

Мониторинг опытно-промышленного подземного газопровода из армированных полиэтиленовых труб

А.В. Саввина, С.Н. Попов, Ю.Ю. Федоров

Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск

Приводятся данные мониторинга опытно-промышленного межпоселкового газопровода из армированных полиэтиленовых труб. Показаны результаты испытаний материала труб при температурах, близких к эксплуатационным, полученный результат подчеркивает необходимость уточнения и согласования существующих регламентных требований по применению труб и эксплуатации полиэтиленовых трубопроводов в регионах холодного климата. Для осуществления мониторинга были разработаны и изготовлены зонды для исследования перемещений и измерения температур грунта на различной глубине и стенки подземного газопровода. Результаты проведенных измерений показали, что в целом распределение температуры на стенках трубы существенно отличается от значений температуры наружного воздуха, так как трубопровод находится под влиянием мощности мерзлоты, имеющей относительно постоянную температуру по объему. Сравнение данных по перемещениям между контрольными точками показывает примерную картину поведения подземного газопровода. Существуют небольшие различия между значениями замеров контрольных точек, так как по трассе опытно-промышленного участка грунт характеризуется различными уровнями влажности и рельефа. Максимально низкие температуры на стенках подземного газопровода и его наибольшие вертикальные перемещения объясняются погодными условиями. Автоматизированная система регистрации температуры на стенках подземного газопровода показала высокую эффективность и работоспособность в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Ключевые слова: мониторинг, армированные полиэтиленовые трубы, подземный газопровод, мерзлый грунт, низкие температуры.

Monitoring of Experimental-Industrial Underground Gas Pipeline Made of Reinforced Polyethylene Pipes

A.V. Savvina, S.N. Popov, Y.Y. Fedorov

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk

The article presents the data of monitoring of a pilot inter-settlement gas pipeline made from reinforced polyethylene pipes. The results of tests of the pipe material at temperatures close to the operating ones are shown. This result emphasizes the need to clarify and harmonize the existing regulatory requirements for use of pipes and polyethylene pipelines operation in cold climate regions. For monitoring special probes were developed and manufactured for study of displacements and temperature field on the underground pipeline. According to the measurements results, it was found that on the whole the temperature distribution at the tube walls essentially differs from the outdoor air temperature, because the pipeline is influenced by the permafrost thickness having a relatively constant temperature. A comparison of data on movements between control points shows an exemplary picture of the underground pipeline behavior. There are small differences between the measurement values of control points, as along the line of the experimental-industrial site the ground is characterized by different levels of soil moisture and relief. The lowest temperature of the walls of the underground pipeline and its greatest vertical displacement are explained by the weather conditions: permanently low ambient temperatures and low snow cover. The automated system for registration of temperature on the underground pipeline walls has shown high efficiency and performance in the conditions of permafrost.

Key words: monitoring, reinforced polyethylene pipes, underground gas pipeline, frozen ground, low temperature.

Введение

Мониторинг технического состояния потенциально опасных объектов является основой их

безопасного функционирования. В соответствии с требованиями технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления [1] при эксплуатации подземных газопроводов газораспределительные организации должны обеспечивать мониторинг технического состояния газопроводов.

В системе мониторинга технического состояния газопроводов осуществляется мониторинг

САВВИНА Александра Витальевна – инженер, io1982@mail.ru; ПОПОВ Савва Николаевич – д.т.н., зам.директора; ФЕДОРОВ Юрий Юристанович – к.т.н., с.н.с., yuristan@yandex.ru.

влияющих факторов: сейсмических и тектонических событий, мониторинг напряженно-деформированного состояния трубопровода, температур и деформаций грунтов в наиболее опасных местах [2].

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.

Материалы и методы исследования

В данной статье представлены результаты мониторинга опытно-промышленного участка газопровода из армированных полиэтиленовых труб (АПТ) на объекте «МПП Тулагино–Капитоновка–Кангалассы» в течение 4 лет с учетом существующих геокриологических факторов.

АПТ 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. Конструктивно труба АПТ состоит из трех слоев: внутреннего слоя из полиэтилена, стойкого к действию транспортируемой среды; силового слоя из высокопрочных синтетических нитей, намотанных в направлении осей максимальных напряжений (средний

слой), и наружного слоя из полиэтилена, стойкого к действию внешних факторов. Армирующий слой – двухслойная арамидная нить. Минимальное разрушающее давление армирующего каркаса – 6 МПа. Внутренний и наружный слои труб изготовлены из ПЭ80, для внутреннего слоя покрытия армирующих нитей применяют полиэтилен высокого давления по ГОСТ 16337-77 или сэвилен по ТУ 6-05-1636-97. Наружный диаметр трубы равен 140 мм, внутренний – 107 мм, номинальная толщина стенки – 16,5 мм.

Действующие на настоящее время нормативно-технические документы предусматривают ряд температурных ограничений на применение полиэтиленовых труб при строительстве подземных газопроводов, в частности, определяющим служит требование о недопустимости охлаждения стенки трубы газопровода в условиях температуры эксплуатации ниже $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ (СП 42-103-2003).

Совместно с проведением мониторинга исследовали температурную зависимость кратковременной прочности от скорости испытаний на растяжение модельных образцов АПТ. Образцы изготовлены 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: $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ при скорости движения захватов испытательной машины 25 мм/мин.

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. 1–3). Индексом ε_p обо-

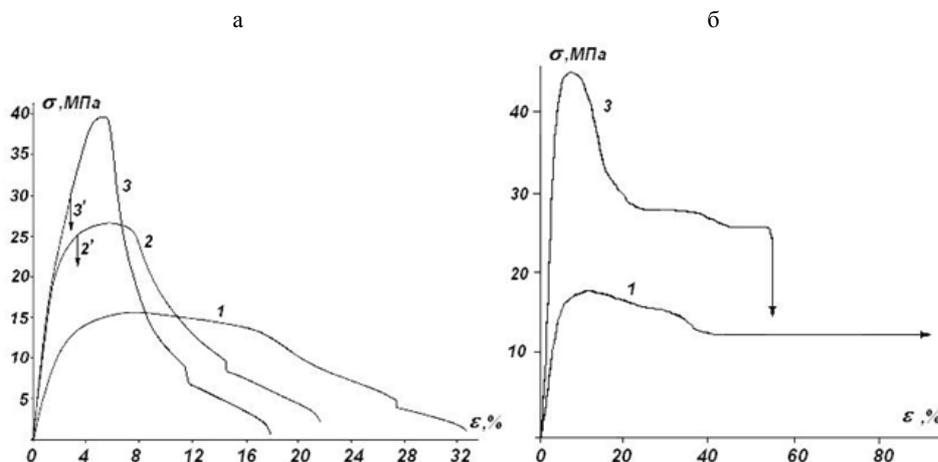


Рис. 1. Характерные диаграммы деформирования образцов АПТ (а) и гомогенных образцов ПЭ80 (б) при растяжении: 1 – $20\text{ }^{\circ}\text{C}$; 2 и 2' – $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$; 3 и 3' – $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$

МОНИТОРИНГ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОГО ПОДЗЕМНОГО ГАЗОПРОВОДА

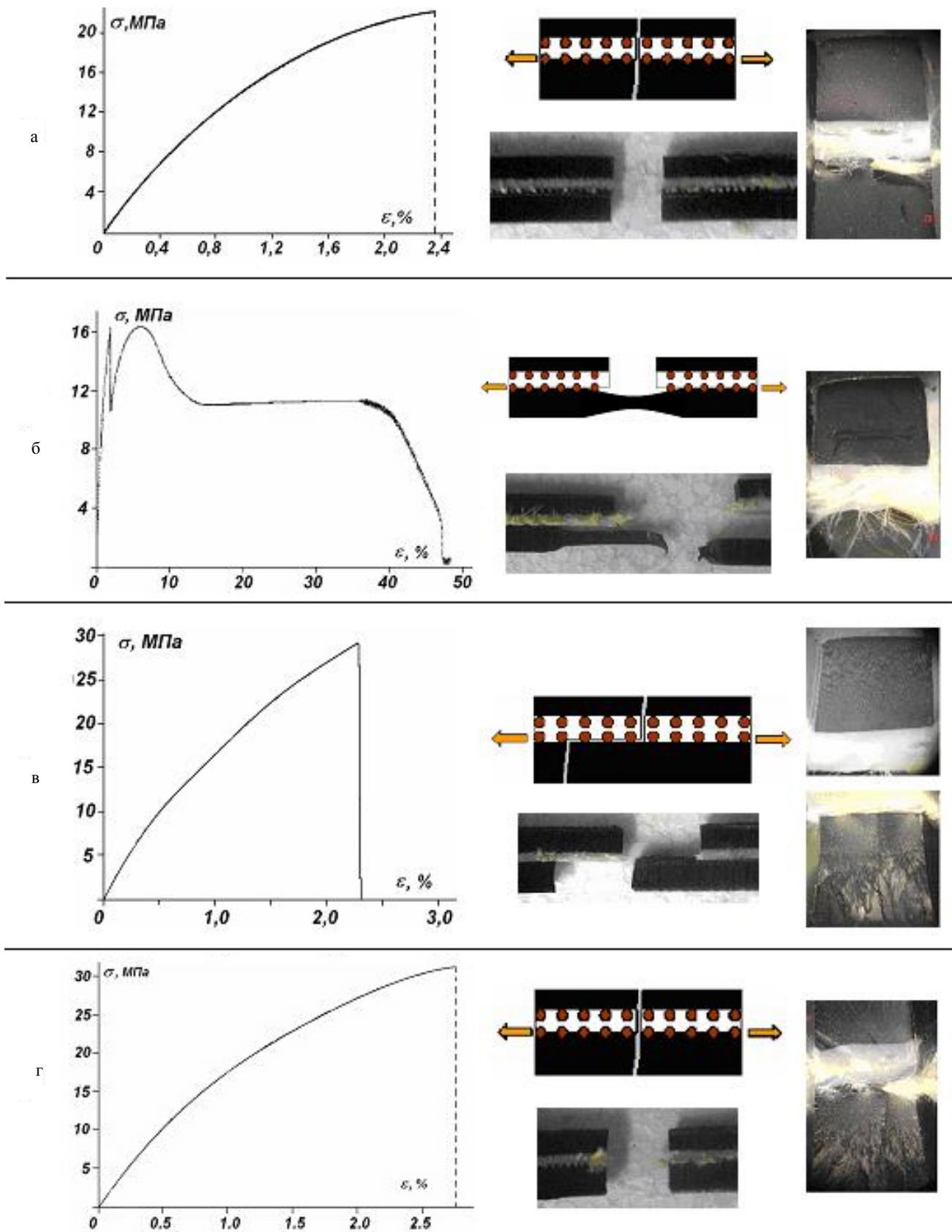


Рис. 2. Диаграммы деформирования, модельные схемы и микрофотографии поверхностей разрушения модельных образцов АПТ, разрушившихся хрупко в испытаниях при температурах -15°C (а, б) и -60°C (в, г)

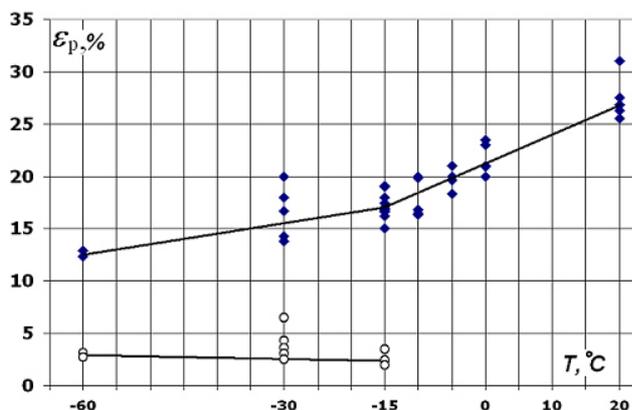


Рис. 3. Температурная зависимость относительного удлинения при разрыве внешнего слоя модельного образца АПТ: ♦ – вязкий разрыв; ○ – хрупкий разрыв

значены относительные удлинения, соответствующие моменту разрушения внешнего слоя модельного образца АПТ, который четко фиксируется на диаграммах деформирования σ – ϵ характерной «ступенькой» (рис. 1, а).

При температурах испытаний ≥ -10 °С все образцы разрушились вязко. При $T \leq -15$ °С 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, а), так и в случае хрупкого разрыва только внешнего (поверхностного для трубы) слоя образца АПТ (рис. 2, 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 $-10 \div -15$ °С выявлен вязкохрупкий переход.

Проведение мониторинга позволяет установить реальные условия эксплуатации трубопровода и показать возможность применения подземного газопровода из армированных полиэтиленовых труб в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Для осуществления мониторинга были проведены следующие мероприятия: разработаны и изготовлены зонды для исследования перемещений и температур грунта и стенки подземного газопровода (рис.4).

Замер температуры проводился на различных уровнях по глубине и на поверхности стенки трубопровода. Принципиальная схема расположения автономных температурных регистраторов iBDL-L (DS1922L-F5) и минимальные значения температуры по глубине грунта приведены на рис.5.

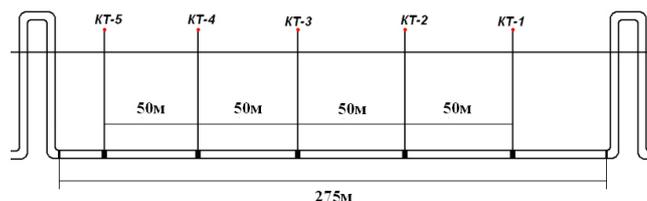


Рис. 4. Схема расположения контрольных точек на опытно-промышленном участке подземного газопровода

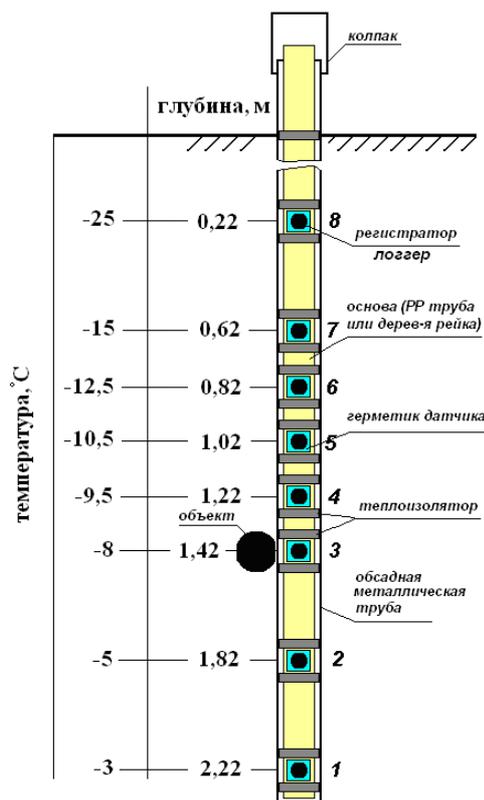


Рис. 5. Принципиальная схема расположения температурных датчиков и минимальные значения температуры по глубине грунта

Самая низкая температура стенки трубы (датчик №3, рис.5) $-8 \pm 0,5$ °С. Согласно схеме расположения температурных датчиков, датчик №5 находится на глубине 1,02 м. Результаты измерений температуры в самый холодный период показывают минимальную температуру $-10,5$ °С. Для АПТ с внутренним и внешним слоями из ПЭ100, у которых по результатам испытаний в диапазоне температур от -15 °С до -20 °С разрушения происходят вязко, глубина заложения может быть существенно уменьшена, т.е. до 1 м [3].

Заключение

Поведение уложенного в грунт опытного участка газопровода за период наблюдения характеризуется закономерными ожидаемыми пе-

ремещениями, величина которых соизмерима с ранее зафиксированными на аналогичных сооружениях на территории РС(Я).

На глубине заложения газопровода температура стенки трубы не опускается ниже температуры вязкохрупкого перехода ($-10\div-15$ °С) и распространение быстрых трещин исключается. На основании результатов мониторинга, проведенного на газопроводе, следует, что для труб с внутренним и внешним слоями из ПЭ100, у которых в диапазоне температур от -15 °С до -20 °С разрушения происходят вязко, глубина заложения может быть существенно уменьшена. При этом величина заглубления должна определяться результатами геокриологических изысканий из условия превышения температурой грунта температуры вязкохрупкого перехода $-5\div 0$ °С для труб из ПЭ80 и $-15\div-20$ °С для ПЭ100, определенным по результатам ранее проведенных исследований [4].

Литература

1. *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).

2. Демчук В.Ю., Доронин М.С., Тригорлый С.В., Петров Д.А. О разработке системы мониторинга факторов, влияющих на техническое состояние объектов газораспределения // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Материалы научно-практической конференции, 23 мая 2012 г. Уфа, 2012. С. 328–329.

3. Бабенко Ф.И., Федоров Ю.Ю., Саввина А.В. Температурные ограничения по применению армированных полиэтиленовых труб для газопроводов в условиях холодного климата // Инженерный вестник Дона. 2015, №3 URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n3y2015/3102.

4. 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. Якутск, 2013.

Поступила в редакцию 22.07.2016

УДК 523.62

Связь между индексами геомагнитной активности на главной фазе магнитной бури для различных типов солнечного ветра

Р.Н. Бороев, М.С. Васильев

Институт космофизических исследований и астрономии им. Ю.Г. Шафера СО РАН, г. Якутск

Исследована связь между скоростью развития магнитной бури на главной фазе $|\Delta Dst|/\Delta T$ и средней величиной АЕ индекса (AE_{cp}) за время главной фазы (ΔT). Были рассмотрены бури, инициированные высокоскоростными потоками CIR (36 событий) и межпланетными проявлениями корональных выбросов ICME, включающие магнитные облака и Ejecta (36 событий). Показано, что для CIR событий величина среднего значения АЕ индекса увеличивается с ростом скорости развития магнитной бури. Для ICME событий линейная связь между AE_{cp} и скоростью развития магнитной бури отсутствует ($r < 0,5$). Анализ АЕ индекса на главной фазе магнитной бури в зависимости от электрического поля солнечного ветра показал, что для CIR событий величина AE_{cp} коррелирует со средним значением электрического поля. Для ICME событий величина AE_{cp} слабо зависит от электрического поля.

Ключевые слова: магнитная буря, АЕ индекс, Dst индекс, солнечный ветер, электрическое поле.