

УДК 622.691.4

ИЗУЧЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПОТЕРИ УСТОЙЧИВОСТИ ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В ЗАЩИТНЫХ ФУТЛЯРАХ ПОД АВТОМОБИЛЬНЫМИ И ЖЕЛЕЗНЫМИ ДОРОГАМИ В РЕЗУЛЬТАТЕ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЪЕМА ЗАМЕРЗАЮЩЕЙ ВОДЫ В МЕЖТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Тарасов Владимир Алексеевич,
vtarasov.1998@mail.ru

Султанмагомедов Тимур Султанмагомедович,
tsultanmaga@gmail.com

Султанмагомедов Султанмагомед Магомедтагирович,
ftt2010@mail.ru

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью снижения риска аварий на переходах магистральных газопроводов, проложенных в защитных футлярах под автомобильными и железными дорогами – одних из наиболее опасных и ответственных участков. Лед, образовавшийся в межтрубном пространстве при наличии сезонно промерзающих и оттаивающих грунтов или при перекачке газа при отрицательной температуре совместно с некачественной установкой торцевых уплотнений, может привести к смятию поперечного сечения газопровода, тем самым повышая риск аварии на данном участке. Проводимые исследования позволят заранее изучить потенциально уязвимые участки переходов с помощью компьютерного моделирования и предусматривать для них комплекс защитных мер.

Цель: оценка возможности повреждения магистральных газопроводов, проложенных в защитных футлярах, льдом, который образовался в межтрубном пространстве; обоснование дополнительных мер и рекомендаций, направленных на обеспечение безопасной эксплуатации подземных переходов магистральных газопроводов под автомобильными и железными дорогами.

Объекты: участки магистральных газопроводов, проложенные в защитных футлярах под автомобильными и железными дорогами в условиях сезонно оттаивающего и промерзающего грунта вблизи защитного футляра или транспортирующего газ при отрицательной температуре.

Методы: математическое моделирование, моделирование методом конечных элементов, методы строительной механики и сопровитвления материалов, планирование эксперимента.

Результаты. Определена возможность повреждения магистральных газопроводов, проложенных в защитных футлярах, льдом, который образовался в межтрубном пространстве; предложена математическая модель определения давления, возникающего в межтрубном пространстве вследствие увеличения объема замерзающей воды, и проверена ее адекватность с использованием программного комплекса ANSYS на примере газопровода 219×6 мм и защитного футляра 325×12 мм; обозначены рекомендации для вновь проектируемых газопроводов и их переходов, а также для уже существующих.

Ключевые слова:

Магистральный газопровод, защитный футляр, лед, переходы под автомобильными и железными дорогами, напряженно-деформированное состояние.

Введение

Современные магистральные газопроводы – это сложные линейно-протяженные инженерные сооружения, которые тянутся на многие тысячи километров, проложенные в различных климатических условиях и пересекающие на своем пути большое разнообразие естественных и искусственных препятствий. Одной из составных частей этих сооружений являются подземные переходы магистральных газопроводов под автомобильными и железными дорогами. В настоящее время к сооружению данных участков предъявляются повышенные требования безопасности. Однако, как показывает практика, даже этих мер бывает недостаточно, чтобы избежать аварий.

Важной составляющей управления промышленной безопасностью является анализ техногенного риска. Аварии на обозначенных участках, как правило, имеют более высокую удельную частоту (в пересчете на единицу длины), чем в среднем для линейной части магистральных газопроводов, и могут сопровождать-

ся значительными социально-экономическими ущербами [1]. Оценку риска возникновения аварии как на данных участках, так и на всех прочих, экономический ущерб и возможное число пострадавших производят по различным утвержденным методикам. Имея необходимые данные о зоне потенциального поражения, о ближайших объектах и прочие данные, можно произвести количественную оценку риска на данном участке. К примеру, стандарт [2] содержит подробное описание последовательных этапов количественного анализа риска применительно к технологическим объектам транспорта газа и газового конденсата и подземных хранилищ газа ПАО «Газпром».

Помимо этого, в мировой практике также активно внедряются и применяются различные подходы к оценке риска возникновения аварий на опасных производственных объектах, в число которых входят магистральные газопроводы. Среди них можно отметить применение комплексного метода количественного анализа рисков [3] или применение метода ин-

дексации для оценки риска с использованием геотехнических систем [4].

Результирующая оценка рисков по указанным методикам, применительно к переходам магистральных газопроводов под автомобильными и железными дорогами (особенно с высокой интенсивностью движения), говорит о высокой степени опасности этих участков, в первую очередь, для жизни и здоровья людей. Поэтому так важно соблюдение повышенных требований безопасности, предъявляемых к данным участкам магистральных газопроводов на всех этапах жизненного цикла этого объекта: от проектирования до его ликвидации. И хотя полностью исключить возможность возникновения аварий на любых производственных предприятиях нельзя, снизить риск их возникновения все-таки возможно.

Опасные состояния на переходах

Опасное состояние перехода характеризуется совокупностью и характером его дефектов и неисправностей. Дефекты и неисправности, возникающие на данных участках, аналогичны тем, что могут проявиться на линейной части магистральных газопроводов. В первую очередь, это коррозионное разрушение металла вследствие нарушения целостности изоляционного покрытия, гофры и вмятины, продольные трещины, трещины на сварных соединениях и т. п. дефекты. Наличие и дальнейшее их развитие приводит к возникновению опасного состояния, которое впоследствии может привести к разгерметизации газопровода.

Причины и условия их возникновения могут быть различны, начиная с брака строительства и заканчивая естественными процессами коррозии. Однако здесь имеются некоторые особенные условия, не встречающиеся на линейной части. Предпосылки к ним могли быть заложены как на этапе проектирования (например, неверный выбор конструкции перехода, неверная оценка грунтовых условий), так и на этапе строительства.

В результате нарушения требований нормативно-технической документации, отступлений от требуемых технологий строительства либо же при довольно длительной эксплуатации на таких переходах магистральных газопроводов, проложенных в защитных футлярах, может возникать электрический контакт «труба–футляр» (непосредственное взаимодействие или взаимодействие через коррозионную среду). Такое взаимодействие приводит к инициированию коррозионного разрушения в месте контакта или снижению эффективности электрохимической защиты газопровода [5].

Одной из наиболее важных задач при сооружении переходов подобного типа является качественная герметизация межтрубного пространства с целью предотвращения попадания грунтовых вод. На сегодняшний день разработано множество вариантов исполнения торцевых герметизирующих манжет и укрытий для них. Опыт эксплуатации каждой из них позволил выявить недостатки, которые были устранены в последующих вариантах. И тем не менее раз-

герметизация межтрубного пространства все-таки случается. Последствия разгерметизации обычно приводят к попаданию грунтовых вод в межтрубное пространство и негативно влияют на состояние стенки защитного футляра и конструкций опорно-направляющих колец, постепенно разрушая их. В результате данных коррозионных процессов риск аварии на переходах возрастает.

Вышеописанные ситуации к настоящему времени достаточно хорошо изучены, разработаны различные методы и рекомендации для их недопущения или своевременного устранения. Однако была обнаружена одна интересная особенность: возможность потери устойчивости поперечного сечения газопровода в результате образования льда в межтрубном пространстве. В литературе можно встретить лишь несколько публикаций, в которых так или иначе обозначена данная проблема применительно к газораспределительным системам. Возможность возникновения такой ситуации на магистральных газопроводах и предстоит оценить.

Цели и задачи

Основной целью исследования является оценка возможности повреждения магистральных газопроводов, проложенных в защитных футлярах, льдом, который образовался в межтрубном пространстве. Дополнительная цель – обоснование дополнительных мер и рекомендаций, направленных на обеспечение безопасной эксплуатации подземных переходов магистральных газопроводов под автомобильными и железными. Для этого необходимо последовательно решить ряд задач:

- анализ имеющейся информации по данной проблеме;
- проведение собственных экспериментальных исследований на модели и сравнение их результатов с результатами обследований и испытаний из других источников;
- построение расчетной модели и разработка методики расчета с использованием методов сопротивления материалов и строительной механики;
- построение компьютерной модели в программном комплексе ANSYS и расчет с использованием метода конечных элементов, проверка ее адекватности и сравнение с предложенной расчетной моделью и с экспериментальными исследованиями на реальной модели;
- обоснование дополнительных мер и рекомендаций, направленных на обеспечение безопасной эксплуатации подземных переходов магистральных газопроводов под автомобильными и железными дорогами с учетом имеющихся вариантов решения обозначенной проблемы.

Нормативная база и текущие представления о проблеме на сегодняшний день

В настоящее время при проектировании и сооружении переходов под автомобильными и железными дорогами в Российской Федерации руководствуются требованиями документов [6, 7], а также требования-

ми специального отраслевого документа [8]. В них установлены нормы проектирования, конструктивные требования, технология строительства, а также требования к контролю качества. Основной (и, собственно, представляющей для нас интерес) конструкцией перехода является прокладка газопровода в защитном футляре.

Одним из примеров зарубежных нормативных документов является стандарт США [9], устанавливающий нормы проектирования и строительства для участков трубопроводов, проложенных под естественными и искусственными препятствиями как с использованием защитных футляров, так и без них. Кроме того, данный стандарт может применяться и для оценки состояния перехода. Пример такого использования стандарта – оценка напряженно-деформированного состояния газопровода, описанная в работе [10]. Имеется также и международный стандарт [11] для проектирования и сооружения переходов трубопроводов, проложенных в защитных футлярах. В зарубежной практике также имеются предло-

жения по отказу от защитного футляра в пользу увеличения толщины стенки газопровода как наиболее экономичного и практичного способа, изложенные в работе [12].

На сегодняшний день потерю устойчивости поперечного сечения газопровода в результате образования льда в межтрубном пространстве по имеющимся данным связывают с одной из двух причин: нахождение сезонно оттаивающего и промерзающего грунта вблизи защитного футляра или транспортировка газа при отрицательных температурах совместно с некачественной установкой торцевых уплотнений и в первом, и во втором случае.

Наличие условий, представленных выше, показывает потенциальную возможность образования и развития вмятин, трещин, различных коррозионных повреждений со всеми вытекающими последствиями (рис. 1). Возможность повреждений такого рода подтвердили результаты обследований рассматриваемых переходов, а также результаты модельных испытаний, описанные в работе [13].



Рис. 1. Смятие газопровода вследствие образования льда в межтрубном пространстве
Fig. 1. Crumpling of the gas pipeline due to the formation of ice in the inter-pipe space

Происходит это по следующей схеме: в результате разгерметизации торцевых уплотнений грунтовая вода способна проникнуть в межтрубное пространство и привести к потере устойчивости поперечного сечения газопровода (смятию) за счет увеличения объема в процессе замерзания.

Собственные экспериментальные исследования, проведенные на модели, показали схожие результаты. В качестве защитного футляра выступает отрезок трубы длиной 250 мм, диаметром 108 мм и толщиной

стенки 3 мм с приваренным патрубком для заполнения межтрубного пространства водой. Для имитации газопровода используется отрезок трубы длиной 310 мм, диаметром 51 мм и толщиной стенки 0,5 мм. Малая труба помещается внутри большой, опираясь на вырезанные вставки из пенопласта. Концы труб герметизируются самодельными манжетами из резины без всяких усилений и фиксируются на обеих трубах при помощи стальных червячных хомутов. Общий вид модели представлен на рис. 2.

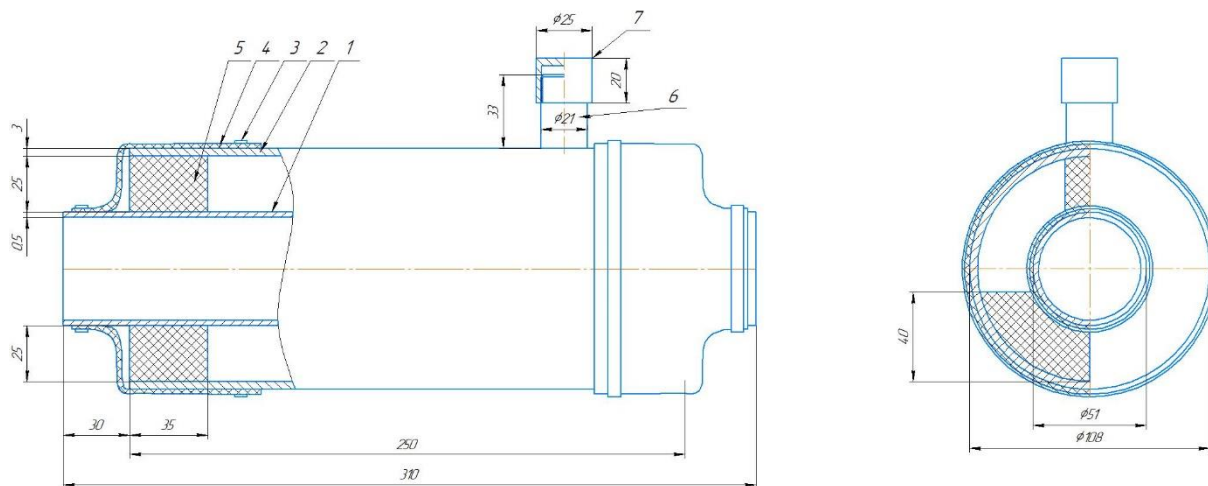


Рис. 2. Общий вид модели для эксперимента: 1 – газопровод; 2 – защитный футляр; 3 – стальной хомут; 4 – резиновая манжета; 5 – пенопластовые вставки-опоры; 6 – патрубок; 7 – крышка

Fig. 2. General view of the model for the experiment: 1 – gas pipeline; 2 – protective case; 3 – steel clamp; 4 – rubber cuff; 5 – styrofoam support inserts; 6 – branch pipe; 7 – cover

Межтрубное пространство модели полностью заполнялось водой, затем помещалось в морозильную камеру на 24 часа до полного замораживания воды, а после подвергалось полному оттаиванию при комнатной температуре. После полного оттаивания модель подверглась осмотру и фиксации результатов: по верхней образующей внутренней трубы в положении 12 часов располагалась продольно вытянутая вмятина, с одного из торцов расширяющаяся при замерзании вода растянула импровизированную манжету (рис. 3).



Рис. 3. Результат эксперимента

Fig. 3. Result of the experiment

Из рис. 3 видно, что ситуация очень напоминает результаты обследований, о которых было сказано выше. Смятие (потеря устойчивости поперечного сечения) произошло в той же самой позиции. Данное сходство, очевидно, говорит об одинаковых условиях кристаллизации.

Анализ имеющейся литературы показал, что к настоящему моменту уже существуют некоторые способы решения поставленной проблемы. Стандарт [8] допускает прокладку магистрального газопровода без защитного футляра в случае транспортировки газа

с отрицательной температурой или же при наличии многолетнемерзлых грунтов. Однако здесь требуется соответствующее технико-экономическое обоснование, поскольку газопровод подвергается значительным нагрузкам от движущегося транспорта и требует увеличения значения проектной толщины стенки. При наличии же футляра для борьбы с ледообразованием в межтрубном пространстве (применительно к системам газораспределения) уже разработан ряд технических решений. Самым первым среди них является способ заполнения межтрубного пространства вспененным полимером, описанный в работе [14]. Попытки его модификации привели к появлению конструкций защитных футляров, описанных в работах [15] (использование кольцеобразных отрезков замкнутопористого полимера) и [16] (использование спирально-наматываемых отрезков из рулонного пенополиэтилена). Еще один известный способ заключается в снижении температуры замерзания раствора с помощью порошкообразного хлористого кальция и описан в работе [17]. Однако выводы о необходимости использования этих решений основаны на результатах модельных испытаний, в то время как математические параметры этих явлений еще не были получены. При наличии математической и компьютерной моделей можно оценить напряженно-деформированное состояние перехода без проведения модельных испытаний и принять соответствующие меры.

Расчет давления увеличивающегося в объеме льда в межтрубном пространстве

Природа разрушительной силы льда в замкнутом объеме достаточно широко известна. В литературе можно найти работы, в которых подробно описывается это явление, устанавливаются зависимости давления льда от температуры, от наличия растворенных в замерзающей воде газов [18–20]. Однако спрогнозировать последствия увеличения объема замерзающей воды в замкнутом пространстве довольно трудно. Даже в данном конкретном случае нельзя с уверенно-

стью сказать, что наиболее уязвимым элементом в системе «газопровод–лед–защитный футляр» окажется именно газопровод. Воздействие льда может оказать разрушительное влияние и на защитный футляр, вызывая в нем кольцевые напряжения выше условного или физического предела текучести материала трубы.

Поэтому прежде чем делать какие-либо выводы касательно данной ситуации, необходимо обосновать их расчетами, чтобы адекватно оценить предлагаемые проектные решения.

При замерзании воды объем образовавшегося льда может увеличиваться до 9 % от первоначального объема воды (это показывает отношение плотностей воды и льда). Это говорит о том, что напряжения в стенках обеих труб будут возникать, если межтрубное пространство заполнено водой как минимум на 92 %. На основе информации о расширении льда

можно рассчитать кольцевые напряжения в стенке газопровода и защитного футляра, вызванные их деформацией вследствие расширения льда, и сравнить их со значением физического (условного) предела текучести материалов.

Расчет давления увеличивающегося в объеме льда в межтрубном пространстве будем производить на основе взаимосвязи между напряжениями и деформациями в стенках защитного футляра и газопровода. Для решения данной задачи принимаем во внимание, что давление расширяющегося льда одинаково для стенок газопровода и защитного футляра. Избыточное давление внутри газопровода отсутствует (случай, когда газопровод находится на консервации). Торцевые стенки расчетной модели также принимаются недеформируемыми. Расчетная схема представлена на рис. 4.

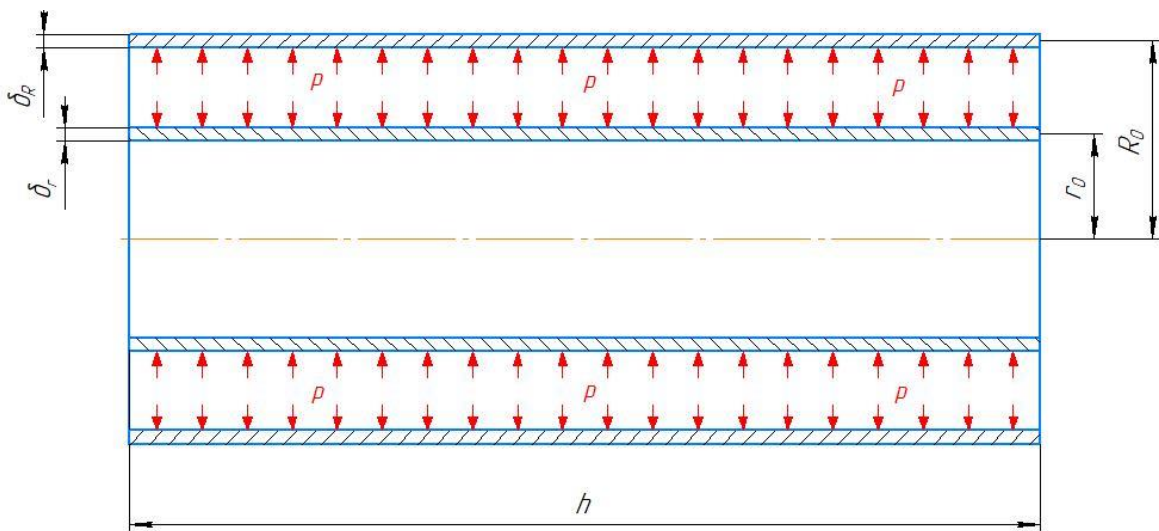


Рис. 4. Расчетная схема
 Fig. 4. Calculation scheme

Объем межтрубного пространства до и после изменения объема замерзающей воды при деформации газопровода и защитного футляра вычисляется по формулам (1) и (2) соответственно:

$$V_0 = \pi R_0^2 h - \pi r_0^2 h; \quad (1)$$

$$V_1 = \pi R_1^2 h - \pi r_1^2 h, \quad (2)$$

где R_0 – срединный радиус стенки защитного футляра; r_0 – срединный радиус стенки газопровода; R_1 – срединный радиус стенки защитного футляра после его деформации; r_1 – срединный радиус стенки газопровода после его деформации; h – длина защитного футляра и газопровода.

Увеличение первоначального объема будем выражать через коэффициент расширения k_p – отношение увеличенного объема к первоначальному:

$$k_p = \frac{V_1}{V_0} = \frac{\pi R_1^2 h - \pi r_1^2 h}{\pi R_0^2 h - \pi r_0^2 h} = \frac{R_1^2 - r_1^2}{R_0^2 - r_0^2} \quad (3)$$

Исходя из формулы (3) определяется новое значение срединного радиуса стенки газопровода r_1 :

$$r_1 = \sqrt{R_1^2 - k_p(R_0^2 - r_0^2)}. \quad (4)$$

Относительное удлинение стенки газопровода определяется по формуле (5):

$$\varepsilon_{\text{кц}}^r = \frac{r_1 - r_0}{r_0}. \quad (5)$$

Обобщенный закон Гука для плоского напряженного состояния газопровода имеет вид:

$$\begin{cases} \varepsilon_{\text{кц}}^r = \frac{\sigma_{\text{кц}}^r}{E} - \nu \frac{\sigma_{\text{пр}}^r}{E} \\ \varepsilon_{\text{пр}}^r = \frac{\sigma_{\text{пр}}^r}{E} - \nu \frac{\sigma_{\text{кц}}^r}{E} \end{cases} \quad (6)$$

где E – модуль упругости стали; $\varepsilon_{\text{пр}}^r$ – относительные деформации от действия продольных напряжений; $\sigma_{\text{кц}}^r$ – кольцевые напряжения в стенке газопровода; $\sigma_{\text{пр}}^r$ – продольные напряжения в стенке газопровода; ν – коэффициент Пуассона.

Образовавшийся лед будет препятствовать продольным перемещениям газопровода, поэтому значение продольных напряжений в стенке трубы определяется как $\nu \sigma_{\text{кц}}^r$. На основе этого получаем формулу для расчета кольцевых напряжений $\sigma_{\text{кц}}^r$:

$$\sigma_{\text{кц}}^r = \frac{E \varepsilon_{\text{кц}}^r}{1 - \nu^2}. \quad (7)$$

Давление, вызвавшее данные кольцевые напряжения в стенке газопровода (8):

$$p_r = \frac{\sigma_{\text{кц}}^r \delta_r}{r_0}, \quad (8)$$

где δ_r – толщина стенки газопровода.

Однако расширение льда оказывает одновременное влияние на обе оболочки. Это означает, что деформации в стенках газопровода и защитного футляра зависят друг от друга, т. к. являются составными параметрами одного и того же объема – чем больше деформируется внешняя оболочка, тем меньше деформируется внутренняя, и наоборот. Чтобы учесть эту зависимость, зададимся некоторым значением кольцевых напряжений в стенке защитного футляра $\sigma_{\text{кц}}^R$ и определим соответствующие им деформации в стенке защитного футляра $\varepsilon_{\text{кц}}^R$ по закону Гука. Исходя из этих данных получаем новое значение срединного радиуса стенки защитного футляра R_1 , которое можно использовать в формуле (4) при определении нового радиуса r_1 .

Поскольку мы условились, что давление расширяющегося льда распространяется во все стороны одинаково и равномерно ($p_R = p_r$), можно определить величину давления, вызывающего конкретные напряжения и деформации в стенке газопровода с учетом конкретных напряжений и деформаций в

стенке защитного футляра. Данное давление будет соответствовать текущему коэффициенту расширения. Для этого достаточно найти общий корень двух уравнений (9) и (10), приравняв их между собой:

$$p_R = \frac{\sigma_{\text{кц}}^R \delta_R}{R_0}; \quad (9)$$

$$p_r = \frac{E \delta_r \left(r_0 - \sqrt{R_1^2 - k_p (R_0^2 - r_0^2)} \right)}{r_0^2 (1 - \nu^2)}, \quad (10)$$

где R_1 определяется следующим образом:

$$R_1 = R_0 \left(1 + \frac{\sigma_{\text{кц}}^R (1 - \nu^2)}{E} \right),$$

$\sigma_{\text{кц}}^R$ – кольцевые напряжения в стенке защитного футляра; δ_R – толщина стенки защитного футляра.

Решая эти уравнения графически (рис. 5), находим точку пересечения графиков этих функций с координатами ($\sigma_{\text{кц}}^R; p$). Это и будет искомым значением давления, вызванное изменением объема льда в межтрубном пространстве в k_p раз, соответствующее напряжению $\sigma_{\text{кц}}^R$ в стенке футляра и $\sigma_{\text{кц}}^r$ в стенке газопровода. Напряжения и деформации в стенке газопровода можно определить из формул (8) и (7), используя полученное значение давления.

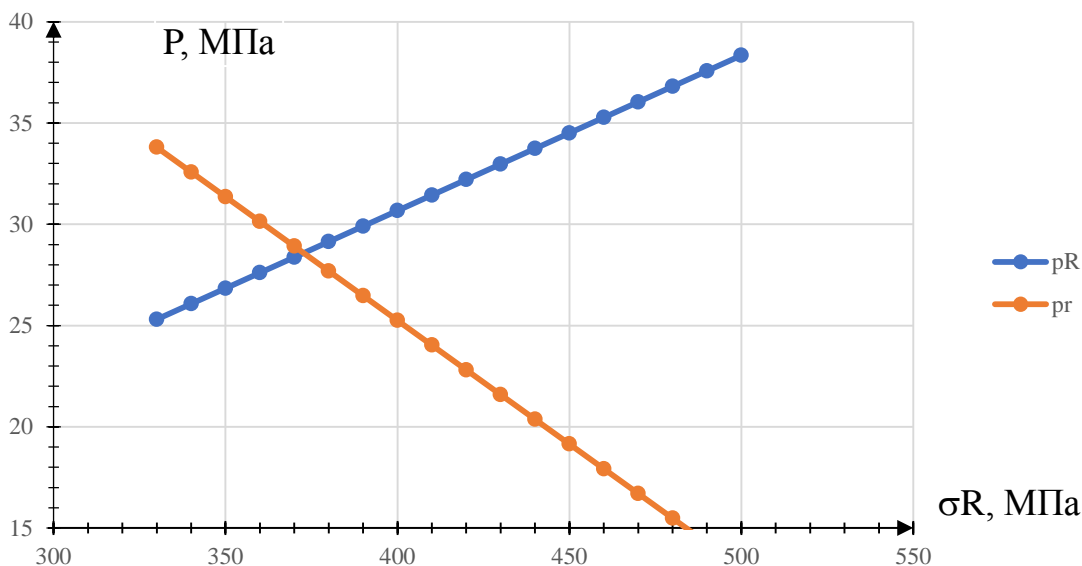


Рис. 5. График для определения давления льда p в межтрубном пространстве

Fig. 5. Graph for determining ice pressure in the inter-pipe space

Таким образом, увеличивая значение коэффициента расширения и анализируя изменение кольцевых напряжений для стенки газопровода и защитного футляра, можно предположить, на каком этапе и что конкретно первым потеряет устойчивость поперечного сечения стенки трубы – газопровод или защитный футляр.

Моделирование с использованием программного комплекса ANSYS

Расчет производится в модуле Static Structural Mechanical. При первичном расчете для построения ком-

пьютерной модели использовались материалы и изделия, которые были применены в испытаниях, описанных в работе [5]. В качестве защитного футляра выступает отрезок трубы 325×12 мм длиной 1,5 м, газопровод представлен трубой 219×6 мм длиной 1,5 м. Материал труб – сталь 09Г2С с временным сопротивлением 490 МПа и пределом текучести 345 МПа, модуль упругости – $2,06 \times 10^5$ МПа. В дальнейшем, изменяя каждый из этих параметров, можно получать результаты для различных переходов. Тип опоры – неподвижная (fixed support), устанавливается по торцам газопровода и защитного футляра. Давление P при-

кладывается к внутренней поверхности защитного футляра и к наружной поверхности газопровода. Величиной развиваемого в межтрубном пространстве давления задаемся исходя из результатов расчетов вышеописанной математической модели, в зависимости от коэффициента расширения льда. Результаты

расчета для давления $P=25,722$ МПа, соответствующего коэффициенту расширения $k_p=1,009$, представлены на рис. 6. Результаты расчетов при различных значениях давления в межтрубном пространстве можно представить в виде таблицы и в виде графиков (рис. 7–9).

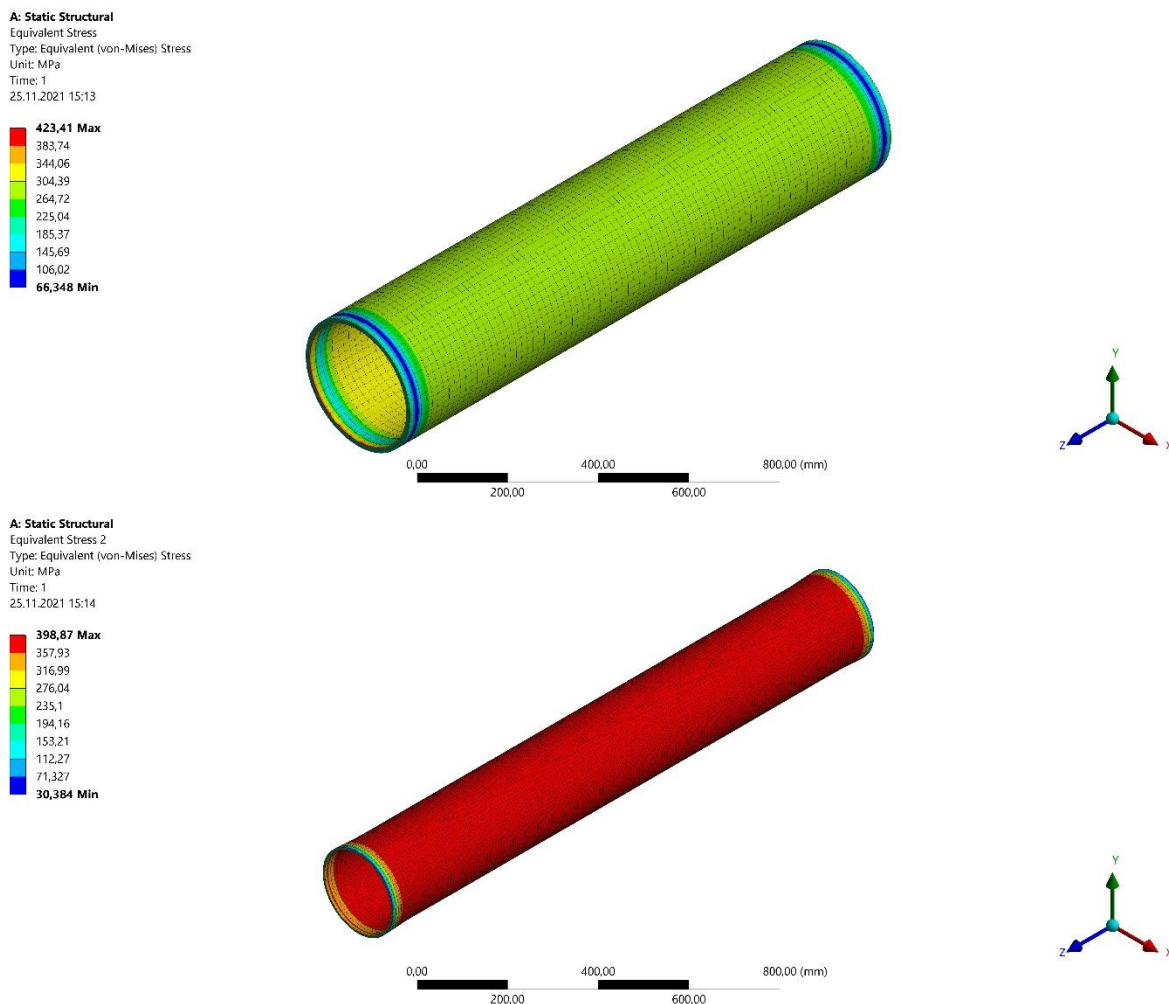


Рис. 6. Распределение напряжений в защитном футляре (сверху) и газопроводе (снизу), соответствующее давлению в межтрубном пространстве – 25,722 МПа

Fig. 6. Distribution of stresses in the protective case (top) and gas pipeline (bottom) corresponding to the pressure in the inter-pipe space – 25,722 MPa

Динамика роста напряжений в стенках труб показывает, что в стенке газопровода при данном давлении они выше, вероятнее всего, его оболочка и теряет устойчивость.

На данном этапе модель не учитывает термодинамические основы образования льда и представляет собой задачу из области статики для количественной оценки повреждений газопровода и защитного футляра, где лед выступает в качестве абсолютно твердого тела. На практике же поведение льда несколько сложнее: лед также является деформируемым телом и обладает некоторой упругостью E ; имеет в своем составе пористые включения, заполненные газами, которые способствуют снижению скорости роста давления; при повышении давления в замерзающей воде

равновесное состояние «вода–лед» смещается в сторону меньших температур, понижая температуру замерзания воды.

Сравнивая результаты расчетов по обеим моделям, делаем вывод, что предложенная математическая модель дает близкие значения напряжений (максимальное расхождение 5,8 % до достижения предела текучести) и деформаций (максимальное расхождение 6,2 % до достижения предела текучести) в стенках труб. Небольшое расхождение результатов по мере роста давления сохраняется лишь до тех пор, пока в стенке одной из труб не будет превышен предел текучести для данного материала. Аналитически вычислить истинные деформации по представленной модели в таком случае оказывается невозможно.

Таблица. Результаты расчетов по предложенной математической модели и в программном комплексе ANSYS

Table. Results of calculations based on the proposed mathematical model and in the Ansys software package

Шаги/Steps	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
кр	1,001	1,002	1,003	1,004	1,005	1,006	1,007	1,008	1,009	1,01
P, МПа/MPa	2,858	5,716	8,574	11,433	14,291	17,149	20,007	22,865	25,722	28,58
σ , МПа/MPa	50,73	101,47	152,20	202,93	253,66	304,39	355,12	405,84	456,57	507,30
σ_R , МПа/MPa	37,28	74,55	111,83	149,10	186,37	223,65	260,92	298,19	335,46	372,73
Δr , мм/mm	0,0239	0,0477	0,0716	0,0955	0,1193	0,1432	0,1671	0,1909	0,2148	0,2387
ΔR , мм/mm	0,0258	0,0515	0,0773	0,1031	0,1288	0,1546	0,1804	0,2062	0,2319	0,2577
$\sigma(\text{Ans})$, МПа/MPa	47,93	95,87	143,80	191,75	239,68	287,61	335,54	352,36	396,93	442,30
$\sigma_R(\text{Ans})$, МПа/MPa	35,81	71,63	107,44	143,26	179,08	214,89	250,70	286,52	322,32	357,71
$\Delta r(\text{Ans})$, мм/mm	0,0253	0,0507	0,0760	0,1013	0,1266	0,1519	0,1773	0,6804	3,5169	6,4078
$\Delta R(\text{Ans})$, мм/mm	0,0265	0,0530	0,0795	0,1061	0,1326	0,1591	0,1856	0,2121	0,2386	0,2637

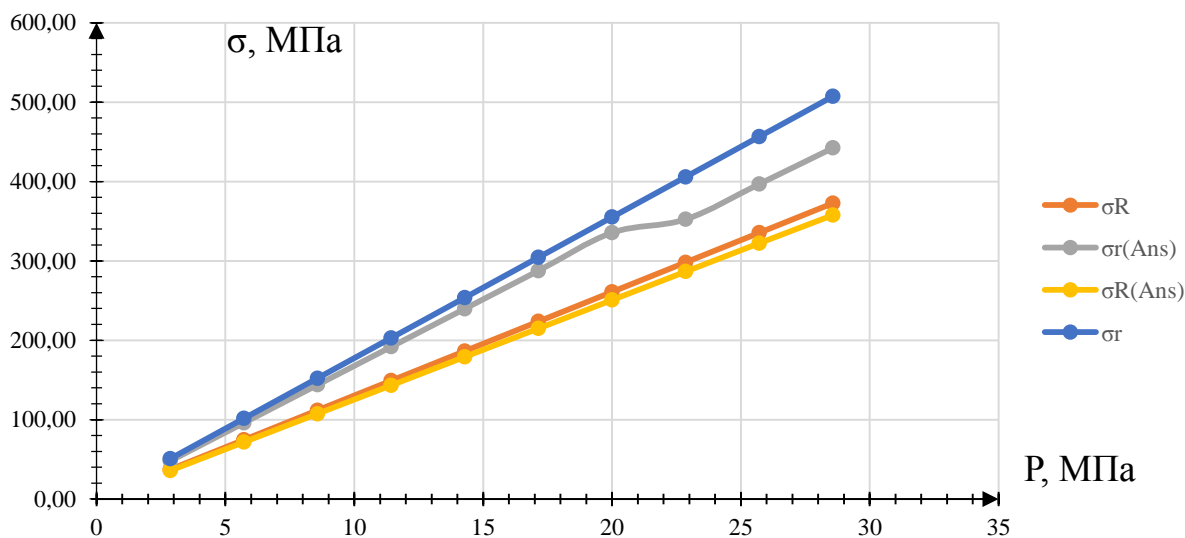


Рис. 7. Графическое представление результатов расчета напряжений в стенках труб по предложенной математической модели (σ_R и σ_r) и в программном комплексе ANSYS ($\sigma_R(\text{Ans})$ и $\sigma_r(\text{Ans})$)

Fig. 7. Graphical representation of the results of calculating stresses in pipe walls according to the proposed mathematical model (σ_R and σ_r) and in the ANSYS software package ($\sigma_R(\text{Ans})$ and $\sigma_r(\text{Ans})$)

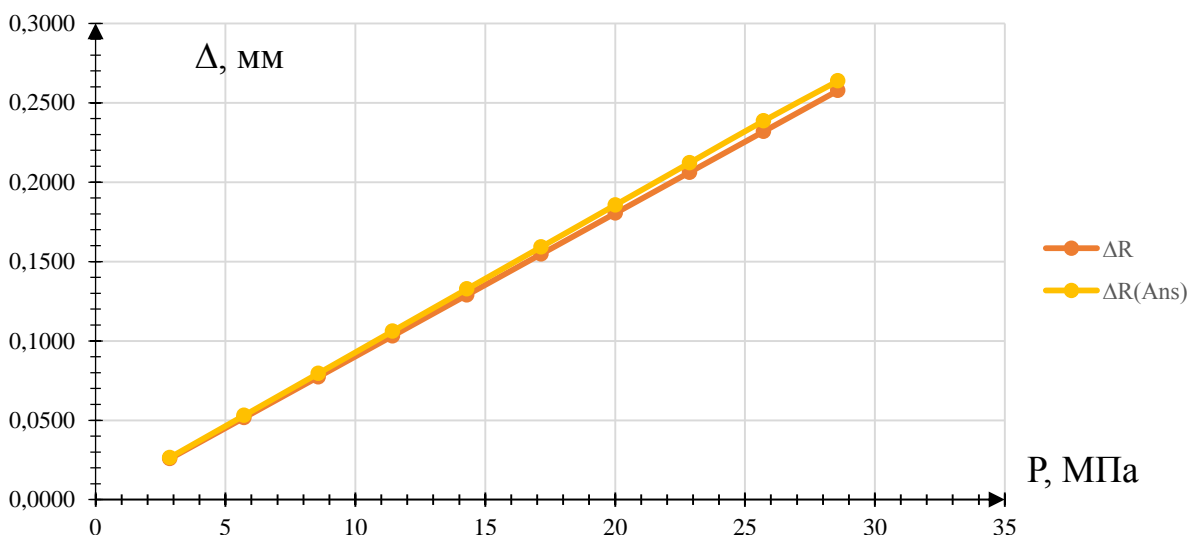


Рис. 8. Графическое представление результатов расчета деформаций в стенке защитного футляра по предложенной математической модели (ΔR) и в программном комплексе ANSYS ($\Delta R(\text{Ans})$)

Fig. 8. Graphical representation of the results of the calculation of deformations in the protective case wall according to the proposed mathematical model (ΔR) and in the ANSYS software package ($\Delta R(\text{Ans})$)

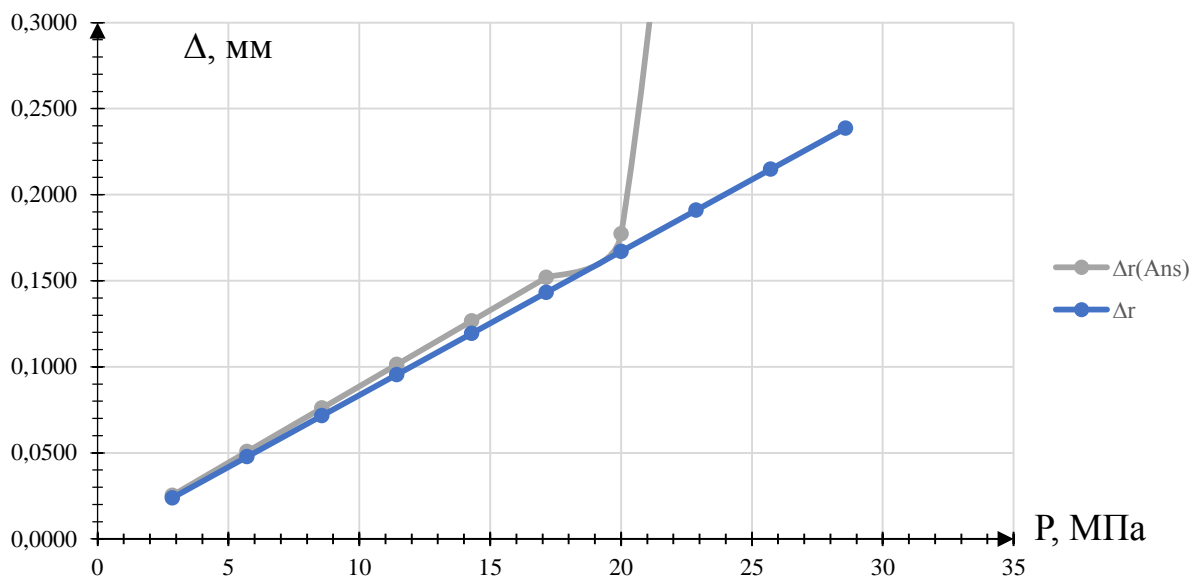


Рис. 9. Графическое представление результатов расчета деформаций в стенке газопровода по предложенной математической модели (Δr) и в программном комплексе ANSYS ($\Delta r(Ans)$)

Fig. 9. Graphical representation of the results of the calculation of deformations in the gas pipeline wall according to the proposed mathematical model (Δr) and in the ANSYS software package ($\Delta r(Ans)$)

Заключение

При проектировании или оценке состояния переходов магистральных газопроводов под автомобильными и железными дорогами особое внимание должно быть уделено таким факторам, как температура эксплуатации, уровень грунтовых вод и его прогнозируемые изменения, возможность промерзания грунтов при смене сезонных температур, наличие вблизи футляра многолетнемерзлых грунтов. Совокупность этих факторов может привести к образованию льда в межтрубном пространстве и повреждению газопровода и защитного футляра. Следует также учитывать, что для труб большого диаметра объем межтрубного пространства значительно больше, поэтому пройдет больше времени, прежде чем вода заполнит его хотя бы на 92 %. Однако не стоит забывать, что кольцевые напряжения от внешнего или внутреннего давления в стенке труб увеличиваются пропорционально их диаметру, поэтому при недостаточной толщине стенок газопровод или футляр могут подвергнуться смятию при более низких значениях давления льда в межтрубном пространстве, чем для труб меньшего диаметра.

Возможных сценариев при неправильной оценке ситуации может быть достаточно много, поэтому принятие правильных решений по выделенным аспектам может значительно снизить риск аварии на данных участках.

Предложенная математическая модель расчета позволяет оценить величину давления льда в межтрубном пространстве в зависимости от изменения его объема. Проанализировав степень воздействия ледовых образований в межтрубном пространстве на газопровод и защитный футляр, можно опре-

делить необходимость использования дополнительных мер по предотвращению ледообразования. На основании полученных результатов на текущем этапе можно сделать ряд практических выводов:

1. При проектировании новых магистральных газопроводов и их переходов под автомобильными и железными дорогами, прокладываемых в условиях многолетнемерзлых грунтов, сезонно промерзающих и протаивающих грунтов, а также при отрицательной температуре перекачки газа, следует рассмотреть вариант прокладки без использования защитного футляра. В этом случае необходимо представить соответствующее технико-экономическое обоснование для увеличения толщины стенки газопровода и обеспечения последующей безопасности при эксплуатации.
2. Если конструкция перехода все же предполагает защитный футляр, при проектировании можно воспользоваться предложенной математической моделью или компьютерной моделью для определения опасного состояния перехода и условий, при которых оно возникает.
3. На этапе строительства обеспечить надлежащие входной контроль поступающих материалов для герметизации межтрубного пространства, пооперационный контроль процесса установки резиновых манжет и укрытий для них, приемочный контроль выполненных работ по герметизации межтрубного пространства.
4. Для предотвращения ледообразования в межтрубном пространстве следует рассмотреть возможность применения одного из устройств и способов, предложенных в работах [15–17].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Обоснование нормативных требований к пересечениям магистральных газопроводов с автомобильными и железными дорогами методами анализа риска / С.А. Ковалёв, К.С. Железов, А.Н. Ершова, М.А. Киркин // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2017. – № 1 (29). – С. 142–153.
2. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Стандарт организации Газпром. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009. – 272 с.
3. Han Z.Y., Weng W.G. An integrated quantitative risk analysis method for natural gas pipeline network // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. – 2010. – V. 23. – P. 428–436.
4. Applying indexing method to gas pipeline risk assessment by using GIS: a case study in Savadkooh, North of Iran / H.R. Jafari, S. Karimi, G.N. Bidhendi, M. Jabari, N.K. Ghahi // Journal of Environmental Protection. – 2011. – V. 2. – P. 947–955.
5. Бирюков А.В., Коробченко Д.А., Захаров В.В. О проблеме возникновения электрических контактов «труба–футляр» на переходах стальных подземных газопроводов сетей газораспределения через естественные и искусственные преграды // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоснабжения. – 2019. – № 1. – С. 33–39.
6. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями № 1, 2, 3). – М.: Стандартинформ, 2019. – 91 с.
7. СП 86.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80* (с Изменениями № 1, 2). – М.: Стандартинформ, 2018. – 161 с.
8. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Стандарт организации Газпром. Магистральные газопроводы. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – 157 с.
9. API RP 1102, Steel Pipelines Crossing Railroads and Highways. URL: <https://vdocuments.site/api-1102-pipelines-crossing-railroad-highways.html> (дата обращения: 10.11.2021).
10. The implementation of API RP 1102 code to evaluate gas pipeline road crossing / N. Siswantoro, M.B. Zaman, S. Priyanta, D. Priyanta // Maritime Safety International Conference. – Bali: Clausius Scientific Press, 2018. – P. 240–248.
11. ISO 16440:2016. Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems – design, construction and maintenance of steel cased pipelines. URL: <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:16440:ed-1:v1:en> (дата обращения: 10.11.2021).
12. Xueshen Z., Zeliang Y., Peng H. Innovation design of long-distance pipelines buried under high-filling planned roads // Natural Gas Industry B. – 2015. – V. 2. – P. 198–202.
13. Повышение безопасности подземных газопроводов в защитных футлярах / Ю.Ю. Федоров, О.Н. Буренина, С.В. Васильев, П.В. Ксенофонтов // Газовая промышленность. – 2019. – № 7 (787). – С. 88–92.
14. System for roadbed traversing by pipeline: Patent 3774403 USA. Fil. 08.09.1971; Publ. 27.11.1973.
15. Защитный футляр: пат. Рос. Федерация, № 183262, заявл. 29.12.2017; опубл. 17.09.2018. Бюл. № 26. – 4 с.
16. Устройство для защиты газопроводов от механических повреждений: пат. Рос. Федерация, № 202636, заявл. 23.10.2019; опубл. 01.03.2021. Бюл. № 7. – 6 с.
17. Способ предотвращения замерзания грунтовых вод в защитных футлярах газопроводов: пат. Рос. Федерация, № 2730754, заявл. 23.10.2019; опубл. 25.08.2020. Бюл. № 24. – 4 с.
18. Самылова Ю.А. Численное моделирование замерзания воды с растворенным газом в замкнутых объемах: автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук. – Тюмень, 2010. – 23 с.
19. Васильев В.И., Михайлов В.А., Попов В.В. Замерзание воды в замкнутом объеме // I Евразийский симпозиум по проблемам прочности материалов и машин для регионов холодного климата. – Якутск: Якутский филиал Изд-ва СО РАН, 2002. – С. 41–48.
20. Sugawa M., Seki N., Kimoto K. Freezing limit of water in a closed circular tube // Wärme – und Stoffübertragung. – 1983. – V. 17. – P. 187–192.

Поступила 01.04.2022 г.

Информация об авторах

Тарасов В.А., магистрант кафедры проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Султанмагомедов Т.С., аспирант кафедры транспорта и хранения нефти и газа, ассистент кафедры проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Султанмагомедов С.М., доктор технических наук, профессор кафедры проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности, декан факультета трубопроводного транспорта, академик РАЕН, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

UDC 622.691.4

STUDY OF THE PROBLEM OF STABILITY LOSS OF THE MAIN GAS PIPELINES CROSS-SECTION IN PROTECTIVE CASES UNDER HIGHWAYS AND RAILWAY LINES AS A RESULT OF INCREASE IN THE VOLUME OF FREEZING WATER IN THE INTER-PIPE SPACE

Vladimir A. Tarasov¹,
vtarasov.1998@mail.ru

Timur S. Sultanmagomedov¹,
tsultanmaga@gmail.com

Sultanmagomed M. Sultanmagomedov¹,
ftt2010@mail.ru

¹ Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to reduce the risk of accidents at the crossings of trunk gas pipelines laid in protective cases under highways and railway lines – one of the most dangerous and responsible sections. Ice formed in the inter-pipe space in the presence of seasonally freezing and thawing soils or when pumping gas at negative temperature together with poor-quality installation of end sealing cuffs can lead to stability loss of the gas pipeline cross-section, thereby increasing the risk of an accident at this site. The conducted research will allow us to investigate potentially vulnerable sections of crossings in advance using computer modeling and provide for them a set of protective measures.

The aim of the research is to assess the possibility of damage to trunk gas pipelines laid in protective cases by ice formed in the inter-pipe space; justify the additional measures and recommendations aimed at ensuring the safe operation of underground crossings of trunk gas pipelines under highways and railway lines.

Objects: sections of trunk gas pipelines laid in protective cases under highways and railway lines in seasonally thawing and freezing soil near the protective case or transporting gas at a negative temperature.

Methods: mathematical modeling, finite element modeling in the ANSYS software package, methods of structural mechanics and resistance of materials, experiment planning.

Results. The possibility of damage to trunk gas pipelines laid in protective cases by ice formed in the inter-pipe space was determined; a mathematical model for determining the pressure arising in the inter-pipe space due to increase in freezing water volume was proposed and its adequacy was verified using the ANSYS software package on the example of a 219×6 mm gas pipeline and a 325×12 mm protective case; recommendations for newly designed gas pipelines and their transitions, as well as for existing ones, were indicated.

Key words:

Trunk gas pipeline, protective case, ice, crossings under highways and railway lines, stress-strain state.

REFERENCES

- Kovalev S.A., Zhelezov K.S., Ershova A.N., Kirkin M.A. Substantiation of regulatory requirements for intersections of gas mains and motor roads or railways using methods of risk analysis. *Scientific and technical collection of the News of gas science*, 2017, vol. 1 (29), pp. 142–153. In Rus.
- STO Gazprom 2-2.3-351-2009 *Standart organizatsii Gazprom. Metodicheskie ukazaniya po provedeniyu analiza riska dlya opasnykh proizvodstvennykh obektov gazotransportnykh predpriyatii OAO «Gazprom»* [STO Gazprom 2-2.3-351-2009 Gazprom organization standard. Methodological guidelines for conducting risk analysis for hazardous production facilities of Gazprom JSC gas transportation]. Moscow, Gazprom VNIIGAZ LLC, 2009. 272 p.
- Han Z.Y., Weng W.G. An integrated quantitative risk analysis method for natural gas pipeline network. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2010, vol. 23, pp. 428–436.
- Jafari H.R., Karimi S., Bidhendi G.N., Jabari M., Ghahi N.K. Applying indexing method to gas pipeline risk assessment by using GIS: a case study in Savadkooh, North of Iran. *Journal of Environmental Protection*, 2011, vol. 2, pp. 947–955.
- Biryukov A.V., Korobchenko D.A., Zakharov V.V. About the problem of the occurrence of electrical contacts «pipe-case» at the crossings of steel underground gas pipelines of gas distribution networks through natural and artificial barriers. *Scientific and technical problems of improvement and development of gas power supply systems*, 2019, vol. 1, pp. 33–39. In Rus.
- SP 36.13330.2012 *Magistralnye truboprovody. Aktualizirovannaya redaktsiya SNIIP 2.05.06-85* (s Izmeneniyami No 1, 2, 3)* [SP 36.13330.2012 Main pipelines. Updated version of SN&P 2.05.06-85* (with amendments No. 1, 2, 3)]. Moscow, Standartinform Publ., 2019. 91 p.
- SP 86.13330.2014 *Magistralnye truboprovody. Aktualizirovannaya redaktsiya SNIIP III-42-80* (s Izmeneniyami No 1, 2)* [SP 86.13330.2014 Main (Trunk) pipelines. Updated version of SN&P III-42-80* (with amendments No. 1, 2)]. Moscow, Standartinform Publ., 2018. 161 p.
- STO Gazprom 2-2.1-249-2008 *Standart organizatsii Gazprom. Magistralnye gazoprovody* [STO Gazprom 2-2.1-249-2008 Gazprom organization standard. Main gas pipelines]. Moscow, Gazprom VNIIGAZ LLC, 2008. 157 p.
- API RP 1102, Steel Pipelines Crossing Railroads and Highways. Available at: <https://vdocuments.site/api-1102-pipelines-crossing-railroad-highways.html> (accessed 10 November 2021).
- Siswanto N., Zaman M.B., Priyanta S., Priyanta D. The implementation of API RP 1102 code to evaluate gas pipeline road crossing. *Maritime Safety International Conference*. Bali, Clausius Scientific Press, 2018. pp. 240–248.
- ISO 16440:2016. Petroleum and natural gas industries – pipeline transportation systems – design, construction and maintenance of steel cased pipelines. Available at: <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:16440:ed-1:v1:en> (accessed 10 November 2021).
- Xueshen Z., Zeliang Y., Peng H. Innovation design of long-distance pipelines buried under high-filling planned roads. *Natural Gas Industry B*, 2015, vol. 2, pp. 198–202.
- Fedorov Yu.Yu., Burenina O.N., Vasilyev S.V., Ksenofontov P.V. Enhancing safety of underground gas pipelines in protective shields. *Gas industry*, 2019, vol. 7 (787), pp. 88–92. In Rus.
- Ralph H. *System for roadbed traversing by pipeline*. Cushing. Patent 3774403 USA, 1973.

15. Vasilyev S.V., Ksenofontov P.V., Popov S.N., Savvina A.V., Fedorov Yu.Yu. *Zashitnyy futlyar* [Protective case]. Patent RF, no. 183262, 2018.
16. Popov S.N., Fedorov Yu.Yu., Ksenofontov P.V., Vasilyev S.V. *Ustroystvo dlya zashchity gazoprovodov ot mekhanicheskikh povrezhdeniy* [Device for protecting gas pipelines from mechanical damage]. Patent RF, no. 202636, 2021.
17. Popov S.N., Fedorov Yu.Yu., Ksenofontov P.V., Vasilyev S.V., Davydova N.N. *Sposob predotvrashcheniya zamerzaniya gruntovykh vod v zashchitnykh futlyarakh* [Method for prevention of groundwater freezing in protective case of gas pipelines]. Patent RF, no. 2730754, 2020.
18. Samylova Yu.A. *Chislennoe modelirovanie zamezaniya vody s rastvorenyim gazom v zamknutykh obemakh*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Numerical modeling of nonequilibrium dissolved-gas release freezing of water in closed volume. Cand. Diss. Abstract]. Tyumen, 2010. 23 p.
19. Vasilyev V.I., Mikhailov V.A., Popov V.V. *Zamerzanie vody v zamknutom obeme* [Freezing of water in a closed volume]. *I Evraziyskiy simpozium po problemam prochnosti materialov i mashin dlya regionov kholodnogo klimata* [I Eurasian symposium on the problems of strength of materials and machines for cold climate regions]. Yakutsk, Yakut branch of Publ. House SB RAS, 2002. pp. 41–48.
20. Sugawa M., Seki N., Kimoto K. Freezing limit of water in a closed circular tube. *Wärme – und Stoffübertragung*, 1983, vol. 17, pp. 187–192.

Received: 1 April 2022.

Information about the authors

Vladimir A. Tarasov, master student, Ufa State Petroleum Technological University.

Timur S. Sultanmagomedov, graduate student, assistant, Ufa State Petroleum Technological University.

Sultanmagomed M. Sultanmagomedov, Dr. Sc., professor, Academician of RANS, dean of the pipeline transport department, Ufa State Petroleum Technological University.