться длинномерными бухтами.

Эксплуатация газопроводов из ПЭ труб, построенных в 1961-1964 годах институтом Мосинжпроект, показала возможность их широкого применения, аналогично развивавшемуся в эти годы применению полиэтиленовых труб при строительстве газопроводов в странах Западной Европы и Америки.

Причины, сдерживавшие широкое распространение газопроводов из полиэтиленовых труб в России и других странах СНГ [12, 38, 47]:

- малый объем производства полиэтилена высокой плотности, пригодного для изготовления труб для газопроводов, и в связи с этим невозможность преодоления конкуренции широкодоступных и сравнительно дешевых стальных труб;
- отсутствие промышленного производства литых соединительных деталей из полиэтилена;
- отсутствие индустриального производства типового сварочного оборудования, обеспечивающего выполнение сварных соединений высокого качества;
- отсутствие системы подготовки квалифицированных сварщиков полиэтиленовых трубопроводов, как это организовано при обучении сварщиков стальных газопроводов;
- неотработанность методов контроля сварных соединений полиэтиленовых трубопроводов;
- недостаточная проработка нормативной и методической литературы по строительству, ремонту и эксплуатации полиэтиленовых газопроводов [6, 8].

Производство пластмассовых труб представляет собой одну из важнейших областей создания полуфабрикатов из полимерных материалов. В течение уже более 50 лет пластмассовые трубы являются областью крупномасштабного использования полимеров. ПЭ и ПВХ остаются доминирующими материалами

среди других полимеров, но в зависимости от конкретных требований потребителя трубы также изготавливаются из сшитого ПЭ, хлорированного ПВХ, армированных пластиков, а также используют многослойные трубы [83].

Полиэтиленовые трубы для газопроводов изготавливают по ГОСТ Р 50838-2009 «Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия» и по техническим условиям (ТУ) производителей. Для изготовления труб используется полиэтилен высокой плотности (ПЭВП) типа ПЭ80 с пределом минимальной длительной прочности $MRS=8$ МПа или ПЭ100 ($MRS=10$ МПа). Оценка долговременной работоспособности трубы основывается на уровне напряжения, которое труба может выдержать в течение 50 лет при температуре 20°C с использованием воды как среды, с которой проводятся испытания. Таким образом, трубы классифицируются как: ПЭ63 при напряжении 6,3 МПа, ПЭ80 при напряжении 8,0 МПа, ПЭ100 при напряжении 10,0 МПа.

Сополимер этилена с бутеном образует полиэтилен марки ПЭ80. Гексеновый сополимер этилена – полимер марки ПЭ100. Эти сополимеры этилена имеют улучшенные прочностные и температурные показатели, что позволяет уменьшить толщину стенки трубы, облегчив ее и увеличив внутренний диаметр и, соответственно, пропускную способность трубы [7].

Новое поколение трубного ПЭ, классифицируемого как ПЭ100, превышает по своим свойствам ПЭ80. ПЭ100 обладает высокой прочностью и жесткостью (высокий предел текучести и модуль ползучести) одновременно с высокими показателями стойкости к растрескиванию (быстрое и медленное распространение трещин) и к внутреннему гидростатическому давлению [48].

Для термопластов характерным свойством является временная зависимость прочности от температуры и нагрузки. В связи с этим срок эксплуатации полиэтиленовых труб устанавливается на основании прогнозируемых значений длительной прочности (MRS), определяемых графиком длительной прочности по результатам кратковременных испытаний (до 10000ч) образцов в лабораторных условиях по методикам ГОСТа 24157, ISO 9080.

В период эксплуатации кроме внутреннего давления газопровод подвергается дополнительному воздействию внешних нагрузок – от подпора грунтовых вод, пучения грунта, грунта засыпки, сил, вызванных изменениями температуры трубопровода (линейные расширения/сжатия) и т.д. Эти и другие внешние факторы учитываются коэффициентом безопасности $C = 2,5-2,8$ при расчете рабочего давления в газопроводе (MOP) на срок эксплуатации 50 лет [41]:

$$MOP = \frac{2MRS}{C \times (SDR-1)}, \text{ МПа}$$

здесь SDR – один из важных показателей, которые характеризуют полиэтиленовые трубы, стандартное отношение размеров (Standard Dimension Ratio). Этот параметр представляет собой отношение наружного диаметра d_n к толщине стенки e_n трубы:

$$SDR = \frac{d_n}{e_n}.$$

Для ПЭ газопроводов при прокладке в районах вечномёрзлых грунтов должны применяться трубы с коэффициентом запаса прочности не менее:

- 3,2 для газопроводов, прокладываемых на территориях поселений;
- 2,0 – для межпоселковых.

Большая работа проведена по внедрению в производство полиэтиленовых труб для распределительных газопроводов в Республике Саха (Якутия).

Для практической реализации строительства ПЭ газопроводов в РС(Я) по предложению АО «Якутгазпром» Институтом неметаллических материалов при участии Дирекции «Стройсельгазификация» был разработан Руководящий Документ «Временные указания по проектированию, строительству и эксплуатации полиэтиленовых газопроводов в Республике Саха (Якутия)». Документ содержал основные положения действующих нормативно-технических документов и ряд компенсирующих мероприятий, учитывающих специфику климатических условий РС(Я). Руководящий Документ (РД), наряду с действующей нормативно-технической документацией, использовался в

качестве временного руководства для проектных, монтажных и эксплуатационных организаций и контролирующих органов.

В соответствии с указанным РД, были спроектированы и построены опытные ПЭ газопроводы в Намском и Хангаласском улусах. Результаты опытно-промышленного эксперимента и проведенные дополнительные исследования позволили в 1999г. подготовить предложения по отмене запрета сооружения ПЭ газопроводов в районах с температурой ниже минус 45°С. Эти предложения были поддержаны Межведомственным координационным советом по техническому совершенствованию газораспределительных систем и других инженерных коммуникаций и вошли в проект нового СНиПа «Газораспределительные системы». Утвержденный на федеральном уровне в конце 2002г. новый свод нормативно-технической документации (СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы») полностью отменил ограничения по температуре окружающего воздуха, заменив их эксплуатационными температурами (не ниже -15°С), фактическая величина которых при допустимых глубинах заложения разрешает строительство ПЭ газопроводов на всей территории Республики Саха (Якутия) [4].

Таблица 1.1

Протяженность уложенных полиэтиленовых труб в РС(Я), по данным ССГ

№	Название объекта	Ø63, м	Ø 90, м	Ø 110, м	Ø 160, м	Ø 225, м	Общая протяжен- ность, м
1	ВПС с.Улах-Ан Хангаласского улуса	625	-	1886	1128	217	3856
2	ВПС с.Тюнгюлю, с.Тумул Мегино- Кангаласского улуса	8466	-	13850	2301	10121	34738
3	ВПС с.Покровск, мкр.Звероферма Хангаласского улуса	443	-	2136	-	-	2579
4	ВПС с.Покровск Хангаласского улуса	1182	-	700	-	-	1882
5	ВПС с.Немигюнцы Хангаласского улуса	2540	-	1667	-	-	4207
6	ВПС с.Булгунняхтах Хангаласского улуса	9522	-	6855	-	-	16377
7	ВПС с.Верхний Бестях Хангаласского улуса	-	-	1259	-	-	1259
8	ВПС с.Улахан-Аан Хангаласского улуса	5666	4076	3752	6497	2067	22058
9	Итого:						86956

В настоящее время протяженность построенных Дирекцией «Стройсельгазификация» (ССГ) внутрипоселковых газопроводов с применением полиэтиленовых труб на территории Республики Саха (Якутия) около 87км (см.табл.1.1).

1.2 Экономическая целесообразность строительства полиэтиленовых газопроводов в условиях холодного климата

Как показывают расчеты и практика строительно-монтажных работ в условиях Западной Сибири и Европейской части России, полиэтиленовые газопроводы существенно дешевле, чем стальные.

В связи с тем, что стоимость строительно-монтажных работ, при сооружении газопроводов, рассчитанная на основе сметно-нормативной базы ценообразования 1984г., с индексацией изменения сметной стоимости к текущим годам, не показывает реальную стоимость строительства газопроводов, в работе проведен расчет и анализ строительно-монтажных работ по новым сметно-нормативным базам по строительству газопроводов [71-74].

Стоимость строительно-монтажных работ прокладки подземных газопроводов с наружными диаметрами 57 и 100мм, состоящих из мерных труб длиной 10м, и полиэтиленовых газопроводов из ПЭ80 с наружным диаметром 63 и 110мм, состоящих из мерных труб длиной по 50м, определена на основе сметно-нормативной базы ценообразования 2001 года, составленной на уровне цен по состоянию на 01.2001г., с применением индексов изменения сметной стоимости.

В таблице 1.2 приведены технические характеристики труб газопровода и объемы земляных работ в соответствии с действующими строительными нормами и правилами [58, 61, 62].

Таблица 1.2

Характеристики труб и объемы земляных работ

№	Наименование	Полиэтилен		Сталь	
		ГОСТ Р 50838-95		ГОСТ 10704-70	
1	Наружный диаметр, мм	63	110	57	108
2	Вес 1м трубы, кг	1,07	3,19	4,82	10,43
3	Глубина заложения от верха трубы, м	1	1	1	1
4	Глубина траншеи, м	1,163	1,210	1,257	1,308
5	Ширина траншеи по низу, м	0,80	0,80	0,80	0,80
6	Объем траншеи, м ³	930,4	968	1005,6	1046,4
7	Объем песчаного основания, м ³	160	160	80	80
8	Объем грунта, вытесняемого трубой, м ³	2,55	9,16	3,11	9,5
9	Объем грунта, разраб. вручную, м ³	43,05	77,24	47,29	78,5
10	Объем песка для засыпки над газопроводом, м ³	160	160	160	160
11	Объем грунта для обратной засыпки, м ³	640	640	640	640
12	Уплотнение грунта, м ³	640	640	640	640

Стоимость строительного-монтажных работ прокладки подземных стальных и полиэтиленовых газопроводов определена базисно-индексным методом. Базисно-индексный метод определения стоимости строительства основан на использовании системы текущих и прогнозных индексов по отношению к стоимости, определенной в базисном уровне цен. [38]

Проведенные нами расчеты локальных смет прокладки в узких и широких траншеях подземных стальных газопроводов с наружными Ø57мм, 110мм и полиэтиленовых газопроводов из ПЭ80 с наружным Ø63мм, 110мм, приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3

Стоимость строительно-монтажных работ при прокладке подземных стальных и полиэтиленовых газопроводов длиной 1 км

№	Показатели	Сталь				Полиэтилен			
		Ø57мм		Ø108мм		Ø63мм		Ø110мм	
		УТ	ШТ	УТ	ШТ	УТ	ШТ	УТ	ШТ
1	Сметная стоимость, в том числе ФОТ, тыс. руб.	1099,9	1260,2	1158,6	1321,4	478,2	607,1	621,8	748,2
2	Земляные работы, тыс. руб.	228,6	388,9	232,2	395,0	180,4	309,3	183,5	309,9
3	Прокладка трубопроводов, тыс. руб.	871,3	871,3	926,4	926,4	297,8	297,8	438,3	438,3
4	Нормативная трудоемкость, тыс. чел.ч.	2,261	2,826	2,433	3,013	1,272	1,739	1,313	1,764
5	Нормативная заработная плата, тыс. руб.	195,4	241,34	212,98	259,98	111,3	148,9	114,8	151,3

Использованы обозначения: УТ – узкая траншея, ШТ – широкая траншея.

На основе рассчитанных локальных смет сделаны следующие выводы:

1. Сметная стоимость строительства при прокладке подземных газопроводов в узкой и широкой траншеях из полиэтиленовых труб Ø63мм и 110мм ниже стоимости стальных труб Ø57мм и 108мм в 1,8-2,3 раза. В том числе стоимость земляных работ при прокладке полиэтиленовых газопроводов ниже стоимости стальных в 1,2-1,3 раза, стоимость прокладки полиэтиленовых труб ниже стальных в 2 раза.
2. Нормативная трудоемкость и заработная плата при прокладке подземных газопроводов в узкой и широкой траншеях из полиэтиленовых труб Ø63мм и 110мм ниже стальных труб Ø57мм и 108мм в 1,8-1,9 раза и в 1,85-1,65 раза соответственно.
3. Стоимость земляных работ при прокладке полиэтиленовых газопроводов Ø63мм и 110мм в узкой траншее ниже стоимости при прокладке стальных газопроводов Ø57мм и 108мм в широкой траншее в 1,7 раза.
4. При одинаковом уровне затрат возможно увеличение объемов строительства полиэтиленовых газопроводов – вместо 1 км стального газопровода можно соорудить 1,77-2,3 км полиэтиленового за меньший в 1,62-1,85 раза промежуток времени, зарплата рабочих-строителей при этом увеличится в 1,62-1,85 раза.

1.3 Перспективы использования труб из полимерных материалов при давлениях газораспределительных сетей до 1,2 МПа

Применение труб из полимерных материалов для газораспределительных сетей всех категорий давления позволяет коренным образом решить проблемы их защиты от коррозии, значительно повысить долговечность, минимизировать затраты на эксплуатацию. В настоящее время очередной задачей является повышение надежности и долговечности газораспределительных сетей давлением до 1,2 МПа за счет внедрения труб из полимерных материалов.

Основная область применения полиэтиленовых труб – распределительные газопроводы давлением до 0,6 МПа. Сверх этого давления полиэтиленовые трубы до последнего времени не использовались ввиду ограничений, накладываемых действующими нормативными документами – СНиП 2.04.08-87, СП 42-101-96. При сооружении газораспределительных сетей давлением свыше 0,6 МПа продолжают использовать стальные трубы, что является не лучшим техническим решением с точки зрения обеспечения долговечности.

В целом возможными вариантами является использование труб:

- из сшитого полиэтилена;
- из ПЭ100 SDR 9;
- бипластмассовых;
- на основе термопластичных композиционных материалов.

Трубы из сшитого полиэтилена являются одними из самых распространенных. Положительными свойствами труб является их хорошая гибкость и повышенная на 20-25% прочность по сравнению с трубами из обычного полиэтилена. Однако стоимость производства труб по отработанной в нашей стране технологии сшивки резко возрастает при изготовлении труб больших диаметров, и это является одной из причин того, что в большинстве случаев их диаметр не превышает 40 мм.

Полиэтилен высокой плотности (ПЭ100) относительно новый материал для газопроводных труб, прочностные показатели его выше, чем у ПЭ80, и,

следовательно, появляется возможность использовать трубы из этого материала на большее давление. Трубы из ПЭ100 SDR9 обеспечивают эксплуатацию газопроводов максимальным давлением 1,2 МПа. [69]. Изучение варианта использования гомогенной монолитной трубы для газопроводов с рабочим давлением до 1,2 МПа (ПЭ100, SDR9) стало возможным после введения в 2005 году в последнюю редакцию ГОСТ Р 50838-95 «Трубы из полиэтилена для газопроводов» минимального коэффициента запаса прочности $C=2$, что соответствует международным требованиям, но противоречит действующим в России нормативно-техническим документам. Кроме того, в 2010 году приказом (№780) Министерства регионального развития РФ утверждена актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные сети», которая содержит аналогичные требования.

В бипластмассовых трубах внутренний слой выполнен из полиэтилена, а наружный (прочностной) – из стеклопластика. При производстве труб может применяться широкая гамма полиэфирных смол. Трубы рассчитаны на давление до 4,0 МПа и уже почти двадцать лет используются для монтажа промышленных трубопроводных коммуникаций. Определенной проблемой является выполнение соединений таких труб, а также способы их ремонта.

Конструкция труб из термопластичных композиционных материалов чаще всего состоит из полиэтиленовой основы, укрепленной силовыми мягкими или жесткими каркасами – тканевой оплеткой или обмоткой, проволочными сетками, металлическими лентами и т.п. Такие трубы изготавливаются из ПЭ80, ПЭ100 методом шнековой экструзии и намотки силовых армирующих нитей, воспринимающих осевые и тангенциальные нагрузки (усилия). Достоинства труб с мягким каркасом – способность эксплуатироваться длительное время (50 лет и более) при давлении 1,2 МПа и более, небольшая толщина стенки, сопоставимая с толщиной стенки обычных труб с SDR 11, относительная легкость осуществления процесса сварки, возможность ремонта вырезкой поврежденного участка, наличие соединительных деталей из аналогичного композиционного материала [79].

Использование армированных полиэтиленовых труб для газопроводов с рабочим давлением до 1,2МПа позволяет увеличить их пропускную способность без изменения диаметра трубы, с другой стороны, при равной производительности можно использовать трубы меньшего диаметра [46].

Главным препятствием на пути широкого внедрения армированных полиэтиленовых труб (АПТ) является отсутствие соответствующей нормативной базы. Отсутствие общих подходов к расчету и обоснованию эксплуатационных характеристик, методов оценки качества армированных труб приводит к тому, что каждый разработчик и изготовитель использует свои методы расчета эксплуатационных характеристик труб и трубопроводов на их основе, часто недостаточно обоснованные [18].

Исследовательская практика в области использования армированных полиэтиленовых труб на давление до 1,2 МПа в основе своей базируется на опыте научных исследований и экспериментального строительства применительно к условиям умеренного климата. Опытно-промышленные работы, проведенные в Западной Сибири и технико-экономические расчеты показывают, что широкое внедрение армированных полиэтиленовых труб для межпоселковых газопроводов позволит в 2 раза сократить затраты на монтаж, ускорить строительство и существенно снизить эксплуатационные расходы, за счет повышения рабочего давления с 0,6МПа до 1,2МПа.

Таким образом, существует необходимость проведения экспериментальных исследований по определению физико-механических свойств АПТ в климатических условиях РС(Я). Полученная в результате низкотемпературных испытаний информация позволит обосновать возможность их применения для строительства межпоселковых газопроводов не только на территории Республики Саха (Якутия), но и по всей России.

1.4 Объекты и методы исследования

Армированная полиэтиленовая труба (АПТ).

Исследованы АПТ производства ООО «Технология композитов» (г.Пермь, тип I) и ОАО «Запсибтехнология» (г.Тюмень, тип II). Трубы имеют различные конструктивно-технологические особенности. В случае АПТ производства «Технология композитов», армирующий каркас из высокопрочных синтетических нитей наматывается непосредственно на трубу из ПЭ80 или ПЭ100 (внутренний слой АПТ). Затем, также экструзионным методом, формируется внешний слой АПТ.

Трубы производства «Запсибтехнология» состоят из трех слоев: внутреннего и внешнего из полиэтилена стойкого к действию транспортируемой среды и среднего – технологического, представляющего собой слой полиэтилена низкой плотности (высокого давления) (ПЭНП, ПЭВД) с арамидными нитями, намотанными в направлении осей максимальных напряжений. Минимальное разрушающее давление армирующего каркаса - 6 МПа. В зависимости от назначения трубопровода внутренний и наружный слой труб изготавливают из следующих материалов: полиэтилен ПЭ63, ПЭ80, ПЭ100. Для покрытия армирующих нитей применяют ПЭВД по ГОСТ 16337 или севилен по ТУ 6-05-1636.

Таким образом, в первом случае связь между внутренним и внешним слоями АПТ формируется при экструзии внешнего слоя на предварительно нагретый внутренний слой в промежутках между армирующими нитями. Во втором – связь между слоями АПТ обеспечивается адгезионным взаимодействием на границе раздела слоев с технологическим слоем.

Конструктивная схема армированной полиэтиленовой трубы представлена на рис. 1.1.

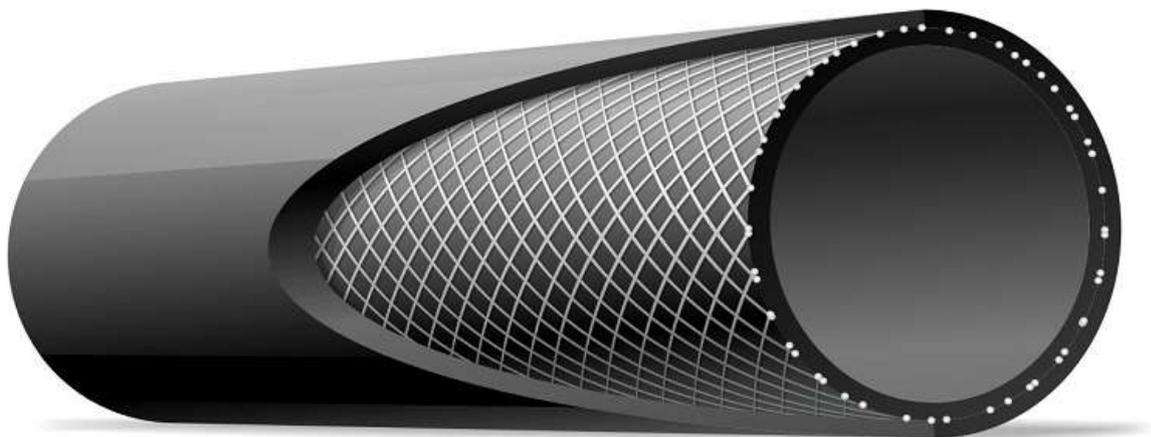


Рис.1.1 Конструктивная схема армированной полиэтиленовой трубы

Опытно-промышленный участок подземного газопровода из АПТ.

В данной работе рассматриваются результаты мониторинга опытно-промышленного участка на объекте межпоселковый газопровод (МПГ) Тулагино-Капитоновка-Кангалассы, длиной 275 метров, диаметр труб 140мм (армированная полиэтиленовая труба (АПТ), производства ОАО «Запсибтехнология» тип II). Трубы изготовлены в соответствии с ТУ 2248-003-35323946-2003 для транспортирования горючих газов. Коэффициент безопасности равен 3,0. Опытно-промышленный участок был построен в 2006 году. Глубина заложения газопровода 1,5м.



Рис.1.2 Опытно-промышленный газопровод высокого давления. с. Тулагино, г. Якутск. Ноябрь 2006 г.

Методы исследования физико-механических свойств АПТ.

Испытание на одноосное растяжение модельных образцов лопаток проведено в соответствии с ГОСТ 11262-80. Общая длина образца 200мм., тип 2. Продольная ось образца совпадает с осью трубы. Испытательная машина – универсальная разрывная машина UTS-20К с температурной камерой. Температура испытаний: +23⁰С, -15⁰С, -60⁰С, при скорости движения захватов испытательной машины 25 мм/мин.

Для проведения испытаний на растяжение кольцевых образцов изготовлены специальные захваты с полудисками. Испытания проводили с учетом требований, изложенных в работах [13, 14, 37, 40, 50, 64, 70, 78, 88], при скорости движения захватов испытательной машины 25мм/мин. Температура испытаний: +23⁰С, -15⁰С, -40⁰С.

Методы испытаний на стойкость к быстрому распространению трещины.

Согласно ГОСТ Р 50838-2009 «Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия», существуют два метода испытаний полиэтиленовых труб на стойкость к быстрому распространению трещин – маломасштабное и полномасштабное.

Полномасштабное испытание (Full Scale Test). Прямые отрезки труб сваривают встык для получения образца длиной не менее 14 м, включая отрезок трубы с нанесенной канавкой, избыточный материал, выдавленный при сварке - грат не удаляют. Испытуемую трубу помещают в канал, соединяют с металлическим ресивером, измеряют длину трубы от центра инициирования до места соединения с ресивером и кондиционируют. Испытуемую трубу охлаждают в зоне инициирования трещины до температуры минус 60⁰С, после чего в испытуемой трубе и ресивере создают давление 1,5 МОР с погрешностью ±2 %. Удаляют устройство для охлаждения канавки и инициируют образование трещины ударом металлического лезвия, расположенного вдоль канавки, в центре ее полной глубины в месте расположения деревянной вставки. Ход бойка должен обеспечивать прорезание

стенки трубы на длину лезвия. Удар наносят не позднее чем через 3 мин после нагружения трубы испытательным давлением. Затем измеряют длину разрушенного участка трубы, включая длину трещины. Трещина не должна заканчиваться на сварном шве. В этом случае образец заменяют другим и испытывают вновь. Рассчитывают процентное отношение длины разрушившегося участка к длине испытуемой трубы. Результат испытания считается удовлетворительным, если наибольшая длина разрушившегося участка меньше или равна 90 % от длины испытуемой трубы [57] Установка для проведения испытания показана на рис.1.3.

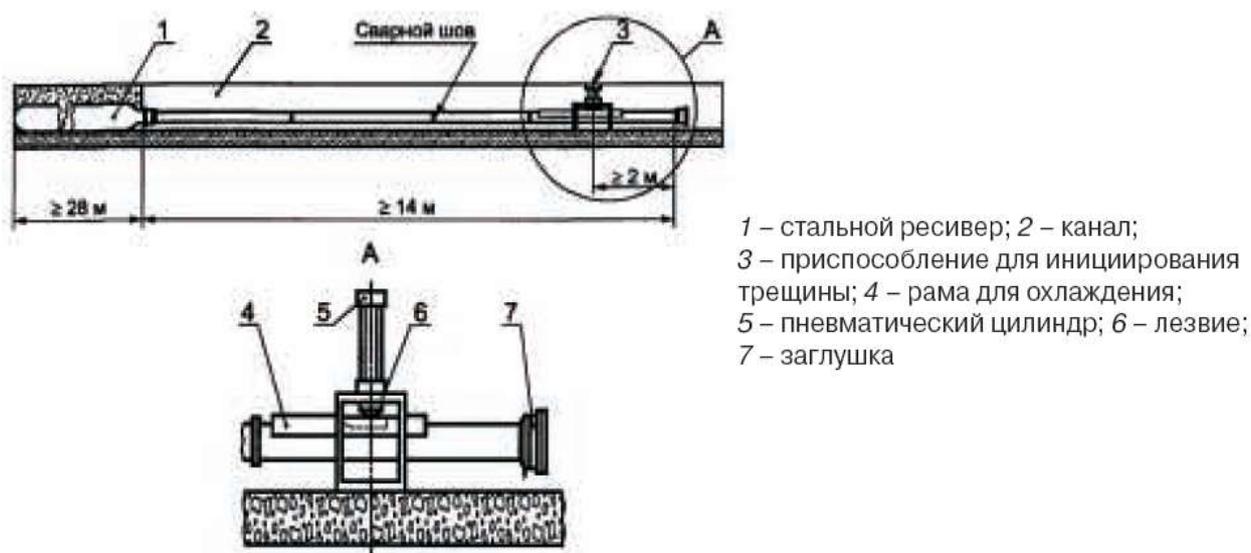


Рис.1.3 Схема установки для испытания полномасштабным методом на стойкость к БРТ (быстрое распространение трещины)

Маломасштабный метод (S4). Испытание проводится на установке, схема которой показана на рис. 1.4. В охлажденный до 0°C образец подается испытательное давление, и по нему наносится удар бойком, проникающим на всю толщину стенки трубы и инициирующим образование продольной трещины. За результат испытания – критическое давление P_c – принимается максимальное давление, при котором трещина не распространяется на длину более 4,7 наружных диаметров трубы [57].

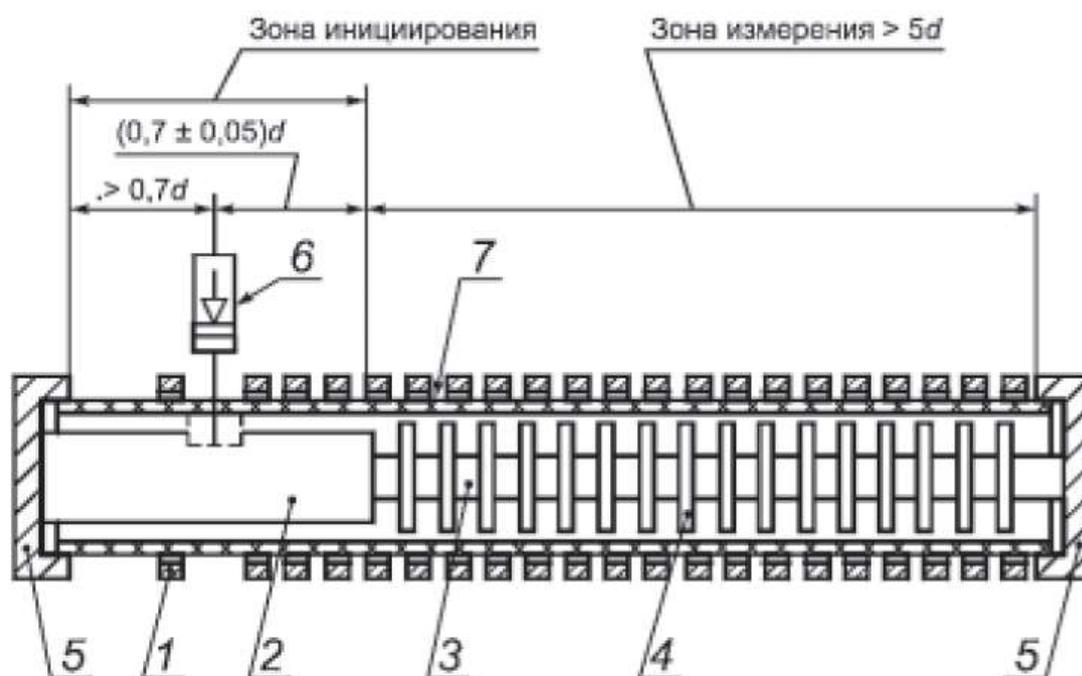


Рис.1.4 Аппаратура для испытания на стойкость к БРТ маломасштабным методом (S4): 1 - кольца наружной обоймы; 2 - наковальня; 3 - несущий стержень; 4 - декомпрессионные перегородки; 5 - заглушки; 6 - боек; 7 - испытываемый образец

В России существует только несколько стендов для определения стойкости полиэтиленовых труб к быстрому распространению трещин маломасштабным методом (S4) для труб диаметром до 160-225мм. Единственный в России уникальный стенд для труб диаметром до 400мм существует на базе испытательной лаборатории ООО «Климовский трубный завод» (Группа ПОЛИПЛАСТИК). Монтаж, наладка и отработка получения надежных результатов потребовали инвестиций более 5 млн. рублей. Такие установки есть далеко не во всех европейских испытательных центрах [60].

Таким образом, для использования ПЭ труб в газораспределительных трубопроводах среднего давления, обязательный по ГОСТ Р 50838 тест S4, может проводиться на весьма дорогостоящих установках, существующих в единичных экземплярах.

Выводы к главе 1

1. Проведенные сравнительные экономические расчеты показали целесообразность применения подземных полиэтиленовых газопроводов взамен стальных при прокладке внутри- и межпоселковых газопроводов в районах Крайнего Севера.
2. Существует необходимость проведения экспериментальных исследований по определению физико-механических свойств АПТ в климатических условиях РС(Я). Полученная в результате низкотемпературных испытаний информация позволит обосновать возможность их применения для строительства межпоселковых газопроводов на территории Республики Саха (Якутия).
3. Проведен выбор методов физико-механических испытаний материала армированных полиэтиленовых труб, определены формы и размеры образцов для получения соответствующих показателей.
4. Рассмотрены существующие методы испытаний на стойкость к быстрому распространению трещин.

Глава 2. Исследование физико-механических свойств армированных полиэтиленовых труб на модельных образцах в диапазоне температур эксплуатации

Исследовательская практика в области изучения физико-механических свойств АПТ в основе своей базируется на зарубежном опыте научных исследований и экспериментального строительства. Такое положение дел неизбежно приведет к дефициту информации на момент формирования технической строительной базы. Предвидя широкий рынок потребления труб на основе композитных технологий, а также несовершенство существующей нормативной базы, крайне актуальной становится проблема оценки их несущей способности при различных условиях эксплуатации.

В мире сформировалась и укрепилась концепция, согласно которой критерий качества полиэтиленовой трубы, прежде всего газовой, обуславливается совокупностью трех ключевых параметров: минимальной длительной прочностью (MRS), стойкостью к медленному растрескиванию и стойкостью к быстрому растрескиванию. Однако реальная безопасность газораспределительных сетей в значительной мере зависит от условий эксплуатации трубы: температуры окружающей среды и ее перепадов, способа укладки и характеристик грунта, сейсмических воздействий, агрессивности перекачиваемой среды. Это заставляет постоянно работать над повышением параметров трубных полиэтиленовых композиций [3].

В отличие от металлов, для которых за долгие годы исследований разработаны и стандартизованы основные методы механических испытаний, в области испытаний композитов остается много нерешенных вопросов в связи с их широким разнообразием и недостаточной исследованностью, а также специфического характера поведения и разрушения композитов. Требуется создание нормативной базы для методов испытаний с целью получения надежных, сопоставимых результатов как для компонентов и лабораторных образцов, так и для образцов-свидетелей, вырезанных из натуральных конструкций

или специальных технологических припусков. В случае материала, получаемого намоткой, под малогабаритными моделями понимают трубчатые или кольцевые образцы, а также прямолинейные образцы, вырезаемые из заготовок. Последнее особенно важно, так как свойства композиционного материала в конструкции, вследствие особенности технологии, могут отличаться от свойств специально изготовленных образцов [59].

АПТ состоит из трех слоев: внутреннего и внешнего из ПЭ80 и промежуточного – армирующего, состоящего из двух слоев арамидной нити, перекрестно-намотанных в направлении осей максимальных напряжений и покрытых технологическим слоем из ПЭНП. Поэтому, очевидно, исследования не могут ограничиваться испытаниями отдельных слоев, т.к. многослойная труба имеет свои отличительные свойства, и, конечно же, ее необходимо исследовать как единое целое, как систему [41].

ГОСТ 11262-80 распространяется на пластмассы и устанавливает метод испытания на растяжение со стандартными размерами испытываемых образцов. В связи с отсутствием стандартов для испытаний модельных образцов из АПТ толщиной более 10мм, необходимо экспериментально показать применимость и адекватность проведения испытаний на образцах в форме лопаток для исследования деформационно-прочностных свойств армированных полиэтиленовых труб при растяжении в диапазоне климатических температур.

Температуры испытаний: $+23^{\circ}\text{C}$, -15°C , -60°C , выбраны из следующих соображений. Температура $+23^{\circ}\text{C}$ – стандартная температура механических испытаний; -15°C – минимально допустимая температура стенки трубы в условиях эксплуатации, в случае использования АПТ при прокладке подземных газопроводов (СП 42-101-2003, пункт 5.2.4); -60°C – минимальная температура окружающей среды в зоне холодного климата.

2.1 Испытание на растяжение образцов-лопаток

Образцы изготовлены в соответствии с установленными размерами – образец тип 2 по ГОСТ 11262-80, за исключением толщины образца, которая в среднем равна 17,5мм. Общая длина образца 200мм. Продольная ось образца совпадает с осью трубы. Испытательная машина – универсальная разрывная машина UTS-20К с температурной камерой. Температура испытаний: +23⁰С, -15⁰С, -60⁰С, при скорости движения захватов испытательной машины 25 мм/мин.

АПТ производства ООО «Технология композитов» - тип I, модельные образцы – лопатки.

Результаты экспериментов - диаграммы деформирования (σ – ϵ) и температурные зависимости $\epsilon_p(T)$ приведены на рисунке 2.1. и таблице 2.1.

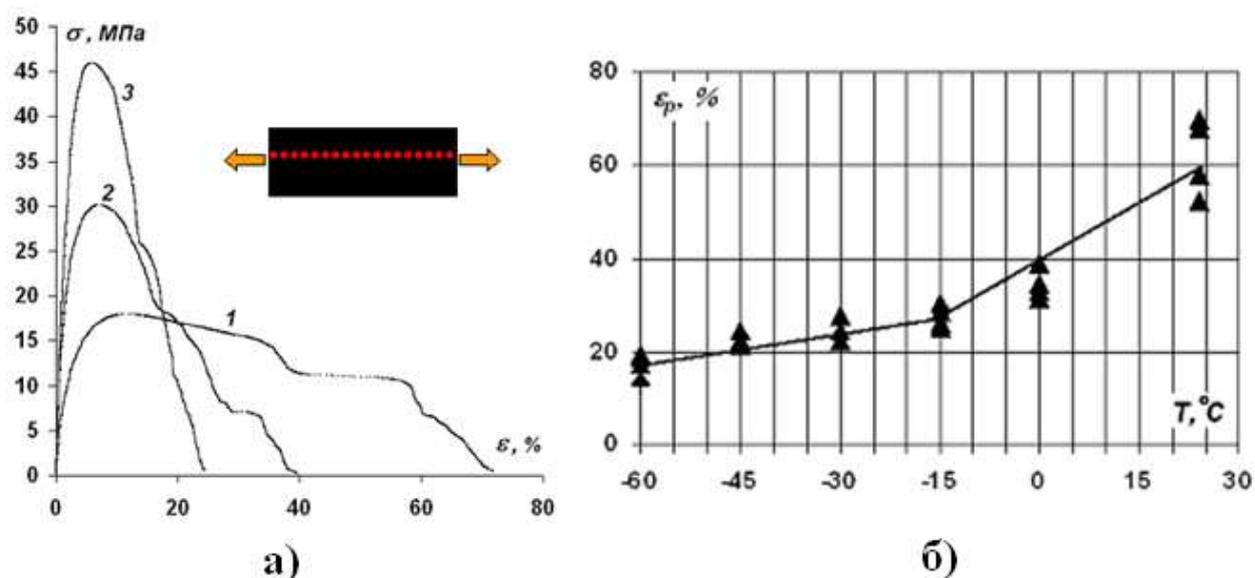


Рис.2.1 а) Характерные диаграммы деформирования образцов АПТ при растяжении: 1 – 20⁰С; 2 – -15 °С; 3 – при температуре -60⁰С и б) температурная зависимость относительного удлинения при разрыве модельного образца

Таблица 2.1

Результаты испытаний на растяжение модельных образцов АПТ тип I

п/п	№ образца	T, °C	*	σ , МПа	ϵ_T , %	ϵ_p , %	$\sigma_{ср}$, МПа	$\epsilon_{Tср}$, %	$\epsilon_{p ср}$, %
1	1-1	+23	вяз	17,5	11,6	65,1	17,6	11,2	59,4
2	1-2			16,9	10,8	55,0			
3	1-3			17,9	11,1	67,2			
4	1-4			18,1	11,3	50,2			
5	2-1	0	вяз	23,6	8,2	30,0	24,1	8,2	32,5
6	2-2			26,0	8,6	32,4			
7	2-3			22,5	7,9	36,6			
8	2-4			24,3	8,1	31,1			
9	3-1	-15	вяз	30,1	7,0	28,7	30,8	7,1	25,5
10	3-2			31,0	6,8	23,1			
11	3-3			30,8	7,1	24,0			
12	3-4			31,1	7,4	26,1			
13	4-1	-30	вяз	35,1	6,3	25,2	35,6	5,9	23,5
14	4-2			36,2	5,2	22,6			
15	4-3			36,3	5,8	25,4			
16	4-4			34,8	6,3	20,8			
17	5-1	-45	вяз	41,3	5,5	20,2	40,2	5,7	21,4
18	5-2			41,6	5,6	20,1			
19	5-3			39,6	5,8	22,5			
20	5-4			38,3	5,9	22,7			
21	6-1	-60	вяз	46,2	5,3	17,4	46,4	5,2	15,9
22	6-2			45,8	5,0	13,1			
23	6-3			46,9	5,3	15,7			
24	6-4			46,7	5,1	17,5			

здесь * – вид разрушения; σ – максимальная прочность при растяжении; ϵ_T – относительное удлинение при максимальной нагрузке; ϵ_p – относительное удлинение при разрушении внешнего слоя образца. $\sigma_{ср}$, $\epsilon_{Tср}$, $\epsilon_{p ср}$ – их средние значения.

Приведенные данные показывают, что разрушение модельных образцов АПТ происходит вязко во всем температурном диапазоне испытаний. Т.е.

разрушение происходит после значительной пластической деформации, что можно наблюдать на графиках разрушения, а также при визуальном осмотре.

АПТ производства ООО «Запсибтехнология» - тип II, модельные образцы - лопатки.

Результаты испытаний приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Результаты испытаний на растяжение модельных образцов АПТ тип II

П/Н	№ образца	T, °C	*	σ, МПа	ε _T , %	ε _p , %	σ _{ср} , МПа	ε _{Tср} , %	ε _{p ср} , %
1	1-06	+23	В	15,382	8,22	35,8	15,225	8,02	35,2
2	2-06		В	15,338	8,17	38,6			
3	3-06		В	15,297	7,76	33,3			
4	4-06		В	14,737	7,76	33,6			
5	13-06		В	15,522	8,18	34,7			
6	1	0	В	21,524	7,997	27,0	21,380	8,157	27,8
7	2		В	21,252	7,978	26,0			
8	3		В	21,984	7,851	28,5			
9	4		В	21,080	8,484	26,5			
10	5		В	21,062	8,476	31,0			
11	6	-5	В	24,297	7,960	28,0	23,426	8,158	27,4
12	7		В	22,711	7,821	24,5			
13	8		В	24,042	8,327	28,0			
14	9		В	22,996	7,635	27,5			
15	10		В	22,886	9,045	29,0			
16	11	-10	В	25,497	7,438	25,0	24,631	8,109	27,5
17	12		В	24,408	7,838	27,5			
18	13		В	24,933	9,097	25,0			
19	14		В	23,941	7,949	30,0			
20	15		В	24,378	8,221	30,0			
21	14-06	-15	В	26,375	6,56	22,6	25,689	5,654	22,8
22	15-06		В	25,663	4,51	20,9			
23	16-06		В	24,638	5,73	24,3			
24	17-06		В	25,389	5,54	23,5			
25	5-06		В	26,379	5,93	22,5			
26	6-06		хр	22,516	3,477*	-“-			

27	7-06		хр	24,304	2,355*	145,0	-	-	-
28	8-06		в	25,2; 25,987	4,5; 8,44	31,0	-	-	-
29	1-1	-15	в	27,132	7,140	25,0	26,103	7,659	25,2
30	1-2		в	25,836	8,065	23,0			
31	1-4		в	25,820	8,204	26,0			
32	1-6		в	26,533	7,732	26,5			
33	1-7		в	26,100	7,052	24,5			
34	1-8		в	25,196	7,760	26,0			
35	1-3		хр	16,384	2,000*	47,0	-	-	-
36	1-5		хр	25,068	6,082*	52,0	-	-	-
37	16	-20	в	27,706	7,584	26,5	26,922	8,158	24,7
38	17		в	26,436	9,559	26,5			
39	18		в	26,863	8,134	22,0			
40	19		в	27,099	7,597	25,0			
41	20		в	26,507	7,915	23,5			
42	21	-25	в	29,089	7,511	24,0	28,674	8,957	24,1
43	22		в	29,092	9,991	24,5			
44	23		в	28,539	8,938	25,5			
45	24		в	27,550	8,813	23,5			
46	25		в	29,098	9,533	23,0			
47	26	-30	в	30,363	7,672	22,0	30,098	9,724	24,0
48	27		в	30,061	10,078	23,0			
49	28		в	30,370	12,301	27,0			
50	29		в	29,600	8,845	24,0			
51	30		хр	27,504	6,508*	-“-			
52	9-06	-60	хр	29,393	2,976*	-“-	-	-	-
53	10-06		хр	31,650	2,759*	-“-	-	-	-

здесь * – вид разрушения; σ – максимальная прочность при растяжении; ε_T – относительное удлинение при максимальной нагрузке; ε_p – относительное удлинение при разрушении внешнего слоя образца. σ_{cp} , ε_{Tcp} , $\varepsilon_{p\ cp}$ – их средние значения.

Индексом ε_p обозначены относительные удлинения, соответствующие моменту разрушения внешнего слоя модельного образца АПТ, который четко

фиксируется на диаграммах деформирования σ – ε характерной «ступенькой», см. рис. 2.2.а.

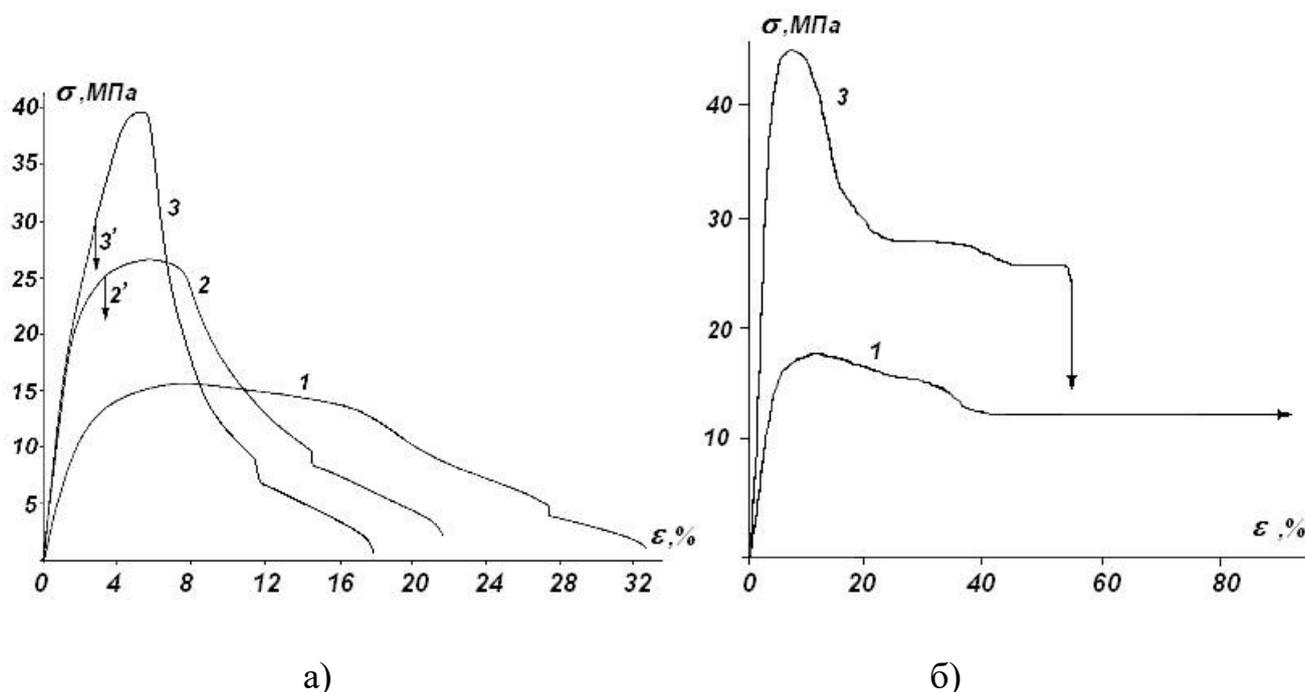


Рис. 2.2 Характерные диаграммы деформирования образцов АПТ (а) и гомогенных образцов ПЭ80 (б) при растяжении: 1 - $+20^\circ\text{C}$; 2 и 2' - -15°C ; 3 и 3' - при температуре -60°C (2' и 3' - диаграммы хрупкого разрушения)

Отметим основные особенности проявления механизма разрушения образцов, пользуясь данными экспериментов: диаграммы деформирования σ – ε ; микрофотографии поверхностей изломов; модельные схемы и температурные зависимости $\varepsilon_p(T)$ (рис. 2.2-2.4).

1. При температурах испытаний $T \geq -10^\circ\text{C}$ все образцы разрушились вязко.
2. При $T \leq -15^\circ\text{C}$ наряду с вязкими, имеют место и хрупкие разрушения.

Здесь и ниже термин «хрупкое разрушение образца» используется как в случае хрупкого разрыва всего образца (рис. 2.3.а, г), так и в случае хрупкого разрыва только внешнего (поверхностного для трубы) слоя образца АПТ (рис. 2.3.б). Иными словами, под «хрупким» разрушением следует понимать процесс хрупкого разрушения, как минимум, наружного слоя образца.

Таким образом, в квазистатических испытаниях на кратковременную прочность при растяжении модельных образцов АПТ на температурной зависимости прочности, в диапазоне температур $-10 \div -15^{\circ}\text{C}$ выявлен вязко-хрупкий переход (ВХП).

При температуре испытаний $T > T(\text{ВХП})$, процессы деформирования в наружном и внутреннем слоях модельных образцов АПТ происходят «раздельно» (условно независимы), что выражается в неодновременном (по времени) переходе слоев в стадии потери устойчивости (шейкообразования) и разрушения. При $T \leq T(\text{ВХП})$ часть образцов разрушается хрупко, часть - вязко, успевая образовать шейку.

При $T = -60^{\circ}\text{C}$ один из образцов, разрушившихся хрупко, разрушился с образованием двух коллинеарных поверхностей разлома (соответственно внешнего и внутреннего слоев модельного образца), разделенных трещиной расслоения между внутренним и технологическим (срединным) слоями, см. рис. 2.3.в.

При всех температурах испытаний вязкие разрушения модельных образцов характеризуются развитием необратимой деформации (переход в шейку и дальнейшее удлинение) раздельно в двух слоях: в поверхностном и внутреннем. На диаграммах растяжения ($\sigma - \epsilon$) момент разрыва первой шейки отмечается явно выраженной «ступенькой», которая отсутствует на диаграммах растяжения гомогенных образцов, см. рис. 2.2.б.

Полагается, что разрушение одного и того же материала то вязко, то хрупко в образцах со средним адгезионным слоем, зависит от качества соединения среднего слоя с внешним и внутренним полиэтиленовыми слоями, при лучшей адгезии возможно проникновение быстрой трещины из среднего слоя, при отсутствии или плохой адгезии разрушение происходит вязко.

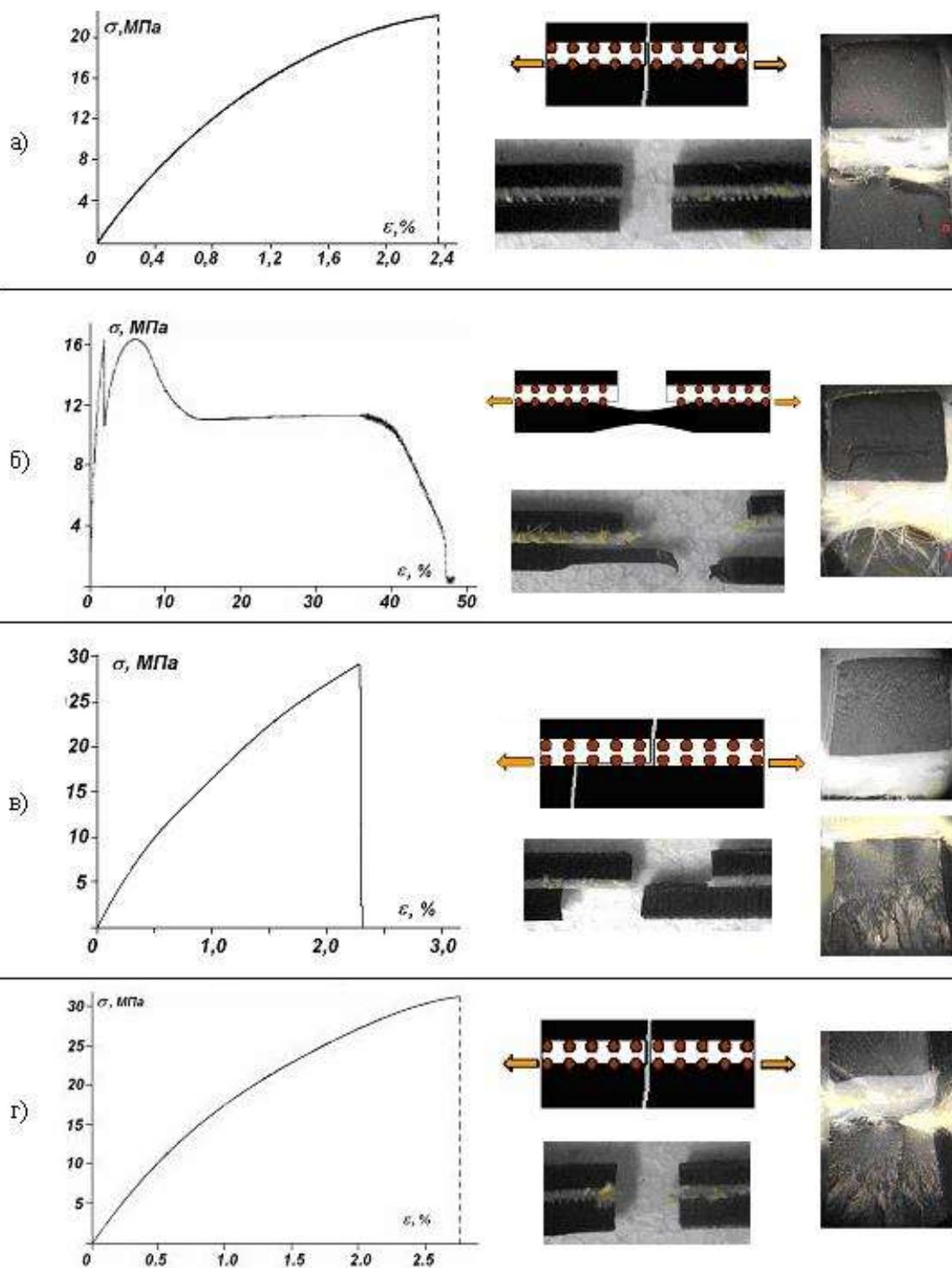


Рис. 2.3 Диаграммы деформирования, модельные схемы и микрофотографии поверхностей разрушения модельных образцов АПТ разрушившихся хрупко в испытаниях при $T=-15^{\circ}\text{C}$ (а, б) и $T=-60^{\circ}\text{C}$ (в, г)

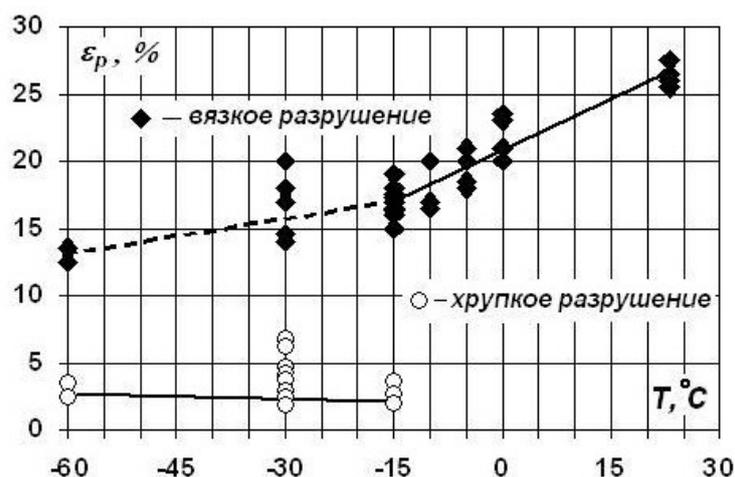


Рис. 2.4 Температурная зависимость относительного удлинения при разрыве внешнего слоя модельного образца АПТ: \blacklozenge - вязкий разрыв; \circ - хрупкий разрыв

2.2. Испытание на растяжение образцов – колец

Известно, что проблемы передачи растягивающей нагрузки на образец при испытании однонаправленных композитов с высокой анизотропией жесткости и прочности разрешается путем применения метода нагружения полудисками кольцевых образцов, изготовленных методом намотки (ГОСТ 25.603 – 82). Настоящее исследование проведено, в том числе, и с целью проверки применимости подобного метода для испытания на растяжение модельных образцов – колец АПТ.

АПТ производства ООО «Запсибтехнология» - тип II, модельные образцы - кольца.

Для проведения испытаний изготовлены специальные захваты с полудисками для растяжения кольцевых образцов. Предварительные эксперименты на кольцевых образцах внутренним диаметром $d_в = 107$ мм, толщиной $h = 17,5$ мм, шириной $b = 20$ мм, показали, что разрушение образцов происходит в горизонтальном сечении кольца в области зазора между полудисками. Схема нагружения, тип образца и общий вид образца в захватах испытательной машины приведены на рис.2.5.

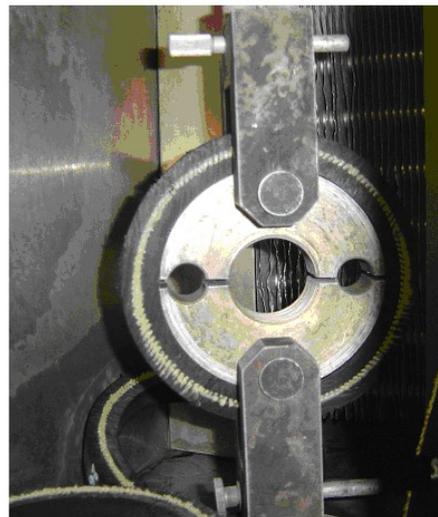
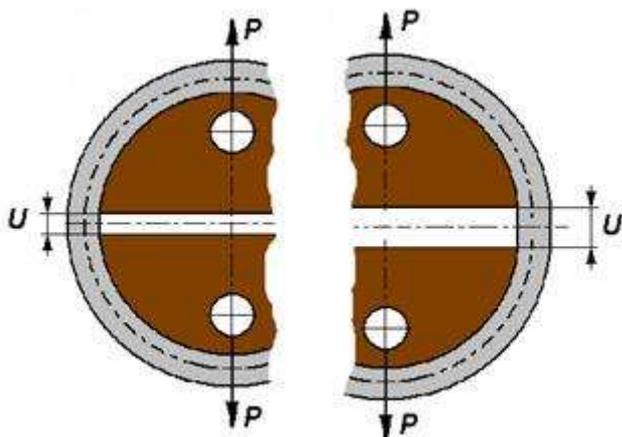


Рис.2.5 Схема нагружения при растяжении и общий вид кольцевого образца в захватах; P - нагрузка U – перемещение

В литературе отсутствует решение нелинейной задачи о нагружении консольного кривого бруса с граничными условиями, отвечающими особенностям описываемого эксперимента, позволяющее получить точную оценку напряженного состояния кольцевого образца. Учитывая трудности, связанные с получением точного решения, представляется целесообразным применить для расчета предельных напряжения σ и деформации ε_{max} кольцевых образцов из АПТ формулы, приведенные в [37] для определения соответствующих характеристик композитных материалов в условиях аналогичного нагружения. Так как толщина образца превышает регламентированную ГОСТ 25.603-82 (до 6мм), в расчете σ можно внести поправку, учитывающую влияние относительной толщины кольца c на неоднородность окружных напряжений при действии внутреннего давления [70]. Материал кольца считается изотропным. Таким образом, формулы для расчета будут иметь вид:

$$\sigma = -\frac{P_{max}}{h(1-c)d_H} k; \quad (2.1)$$

$$\varepsilon_{\max} = \frac{2u_{\max}}{\pi d_{\varepsilon}} ; \quad (2.2)$$

где $c=d_{\varepsilon}/d_n$; d_{ε} , d_n – внутренний и внешний диаметры; $k=(1+c^2)/[(1+c)c]$; p_{\max} – максимальная нагрузка; u_{\max} – максимальное перемещение; h – толщина образца.

Неучет неоднородности напряженного состояния, связанной с изгибом, не может привести к большой погрешности в оценке σ , так как нелинейное поведение материала в условиях больших деформаций выравнивает окружные напряжения по сечению образца. Предположение об однородности распределения ε по периметру образца, положенное в основу расчетной формулы для определения деформации, должно, по-видимому, выполняться на начальном участке нагружения, когда $u \ll d_{\varepsilon}$. При больших u реальная база, к которой относится приращение длины Δu , всегда будет меньше πd_{ε} из-за трения между поверхностями образца и полудисков. Таким образом, расчет по формулам (2.1) и (2.2) должен привести к получению нижних оценок характеристик σ , ε_{\max} испытываемых АПТ.

В табл. 2.3 приведены значения условных параметров σ , ε , рассчитанных по соотношениям (2.1) и (2.2) на основании экспериментальных данных, полученных в прочностных испытаниях на растяжение модельных образцов – колец АПТ при $T_{\text{исп}}=23, -10, -15^{\circ}\text{C}$.

Таблица 2.3

Значения параметров σ , ε , рассчитанных по соотношениям (2.1) и (2.2) на основании экспериментальных данных, полученных в прочностных испытаниях на растяжение модельных образцов – колец АПТ тип II

п/н	№ образца	T, °C	*	σ , МПа	ε_T , %	ε_p , %	σ_{cp} , МПа	$\varepsilon_{T cp}$, %	$\varepsilon_{p cp}$, %			
1	1	+23	в	17,158	9,6	14,8	17.106	8,7	14,5			
2	2		в	17,298	7,9	15,0						
3	3		в	16,862	8,7	13,6						
4	1.1	-10	в	28,2805	6,8	8,5	27.236	6,9	8,4			
5	1.2		в	27,7695	7,1	8,8						
6	1.3		в	28,077	6,5	7,8						
7	1.4		в	26,7325	7,3	9,3						
8	1.5		в	26,595	6,5	8,1						
9	1.6		в	26,4085	7,3	8,5						
10	1.7		в	27,048	6,6	7,7						
11	1.8		в	28,216	6,9	7,8						
12	1.9		в	27,402	6,9	8,1						
13	1.10		в	26,882	7,1	9,7						
14	2.1	-15	в	28,615	7,4	9,1	28.271	7,25	9,1			
15	2.2		в	28,2835	8,2	9,9						
16	2.4		в	28,5335	7,3	9,2						
17	2.5		в	28,369	7,3	9,1						
18	3.2		в	29,214	6,6	9,2						
19	3.4		в	26,5295	7,4	8,9						
20	3.5		в	28,355	6,6	8,3						
21	3.3		хр	25,3955	3,7	- " -				-	-	-
22	2.3		хр	28,0795	6,7	- " -				-	-	-
23	3.1		хр	29,462	4,7	- " -				-	-	-

Использованы условные обозначения: в, хр – вязкое и хрупкое разрушение

σ – значение максимального напряжения, соответствующее максимальной величине нагрузки приложенной к образцу в процессе растяжения, вычисленное по соотношению (2.1). Оно характеризует:

- момент наступления состояния текучести (перехода в шейку) материала образца при $T_{исп} = +23^{\circ}\text{C}$ и -10°C ;

- начало распространения вязкой трещины в сечении образца, сопровождающееся падением нагрузки ($T_{исп} = -15^{\circ}\text{C}$), причем начало движения трещины всегда направлена в наружный слой образца;

- начало распространения хрупкой трещины, также направленной в наружный слой, с последующим разрушением образца ($T_{исп} = -15^{\circ}\text{C}$);

ε_T , ε_p – условные максимальные деформации, вычисленные по соотношению (2.2), отвечающие, соответственно, максимальному σ и моменту полного разрушения (разделения на части) модельных образцов.

Во всех случаях источником зарождения трещины, инициирующей разрушение образца, как и при испытаниях на одноосное растяжение образцов – лопаток, является промежуточный технологический слой образца.

АПТ производства ООО «Технология композитов» - тип I, модельные образцы - кольца.

Конкретные данные не приводятся, т.к. все образцы разрушились вязко в температурном диапазоне испытаний.

Итак, в квазистатических испытаниях на кратковременную прочность при растяжении модельных образцов АПТ тип II, в форме лопаток и колец, на температурной зависимости прочности указанных образцов, в диапазоне температур -10°C – -15°C , выявлен вязко-хрупкий переход (ВХП).

Испытания на растяжение образцов в форме лопаток и колец дают вполне сопоставимые результаты.

2.3 Температурная зависимость кратковременной прочности от скорости испытаний на растяжение

Исследовали зависимость температуры вязко-хрупкого перехода (ВХП) от скорости испытаний на растяжение модельных образцов АПТ. Образцы изготовлены из АПТ тип II, диаметрами 140мм (ЗАО «Запсибтехнология») и номинальной толщиной стенки 17,5. Образцы лопатки - в соответствии с ГОСТ 11262-80, тип 2. Продольная ось образца совпадает с осью трубы. Испытательная машина — универсальная разрывная машина UTS-20К с

температурной камерой. Температура испытаний: +20°C, +5°C, 0°C, -5°C, -10°C, -15°C, -30°C и -60°C, при скоростях движения захватов испытательной машины 25-1000 мм/мин.

Сравнительные результаты испытаний (при скорости 25 и 100 мм/мин) приведены на рис.2.6 и 2.7.

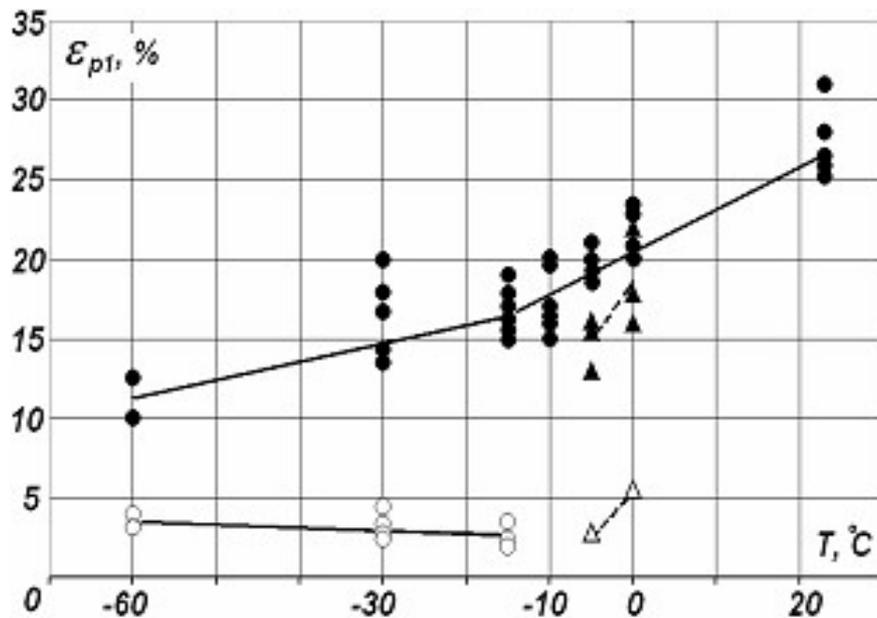


Рис.2.6. Температурные зависимости относительной деформации при растяжении, при разрыве внешнего слоя АПТ при скорости испытаний: 25 мм/мин и 100 мм/мин. (●, ▲ – вязкие, ○, Δ - хрупкие разрушения);

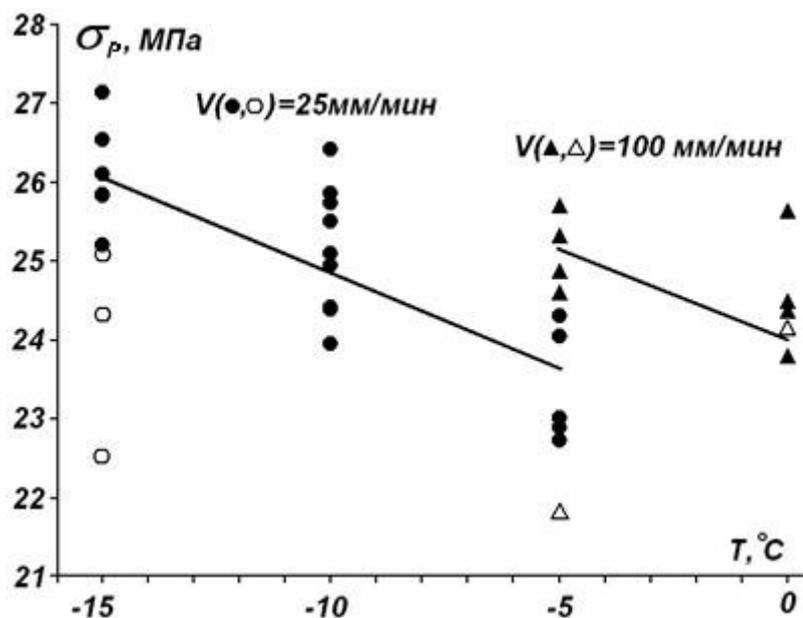


Рис.2.7. Температурная зависимость прочности при разрыве внешнего слоя АПТ при скорости испытаний: 25 мм/мин (● – вязкие, ○ - хрупкие разрушения); 100 мм/мин (▲ – вязкие, △ - хрупкие разрушения)

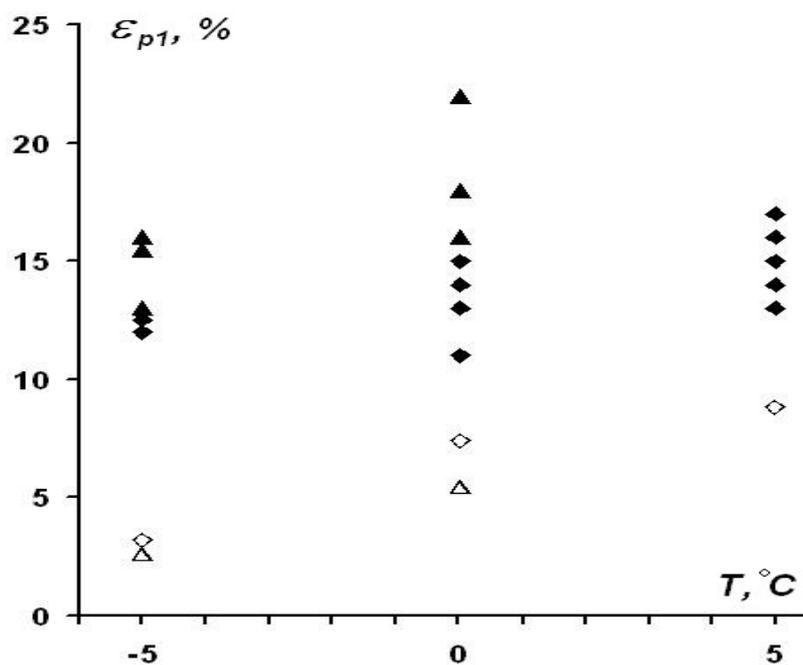


Рис. 2.8. Температурные зависимости относительной деформации при разрыве внешнего слоя АПТ при скорости испытаний: 25, 100 и 1000 мм/мин. (●, ▲, ◆ – вязкие, ○, △, ◇ - хрупкие разрушения);

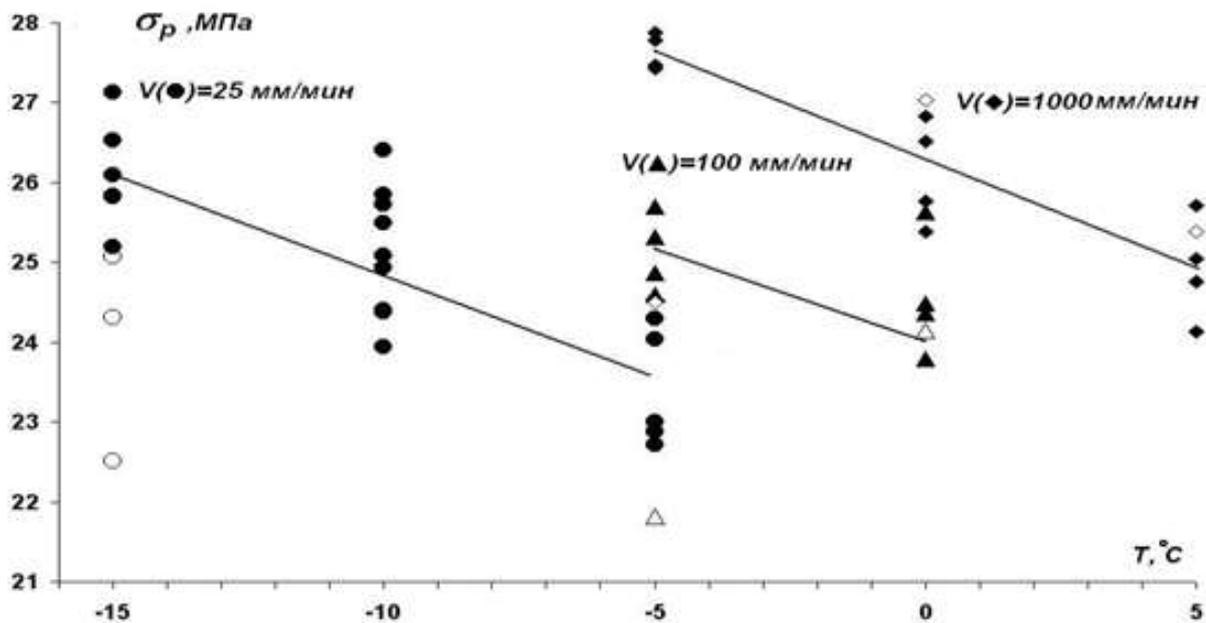


Рис. 2.9. Температурные зависимости прочности при разрыве внешнего слоя АПГ при скорости испытаний: 25, 100 и 1000 мм/мин. (●, ▲, ◆ – вязкие, ○, △, ◇ – хрупкие разрушения)

Сравнительные результаты испытаний (при скоростях 25, 100 и 1000 мм/мин) приведены на рис.2.8 и 2.9. Таким образом, экспериментально установлена зависимость температуры вязко-хрупкого перехода в механизме разрушения модельных образцов от скорости испытаний, которая при увеличении скорости испытаний на растяжение с 25мм/мин до 100мм/мин повышается с значения минус 15°С до 0°С.

2.4 Механизм разрушения модельных образцов

Исторически сложилось так, что проблема хрупкого разрушения исследовалась посредством температуры перехода либо механики разрушения [51]. Механика разрушения, которая описывает поведение дефекта на основе анализа локального напряженного состояния, касается инициирования трещины, в то время как температура перехода имеет отношение и к инициированию, и к распространению разрушения, но в различной степени.

Понимание процесса инициирования трещины является важным при расчете надежности по нескольким причинам. В основном инициирование трещины регулируется сложной связью между размером дефекта и напряженным состоянием около дефекта. Эта связь может быть изменена такими факторами, как вязкость материала, температура и скорость деформации или форма (диаметр или толщина стенки). Инициирование трещины может быть пластическим со значительной пластической деформацией в ее вершине или хрупким с очень малой пластической деформацией в вершине. Температура определяет, хрупким или вязким будет инициирование трещины в материале.

Согласно механике разрушения, даже в том случае когда внутри пластины налицо условие возникновения плоской деформации, на поверхности ее всегда возникает плоское напряженное состояние (ПНС) Если деформация внутренней части пластины происходит в основном в одной плоскости, то во внутренней ее части напряжение σ_3 постепенно увеличивается от нуля (на поверхности пластины) до величины, определяемой плоским деформируемым состоянием (ПДС) [85].

На основании визуального и оптико-микроскопического анализа поверхности разрушенных образцов (см.рис.2.10) полагаем, что механизм разрушения модельного образца АПТ в испытаниях на растяжение, заключается в растрескивании технологического слоя (либо границы раздела), адгезионно связанного со слоями ПЭ80 (внутренняя и внешняя оболочки АПТ), способность которых к торможению трещины и определяет переход от вязкого разрушения к хрупкому при понижении температуры испытаний (см. рис.2.10).

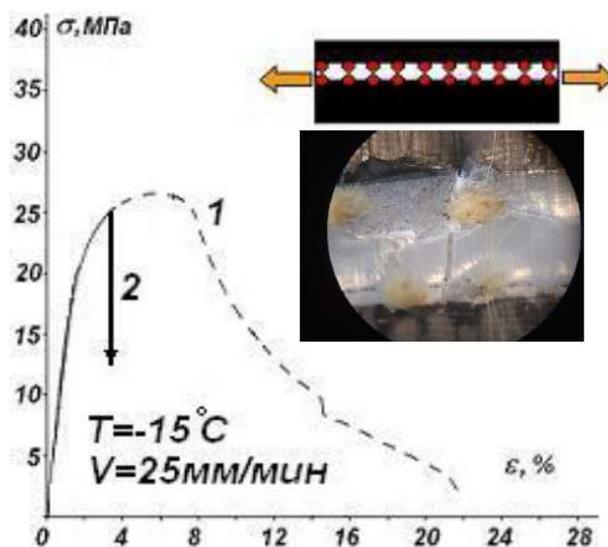


Рис. 2.10. Деформационно-прочностные диаграммы, условная схема модельного образца АПТ и фото трещины в адгезионном слое образца, где 1, 2 – вязкий и хрупкий характер разрушения, соответственно.

Таким образом, переход от вязкого разрушения модельного образца АПТ к хрупкому должен определяться ВХП в механизме разрушения защитных полимерных (ПЭ80) слоев АПТ. Иными словами, возможность движения разрушающей образец трещины в полимерном слое ПЭ80, которая зависит от температуры и скорости (через зависимость предела текучести) испытаний, должна определяться напряженно-деформированным состоянием в её вершине.

Как показывают данные фрактографии поверхностей излома модельных образцов ПЭ80 (рис.2.11) и АПТ (рис.2.12), возможность движения разрушающей трещины в защитных слоях — хрупкое разрушение образца, определяется снижением сопротивляемости материала пластическим деформациям в вершине трещины при понижении температуры и повышении скорости испытаний на растяжение.

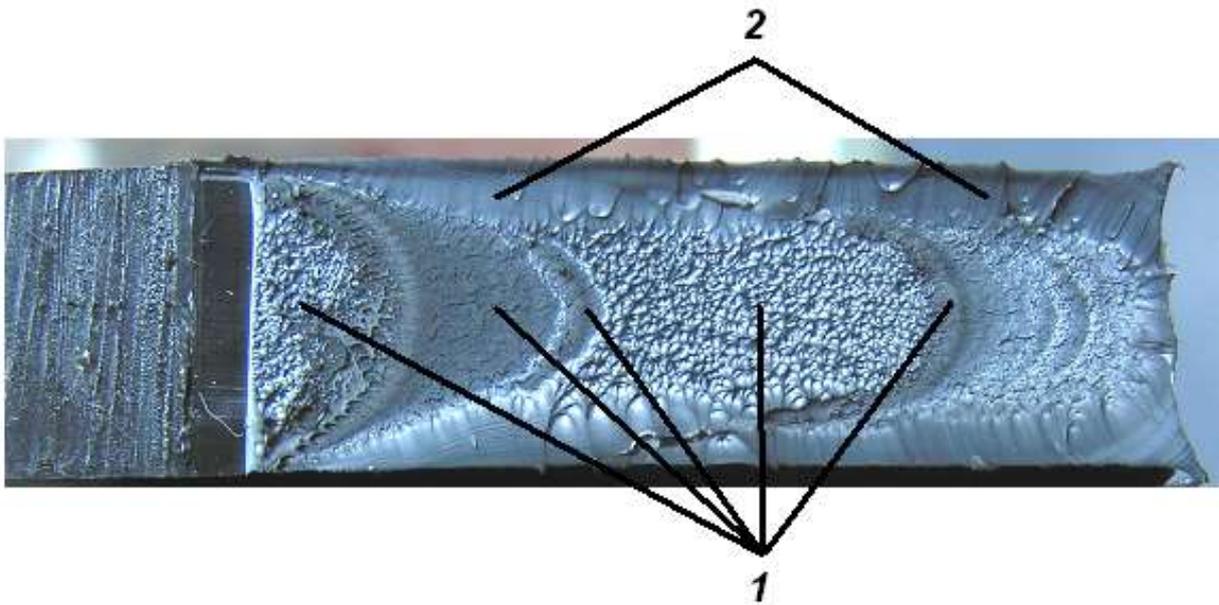


Рис. 2.11 Фото поверхности разрушения при одноосном растяжении образца ПЭ80 с надрезом, иллюстрирующее элементы рельефа поверхности, разрушившееся в ПДС – 1 и в ПНС – 2, состояниях

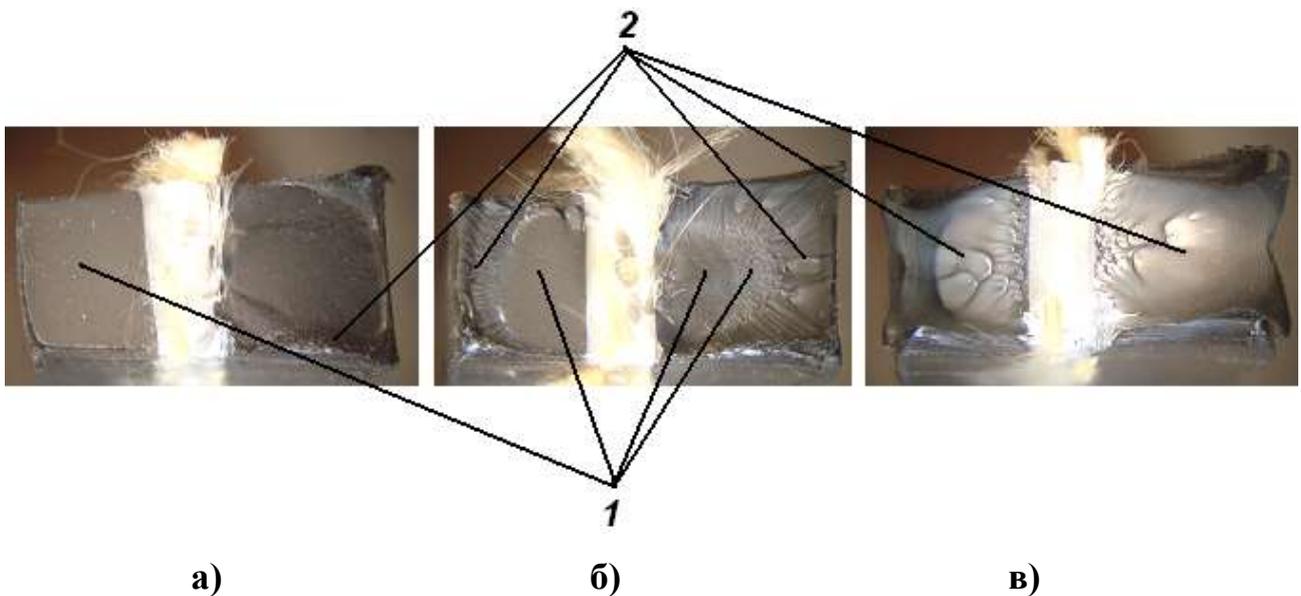


Рис. 2.12 Фото поверхностей разрушения при одноосном растяжении ($V=1000$ мин/мин) образцов АПТ при: а) -5°C ; б) 0°C ; в) $+5^{\circ}\text{C}$

Отметим, что проникновение разрушающей трещины (сформированной в технологическом слое) в защитные слои АПТ (перфорация границы раздела адгезив - защитный слой), очевидно, становится возможным при выполнении

соответствующих критериев механики разрушения, а именно, $K_I = K_{IC}$, где K_I — коэффициент интенсивности напряжений в вершине разрушающей трещины, выходящей из адгезионного слоя, K_{IC} — критический коэффициент интенсивности напряжений материала защитного слоя для условий ПДС.

Природа трещинообразования, развивающегося в технологическом слое АПТ (либо на границе раздела, см.рис.2.10), требует специального исследования, без которого в настоящий момент невозможно убедительно интерпретировать случайный характер проявления вязко-хрупкого перехода в механизме разрушения модельного образца АПТ. При этом отметим, что спектр растрескивания» среднего (адгезионного) слоя, определяющий хрупкое разрушение в температурном диапазоне испытаний, характеризуется параметрами: по $\varepsilon = 2,0 \div 6,7\%$; по $\sigma = 16,4 \div 31,7$ МПа.

Таким образом, в квазистатических испытаниях на кратковременную прочность при растяжении армированных синтетическими нитями полиэтиленовых труб, в конструкции которых предусмотрен адгезионный слой, связывающий армирующую и полиэтиленовые оболочки трубы, экспериментально установлена зависимость температуры вязко-хрупкого перехода (ВХП) в механизме разрушения модельных образцов от скорости испытаний, которая при повышении скорости с 25мм/мин до 100мм/мин повышается с минус 15°С до 0°С. При этом механизм разрушения модельного образца АПТ в испытаниях на растяжение, заключается в растрескивании технологического слоя, адгезионно связанного со слоями ПЭ80 (внутренняя и внешняя защитные оболочки АПТ), способность которых к торможению трещины и определяет переход от вязкого разрушения к хрупкому при понижении температуры испытаний.

Представляется, что полученный результат подчеркивает необходимость дальнейшего уточнения и согласования существующих регламентных требований по применению труб и эксплуатации полиэтиленовых трубопроводов в регионах холодного климата.

По проведенным исследованиям, АПТ тип I имеет лучшие показатели, чем АПТ тип II. Для проведения мониторинга была выбрана труба тип II, так как для нас более интересно поведение трубы с низкими прочностными характеристиками в реальных условиях эксплуатации.

Выводы к главе 2

1. Испытания на растяжение образцов в форме лопаток и колец дают вполне сопоставимые результаты. При этом для труб тип II, «спектр растрескивания» среднего слоя, определяющий хрупкое разрушение в температурном диапазоне испытаний, характеризуется параметрами: по $\varepsilon=2,0\div 6,7\%$; по $\sigma=16,4\div 31,7\text{МПа}$.
2. Выявлен механизм разрушения модельных образцов трубы тип II, заключающийся в растрескивании технологического слоя, адгезионно связанного со слоями ПЭ80 (внутренняя и внешняя оболочки АПТ), способность которых к торможению трещины и определяет переход от вязкого разрушения к хрупкому при понижении температуры испытаний.
3. Также для труб тип II экспериментально установлена зависимость температуры вязко-хрупкого перехода в механизме разрушения модельных образцов от скорости испытаний. При увеличении скорости испытаний на растяжение с 25мм/мин до 100мм/мин, температура, при которой происходит вязко-хрупкий переход, смещается с минус 15°C до 0°C.

Глава 3. Оценка стойкости к распространению быстрой трещины в полиэтиленовых трубах при низких температурах

Полученные во второй главе результаты, показывают, что наличие технологического слоя, адгезионно связанного с внутренним и внешним слоями АПТ, при растяжении приводит к возникновению трещины, проникающей в слой трубного полиэтилена. Этот факт привел к идее оценки стойкости к быстрой трещине трубных марок полиэтилена, с помощью испытаний на растяжение модельных образцов с нанесенным хрупким слоем.

Явление быстрого распространения трещины в газопроводе связано с тем, что скорость распространения трещины сопоставима со скоростью звука в материале трубопровода, а скорость декомпрессии сжатого газа в вершине движущейся трещины значительно уступает ей, и таким образом, движущая сила быстрой трещины подпитывается упругой энергией сжатого газа, вызывающего напряженное состояние в стенке трубы. Для того, чтобы быстро распространяющаяся трещина остановилась, не вызывая масштабного разрушения газопровода, необходимо превышение динамической трещиностойкости материала трубы газопровода G_d , над движущей силой трещины G .

Полиэтилены марок ПЭ80 и ПЭ100 применяются в качестве наружных и внутренних слоев армированных полиэтиленовых труб, нарушение целостности хотя бы одного слоя ведет к потере работоспособности всей трубы. Эта глава посвящена стандартным квазистатическим испытаниям на растяжение модельных образцов полиэтиленовых труб из материалов ПЭ80 и ПЭ100 с хрупким поверхностным слоем.

Полиэтилен может становиться хрупким при неблагоприятном сочетании таких факторов, как высокие скорости деформации и низкие температуры. В трубах в этом случае инициатором хрупкого разрушения может быть внешнее воздействие, например, удар или, что чаще бывает на практике дефекты или плохое качество стыкового сварного шва [15].

3.1 Существующие методы испытаний на стойкость к распространению быстрой трещины

Полномасштабное испытание (Full Scale Test) позволяет определять стойкость трубы к распространению «быстрых трещин» способом, который симулирует реальные условия эксплуатации трубопровода.

Результат испытания считают удовлетворительным, если при испытательном давлении, наибольшая длина разрушившегося участка меньше или равна 90 % от длины испытываемой трубы.

Длина разрушения трубы более 90 % длины испытываемой трубы, характеризующая процесс быстрого распространения трещин, является отрицательным результатом.

С точки зрения условий проведения это испытание признано трудновыполнимым и дорогостоящим.

Маломасштабный метод (S4) (отечественный аналог – ГОСТ Р 50838-2009 [28]) позволяет достичь типичного для распространения «быстрой трещины» состояния (RCP), при небольшой длине трубного образца и более низком давлении, чем требует для такого же эффекта та же труба при полномасштабном испытании (Full Scale Test). Создавая различные давления воздуха внутри трубы (выше или ниже ожидаемого значения «критического давления»), получают не менее двух результатов, при которых образуется трещина длиной $a \leq 4,7d$ и при которых длина трещины составляет $a > 4,7d$. Образование трещины длиной $a > 4,7d$ характеризует начало быстрого распространения трещин. За результат испытания принимают минимальное внутреннее давление воздуха («критическое давление» P_c), при котором возникает процесс быстрого распространения трещины на образце. Результат испытания считается положительным, если полученное «критическое давление» больше значения показателя, равного $MOR/2,4-0,072$ МПа. На основании серии тестов при разных давлениях и постоянной температуре можно определить критическое давление или критические напряжения,

которые вызывает распространение «быстрых трещин». Подобным образом на основании тестов при разных температурах и постоянном давлении можно определить критическую температуру, при которой возможно RCP [86].

В связи с тем, что существующие в настоящее время экспериментальные методики определения RCP признаются чрезмерно дорогими, технически сложными и трудоемкими в реализации, стоит задача разработки и обоснования более простых и оперативных методик. При очевидной актуальности задачи для природно-климатических условий России, сведения о соответствующих отечественных исследованиях и разработках в научной литературе практически отсутствуют.

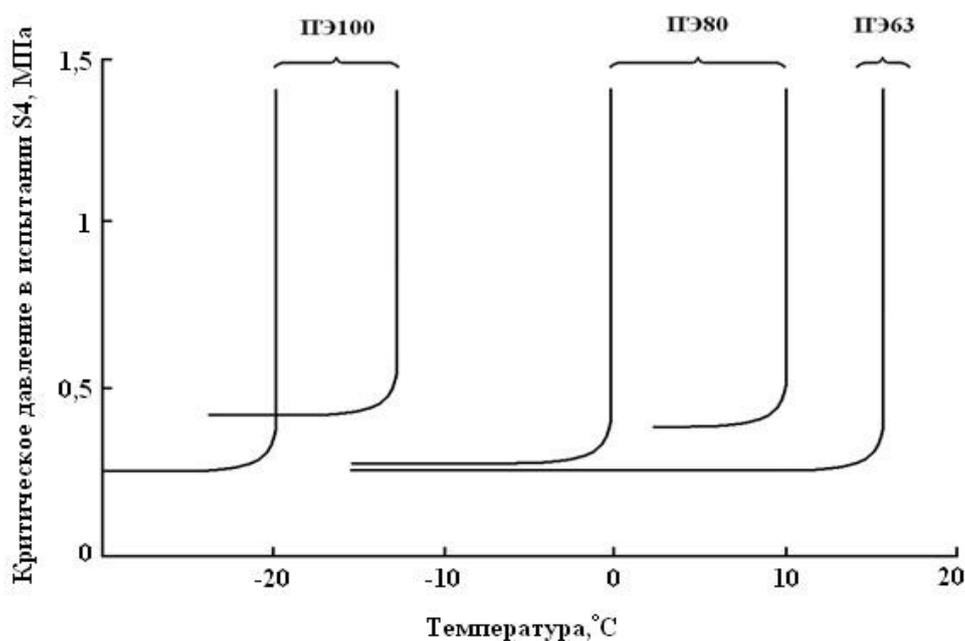


Рис. 3.1 Зависимость критического давления от температуры, установленная в маломасштабном испытании по определению стойкости к быстрому распространению трещины (S4), для образцов труб из материалов ПЭ63, ПЭ80 и ПЭ100

Согласно требованиям трубной индустрии, задача сводится к разработке и научному обоснованию оперативного маломасштабного метода испытания модельных образцов трубного материала, изготовленных непосредственно из

«тела» трубы, который позволит получать экспериментальную информацию адекватную той, которая определяется при реализации известного за рубежом метода S4 (отечественный аналог – ГОСТ Р 50838-2009), см.рис. 3.1.

Значимость результатов, приведенных на рис.3.1 [86] заключается:

- в установлении факта существования температурной границы (температуры перехода T_{xp}), определяющей возможность распространения быстрой трещины (область $T < T_{xp}$) при внутреннем давлении транспортируемой среды $P > P_{кр}$ ($P_{кр}$ - критическое давление в трубе, ниже которого невозможно поддержание процесса быстрого распространения трещины) и ее торможения (область $T > T_{xp}$) в ПЭ трубе;

- в выявлении процесса формирования так называемых «губ сдвига» на поверхностях разрушения образцов ПЭ труб. Они начинают проявляться при температуре испытаний, несколько меньшей T_{xp} и имеют ограниченную ширину – меньше 0,5мм [83]. При $T \geq T_{xp}$ «губы сдвига» быстро растут приводя к аресту трещину;

- в констатации факта, что природа наблюдаемого при $T = T_{xp}$ хрупко-вязкого перехода неизвестна и отлична от природы перехода, выявляемого в ударных испытаниях образцов трубных марок ПЭ по методу Шарпи (T_{xp} , определенная по методу Шарпи лежит, примерно, на 15°C ниже T_{xp} , определенной по методу S4).

Кроме того, авторы нового метода испытаний, разработанного с целью решения сформулированной выше задачи [83] указывают, что с формированием и развитием «губ среза» наблюдается резкое повышение «послепиковой» энергии, идущей на разрушение, которую рассчитывали используя диаграмму деформирования и разрушения трубного образца с надрезом в разработанном «инвертном» ударном методе испытания. Метод предполагает использование инструментального оснащения (с записью диаграммы процесса) аналогичного методу Шарпи. Отличие от метода Шарпи заключается в том, что удар наносится по надрезанной поверхности образца.

3.2 Разработка нового метода с использованием испытания на разрыв

В данной работе предложена и апробирована следующая методика определения температур, при которых возможно распространение быстрых трещин. Суть методики сводится к испытаниям на растяжение, в предполагаемом диапазоне температур эксплуатации трубопровода, модельных образцов трубных марок полиэтиленов с хрупкими поверхностными слоями. Главная особенность методики – быстрая трещина инициируется и распространяется из хрупкого поверхностного слоя. Таким образом, методика предполагает использование стандартного метода испытаний – испытания на прочность при растяжении, которое реализуется на стандартном оборудовании – разрывной машине, оснащенной термокриокамерой [49, 54].

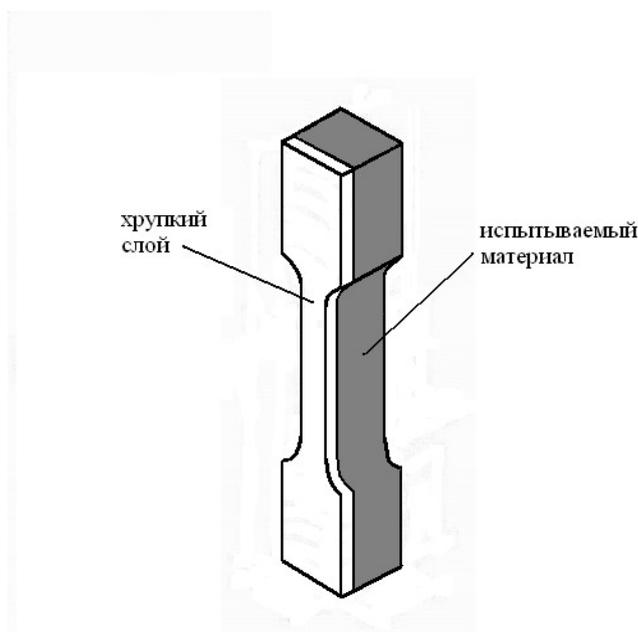


Рис. 3.2 Модельный образец трубных марок полиэтиленов с хрупким поверхностным слоем

Способ осуществляется следующим образом. Полиэтилен трубной марки ПЭ80 или ПЭ100 охрупчивают путем его наполнения дисперсными частицами литейного каменноугольного кокса марки КЛ-1, в соотношении 50% или 60%

от массы полиолефина по следующей технологии: частицы кокса размерами 10 мкм и гранулы полиолефина смешивают в миксере при температуре 180°C, из полученной смеси, методом экструзии, изготавливается пластина толщиной 2-3 мм. Затем поверхности пластины из испытываемого полиэтилена и полученного охрупченного слоя полиэтилена активируют электронагревательным прибором, например, сварочным аппаратом FORA FW1500, то есть нагревают и прижимают друг к другу до плотного прилегания (см. рис. 3.2). Прижимающая поверхность, должна быть металлической для обеспечения быстрого теплоотвода и уменьшения степени термического влияния на изделие. При этом необходимая адгезионная прочность соединения, которая исключает отслаивание слоя от поверхности образца, достигается, прежде всего, за счет минимизации проблем, связанных с совместимостью материалов, так как полиолефины относятся к трудносклеиваемым полимерам.

Модельные образцы изготовлены в соответствии с ГОСТ 11262-80 [19], тип 5, из ПЭ труб диаметром 63мм SDR11. Общая длина образца 80мм. Продольная ось образца совпадает с осью трубы. Испытательная машина – универсальная разрывная машина UTS-20К с температурной камерой. Температура испытаний: +5°C, 0°C, -5°C, -10°C, -15°C, -20°C, при скорости движения захватов испытательной машины 50мм/мин.

3.3 Апробация разработанного метода

На рисунках 3.3 и 3.4 представлены результаты по оценке допустимой нижней температурной границы эксплуатации трубопровода из материала марки ПЭ100 и ПЭ80.

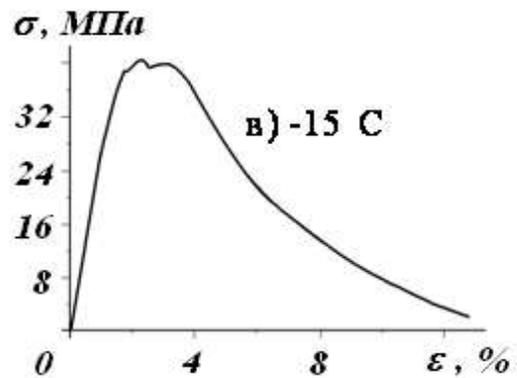
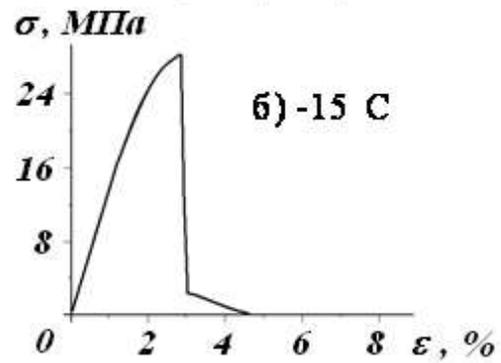
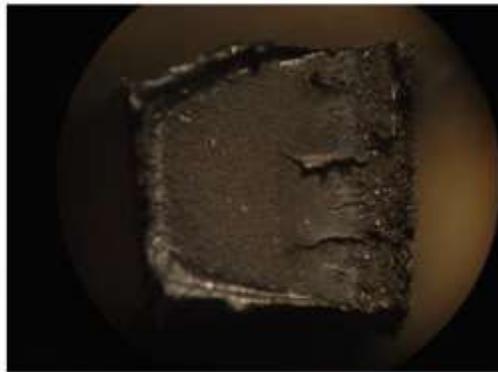
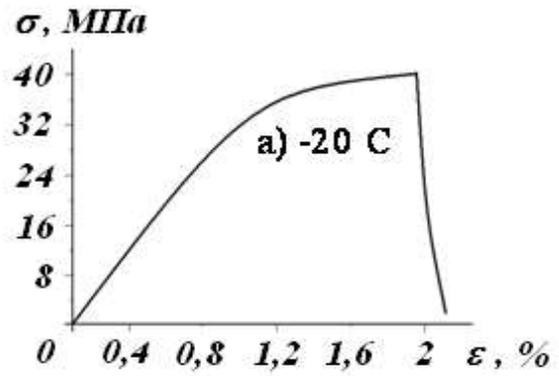
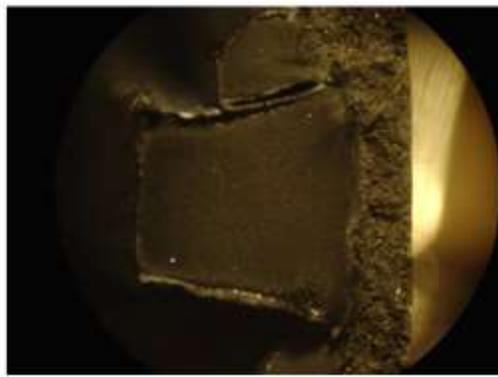


Рисунок 3.3 Диаграммы деформирования и микрофотографии поверхностей разрушения модельных образцов полиэтилена трубной марки ПЭ100 с нанесенным хрупким слоем, при растяжении: а – при -20°C – хрупкое разрушение; б – при -15°C – вязко-хрупкое разрушение; в – при -15°C – вязкое разрушение.

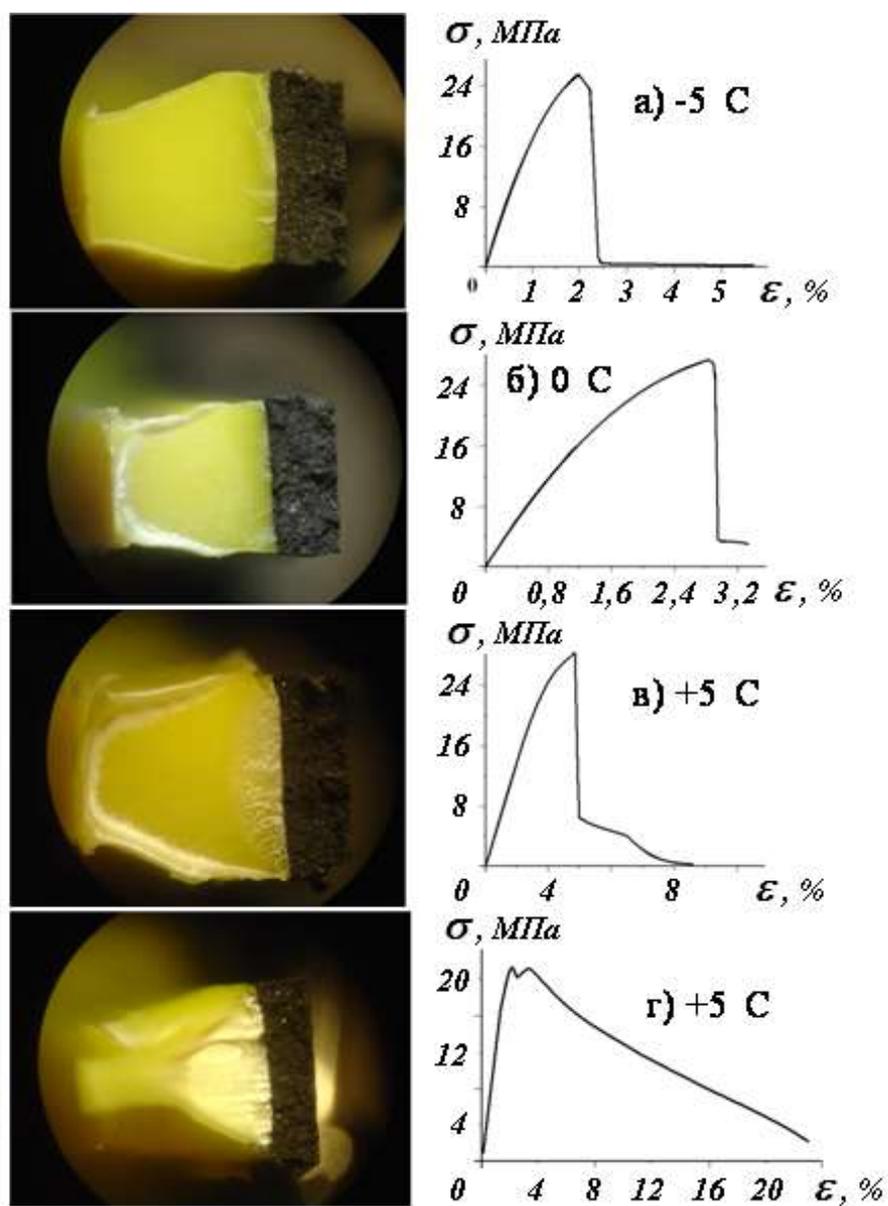


Рисунок 3.4 Диаграммы деформирования и микрофотографии поверхностей разрушения модельных образцов полиэтилена трубной марки ПЭ80 с нанесенным хрупким слоем, при растяжении: а – при -5°C – хрупкое разрушение; б – при 0°C – хрупкое разрушение; в – при $+5^{\circ}\text{C}$ – вязко-хрупкое разрушение; г - при $+5^{\circ}\text{C}$ – вязкое разрушение

Анализ результатов – фрактографических изображений изломов и диаграмм разрушения модельных образцов, показывает, что предлагаемый метод испытаний способен выявлять температуру перехода $-20^{\circ}\text{C} < T_{\text{xp}} < -15^{\circ}\text{C}$ и характерные признаки, определяющие температуру перехода T_{xp} . Для трубного

материала ПЭ80 значение соответствующей температуры перехода составило минус $5^{\circ}\text{C} < T_{\text{хр}} < 0^{\circ}\text{C}$ (рисунок 3.4).

Результаты проверочных испытаний ПЭ100, по предложенной методике определения температур, при которых возможно распространение быстрых трещин, соответствуют положениям СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы [63], согласно которому, эксплуатация газопроводов из полиэтиленовых труб допускается при температуре стенки газопровода выше минус 20°C .

Таким образом, нами предложен метод определения допустимых величин нижней температурной границы эксплуатации полиэтиленовых труб, основанный на определении температуры вязко-хрупкого перехода в испытаниях на растяжение образцов с предварительно нанесенным хрупким поверхностным слоем.

Выводы к главе 3

1. Предложен метод определения допустимых величин нижней температурной границы эксплуатации полиэтиленовых труб, основанный на определении температуры вязко-хрупкого перехода в испытаниях на растяжение образцов с предварительно нанесенным хрупким поверхностным слоем.
2. Для проведения достоверных испытаний необходима хорошая адгезионная прочность соединения, которая исключает отслаивание хрупкого слоя от поверхности образца, так как полиолефины относятся к трудносклеиваемым полимерам, проблема решается за счет добавления дисперсных частиц в такие же трубные марки полиэтилена, как и испытываемый материал.
3. Результаты проверочных испытаний ПЭ100 и ПЭ80, по предложенной методике определения температур, при которых возможно распространение быстрых трещин, соответствуют результатам

испытаний ПЭ труб на стойкость к распространению быстрой трещины стандартизованным маломасштабным методом S4.

Глава 4. Мониторинг эксплуатационной устойчивости опытно-промышленного подземного газопровода из армированных полиэтиленовых труб

Мониторинг технического состояния потенциально опасных объектов является основой их безопасного функционирования. В соответствии с требованиями технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления [75], при эксплуатации подземных газопроводов газораспределительные организации должны обеспечивать мониторинг технического состояния газопроводов.

В системе мониторинга технического состояния газопроводов осуществляется мониторинг влияющих факторов: сейсмических и тектонических событий, мониторинг напряженно-деформированного состояния трубопровода, температур и деформаций грунтов в наиболее опасных местах [36].

В период эксплуатации, кроме внутреннего давления, подземный газопровод подвергается дополнительному воздействию нагрузок, что особенно значимо для условий прокладки в зоне многолетнемерзлых грунтов. Эти и другие внешние факторы учитываются коэффициентом запаса прочности (коэффициентом безопасности) при расчете допустимого рабочего давления в газопроводе на заданный срок эксплуатации, обычно порядка 50 лет. Организация мониторинга действующих участков газопроводов позволит получить необходимые данные для обоснования минимального значения коэффициента запаса прочности.

В данной работе представлены результаты мониторинга опытно-промышленного участка на объекте межпоселкового газопровода (МПП) Тулагино-Капитоновка-Кангалассы – газопровод, длина 250 метров, диаметр 140 мм (армированная полиэтиленовая труба (АПТ), производства ОАО «Запсибтехнология»).

Трубы изготовлены в соответствии с ТУ 2248-003-35323946-2003 для транспортирования горючих газов. Коэффициент безопасности равен 3,0. Маркировка труб: =250305= ТАН О 140/1 А6 С ТУ 2248-003- 35323946-2003. Наружный диаметр трубы равен 140 мм, внутренний – 107 мм, номинальная толщина стенки – 16,5 мм.

Были проведены следующие мероприятия:

1. Разработаны и изготовлены зонды для исследования перемещений и температуры стенки подземного газопровода.

2. Проведен монтаж пяти зондов для проведения мониторинга опытно-промышленного участка на объекте «МПП Тулагино-Капитоновка-Кангалассы».

3. Проведены измерительные работы по мониторингу опытно-промышленного участка на объекте «МПП Тулагино-Капитоновка-Кангалассы».

4.1 Оборудование опытно-промышленного участка подземного трубопровода из АПТ инструментальными средствами измерений

Принципиальная схема зонда для комплексного исследования перемещений приведена на рис. 4.1 и состоит из следующих систем:

- Основная шахта, изготовлена из полиэтиленовой трубы ПЭ63 Ø110мм, к ней приварены «боковые фиксаторы» из того же материала, т.е. вырезанные из полиэтиленовой трубы, внутренняя часть шахты полностью полая. В нижней части приварено торцевое крыло. Боковые крылья предназначены для устойчивости основной шахты в грунте, а также с их помощью определяются вертикальные перемещения деятельного слоя грунта, который находится выше уровня исследуемого газопровода.

- Спутник шахта, состоит из полипропиленовой трубы Ø32 мм и уложена рядом с основной шахтой. Она предназначена для проведения температурных измерений.
- Защитный чехол изготовлен из синтетического материала, предназначен для защиты от грунта (песка, щебня и т.д.) полости измерений, где расположена часть тела исследуемого газопровода.
- Система торцевой защиты находится в верхней части основной шахты. В средней части находится термоизоляционная вставка – заглушка-утеплитель, состоящая из матерчатого чехла и волокнистого синтетического материала. Торец трубы закрывается заглушкой.

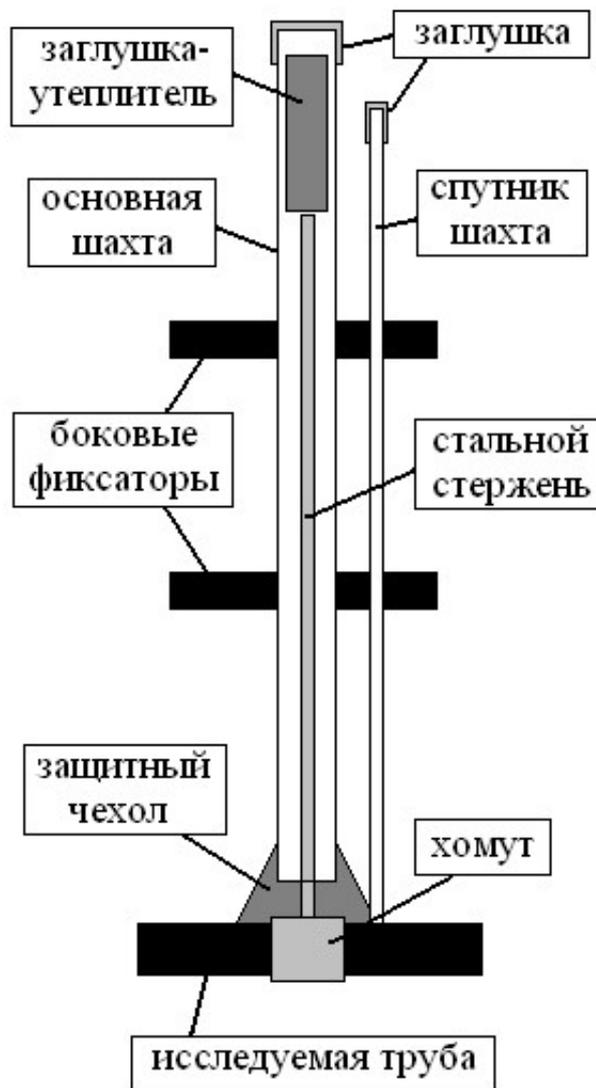


Рис. 4.1 Принципиальная схема зонда для комплексного исследования подземного газопровода

Для определения взаимосвязи деформаций грунта и сооружений закладывают грунтовые реперы, измерения показателей которых производят одновременно с контрольными точками трубопровода.

Система наблюдений за состоянием окружающего грунта включает сеть грунтовых реперов, которые контролируют вертикальные перемещения грунта в ореоле подземного трубопровода и самого трубопровода и представляют собой реперы с глубиной заложения равной проектному положению подземного трубопровода.

Грунтовые реперы позволяют контролировать вертикальные перемещения подземных объектов относительно близлежащего массива грунта, посредством которого и передается на объект воздействия от пучения и просадки грунта. На рис.4.2 приведена принципиальная схема грунтового репера. На рис.4.3 приведена схема расположения контрольных точек и грунтовых реперов на опытно-промышленном участке газопровода.

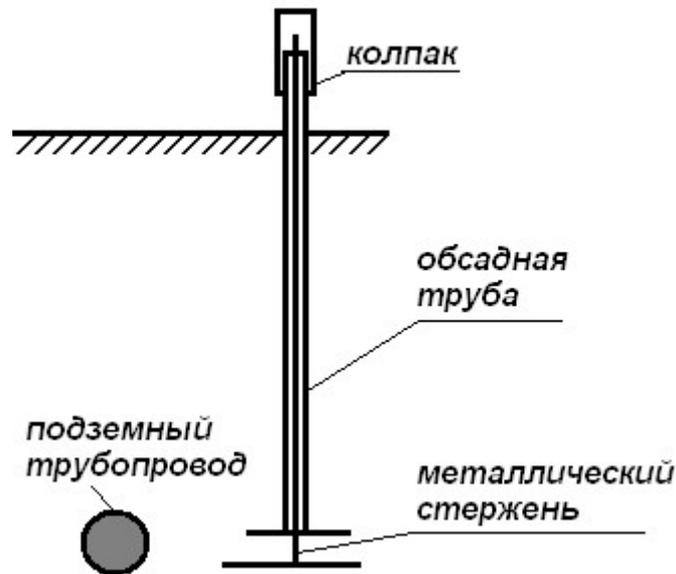


Рис. 4.2 Принципиальная схема грунтового репера

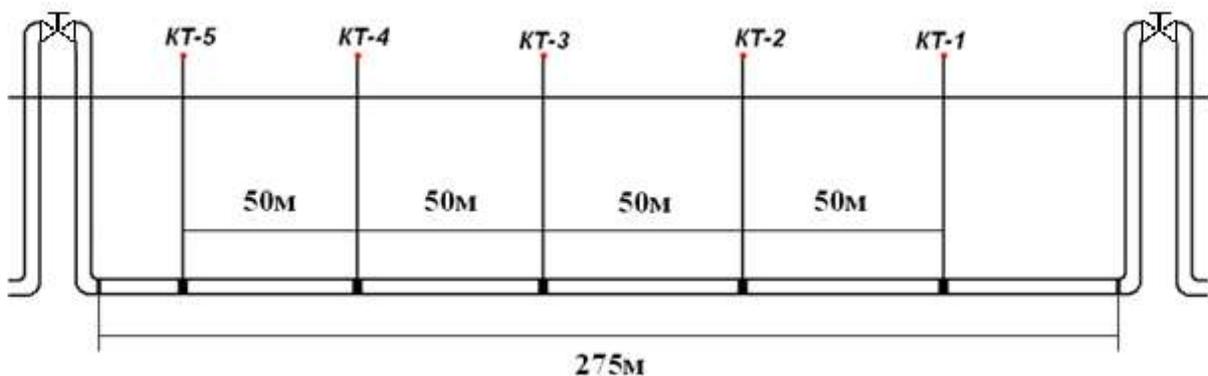


Рис.4 3 Схема расположения контрольных точек на опытно-промышленном участке подземного газопровода

4.2 Результаты мониторинга опытно-промышленного газопровода

Результаты температурных измерений.

Наиболее физически корректными методами замера температур являются методы, когда датчики температуры непосредственно контактируют с измеряемой средой. С точки зрения получения распределения температур объекта они являются трудоемкими и практически невыполнимыми для труднодоступных объектов.

Замер температуры проводился на двух уровнях относительно газопровода: во-первых, это температура воздуха; во-вторых, это температура на поверхности стенки трубопровода (рис.4.4). В 2008г дополнительно была установлена автоматизированная система автономной непрерывной регистрации изменений температур грунта и трубопровода.

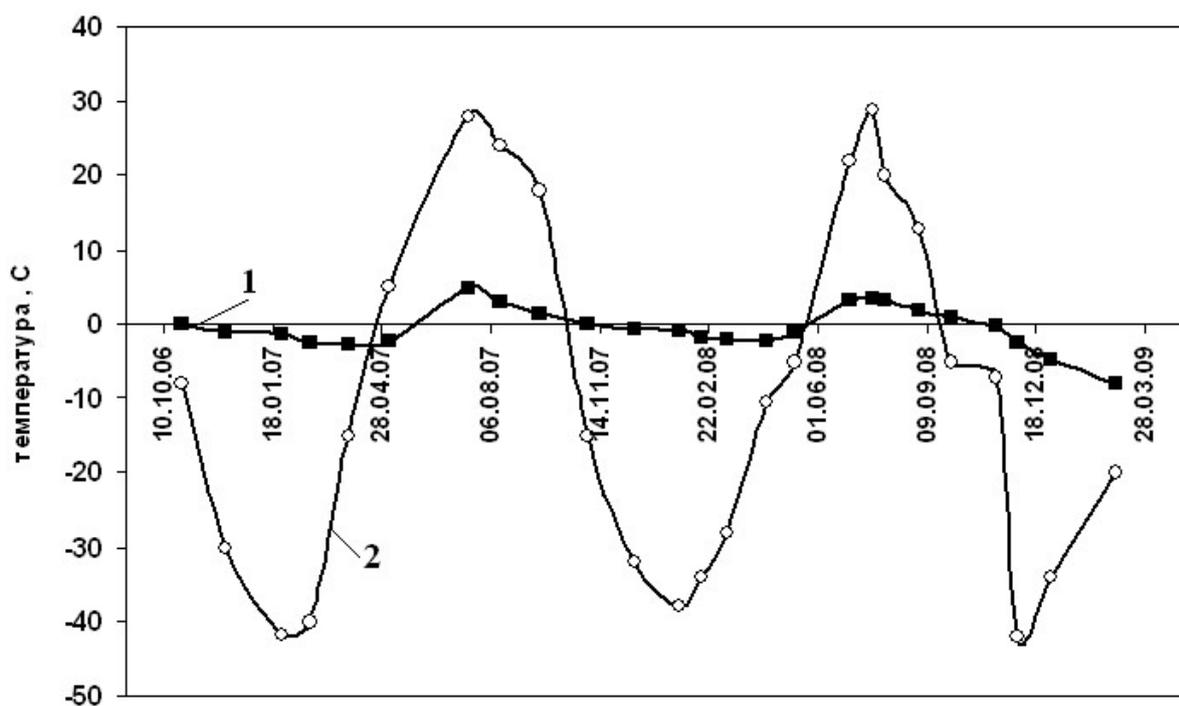


Рис.4.4 Результаты замеров температур (1 – на стенке газопровода и 2 - окружающего воздуха) на опытно-промышленном участке подземного газопровода объекта «МПГ Тулагино-Капитоновка-Кангалассы»

Принципиальная схема расположения температурных датчиков iBDL-L (DS1922L-F5) приведена на рис.4.5.

В целом распределение температуры в ореоле трубы существенно отличается от значений температуры наружного воздуха, т.к. трубопровод находится под влиянием мерзлого грунта, имеющей относительно постоянную температуру по объему. Она также зависит от материала засыпки траншеи, который играет роль теплоизолятора и толщины снежного покрова, который тоже в свою очередь выполняет роль теплоизолятора.

Распределение температуры около трубы по времени значительных отклонений не имеет. Самая низкая температура минус $8\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ зафиксирована в марте 2009 г. По сравнению с предыдущими годами этот результат ниже примерно на 6°C . Это связано с погодными условиями зимы периода 2008-2009 гг.: длительные по времени низкие температуры наружного воздуха и малая толщина снежного покрова.

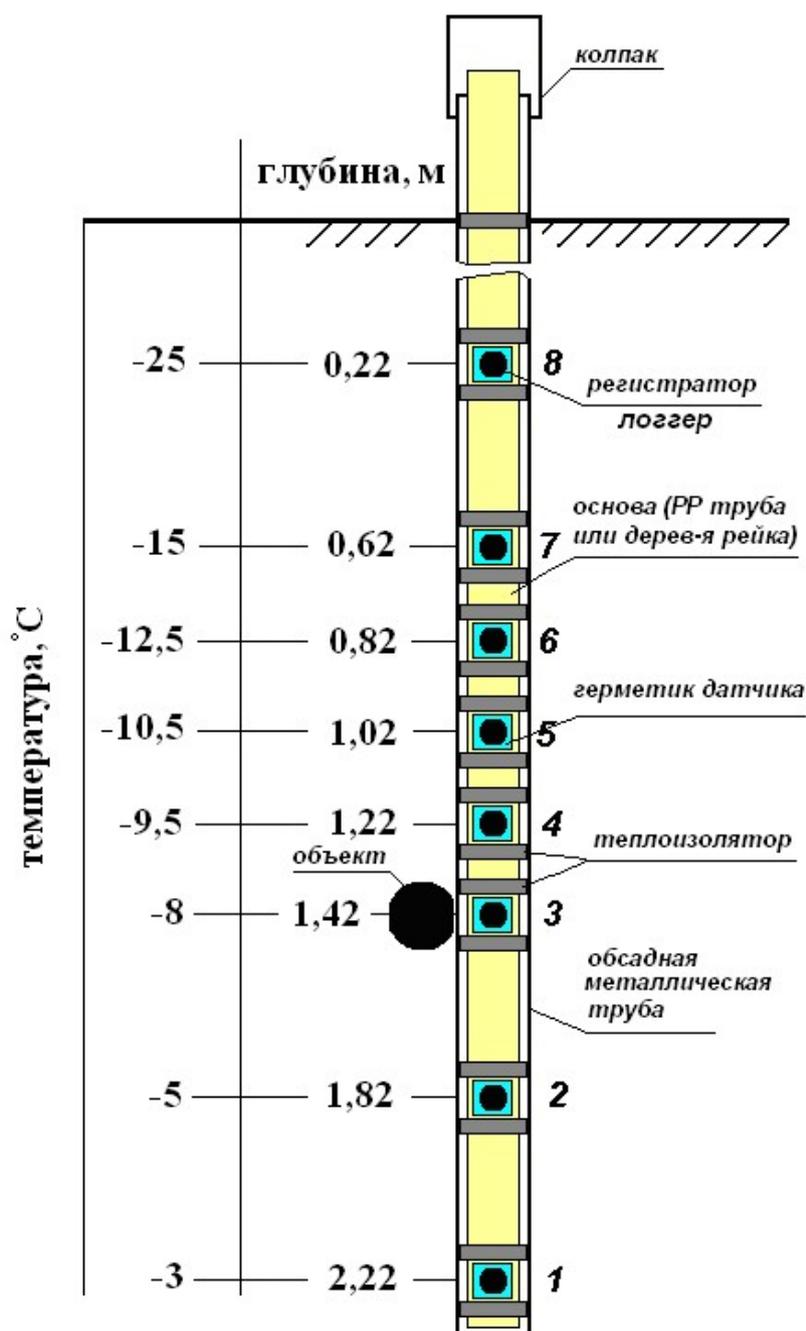


Рис. 4.5 Принципиальная схема расположения температурных датчиков

Регистрация изменений температуры атмосферного воздуха велась непосредственным измерением переносным термометром при выезде на объект, т.к. нижний предел диапазона измерений датчиков температур автоматизированной системы равен минус 40°C.

Согласно схеме расположения температурных датчиков рис.4.5, датчик №5. Термохрон 41CC1B0C00000006, находится на глубине 1,02 м. Результаты

измерений температуры в самый холодный период 2009г. (рис. 4.6) показывают минимальную температуру $-10,5^{\circ}\text{C}$. Для АПТ с внутренним и внешним слоем из ПЭ100, у которых по результатам испытаний в диапазоне температур от минус 15°C до минус 20°C разрушения происходят вязко, глубина заложения может быть существенно уменьшена [7].

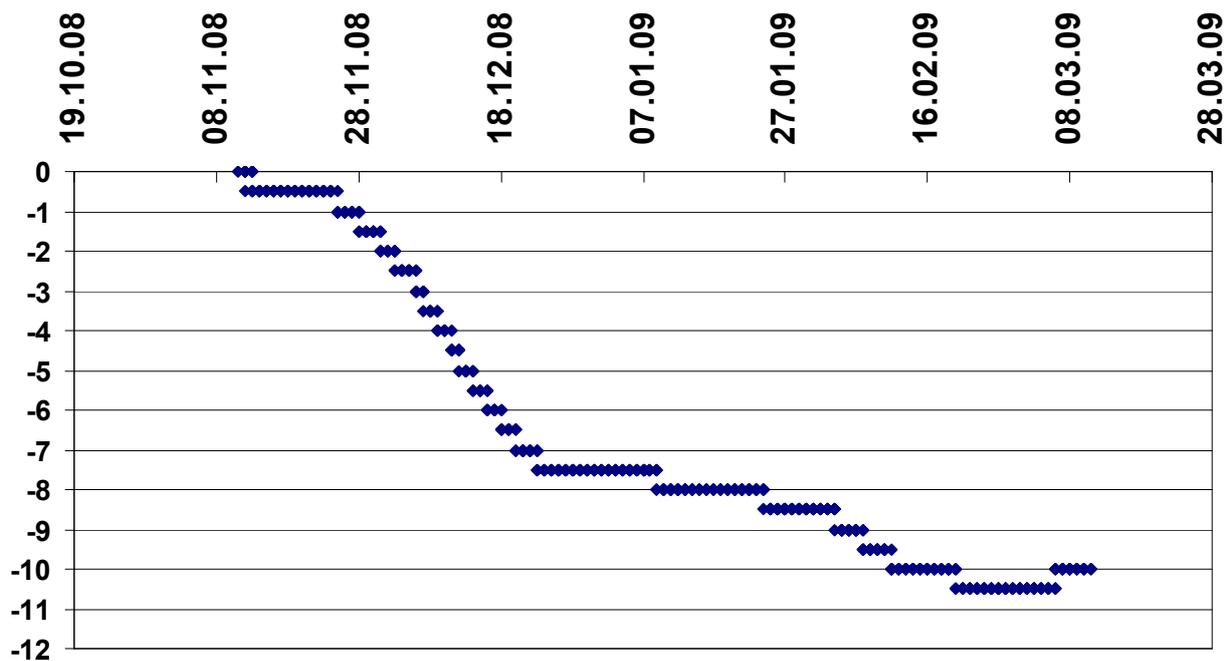


Рис.4.6 Показания датчика №5

Результаты измерений перемещений.

Результаты измерений вертикальных перемещений газопровода относительно реперной точки приведены на рис.4.7. Промораживание грунта начинается с верхних слоев, нижние слои остаются еще при положительных температурах, в результате этого происходит перемещение газопровода вниз. В дальнейшем перемещения трубы имеют колебательный характер. Максимальное погружение трубы в грунт наблюдается в марте, затем труба начинает подъем, достигающий максимума в первой половине лета. По результатам измерений можно отметить некоторую зависимость амплитуды

перемещений от амплитуды годовых колебаний температуры воздуха и стенки газопровода.

Сравнение данных по перемещениям между контрольными точками показывает примерную картину поведения подземного газопровода. Существуют небольшие различия между значениями замеров, т.к. по трассе опытно-промышленного участка грунт характеризуется различными уровнями влажности и рельефа.

Замеры перемещений зимы 2008-2009гг. подземного газопровода относительно ранее проведенных измерений, показывают значительное отличие. Максимальное зафиксированное перемещение составило примерно 40мм. Такие перемещения объясняются повышением уровня влажности грунта и погодными условиями зимы периода 2008-2009 гг.: длительно низкие температуры окружающего воздуха и малая толщина снежного покрова (15-20 см).

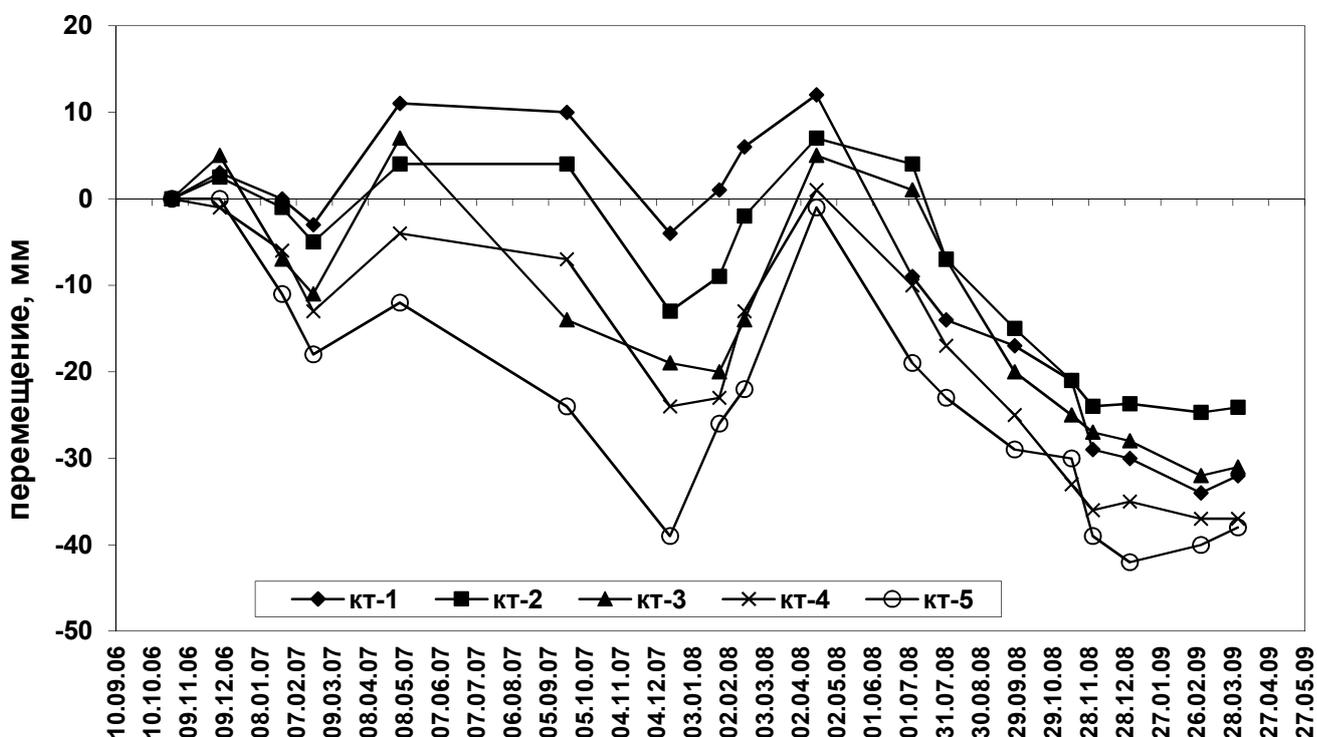


Рис.4.7 Значения вертикальных перемещений подземного газопровода на опытно-промышленном участке объекта «МПП Тулагино-Капитоновка-Кангалассы»

Оценка напряжений в газопроводе при локальном пучении грунта проводится с использованием трехточечной схемы нагружения сосредоточенной силой балки тонкого кольцевого сечения (рис.4.8). Внутреннее давление 1,2 МПа на показатели прочности осевого растяжения существенного влияния не оказывает [67].

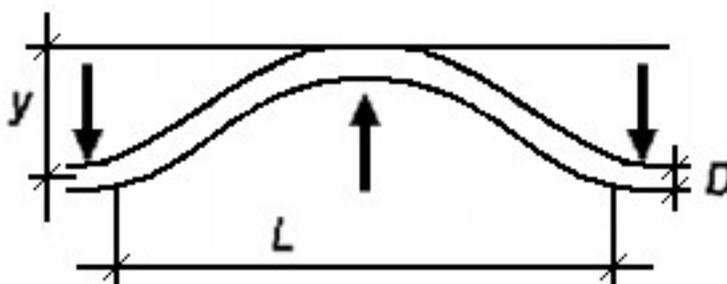


Рис. 4.8. Трехточечная схема нагружения сосредоточенной силой балки тонкого кольцевого сечения.

Общее напряжение ($\sigma_{об}$) в осевом направлении запишем в виде суммы напряжений: температурного ($\sigma_{темп}$); изгиба от неравномерного пучения грунта ($\sigma_{изг}$); напряжения, возникающего в результате осевого растяжения при подъеме участка трубы в условиях жесткого защемления остальной части газопровода мерзлым грунтом ($\sigma_{раст}$) [77]:

$$\sigma_{об} = \sigma_{темп} + \sigma_{изг} + \sigma_{раст},$$

т.е. в конечном виде:

$$\sigma_{об} = \varepsilon_T \cdot E(T) + 6yE(T) \frac{D}{(L)^2} + 2.66 \cdot E(T) \cdot \left(\frac{y}{L}\right)^2, \quad (4.1)$$

где ε_T – температурная деформация материала трубы; L – длина участка газопровода, подвергнутого изгибу неравномерным пучением, м; y – величина вертикального перемещения газопровода, оценивается как $y = \theta_{об}(1 - H_0/\gamma_{кр})$, где

H_0 – глубина заложения трубопровода, м; $\theta_{об}$ – общее пучение, замеряемое экспериментально, м; $\gamma_{кр}$ – глубина промерзания, м. Феноменологическую формулу (4.1) в условиях многолетнемерзлых грунтов следует применять при ограничениях: $H_0 \ll \gamma_{кр}$; $\theta_{об} = y$.

По данным многофакторного анализа деформируемости полиэтиленовых труб при низких температурах [67, 77] получены расчеты по величине предельного радиуса изгиба полиэтиленовой трубы ПЭ80 и номограмма низкотемпературных деформаций частей труб. Используя экспериментальные данные пучения грунтов, рассчитано осевое напряжение газопровода.

Табл. 4.1

Результаты расчетной оценки осевых напряжений газопровода

Исходные данные						Результаты					
H_0 , м	$T, ^\circ\text{C}$	L , м	y , м	ε_T , %	E , МПа	$\sigma_{пред}$, МПа	$\sigma_{темп}$, МПа	$\sigma_{изг}$, МПа	$\sigma_{раст}$, МПа	$\sigma_{общ}$, МПа	C
1,5	-8	6	0,04	0,18	1450	28	2,61	1,35	0,17	4,13	6,78

$C = \sigma_{пред} / \sigma_{общ}$ – коэффициент запаса прочности.

Из табл. 4.1 видно, что величина осевых напряжений при воздействии фактора пучения грунта далека от критической, коэффициент запаса прочности выше нормативного значения в 2 раза.

Таким образом, поведение уложенного в грунт опытного участка газопровода за период наблюдения характеризуется закономерными ожидаемыми перемещениями, величина которых соизмерима с ранее зафиксированными на аналогичных сооружениях на территории РС(Я) [35, 66].

На глубине заложения газопровода температура стенки трубы не опускается ниже температуры вязко-хрупкого перехода ($-10 \div -15^\circ\text{C}$) и распространение быстрых трещин исключается. На основании результатов мониторинга, проведенного на газопроводе, следует, что для труб с внутренним и внешним слоем из ПЭ100, у которых в диапазоне температур от минус 15°C до минус 20°C разрушения происходят вязко, глубина заложения может быть существенно уменьшена. При этом величина заглубления должна определяться

результатами геокриологических изысканий из условия превышения температурой грунта температуры вязко-хрупкого перехода минус $5\div 0^{\circ}\text{C}$ для труб из ПЭ80 и минус $15\div$ минус 20°C для ПЭ100, определенным по результатам ранее проведенных исследований [5, 6, 8, 55, 56, 77].

Выводы к главе 4

1. Спроектированы и изготовлены зонды для замера температур стенки трубы и грунта и вертикальных перемещений подземного газопровода.
2. Автоматизированная система регистрации температуры в ореоле подземного газопровода показала высокую эффективность и работоспособность в условиях многолетнемерзлых грунтов.
3. За зимний период 2008–2009 гг. зафиксирована минимальная температура в ореоле газопровода, которая равна $-8^{\circ}\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ и зафиксирован максимум вертикальных перемещений, который равен 4 см. Полученные данные объясняются длительными морозами зимнего периода 2008–2009 гг. и малой толщиной снежного покрова, что и привело к глубокому промораживанию грунта и следовательно большому по величине пучению.
4. На глубине 1,02 м, результаты измерений температуры в самый холодный период 2009г. показывают минимальную температуру минус $10,5^{\circ}\text{C}$. Такая температура допускает эксплуатацию армированных полиэтиленовых газопроводов с внешним и внутренним слоями из ПЭ100, существенно снижая долю затрат в общей стоимости сооружения газопровода, за счет уменьшения глубины заложения.
5. Зафиксированные максимальные вертикальные перемещения не вызывают опасений за работоспособность подземного газопровода.

Глава 5. Деформационно-прочностные испытания образцов-свидетелей армированного полиэтиленового газопровода

При применении полимеров их механические свойства зачастую играют ключевую роль. Соответственно, предъявляются очень высокие требования к методологии механических испытаний. На данный момент известны результаты многочисленных исследований, позволивших получить достаточно корректное представление о механическом поведении полимеров [81, 83, 87, 89]. Термин «механическое поведение» означает реакцию любого материала на внешнюю механическую нагрузку. При воздействии напряжений в материале развиваются деформации. Конкретная реакция материала на внешнюю нагрузку зависит от его механических свойств, геометрической формы образца, а также от величины нагрузки и направления действия силы. Для описания поведения материала под действием механических нагрузок полезно принимать во внимание влияние на геометрию образца таких параметров, как напряжение и деформация.

Важнейшей характеристикой прочностных свойств полимерных конструкционных материалов является долговечность, отражающая особый характер процесса их разрушения. В инженерной практике были введены понятия кратковременной и длительной прочности. Кратковременная прочность или разрывное напряжение обычно определяется на разрывных машинах при заданных режимах скорости нагружения. Длительная прочность обычно определяется при нагружении статическими или переменными нагрузками, меньшими по сравнению с разрывным напряжением.

Для определения основных механических характеристик полимерных материалов применяются стандартные методики испытаний, приведенные в соответствующих государственных и отраслевых стандартах [19-31]. В том случае, когда необходимо более полно исследовать поведение материала при различных внешних воздействиях, проводят дополнительные испытания, в процессе которых устанавливают связь механических характеристик материала

с такими факторами, как температура материала и скорость нагревания, перепад температур материала до или во время испытания, перепад нагрузок до или во время испытания, скорость нагружения, скорость деформирования, длительные воздействия температуры, нагрузки, влаги, агрессивных сред, атмосферных условий, радиации, размеры образца (для определения масштабного фактора) [9-11, 16, 32, 33, 43, 45, 64, 68].

Целью испытаний изделий является, как можно более полная оценка жизнеспособности и пригодности конкретного изделия, предназначенного для определенных условий применения, принимая во внимание предполагаемый срок службы. Кратковременные и длительные испытания могут проводиться различными методами, которые по возможности наиболее близко моделируют реальную практику использования изделия, даже если это потребует значительного времени в условиях различной предварительной обработки и влияния окружающей среды [32].

Эксплуатация полиэтиленовых труб производится в стационарных условиях и основным требованием является гарантия сохранения работоспособности в течение, по крайней мере 50 лет службы. Сохранение работоспособности полиэтиленовых труб, предназначенных для работы под давлением, определяется конкретными условиями эксплуатации, а именно механической нагрузкой, которая создается внутренним давлением, а также влиянием температурных полей. Уровень напряжений в полиэтиленовых трубах определяется внутренним давлением.

Согласно ГОСТ Р 50838-2009 полиэтиленовые трубы испытываются на соответствие следующим деформационно-прочностным характеристикам:

- стойкость при постоянном внутреннем давлении при 20°C;
- стойкость при постоянном внутреннем давлении при 80°C при хрупком разрушении;
- стойкость при постоянном внутреннем давлении при 80°C;
- относительное удлинение при разрыве;

- стойкость к быстрому распространению трещин при 0°C при максимальном рабочем давлении трубопровода маломасштабным методом (S4) или полномасштабным методом (FS);

- стойкость к медленному распространению трещин при 80°C.

До истечения срока эксплуатации газопровода эксплуатирующей организацией должно быть организовано техническое диагностирование объекта, по результатам которого принимается решение о продлении срока эксплуатации на определенный период либо о выводе объекта из эксплуатации.

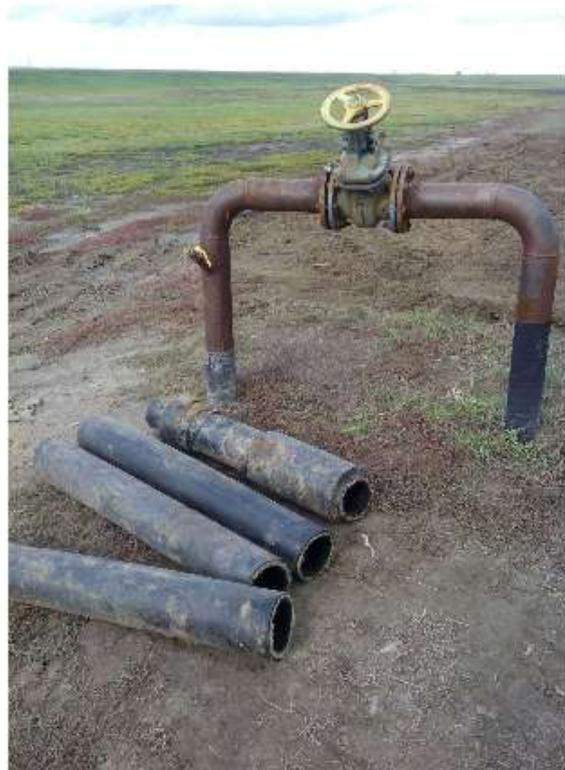


Рис.5.1 Выемка образцов-свидетелей из опытно-промышленного участка газопровода из АПТ

На объекте МПГ Тулагино-Капитоновка-Кангалассы в 2006г. был проложен опытно-промышленный участок газопровода, длиной 250 метров, диаметр труб 140 мм (армированная полиэтиленовая труба производства ОАО «Запсибтехнология», тип II). В сентябре 2016г. сотрудниками Института

проблем нефти и газа СО РАН, совместно с ОАО «Сахатранснефтегаз» была проведена выемка образцов-свидетелей армированной полиэтиленовой трубы (рис. 5.1).

Образцы-свидетели предназначены для контроля изменений механических свойств полиэтилена, из которого были изготовлены полиэтиленовые трубы для газопровода [ГОСТ Р 8.637-2007 ГСИ]. Образцами для контроля являются: образцы-свидетели, вырезанные из тела трубы, которая являлась частью опытно-промышленного участка газопровода, для испытаний на внутреннее давление, а также образцы-лопатки для испытаний на растяжение.

5.1. Испытания образцов-свидетелей на растяжение

Образцы, вырезанные в виде лопаток, испытывались на растяжение на универсальной разрывной машине UTS-20К при температурах: +20, +5, 0, -5, -10, -15, -20°C, при скорости движения захватов испытательной машины 25 и 100 мм/мин. Результаты испытаний на растяжение приведены в табл. 5.1.

Табл.5.1

Результаты испытаний образцов-лопаток АПТ тип II на растяжение, после
10 лет опытной эксплуатации

№	№№ образцов	T, °C	Скорость испытания, мм/мин	Тип разрушения	$\sigma_{ср}$, МПа	$\varepsilon_{T ср}$, %	$\varepsilon_{р ср}$, %
1	1-5	+20	25	Вязкое	15,4	10,4	39,8
2	6-10	+20	100	Вязкое	16,5	9,4	34,2
3	11-15	+5	25	Вязкое	19,6	8,6	31,9
4	16-20	+5	100	Вязкое	21,2	8,7	29,4
5	21-25	0	25	Вязкое	20,8	8,9	29,9
6	26-30	0	100	Вязкое	21,9	8,6	27,1
7	31-35	-5	25	Вязкое	22,3	8,7	28,9
8	36-40	-5	100	Вязкое	22,1	8,9	26,2
9	41-45	-10	25	Вязкое	23,7	8,4	26,0
10	46-50	-10	100	Вязкое	24,4	8,3	24,8
11	51-55	-15	25	Вязкое 60%, хрупкое 40%	24,1 24,2	7,3 6,3	24,8 6,3
12	56-60	-15	100	Вязкое	25,5	7,9	23,7
13	61-65	-20	25	Вязкое	26,4	8,0	24,5
14	66-70	-20	100	Вязкое 60%, хрупкое 40%	25,3 21,9	6,2 4,3	23,7 4,3

Результаты ранее проведенных на этих же трубах испытаний, показывали появление ВХП в промежутке температур от 0 до минус 15°C, в зависимости от скорости движения захватов разрывной машины. При этом «спектр растрескивания» среднего слоя, определяющий хрупкое разрушение характеризовался параметрами: по $\varepsilon = 2,0 \div 6,7\%$; по $\sigma = 16,4 \div 31,7$ МПа. Настоящие данные, по прошествии десяти лет эксплуатации на опытно-промышленном участке газопровода, показывают появление ВХП при минус 15°C, результаты полученные по параметрам ε и σ соответствуют предыдущему «спектру растрескивания».

Вид хрупкого разрушения во всех случаях одинаков. Нет образования двух коллинеарных поверхностей разлома, или разделения внешнего и внутреннего слоев одного образца на хрупкое и вязкое разрушение, как это происходило в ранее проведенных испытаниях. Характерная диаграмма, модельная схема и фотографии образца представлены на рис. 5.2.

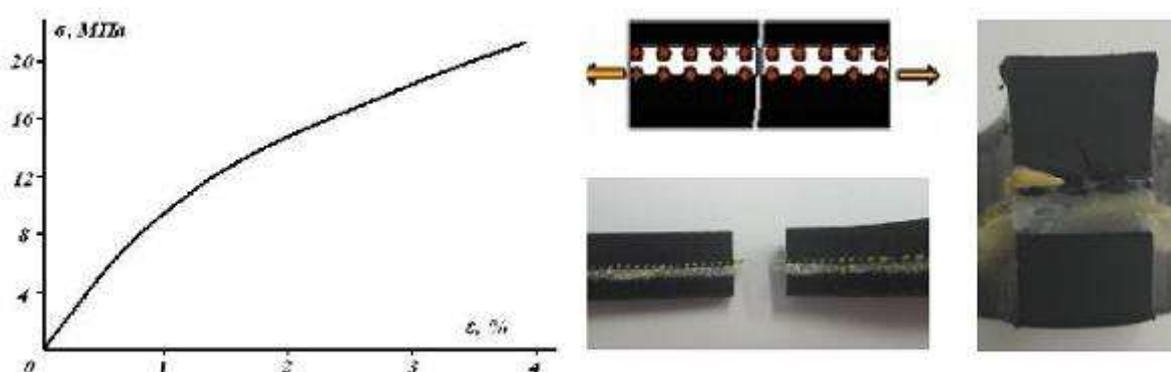


Рис.5.2 Диаграмма деформирования, модельная схема и фотографии поверхностей разрушения образцов-свидетелей АПТ разрушившихся хрупко в испытаниях при $T = -20$

Повышение температуры ВХП говорит об ухудшении адгезионной связи между внешними слоями из ПЭ80 и средним технологическим слоем, существование которого и приводило к зарождению хрупкой трещины.

Испытания проводились при двух скоростях движения захватов разрывной машины: 25мм/мин и 100мм/мин. В исходных образцах при повышении скорости испытаний температура ВХП повышалась с -15°C до 0°C . В проведенных испытаниях хрупкое разрушение при температуре -15°C появляется при скорости 25мм/мин, при скорости 100мм/мин разрушение образцов вязкое. Таким образом, хрупкое разрушение проявляется в образцах-свидетелях сохранивших хорошую адгезию между слоями.

5.2. Испытание на определение стойкости при постоянном внутреннем давлении АПТ

Метод определения стойкости при постоянном внутреннем давлении регламентируется ГОСТ 24157-80. Сущность метода заключается в том, что образец подвергают действию постоянного внутреннего давления в течение заданного промежутка времени. Для труб с номинальным наружным диаметром ≤ 315 мм, свободная длина l_0 между заглушками должна соответствовать значению $3d$ (d – диаметр трубы), но не менее 250 мм. Испытательное давление P в МПа для образцов вычисляют по формуле:

$$P = \sigma \frac{2e_{min}}{d_{em} - e_{min}}$$

где σ – начальное напряжение, МПа; d_{em} – средний наружный диаметр образца, полученный при измерении в зоне свободной длины, в одном сечении равный 140 мм; e_{min} – минимальная толщина стенки образца, полученная при измерении равна 17,5 мм. Для контрольных испытаний отбирают не менее трех образцов. На рис.5.3 показан внешний вид образца.



Рис. 5.3 Внешний вид образца-свидетеля АПТ в заглушках, при испытании на стойкость при постоянном внутреннем давлении

Для АПТ диаметром 140мм и толщиной стенок 17,5мм, были изготовлены специальные заглушки, устанавливаемые с обоих концов испытуемых образцов. Конструкция заглушек обеспечивала герметичное соединение с образцом и приспособлением для подачи давления. Схема испытаний представлена на рисунке 5.4.

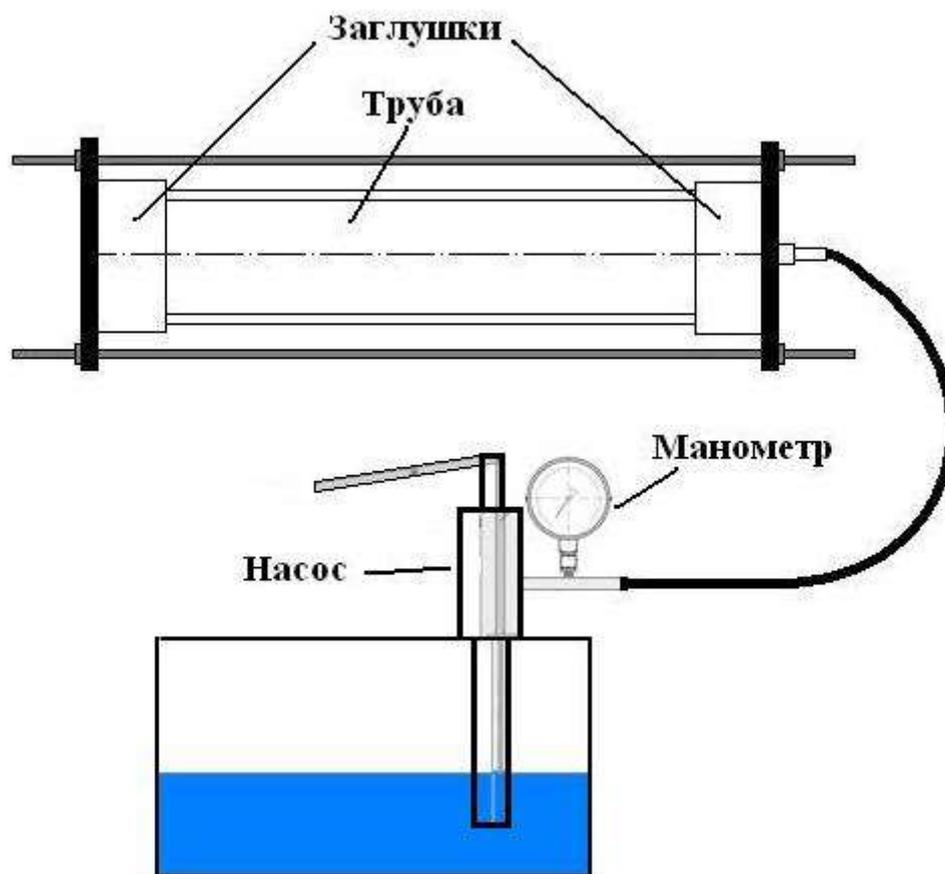


Рис. 5.4 Схема испытаний на определение стойкости при постоянном внутреннем давлении АПТ

Свободная длина образца $l_0 = 420\text{мм}$, начальное напряжение 12,4МПа, испытательное давление 3,4МПа, заданное время испытаний 100ч. Среда испытаний – воздух, внутри образцы заполняли водой при положительной температуре испытаний и морозостойким маслом при отрицательной температуре.

Для испытаний при минус 15°C, образец в заглушках был размещен в помещении с температурой окружающего воздуха ниже температуры испытаний, постоянная температура поддерживалась с помощью программного регулятора температуры Термодат 17Е3. Указанный прибор имеет универсальный вход, предназначенный для подключения термопар и может управлять нагревателем.

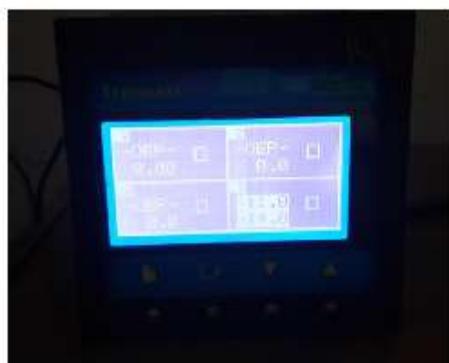


Рис. 5.5 Испытания на стойкость к внутреннему давлению АПТ при $T=-15^{\circ}\text{C}$

По результатам испытаний ни один образец не разрушился до истечения контрольного времени испытаний, протокол испытаний представлен в приложении 1. Таким образом, результаты испытания образцов-свидетелей АПТ, изъятых из участка опытно-промышленного подземного газопровода, можно считать удовлетворительными.

Выводы к главе 5

1. Исследования деформационно-прочностных свойств образцов-свидетелей АПТ тип II показывают появление ВХП при температуре минус 15°C, результаты полученные по параметрам ε и σ остаются в пределах величин, полученных при испытаниях исходных образцов АПТ тип II до заложения газопровода.
2. Испытания образцов-лопаток АПТ тип II на растяжение выявили повышение температуры ВХП, что говорит об ухудшении адгезионной связи между внешними слоями из ПЭ80 и средним технологическим слоем, существование которого и приводило к зарождению хрупкой трещины.
3. Проведенные испытания на определение стойкости при постоянном внутреннем давлении показали удовлетворительные результаты, как при положительной, так и при отрицательной температуре.
4. По результатам исследований АПТ тип II за десять лет эксплуатации на опытно-промышленном участке газопровода не ухудшили свои деформационно-прочностные свойства.

Основные выводы

1. Экспериментально доказана применимость и адекватность проведения испытаний на модельных образцах в форме лопаток и колец для исследования деформационно-прочностных свойств армированных полиэтиленовых труб при растяжении в диапазоне климатических температур. При этом на температурной зависимости кратковременной прочности модельных образцов АПТ, в диапазоне температур от -10 до -15⁰С, выявлен вязко-хрупкий переход, который при увеличении скорости испытаний с 25 мм/мин до 100мм/мин достигает значения 0⁰С. Исследован и интерпретирован механизм разрушения модельных образцов, заключающийся в растрескивании технологического слоя, адгезионно связанного со слоями ПЭ80 (внутренняя и внешняя оболочки АПТ), способность которых к торможению трещины определяет переход от вязкого разрушения к хрупкому при понижении температуры испытаний.
2. Многослойные армированные трубы производства ОАО «Запсибтехнология» (тип II) при температурах ниже 0⁰С могут разрушаться хрупко и возможность их широкого применения ограничена. Трубы производства ООО «Технология композитов» (тип I) могут использоваться при строительстве газопроводов в условиях низких температур.
3. Предложена методика определения температур, при которых возможно распространение быстрых трещин. Главная особенность методики – быстрая трещина инициируется и распространяется из хрупкого поверхностного слоя и предполагает использование стандартного метода испытаний – испытания на прочность при растяжении. Результаты проверочных испытаний ПЭ100 и ПЭ80, по предложенной методике определения температур, при которых возможно распространение быстрых трещин, соответствуют результатам испытаний ПЭ труб на

стойкость к распространению быстрой трещины стандартизованным маломасштабным методом S4.

4. Результаты мониторинга опытного участка газопровода показали возможность широкого применения армированных полиэтиленовых труб в системах газоснабжения на территориях с многолетнемерзлыми грунтами. Глубина заложения труб в грунт может быть существенно уменьшена и определяться геокриологическими изысканиями.
5. Испытание образцов-свидетелей, находившихся в реальных условиях эксплуатации, дает надежную оценку применимости материала для армированного полиэтиленового газопровода. По результатам исследований АПТ тип II за десять лет эксплуатации на опытно-промышленном участке газопровода не ухудшили свои деформационно-прочностные свойства.

Список литературы

1. Агапчев В.И., Виноградов Д.А., Абдуллин В.М. Трубопроводные системы из композиционных материалов в нефтегазовом строительстве // Нефть и газ. Изв. Вузов. – 2003. – №5. – С. 91–95.
2. Состояние и перспективы развития пластмассовых трубопроводов в России [Электронный ресурс] / А.В. Алексеев, О.В. Глухова, С.М. Сергеев, А.Б. Минкевич // Нефтегазовое дело. – 2004. – №2. – URL: http://ogbus.ru/authors/Alekseev/Alekseev_1.pdf (дата обращения 15.06.2017).
3. Альперн В.Д., Яловецкий А.В. Новые полиэтиленовые композиции расширяют область эксплуатации полимерных газовых труб // Полимергаз. – 2002. – №2. – С.40–43.
4. Обоснование целесообразности строительства подземных газопроводов из полиэтиленовых труб в РС(Я) / Ф.И. Бабенко, В.И. Иванов, Н.А. Коваленко, С.Н. Попов // II Евразийский симпозиум по проблемам прочности материалов и машин для регионов холодного климата: сборник трудов. Часть IV. – Якутск: ЯФГУ «Изд-во СО РАН», 2004. – С. 269.
5. Исследование физико-механических свойств армированных полиэтиленовых труб в условиях холодного климата / Ф.И. Бабенко, С.П. Федоров, Ю.Ю. Федоров, А.И. Левин, В.И. Иванов, А.В. Посельская // Фундаментальные проблемы современного материаловедения. – 2007. – Том 4, №2. – С.10-14.
6. Методические аспекты и результаты прочностных испытаний модельных образцов армированных полиэтиленовых труб для условий холодного климата / Ф.И. Бабенко, С.П. Федоров, Ю.Ю. Федоров, А.И. Левин, А.В. Посельская // Полимерные композиты и трибология. Поликомтриб: тезисы докладов международной научно-технической конференции. – Гомель, 2007. – С. 106.

7. Бабенко Ф.И., Федоров Ю.Ю., Саввина А.В. Температурные ограничения по применению армированных полиэтиленовых труб для газопроводов в условиях холодного климата [Электронный ресурс] // Инженерный вестник Дона. – 2015. – №3 – URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n3y2015/3102 (дата обращения: 15.06.2017).
8. Бабенко Ф.И., Федоров Ю.Ю., Саввина А.В. Температурные ограничения по применению армированных полиэтиленовых труб для газопроводов в условиях низких температур // Механика композиционных материалов и конструкций: сборник материалов IV Всероссийского симпозиума. – Москва, 2013. – С. 16.
9. Бартенев Г.М. Прочность и механизм разрушения полимеров: Учеб. пособие. М.: Химия, 1984. – 280 с.
10. Бартенев Г.М., Зеленов Ю.В. Физика и механика полимеров. Учеб. пособие. – М.: Высшая школа, 1983. – 391 с.
11. Бурмистров И.Н., Сладков О.М. Определение механических характеристик полимерных материалов при испытании на растяжение. Методические указания к выполнению лабораторных работ. – Саратов: СГТУ, 2009. – 36 с.
12. Бухин В.Е. Подземные полиэтиленовые газопроводы в России // Трубопроводы и экология. – 1998. – №2. – С. 20-21.
13. Современные методы испытаний композиционных материалов: Научно-методический сборник НТП-4-92/ Г.А. Ванин, Е.З. Король, Н.Б. Маркачев, А. Ф. Мельшанов, В.П. Николаев, М.В. Погарский, М. Е. Подлипчук, А.Н. Полилов, С.В. Соколовский, под ред. А.П. Гусенкова; М.: МНТК «Надежность машин», 1992. – 247с.
14. Композиционные материалы: Справочник / В.В. Васильев, В.Д. Протасов, В.В. Болотин и др. Под общей ред. В.В. Васильева, Ю.М. Тарнопольского – М.: Машиностроение, 1990. – 512 с.

15. Гвоздев И.В. Феномен быстрого распространения трещины при опрессовке ПЭ труб большого диаметра // Полимерные трубы. – 2004. – №4. – С. 25–27.
16. Гильман А.А., Сладков О.М. Механические испытания полимерных материалов. Учебное пособие по курсу «Сопротивление материалов» для студентов технологических специальностей всех форм обучения. – Саратов: Сар. гос. техн. ун-т, 2006. – 79 с.
17. Горилковский М.И. Состояние и перспективы развития трубопроводов в России // Трубопроводы и экология. – 2003. – №4. – С. 20–23.
18. Горилковский М.И., Гвоздев И.В. Армированные трубы из термопластов для газопроводов. Техническая спецификация ISO18226 // Полимерные трубы. – 2006. – №4. – С.48–51.
19. ГОСТ 11262-80. Пластмассы. Метод испытания на растяжение. – Введён 01.12.1980. Взамен: ГОСТ 11262-76. – М: Изд-во стандартов, 1980. – 23с.
20. ГОСТ 12423-66. Пластмассы. Условия кондиционирования и испытания образцов (проб). – М: Стандартиформ, 2006. – 5с.
21. ГОСТ 15088-83. Пластмассы. Метод определения температуры размягчения термопластов по Вика. – Введён 01.01.1985. Взамен: ГОСТ 15088-69. – М: Изд-во стандартов, 1983. – 20с.
22. ГОСТ 17302-71. Пластмассы. Метод определения прочности на срез. – Введён 01.01.1973. Взамен: ГОСТ 10044-38. – М: Изд-во стандартов, 1971. – 14с.
23. ГОСТ 24157-80. Трубы из пластмасс. Метод определения стойкости при постоянном внутреннем давлении. – М: Изд-во стандартов, 1980. – 14с.
24. ГОСТ 4647-80. Пластмассы. Метод определения ударной вязкости по Шарпи. – Введён 01.06.1980. Взамен: ГОСТ 4647-69. – М: Изд-во стандартов, 1980. – 21с.
25. ГОСТ 4648-71. Пластмассы. Метод испытания на статический изгиб. – Введён 01.01.1971. Взамен: ГОСТ 4648-63. – М: Изд-во стандартов, 1971. – 22с.

- 26.ГОСТ 4651-82. Пластмассы. Метод испытания на сжатие. – Введён 01.07.1983. Взамен: ГОСТ 4651-78. – М: Изд-во стандартов, 1982. – 18с.
- 27.ГОСТ 4670-91. Пластмассы. Определения твёрдости. Метод вдавливания шарика. – Введён 01.01.1993. Взамен: ГОСТ 4670-77. – М: Изд-во стандартов, 1991. – 20с.
- 28.ГОСТ Р 50838-2009 Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия. – М.: Стандартиформ, 2010. –54с.
- 29.ГОСТ Р 53652.1-2009 (ИСО 6259-1:1997). Трубы из термопластов. Метод определения свойств при растяжении. Часть 1. Общие требования. – М: Стандартиформ, 2010. – 6с.
- 30.ГОСТ Р 53652.3-2009 (ИСО 6259-3:1997). Трубы из термопластов. Метод определения свойств при растяжении. Часть 3. Трубы из полиолефинов. – М: Стандартиформ, 2010. – 13с.
- 31.ГОСТ Р ИСО 3126-2007. Трубопроводы из пластмасс. Пластмассовые элементы трубопровода. Определение размеров. – М: Стандартиформ, 2007. – 15с.
- 32.Грэлльман В., Зайдлер С. Испытания пластмасс / пер с англ. под ред. А.Я.Малкина. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2010. – 720с.
- 33.Гуль В.П., Кулезнев В.Н. Структура и механические свойства полимеров: Учеб. пособие для вузов. – М.: Высшая школа, 1979. – 320с.
- 34.Гурова Т.А. Технический контроль производства пластмасс и изделий из них. – М.: Высшая школа, 1991. – 255с.
- 35.Результаты опытно-промышленных испытаний подземного полиэтиленового газопровода / Е.В. Данзанова, А.В. Посельская, А.С. Стручков, Е.Я. Сивцев // Проблемы и перспективы комплексного освоения месторождений полезных ископаемых криолитозоны: материалы международной конференции. – Якутск, 2005. – С. 144-148.
- 36.О разработке системы мониторинга факторов, влияющих на техническое состояние объектов газораспределения / В.Ю. Демчук, М.С. Доронин, С.В. Тригорлый, Д.А. Петров // Проблемы и методы обеспечения

- надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: материалы научн.-практ. конф. – Уфа, 2012. – С. 328–329.
37. Жмудь Н.П., Якушин В.А. Определение характеристик при растяжении жестких пенополиуретанов на кольцевых образцах // Механика композитных материалов. – 1986. – №6. – С.1123-1127.
38. Иванов В.И. Исследование перспективности применения полиэтиленовых газопроводов в Республике Саха (Якутия): дисс. ... канд. техн. наук в форме научного доклада : 05.02.01. – Якутск, 1999. – 73с.
39. Сравнительная оценка стоимости строительства полиэтиленовых и стальных газопроводов в условиях Республики Саха (Якутия) / В.И. Иванов, М.И. Слепцова, А.В. Посельская, С.П. Федоров // Научно-инновационный потенциал Республики Саха (Якутия): сборник научных трудов первого инновационного форума Республики Саха (Якутия). – Якутск, 2007. – С.168-171.
40. Извещение №1 к ТУ 6-19-99-78 Трубы напорные из непластифицированного поливинилхлорида.
41. Козодоев Л.В. Организация НИОКР по испытанию и сертификации армированных полиэтиленовых труб // Полимергаз. – 2001. – №4. – С.40–43.
42. Красников М.А. Методика прогнозирования остаточного ресурса газопроводов из полиэтиленовых труб // Газ России. – 2010. – №4. – С.66–69.
43. Малкин А.Я., Аскадский А.А., Коврига В.В. Методы измерения механических свойств полимеров: учебник. – М.: Химия, 1978. – 336с.
44. Манин В.Н., Громов А.Н. Физико-химическая стойкость полимерных материалов в условиях эксплуатации. – Л.: Химия, 1980. – 248с.
45. Нарисава И.И. Прочность полимерных материалов. Пер. с яп. – М.: Химия, 1987. – 400с.

46. Пепеляев В.С., Тараканов А.И. Полиэтиленовые армированные трубы для газопроводов с рабочим давлением свыше 1,2 МПа // Полимергаз. – 2006. – №4. – С. 14–18.
47. Полимеры в газоснабжении. Справочник. – М., Машиностроение, 1998. – 856с.
48. Полиэтиленовые трубопроводы – это просто: справочное пособие. 3-е изд., перераб и доп. / Под ред. Удовенко В.Е. – М: Полимергаз, 2012. – 416с.
49. Попов С.Н., Федоров Ю.Ю., Саввина А.В. Упрощенный метод определения нижней температурной границы эксплуатации полиэтиленовых труб // [Наука в современном информационном обществе](#): материалы VIII международной научно-практической конф. – н.-и. ц. «Академический», 2016. – С. 102–107.
50. Разработка приспособлений для механических испытаний образцов из намоточных композитов / Пояснительная записка, 1989. – 91с.
51. Разрушение. Том 5 // под ред. Либовиц Г. М.: Машиностроение, 1977. – 463с.
52. Ромейко В.С. Трубы из полимерных материалов в системе ЖКХ. Учебное пособие. – М.: Учебный центр «Стройполимер», 2003. – 67с.
53. Ромейко В.С., Бухин В.Е. и др. – Под редакцией Ромейко В.С. Трубы и детали трубопроводов из полимерных материалов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ТОО «Издательство ВНИИМП», 2002. – 132с.
54. Саввина А. В., Федоров Ю. Ю. Новый метод оценки стойкости к быстрой трещине полиэтиленовых труб при низких температурах // Справочник. Инженерный журнал. – 2016. – №11. – С.52–56.
55. Саввина А.В., Бабенко Ф.И., Федоров Ю.Ю. Исследование разрушения армированной полиэтиленовой трубы при низких температурах // Физико-технические проблемы добычи, транспорта и переработки нефти и газа в северных регионах: электронный сборник материалов конференции. – Якутск, 2013.

56. Саввина А.В., Бабенко Ф.И., Федоров Ю.Ю. Исследование эксплуатационной надежности армированных полиэтиленовых труб в условиях низких климатических температур // IV Евразийский симпозиум по проблемам прочности материалов и машин для регионов холодного климата: труды симпозиума. – Якутск, 2013. – Том 2. – 332с.
57. Сезонов М. Быстрое распространение трещин в ПЭ трубах // Полимерные трубы. – 2007. – №4(5). – С. 32–35.
58. СНиП 42-01-2002. Газораспределительные системы. – М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 2003. – 32с.
59. Современные методы испытаний композиционных материалов // Г.А. Ванин, Е.З. Король, Н.Б. Маркачев, А.Ф. Мельшанов, В.П. Николаев, М.В. Погарский, М.Е. Подлипчук, А.Н. Полилов, С.В. Соколовский / Научно-методический сборник. НТП-4-92. Под ред. А.П. Гусенкова. М.: МНТК «Надежность машин», 1992. – 247с.
60. Солдатенко Л. Уникальный стенд на быстрое распространение трещины // Полимерные трубы. – 2013. – №4(42). – С. 66.
61. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. – М.: ЗАО «Полимергаз», ГУП ЦПП, 2003. – 166с.
62. СП 42-102-2004. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб. – М.: ЗАО «Полимергаз», ФГУП ЦПП, 2004. – 92с.
63. СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. М. 2010. – 65с.
64. Справочное руководство по испытаниям пластмасс и анализу причин их разрушения / пер с англ. под ред. Малкина А.Я. – СПб.: «Научные основы и технологии», 2009. – 732с.
65. Стандарт США ASTM D 2444-65T.
66. Позитивные и негативные факторы взаимодействия полиэтиленового газопровода с грунтами в условиях Севера / А.С. Стручков, В.И. Иванов, С.П. Федоров, А.В. Посельская // III Евразийский симпозиум по

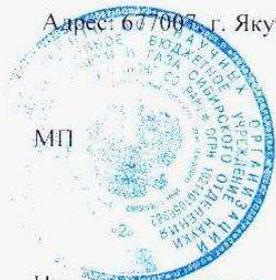
- проблемам прочности материалов и машин для регионов холодного климата: сборник материалов. Часть 3. – Якутск: 2006. – С. 163–167.
67. Стручков А.С., Федоров Ю.Ю. Деформируемость полиэтиленовых труб из ПЭ80 при низких температурах // Пластические массы. – 2002. – №2. – С.43–46.
68. Тагер А.А. Физико-химия полимеров: учебник // 4-е изд., переаб. и доп. – М.: Научный мир, 2007. – 576 с. ISBN 978-589-176-437-8
69. Тарасенко В.И., Чупин В.Н., Павельев Н.Д. Опытнo-промышленная эксплуатация газопровода из ПЭ100 на давлении 1,2МПа продолжается // Полимергаз. – 2003. – №3. – С.32–35.
70. Тарнопольский Ю.М., Кинцис Т.Я. Методы статических испытаний армированных пластиков. М., 1975. – 264с.
71. Территориальные единичные расценки на строительные работы для Республики Саха (Якутия) ТЕР-2001-01 Земляные работы. Якутск, 2002. – 219с.
72. Территориальные единичные расценки на теплоизоляционные работы для Республики Саха (Якутия) ТЕР-2001-26 Теплоизоляционные работы. Якутск, 2002. – 230с.
73. Территориальные сборник сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машин и автотранспортных средств для РС(Я) Том 1. Якутск, 2004. – 210с.
74. Территориальные сборник сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машин и автотранспортных средств для РС(Я) Том 2. Якутск, 2004. – 189с.
75. Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, ст.69 (утвержден Постановлением Правительства Российской Федерации от 29.10.2010 № 870, вступил в силу 08.11.2011).
76. Трубопроводы инженерных систем: Каталог // Под ред. Беликова С.Е. М.: Аква-терм, 2004. – 248с.

77. Федоров Ю.Ю., Саввина А.В. Напряженно-деформированное состояние подземных газопроводов в условиях многолетней мерзлоты [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2008. – №1 – URL: http://ogbus.ru/authors/Fyodorov/Fyodorov_1.pdf (дата обращения: 15.06.2017).
78. Хазов Б.Ф., Дидусев Б.А. Справочник по расчету надежности машин на стадии проектирования. – М.: Машиностроение, 1986г. – С.10–11.
79. Шурайц А.Л., Каргин В.Ю. О возможности повышения надежности газораспределительных сетей давлением 1,2МПа за счет использования труб из полимерных материалов // Трубопроводы и экология. – 2002. – №4. – С.16–18.
80. Barth, E.: Das Langzeitverhalten von Rohren aus PVC-U. 3R International, 31 (1992) pp. 271–278.
81. Ant, E.; Wehage, C.: Kunststoffrohr Handbuch. Vulkan, Essen (2000).
82. Haupt P., Kurth J.A. Continuum mechanics and theory of materials. Springer, Berlin. 2002. – 643p.
83. John Scheirs, Ludwig L. Böhn, Jesse C. Boot and Pat S. Leever. PE100 resin for pipe applications: Continuing the demelopment into the 21st century/Trends Polymer Science, Vol. 4, December 1996, pp. 408-414.
84. Lai W.M., Rubin D. Introduction to continuum mechanics. Pergamon, Oxford. 1993. – 310p.
85. Mysopromat.ru. [Электронный ресурс] 2003-2006. URL: http://mysopromat.ru/uchebnye_kursy/mehanika_razrusheniya/glava_4/plosko_e_napryazhennoe_sostoyanie_ploskaya_deformatsiya/
86. S.J.K. Ritchie, P. Davis and P.S. Leever. Brittle-tough transition of rapid crack propagation in polyethylene/ Polymer, Vol. 39, Number 25, 1998. – pp. 6657-6663.
87. Ward I.M., Hadley D.W. An introduction to the mechanical properties of solid polymers. Wiley, Chichester. 1993. – 334p.

88. Whitney J.M., Browning C.E., Hoogsteden W. A double cantilever beam test for characterizing mode I delamination of composite materials // Journal of reinforced Plastics and Composites. – 1982. v.1, No.3. – pp. 297–304.
89. Woodward Arthur E., Hanser Carl. Understanding Polymer Morphology., Munich. 1994. – 130p.

ЛАБОРАТОРИЯ КЛИМАТИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ
Института проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской академии наук

Адрес: 677007, г. Якутск, Автодорожная, 20



УТВЕРЖДАЮ:
 Зам. директора ИПНГ СО РАН
 д.т.н., проф. Попов С.Н.

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЯ №2

" 9 " ноября 2016 г.

Всего листов 1

Наименование испытываемого объекта

Трубы армированные полиэтиленовые Ø 140мм, изготовлены ООО «Запсибтехнология», в соответствии с ТУ 2248-003-35323946-2003 для транспортирования горючих газов. Коэффициент безопасности равен 3,0. Маркировка труб: =250305= ТАН О 140/1 А6 С ТУ 2248-003-35323946-2003

Название испытания

Определение стойкости к внутреннему давлению

НД на испытание

ГОСТ ISO 1167-1-2013
 ГОСТ ISO 1167-2-2013
 ГОСТ Р 50838-2009

Изготовитель-заказчик (наименование, адрес)

Зам. директора ИПНГ СО РАН
 д.т.н., проф. Попов С.Н.

Дата поступления на испытание

10 октября 2016г.

Срок проведения испытания

30 дней

Результаты испытаний:

№ Образца	Время испытания	Начальное напряжение в стенке трубы	Температура испытания	Результат
1	100 ч.	12,4МПа	22 С	выдержал
2	100 ч.	12,4МПа	22 С	выдержал
3	100 ч.	12,4МПа	22 С	выдержал
4	100 ч.	12,4МПа	-15 С	выдержал
5	100 ч.	12,4МПа	-15 С	выдержал
6	100 ч.	12,4МПа	-15 С	выдержал

Примечание: Протокол распространяется только на образцы, подвергнутые испытаниям.

Передача протокола или его копий другим лицам и организациям без разрешения заказчика и заведующего лабораторией не допускается.

Ответственный исполнитель

Подпись

расшифровка

УТВЕРЖДАЮ

Директор ФГБУН
Институт проблем нефти и газа

СО РАН

чл.-корр. РАН _____ А.Ф. Сафронов

« » _____ 2016 г.



УТВЕРЖДАЮ

Генеральный Директор

ГУП Дирекция

«Стройсельгазификация»

_____ Е.П. Рожин

« » _____ 2016 г.



АКТ ВНЕДРЕНИЯ

Мы, нижеподписавшиеся представители ГУП Дирекция «Стройсельгазификация» гл. инж. А.В. Шомоев, гл. специалист ПТО Н.Н. Захарова, с одной стороны, и представители Института проблем нефти и газа СО РАН зам. директора С.Н. Попов, с.н.с. Ю.Ю. Федоров, инж. А.В. Саввина, н.с. А.К. Родионов с другой стороны, составили настоящий акт о выполнении для обеспечения высокоэффективной деятельности ГУП Дирекция «Стройсельгазификация» следующих НИОКР:

- «Исследование напряженно-деформированного состояния полиэтиленовых труб при воздействии внутреннего давления», №П-9938, от 9 февраля 2000г.;
- «Изучение эксплуатационных свойств ПЭ80 и сварных соединений в условиях холодного климата и исследование возможности снижения затрат при строительстве полиэтиленовых газопроводов», №Н-00-18, от 5 июня 2002г.;
- «Исследование характеристик низкотемпературной работоспособности труб из полиэтилена ПЭ100», №Н-00-15, от 5 июня 2002г.;
- «Исследование физико-механических свойств армированных полиэтиленовых труб, предназначенных для строительства межпоселковых газопроводов в условиях холодного климата», №Н-04-08, от 1 марта 2005г.;
- «Разработка методики ускоренных испытаний на длительную прочность сварных соединений армированных полимерных труб для строительства внутри и межпоселковых газопроводов в РС(Я)», №Н-04-13, от 1 марта 2005г.;
- «Разработка экспериментальных методик и исследование технических характеристик сварных соединений армированных полимерных труб в условиях холодного климата», № 23190.000085/06-002366.6, от 7 июля 2006г.;
- «Разработка экспериментальных методик и исследование эксплуатационных характеристик армированных полимерных труб в условиях низких температур», № 23190.000085/06-002348.6, от 7 июля 2006г.;
- «Мониторинг эксплуатационной устойчивости опытно-промышленного подземного газопровода из армированных полиэтиленовых труб», № 23190.000085/06-002367, 7 июля 2006г.;
- «Мониторинг действующего опытно-промышленного подземного газопровода из армированных полиэтиленовых труб», № 10, от 25 апреля 2008г.

В результате проведенных исследований:

- получены экспериментальные результаты по механическим характеристикам ПЭ80 при нагружении внутренним давлением при низких климатических температурах, которые показали, что трубопровод из ПЭ80 SDR11 способен работать при рабочем давлении до 0,6 МПа и температурах внешней среды до -40°C при более чем 10-ти кратном запасе прочности и 5-ти кратном запасе предела упругой деформации;

- определены температурные ограничения в диапазоне температур $-10\div-15^{\circ}\text{C}$ по условиям неразрушаемости при транспортировке и монтаже многослойных армированных труб производства ОАО «Запсибтехнология»;

- проведен расчет и осуществлена оценка напряженно-деформированного состояния армированных полиэтиленовых труб на внутреннее давление 1,2 МПа, показавшая, что основную нагрузку несет армирующий слой трубы, при этом два главных напряжения в ПЭ оболочках не превосходят значений 3,3 МПа;

- в модельном ускоренном эксперименте установлено, что наличие сварных стыковых соединений труб из материала ПЭ-80 приводит к снижению долговечности газопровода на 20%;

- в результате проведенных исследований предложена, основанная на аналогии между методами испытаний сварных и клеевых муфтовых соединений расчетно-экспериментальная методика прогнозирования долговечности муфтового сварного соединения по результатам кратковременных испытаний на прочность в широком температурно-скоростном диапазоне;

- разработана методика и представлены результаты исследований трещиностойкости при нормальном отрыве в условиях статического нагружения в диапазоне температур $-15^{\circ}\text{C}\leq T\leq 20^{\circ}\text{C}$ модельных образцов труб и сварных муфтовых соединений АПТ;

- проведена оценка прочности связи между слоями многослойного материала трубы в прямом эксперименте на межслойный отрыв и по разработанной методике испытаний двухконсольных модельных образцов (полоски, сегменты) с межслоевой трещиной;

- спроектированы и изготовлены зонды для замера температур грунта и перемещений подземного газопровода, получены новые данные о перемещениях подземного газопровода и температурном режиме эксплуатации;

- разработан вариант расчетно-экспериментальной методики оценки остаточного ресурса подземного полиэтиленового газопровода на основе использования известных результатов мониторинга.

Изложенные выше результаты исследований позволили отменить запрещение применения полиэтиленовых трубопроводов для транспортировки природного газа в районах с расчетной температурой окружающего воздуха ниже -45°C , действовавшее ранее в нормативно-технических документах. На основании проведенных исследований уточнены допустимые температуры транспортировки, хранения и монтажа полиэтиленовых труб, включая армированные.

С учетом результатов экспериментальных исследований актуализированным СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные сети» предусмотрено значительное расширение области применения полиэтиленовых труб в газораспределительных системах.

В настоящее время с применением полиэтиленовых труб в Республике Саха (Якутия) построено около 87 км внутрипоселковых газопроводов.

От ИПНГ СО РАН

От ГУП Дирекция
«Стройсельгазификация»

Научный руководитель

 Попов С.Н.

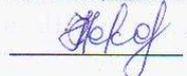
главный инженер

 Шомоев А.В.

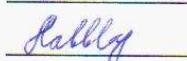
Исполнители

 Федоров Ю.Ю.

Гл. специалист ПТО

 Захарова Н.Н.

 Родионов А.К.

 Саввина А.В.