

Предложения к температурному режиму транспорта газа по холодным газопроводам

Н.Н. Хренов

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва
E-mail: khrenovnn@list.ru

Аннотация. Прирост добычи газа в России на ближайшее десятилетие в Западной Сибири связан с запуском Бованенковского и Харасавейского месторождений на Ямале и обеспечением надежного транспорта газа. Стоимость строительства газопроводов составляет 82% затрат.

В большом комплексе многообразных проблем по сооружению системы газопроводов Бованенково–Ухта выделяется проблема обеспечения надежной эксплуатации холодного газопровода на многолетнемерзлых грунтах. Общепринято, что целесообразна перекачка холодного газа в связи с увеличением объема транспортировки и обеспечением сохранности многолетнемерзлых грунтов. С другой стороны, круглогодичный транспорт охлажденного газа приводит к резкому усилению пучения на переходах таликов (малые реки, болота, озера) и неравномерному пучению в зонах перехода различных видов грунтов, различающихся величинами пучения при замерзании, способному привести к разрывам трубопроводов.

Ключевые слова: газопроводы, многолетнемерзлые породы, деформации газопроводов.

Для цитирования: Хренов Н.Н. Предложения к температурному режиму транспорта газа по холодным газопроводам // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 3(26). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art11>

Многочисленные обсуждения прошлых лет, проводимые еще в СССР до начала строительства и в период сооружения трубопроводов, привели к мнению о том, что охлаждение газа при транспортировке на многолетнемерзлых грунтах обеспечивает недеформируемость трубопровода, сохранность трассы и высокую надежность в эксплуатации. На трубопроводах были запроектированы станции охлаждения газа (СОГ) при транспортировке.

Существует обширная библиография по оценке взаимодействия трубопровода с мерзлым грунтом. Для оценки несущей способности подземных трубопроводов сначала решается задача теплового взаимодействия трубы и мерзлого грунта, затем рассматриваются прочностные задачи. Тепловое взаимодействие относят к классической задаче Стефана, и существует множество вариантов ее решения.

Несмотря на достаточно обширный набор точных и приближенных аналитических методов, многие задачи инженерной геокриологии не удается решить этими методами. К этому классу относятся и задачи, рассматриваемые в настоящей работе. Такие задачи решаются численно. Основным методом численного решения является метод конечных

разностей. Он состоит в том, что расчетная область дискретизируется во времени и пространстве, то есть покрывается прямоугольной сеткой, в узлах которой задаются теплофизические характеристики и определяются искомые температуры. Дискретизируется также и время: вся система рассматривается только в определенные моменты (как говорят, на заданных временных слоях). Шаг во времени может быть как постоянным, так и переменным.

Тем самым вместо непрерывных в пространстве и во времени температурных полей мы имеем дело с сеточными функциями, областью определения которых являются узлы сетки на заданных временных слоях.

На сегодняшний день в России в существующих нормативных документах отсутствуют расчетные методики по определению сил пучения, действующих на «холодный» газопровод подземной прокладки при промерзании талых грунтов в его основании. Поэтому применяемые на практике мероприятия по обеспечению проектного положения газопроводов, разработанные на основе регламентированных в нормативной литературе расчетных методик, которые учитывают только воздействие на трубопроводы выталкивающих сил, обуславливающих их всплытие, малоэффективны. Известно много случаев, когда балластировка газо- и конденсатопроводов кольцевыми утяжелителями, рассчитанная в соответствии с нормативными источниками, была вытолкнута на поверхность за счет сил пучения, действующих на трубопровод.

Морозное пучение выражается в увеличении давления или развитии деформаций в слое промерзающего грунта, эти проявления могут быть ограничены дополнительными давлениями, действующими на промерзающий грунт. В результате, в тонкодисперсном грунте образуются слоистые текстуры, образованные шлирами и включениями сегрегационного льда.

Морозное пучение является предметом исследований уже длительное время, однако многие данные получены в результате лабораторных испытаний на маленьких образцах. Многие из этих испытаний проводились при больших скоростях промерзания, с большими градиентами температур и в течение короткого периода времени. В то время как в реальных условиях процесс морозного пучения развивается в пределах больших объемов грунта, при маленьких скоростях промерзания и небольших градиентах температур. Таким образом, следует отдельно рассматривать корректность лабораторных данных применительно к полевым условиям.

В исследованиях, описываемых в статье [1], приводятся варианты картин возникновения неравномерных деформаций, вызванных морозным пучением в естественных условиях. Исследования показали развитие пучения совместно с движением фронта промерзания и неравномерность пучения во времени и по глубине в зависимости от температурных условий грунта. Деформации продолжают развиваться в промерзшем грунте, и поэтому значительный слой грунта находится в зоне транзита поровой влаги и образования льда в течение развития процесса пучения. Исследования также выявили, что процессы, происходящие в промерзшем грунте, – это больше, чем просто перераспределение влаги. Наблюдения подтвердили необходимость изменения существующих моделей пучения, основанных на данных, полученных из лабораторных опытов.

Вертикальные перемещения подземных трубопроводов, обусловленные пучением промерзающих грунтов, вызывают в стенках труб значительные напряжения. Величина напряжений зависит от неравномерности пучения грунта по длине трубопровода. Неравномерность – наиболее негативная особенность пучения. В природных условиях она происходит вследствие неоднородности грунтов по трассе, неравномерного распределения их влажности и плотности, неодинаковых условий промерзания и возможности притока воды к фронту промерзания. Поэтому для расчета на прочность необходимо знать величину возможного перемещения трубопровода в нескольких конкретных сечениях.

Анализ и выполненная систематизация вариантов взаимодействия трубопровода с многолетнемерзлыми грунтами показали, что интенсивность перемещения трубопровода зависит не только от величины пучения грунта основания, но и от условий работы системы «трубопровод–грунт» и может быть определена из равновесия сил, вызывающих и препятствующих перемещению трубы. Действие этих сил рассматривается в зависимости от «эффективной» мощности промерзающего сверху грунта, определяемой разностью глубин промерзания, при которых начинается и заканчивается перемещение трубопровода. Перемещение начнется при такой мощности слоя промерзания, при которой силы, способствующие перемещению, превысят силы сопротивления движению. Движение трубопровода закончится либо с окончанием промерзания грунта, либо в момент, когда силы сопротивления перемещению превысят силы, вызывающие это перемещение [2].

Рассмотрены три основных случая (рис. 1). В первом случае трубопровод уложен в пределах слоя сезонного промерзания грунта и его температура мало отличается от температуры вмещающего грунта. Промерзание происходит только с поверхности грунта. Во втором случае трубопровод уложен в талые грунты и его температура в течение года или его части отрицательна. Промерзание грунта происходит только от поверхности трубы. В третьем случае грунт промерзает одновременно, начиная от дневной поверхности и от стенок трубы.

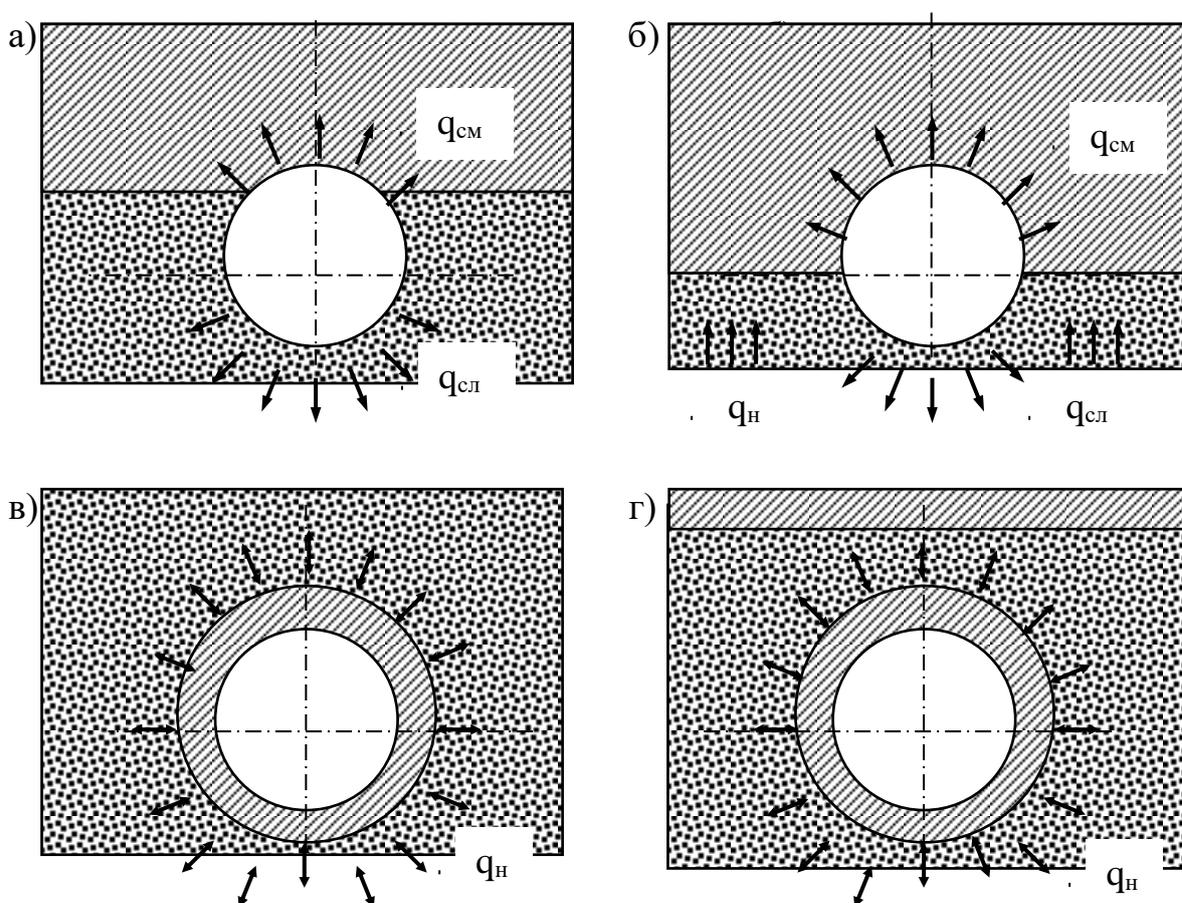
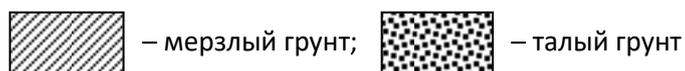


Рис. 1. Схема взаимодействия трубопровода с пучинистыми грунтами (объяснения в тексте):



Случай 1. В этом случае перемещения трубы не происходит, пока фронт промерзания не достигнет ее верхней образующей. По достижении фронтом промерзания верхней образующей трубы начинается смерзание грунта с поверхностью трубопровода (см. рис. 1, а). Слой мерзлого грунта, смерзшийся с трубой, перемещаясь вверх под действием относительных нормальных сил морозного пучения, может увлечь за собой

трубопровод. Эта возможность реализуется в том случае, когда равнодействующая удельных сил смерзания ($q_{см}$), приложенных к поверхности трубопровода в зоне смерзания, превысит вес трубопровода с продуктом (q_T), вес талого грунта над трубой в пазухах и сопротивление талого грунта сдвигу ($q_{гр}$) на отрезке от половины диаметра трубы до подошвы промерзшего грунта, а также силу, обусловленную липкостью грунта на нижней образующей трубопровода ($q_{сл}$). Если сила сцепления больше, чем сопротивление талого грунта на разрыв (q_p), то перемещение трубопровода происходит с налипшим на него грунтом и при расчетах учитывается значение (q_p).

Кроме перечисленных нагрузок необходимо учитывать интенсивность вертикальной нагрузки (q) в рассматриваемом сечении в зависимости от влияния примыкающих участков трубопровода.

До момента, пока глубина промерзания грунта не достигнет глубины заложения оси трубопровода, условие начала перемещения записывается в виде:

$$q_{сл} - q_{см} - q_{гр} - q_T \pm q = 0. \quad (1)$$

При дальнейшем промерзании трубопровод и вмещающий его грунт перемещаются как единое целое (см. рис. 1, б). Перемещение трубопровода заканчивается при достижении максимума промерзания грунта.

С момента достижения фронтом промерзания глубины заложения оси трубопровода к нагрузкам, вызывающим его перемещение, добавляются нормальные силы пучения (q_n), которые непосредственно начинают действовать на трубу. Силы же, препятствующие перемещению, уменьшаются, так как сопротивление талого грунта сдвигу ($q_{гр}$) равно 0. Условие равновесия сил, действующих на трубопровод, определяется формулой:

$$q_{см} + q_n - q_{сл} - q_T \pm q = 0. \quad (2)$$

По мере дальнейшего промерзания (глубже, чем нижняя образующая трубы) на трубопровод действуют только силы q_n , q_T и q . Равновесие сил записывается в виде:

$$q_n - q_T \pm q = 0. \quad (3)$$

Случай 2. Эксплуатация трубопроводов с отрицательной температурой газа, уложенных в талые грунты (см. рис. 1, в), сопровождается формированием вокруг них ореолов промерзания. По периметру этого ореола возникают силы пучения, направленные по нормали к поверхности промерзания.

Активная часть относительных нормальных сил пучения, вызывающих перемещение трубопровода, располагается по нижней полуокружности цилиндрической поверхности промерзания. Силы пучения, развивающиеся по верхней полуокружности мерзлого цилиндра, при отсутствии промерзания грунта с поверхности уравниваются вышележащим талым грунтом и, следовательно, равны по величине давлению этого грунта на мерзлый цилиндр.

Перемещению трубопровода в этом случае препятствуют: вес трубы с продуктом и намерзшим на нее грунтом, вертикальная составляющая сил трения талого грунта над трубой, а также силы трения мерзлого грунта вокруг трубы об окружающий талый грунт, возникающие в силу того, что горизонтальная составляющая сил морозного пучения приводит к уплотнению («расклиниванию») окружающего талого грунта. Необходимо также учитывать усилия от влияния примыкающих участков трубопровода. Окончание процесса пучения наступит с окончанием промерзания грунта вокруг трубопровода.

Случай 3. При одновременном промерзании грунта, начиная от поверхности и от стенок трубы (см. рис .1, г), вначале происходит уплотнение прослоя талого грунта под подошвой слоя сезонного промерзания. Реакция этого слоя существенно уменьшает, а при определенной его мощности и полностью прекращает пучение трубопровода вплоть до того момента, пока не произойдет смыкание промерзающего с поверхности грунта с мерзлым грунтом вокруг трубы. После смыкания при дальнейшем промерзании грунта с поверхности начнется перемещение трубопровода.

Разработанная физическая модель криогенного выпучивания газопровода служила основанием для составления математической модели и использовалась в инженерных расчетах.

Зимой при транспортировке холодного продукта на участке с многолетнемерзлыми породами (ММП) сезонные ореолы оттаивания быстро промерзают, сезонное пучение прекращается и происходит заземление трубы. На примыкающих к ним участках новообразования ММП в течение всей зимы продолжается промерзание талых грунтов и их интенсивное пучение. В результате труба, зажатая с одной стороны в мерзлом массиве, испытывает все возрастающее давление снизу, со стороны промерзающих и пучащихся грунтов. Поэтому на контакте таких участков можно ожидать появления недопустимо высоких напряжений, могущих привести к разрыву трубы [2].

Температурный режим перекачиваемого газа определяет его тепловое влияние на вмещающие мерзлые породы, особенности формирования сезонных и многолетних ореолов оттаивания мерзлых пород. В зависимости от конкретных условий подготовки газа на УКПП, газ может транспортироваться как с положительной, так и с отрицательной температурой. Теоретически все многообразие возможных режимов транспортировки газа может быть сведено к четырем вариантам [3]. На рис. 2 показаны схемы теплового взаимодействия подземного трубопровода с грунтами. Учитывая, что в любых мерзлотных условиях, даже в области сплошного распространения многолетнемерзлых пород, такое линейно-протяженное сооружение, как трубопровод, будет неизбежно пересекать талые участки (например, при подземной прокладке на участках подрусовых или подозерных таликов), на приведенной схеме отдельно рассмотрены варианты теплового взаимодействия трубопровода с грунтами на участках распространения многолетнемерзлых пород и на таликовых участках.

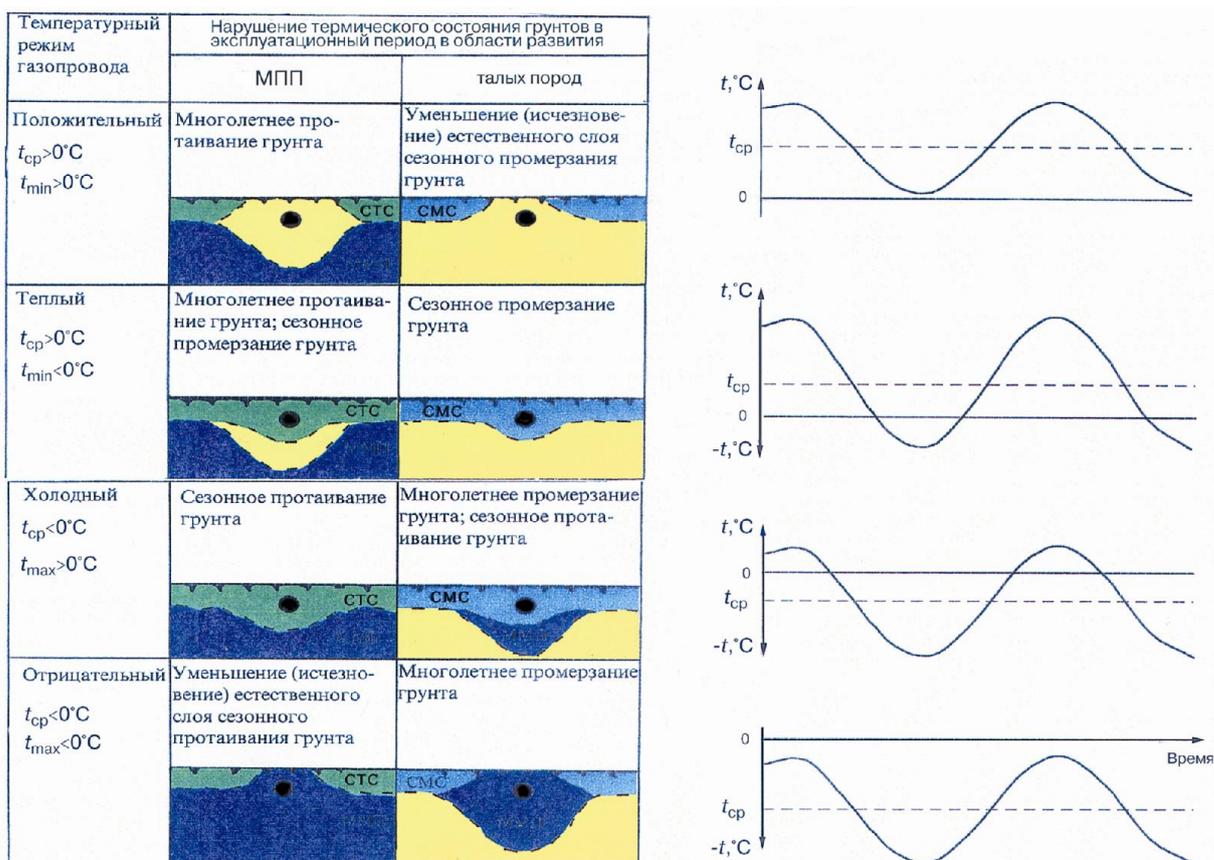


Рис. 2. Схемы теплового взаимодействия подземного трубопровода с многолетнемерзлыми и талыми грунтами

Очевидно, что в зависимости от сочетания среднегодовой t_{cp} , минимальной среднемесячной t_{min} , максимальной среднемесячной t_{max} температуры газа картина теплового взаимодействия трубопровода с мерзлыми и тальми грунтами будет существенно различна. Так, при транспорте газа с положительной в течение всего периода эксплуатации температуре продукта (в правой части рисунка показана принципиальная картина динамики температурного режима трубопровода) на участках распространения многолетнемерзлых пород будут формироваться многолетние ореолы оттаивания. Мощность сезонноталого слоя пород над трубопроводом может сокращаться. На участках таликов существенных изменений происходить не будет, здесь при высокой температуре газа возможно лишь сокращение глубины сезонномерзлого слоя пород. Такой температурный режим транспорта газа условно назван *положительным*.

В том случае, когда среднегодовая температура газа положительная, а зимняя минимальная отрицательная, в области распространения ММП на фоне многолетних ореолов оттаивания пород в зимнее время будет отмечаться их сезонное промерзание под нижней образующей трубы. На участках развития таликов в зимнее время будут формироваться сезонные ореолы промерзания пород. Такой температурный режим газа назван *теплым*.

При отрицательной среднегодовой и положительной максимальной температуре пород в области развития ММП многолетнее оттаивание отложений исключается, однако, в теплое время года под нижней образующей трубы будут формироваться сезонные ореолы оттаивания. На участках распространения талых пород будут формироваться ореолы многолетнего промерзания, оттаивающие на некоторую глубину в теплый период. Подобный температурный режим газопровода назван *холодным*.

Наконец, когда в течение всего времени эксплуатации температура газа имеет *отрицательные* значения, в области ММП возможно сокращение мощности сезонноталого слоя пород над трубопроводом, а на участках таликов будут формироваться многолетние ореолы промерзания, оттаивание грунтов под нижней образующей отмечаться не будет.

Количественная оценка напряжений, возникающих в материале трубы, интенсивности многолетнего промерзания таликов, миграции влаги к фронту промерзания и сил пучения требуют специальных исследований. Однако по имеющимся материалам инженерных изысканий и собственных наблюдений можно предварительно обозначить

места возможного возникновения критических ситуаций при эксплуатации трубопровода. Наиболее опасными представляются участки с одно- и двухсторонним заземлением трубы.

На Ямбургском месторождении наиболее сложная ситуация сложилась с обеспечением надежной эксплуатации холодных коммуникаций, отходящих от установки 1В, где применяется низкотемпературная адсорбция газа – конденсатопроводе Ямбург–Новый Уренгой и газопроводе от 1В до ГКС (температура до -15°C). По технологии транспорта продукта на головной установке 1В Ямбурга производится охлаждение конденсата до -5°C .

Впервые натурные исследования на трубопроводах с холодной трубой начались на конденсатопроводе Ямбург–Новый Уренгой с начальной температурой продукта -5°C [4].

Двухстороннее заземление происходит при пересечении трубой относительно узкой локальной таликовой зоны. Новообразование ММП и сопутствующее пучение грунтов приводят здесь к выпиранию не заземленной части трубы. Это явление наблюдалось на одном из участков, где конденсатопровод пересекает узкую полосу стока. Было установлено, что подобный процесс происходит и на других относительно узких (около 10 м) и неглубоких (порядка 5 м) таликах, обозначенных на мерзлотно-геологическом разрезе трассы.

Одностороннее заземление трубы происходит в прибортовых частях крупных озерных котловин и водотоков, сложенных вечномерзлыми грунтами, на границе примыкающих к ним широких (много больше 10 м) и глубоких (10 м и более) таликовых зон.

Менее опасными, но все же требующими внимания, представляются участки, где в границах ореола сезонного оттаивания резко меняется в плане литологический состав грунтов и, следовательно, происходит изменение интенсивности сезонного пучения.

Работы по диагностике холодного газопровода на участке УКПГ-1В–ГКС Ямбургского месторождения начались в 1998 году.

Газопровод диаметром 1420 мм пересекает здесь хасырей – спущенное озеро, частично (весной и во время осенних дождей) заполняемое водой. Газопровод был уложен подземно с глубиной верхней образующей от 0,6 до 0,8 м и на всем протяжении этого перехода пригружен утяжелителями седлового типа (УБК), масса и шаг расстановки

которых был рассчитан институтом ЮжНИИГипрогаз в соответствии с нормативными документами. По нашим измерениям, на данном участке протяженностью 65 м уложено 40 УБК объемом $2,1 \text{ м}^3$ каждый. Эти данные позволяют рассчитать газопровод на всплытие, исходя из условия:

$$F_{\Gamma} + F_{\Upsilon} > q_{\Gamma} + q_{\Upsilon} ,$$

где F_{Γ} , F_{Υ} – выталкивающая (архимедова) сила, действующая на газопровод и утяжелители, соответственно; q_{Γ} , q_{Υ} – вес газопровода и утяжелителей (вес газа не учитывается, что соответствует наихудшему случаю).

Расчет показал, что всплытие возможно при условии, что плотность среды превышает 1320 кг/м^3 . Отсюда следует, что ни в воде, ни в водонасыщенном торфе всплытие газопровода с таким объемом утяжелителей невозможно. Возможно ли оно в более плотной грунтовой среде, например, в тяжелом водонасыщенном суглинке или глине? И на этот вопрос ответ должен быть отрицательным по результатам натурных измерений положения газопровода. Так, в сентябре 2000 г. более половины объема утяжелителей и около 30% объема трубы на данном участке располагались над дневной поверхностью. Для удержания трубопровода в таком положении требуется среда с плотностью не менее 2500 кг/м^3 , что заведомо нереально. Таким образом, выталкивающая сила воды или грунтовой пульпы не могла привести газопровод в то положение, в котором он сейчас пребывает.

Дешифрирование материалов аэрофотосъемки разных лет показало, что утяжелители начали появляться над дневной поверхностью со второго–третьего года эксплуатации, причем их число и уровень поднятия возрастали постепенно из года в год, что едва ли могло иметь место при всплытии газопровода. В настоящее время на всем протяжении перехода через хасырей утяжелители и труба располагаются над дневной поверхностью. По данным нивелировки в сентябре 2000 г. максимальное поднятие трубы превысило проектную отметку на 1,2 м. При этом на крайних утяжелителях еще сохранилась растительность, что указывает на недавнее их поднятие.

Все приведенные факты свидетельствуют против гипотезы всплытия газопровода. Альтернативной причиной его прогрессирующего поднятия могут служить силы морозного пучения грунтов основания, представленных пылеватыми водонасыщенными супесями, которые согласно ГОСТ относятся к чрезмерно пучинистым с относительной деформацией пучения более 7 см/м промерзающего грунта.

Для обоснования такого вывода нами выполнено математическое моделирование теплового взаимодействия газопровода с вмещающими грунтами. При моделировании температура газа задавалась ее среднемесячными значениями на основании диспетчерских данных на выходе из ГП-2 за 1994–99 гг., температура воздуха – по данным авиаметеостанции Ямбурга. Геокриологический разрез представлен сильно оторфованной водонасыщенной супесью (грунт обратной засыпки), подстилаемой пылеватой супесью с плотностью в сухом состоянии 1600 кг/м^3 и влажностью 25%. Температура на глубине нулевых годовых амплитуд составляет, по данным изысканий ЮжНИИГипрогаза, $-3,5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Результаты моделирования показали, что ореолы оттаивания вокруг газопровода начали формироваться с июня 1994 г. и претерпевали значительные изменения в соответствии с изменениями температуры воздуха и газа. Наибольшая глубина оттаивания под трубой (1,6 м от нижней образующей) отмечена в конце 1996 г. после 7-месячного периода с высокой (до $15 \text{ }^\circ\text{C}$) температурой газа. За последующие 1,5 года нижняя граница этого талика постепенно поднималась; к концу зимы 1997–98 гг. за счет ее поднятия и интенсивного промерзания грунта от трубы вниз мощность талика сократилась до 0,3 м. Образовавшийся за летний период 1998 г. талик мощностью 1,2 м к концу следующей зимы полностью промерз.

Для сопоставления были проанализированы данные о промерзании за один год. Начиная с декабря 1998 г., промерзание талика происходит в условиях закрытой системы (промерзающая зона со всех сторон окружена мерзлыми грунтами), такая же картина наблюдалась и в предыдущую зиму.

Промерзание водонасыщенных грунтов в указанных условиях приводит к их морозному распучиванию, вызывающему подъем газопровода. Таким образом, на данном участке газопровод не всплывает, а выпучивается. На других участках не исключается возможность всплытия (при меньшем числе утяжелителей, сброшенных утяжелителях), а также сохраняются условия, приводящие к выпучиванию газопровода. Оба этих процесса, действуя в разное время года, усиливают друг друга. Существует период в конце весны, когда эти процессы действуют совместно. Большинство трубопроводов всплывают (выпучиваются) в конце мая–начале июня.

Наши полевые исследования и специальные расчеты показали, что основной причиной деформаций подземных газопроводов является выпучивание, которое

вызывается систематическими отклонениями температурного режима перекачиваемого газа от проектного (причем и он не является оптимальным). Так, на магистральных газопроводах Ямбург–Ныда и межпромысловых коллекторах Ямбургского месторождения транспортировка газа с положительной температурой повлекла многолетнее оттаивание вмещающих пород. Последующий ввод в эксплуатацию СОГ вызвал промерзание ореолов оттаивания вниз и в стороны от поверхности трубы. При таком промерзании неизбежно распучивание грунта за счет сегрегационного льдообразования и как следствие – выпучивание газопроводов [3]. Наши исследования показали, что существующий переменный температурный режим газа способствует циклическому промерзанию–оттаиванию пород вокруг газопроводов и прогрессирующему их выпучиванию. К такому же выводу пришли и другие отечественные исследователи [4].

Обработка материалов аэро- и космических съемок показали, что число участков с аналогичным состоянием на участках холодных трубопроводов составляет около 11% длины, при суммарной длине около 2000 км. Этот вид пучения чрезвычайно опасен для трубопровода, так как пучение нарастает и уже не прекращается [2].

Характер ореолов оттаивания подтвержден полевым исследованием с шурфованием и геолокацией [2]. На рис. 3 приведен пример ореолов оттаивания вокруг холодного трубопровода. *Чтобы устранить или значительно ослабить влияние выявленного явления необходимо устранить факт промерзания от трубопровода. Тогда промерзание ореола оттаивания будет идти только снизу и силы пучения в момент паводка будут устранены* [3].

Для реализации этого предложения, согласно результатам моделирования, нужно дать теплый газ в трубопровод в период октября–декабря. Этого можно достичь, отключив аппараты воздушного охлаждения в этот период и транспортируя газ с температурой выхода из компрессора от +17 до +25 °С. Такой температурный режим реализован на межпромысловых магистральных коллекторах Уренгойского месторождения.

Математическое моделирование и прогнозирование динамики промерзания–оттаивания позволяет оптимизировать температурный режим газа в конкретных геокриологических и климатических условиях и тем самым практически исключить как выпучивание газопроводов, так и развитие многолетних ореолов оттаивания. Применение

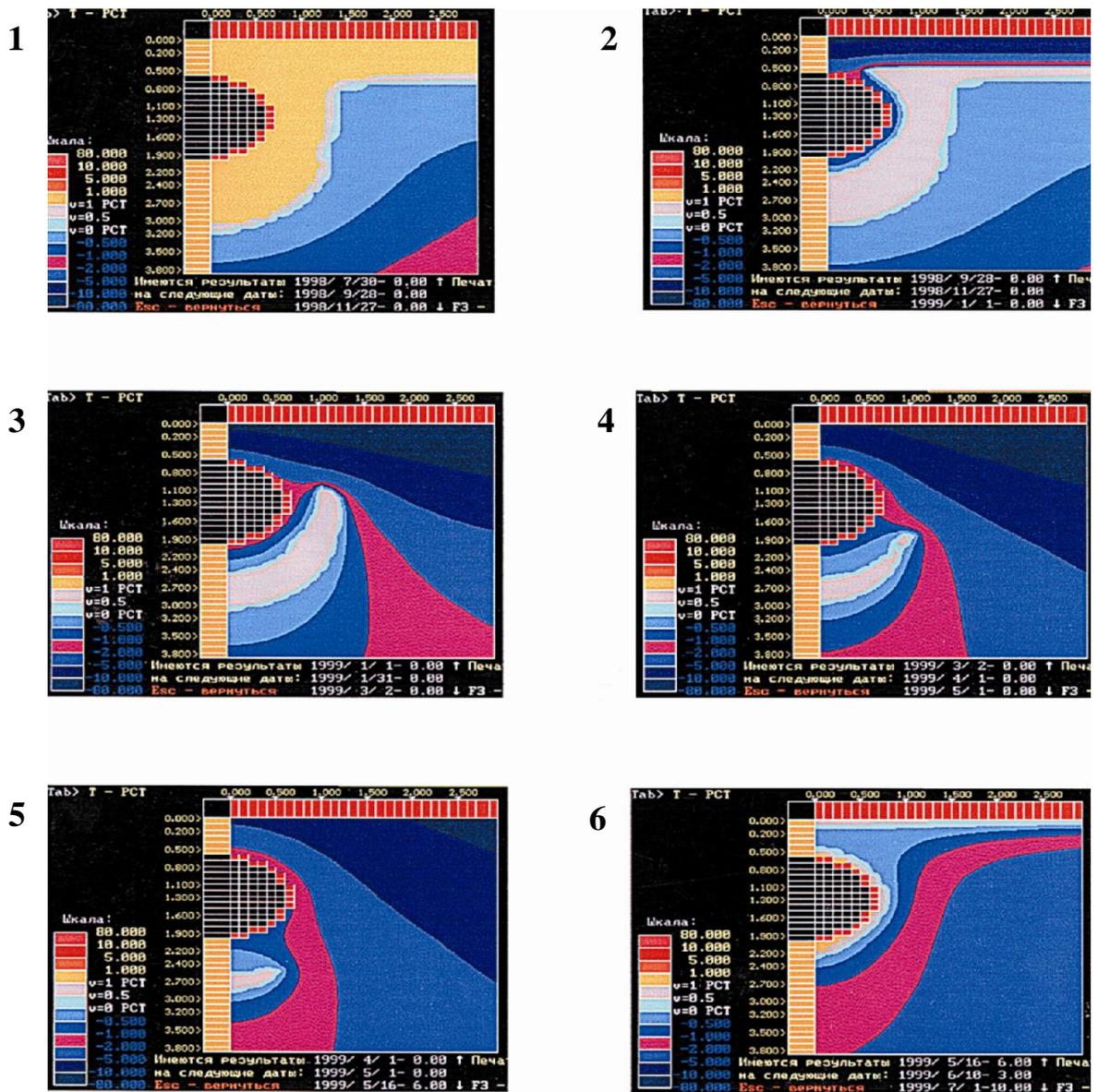


Рис. 3. Пример ореолов оттаивания вокруг холодного трубопровода:

- 1 – начало момента промерзания 28.09.1998 (вокруг трубопровода максимальный ореол талого грунта);
- 2 – продолжение процесса промерзания на 27.11.1998 (промерзание идет от мерзлой толщи и от трубы);
- 3 – продолжение процесса промерзания на 1.01.1999 (талик сократился, но не исчез);
- 4 – продолжение процесса промерзания на 2.03.1999 (размер талика уменьшился почти в два раза, при промерзании возникают значительные силы пучения);
- 5 – продолжение процесса промерзания талика на 1.05.1999;
- 6 – начало момента оттаивания (паводок) 10.06.1999 (максимальные силы выпучивания)

разработанного метода не требует дополнительных затрат, а напротив, дает экономию энергии, так как сущность его – в отключении СОГ на значительные (3–6 месяцев) промежутки времени, определяемые расчетом, с использованием данных о фактической температуре газа и воздуха за истекший период. Включение в модель результатов снегомерной съемки и измерений положения границ промерзания–оттаивания (при наличии таких данных) может повысить точность и достоверность этого расчета.

Метод запатентован в 2004 г., формула изобретения разработана на основе исследований динамики мерзлотных условий «теплого» и «холодного» газопроводов, проложенных от УКПГ-1В Ямбургского месторождения и трассы Ямбург–Ныда [5], и открывает путь к созданию автоматизированной системы регулирования температуры транспортируемого газа и геокриологических процессов в окружающих газопровод породах.

Для газопровода Ямбург–Елец-1 температурный режим на входе Ямбургской КС, рассчитанный исходя из фактического состояния трассы и условия минимального морозного пучения, приведен в таблице.

Таблица

Рекомендуемые температуры газа в различные периоды

Месяцы	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Т ср. за год	Талая зона
T, °C	15	15	15	15	15	15	4	3	6	3	2	3	5,75	Стационарная температура

По масштабам намечаемых работ, по природно-климатическим, гидрогеологическим и геокриологическим факторам создание газового комплекса полуострова Ямал является самым сложным газовым проектом в мировой практике.

Газ по полуострову планируется транспортировать охлажденным до отрицательных температур, что не исключает развития неблагоприятных инженерно-геологических процессов. Большую сложность представляет обеспечение устойчивости положения «холодного» газопровода в таликах, при пересечении русла рек [6]. При

отрицательной температуре газа происходит многолетнее промерзание, сопровождающееся выпучиванием газопровода.

Интенсивно происходящие процессы морозного пучения могут вызывать большие деформации трубопровода. Многие участки трассы подвержены обводнению, что вызывает всплытие трубопровода.

Необходимо проводить исследования фактического состояния трубопровода и выработать предложения по температуре газа при транспортировке с учетом результатов ранее проведенных исследований.

В этих исследованиях особое внимание должно быть уделено усовершенствованию методов расчета (прогноза) изменения температуры газа по длине трубопровода с учетом:

- термодинамических процессов внутри трубопровода,
- теплообмена трубопровода с окружающими вечномерзлыми грунтами,
- конкретных геокриологических и климатических условий.

Ввиду большой сложности полной самосогласованной задачи о тепловом режиме длинных подземных газопроводов ее общее точное решение (с прогнозированием на несколько лет вперед) невозможно ни аналитическими, ни численными методами. Поэтому предполагается разработать итерационную (пошаговую) процедуру, когда на каждом шаге результаты расчета будут сравниваться с фактическими данными и, исходя из последних, будет выполняться следующий уточняющий шаг расчета.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Рациональное природопользование и эффективное освоение нефтегазовых ресурсов арктической и субарктической зон Земли», № АААА-А19-119021590079-6).

Литература

1. *Smith M.W., Patterson D.E.* Detailed observations on the nature of frost heaving at a field scale // Canadian Geotechnical Journal. 1989. Vol. 26, No. 2. P. 306–312.
2. *Хренов Н.Н.* Основы комплексной диагностики северных трубопроводов: наземные исследования: Монография. М.: Газойл пресс, 2005. 608 с.
3. *Хренов Н.Н., Шеремет В.В., Козлов А.Н., Пустовойт Г.П.* Газопроводы Севера Западной Сибири: всплытие или выпучивание // Газовая промышленность. 2001. № 8. С. 35–37.

4. *Пазиняк В.В., Кутвицкая Н.Б., Минкин М.А.* Экспериментальные исследования устойчивости трубопроводов на крупномасштабной грунтовой модели // Криосфера Земли. 2006. Т. X, № 1. С. 51–55.

5. *Ананенков А.Г., Андреев О.П., Завальный П.Н., Козлов А.Н., Пустовойт Г.П., Ставкин Г.П., Хренов Н.Н.* Пат. RU 2231710 С1. Способ транспортировки газа по трубопроводу. № 2003119637/06; Заявл. 02.07.2003; Оpubл. 27.06.2004 // Изобретения. Полезные модели. 2003. Бюл. № 18. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

6. *Thomas L., White T.L.* Pipeline in permafrost and freezing ground // Engineering Resource Library. 2006. Vol. 14.

Suggestions for the temperature regime of gas transport through cold gas pipelines

N.N. Khrenov

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow
E-mail: khrenovnn@list.ru

Abstract. The increase in oil production in Russia in the nearest decade is attributed to the startup of the Bovanenkovo and Kharasavey deposits in the Yamal Peninsula in Western Siberia and to the ensuring of secure gas transportation. The cost of pipeline construction amounts to 82% of all expenses.

Within a large variety of issues connected with construction of the Bovanenkovo-Ukhta pipeline system special attention is drawn to the issue of providing reliable operation of cold pipeline in everfrost soil. It is widely accepted that pumping of cold gas is efficient because of increase in volume of transportation and ensuring preservation of everfrost soil. On the other hand, year-round transportation of cold gas leads to steep increase of heaving in tabetisol transition areas (small rivers, swamps, lakes) and uneven heaving in zones of transition of different types of soil which differ in heaving intensity at freezing which may lead to a pipeline breakage.

Keywords: gas pipelines, permafrost, pipeline deformations.

Citation: *Khrenov N.N.* Suggestions for the temperature regime of gas transport through cold gas pipelines // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 3(26). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art11> (In Russ.).

References

1. *Smith M.W., Patterson D.E.* Detailed observations on the nature of frost heaving at a field scale // Canadian Geotechnical Journal. 1989. Vol. 26, No. 2. P. 306–312.
2. *Khrenov N.N.* Basics of integrated diagnostics of northern pipelines. Ground research: Monograph. Moscow: Gasoil Press, 2005. 608 p. (In Russ.).
3. *Khrenov N.N., Sheremet V.V., Kozlov A.N., Pustovoit G.P.* Gas pipelines of the North of Western Siberia: surfacing or bulging // Gas Industry. 2001. No. 8. P. 35–37. (In Russ.).
4. *Pazinyak V.V., Kutvitskaya N.B., Minkin M.A.* Experimental studies of stability of pipelines on a large-scale Earth model // Kriosfera Zemli. 2006. Vol. X, No. 1. P. 51–55. (In Russ.).
5. *Ananenkov A.G., Andreev O.P., Zavalny P.N., Kozlov A.N., Pustovoit G.P., Stavkin G.P., Khrenov N.N.* Pat. RU 2231710 C1A. Method of transporting gas through piping. No. 2003119637/06; Statement. 02.07.2003; Publ. 27.06.2004 // Inventions. Useful models. 2003. Bull. № 18. – URL: <http://www1.fips.ru>
6. *Thomas L., White T.L.* Pipeline in permafrost and freezing ground // Engineering Resource Library. 2006. Vol. 14.