

По результатам решения задачи можно сделать вывод о том, что за 1 год эксплуатации подземного трубопровода в указанных условиях глубина растепления грунта в его основании составит $\zeta = 4,06$ м. Величина годовой осадки грунта в основании трубопровода составит от 0,907 м (модель консолидации грунта) до 1,016 м (упрощенная формула). Как и предполагалось, упрощенная формула, не учитывающая время фильтрационного оттока воды, показывает большие значения осадки.

Литература

1. Дерцакян А. К. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. – М.: Недра, 1978. – 167 с.
2. Мейрманов А. М. Задача Стефана. – Новосибирск: Наука Сиб. отд-ние, 1986. – 239 с.
3. СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. – М.: Изд-во Минрегион России, 2012. – 118с.
4. Хусаинова З. Р. Теоретическое исследование процессов термоэрозии и термокарста многолетнемерзлых пород : диссертация ... кандидата физико-математических наук : 01.04.14. – Уфа., 2007. – 148 с.
5. Цытович Н. А. Механика мерзлых грунтов: учебное пособие. – М.: Высшая школа, 1973. – 448 с.
6. Шур Ю. Л. Термокарст (к теплофизическим основам учения о закономерностях развития процесса). – М.: Недра, 1977. – 80с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕКАЧКИ ГАЗА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ В КРИОЛИТОЗОНЕ

А.Н. Чехлов

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно Энергетической стратегии России [5], изменение географии добычи углеводородов до 2030 года будет осуществляться за счет освоения месторождений Восточной Сибири, Дальнего Востока, полуострова Ямал, континентального шельфа арктических морей. Реализация стратегии требует развития сети магистральных и промысловых газопроводов в районах, характеризующихся распространением многолетнемерзлых грунтов.

Эксплуатация газопроводов в условиях криолитозоны осложняется воздействием опасных геокриологических процессов, которые активизируются при растеплении грунта в основании трубопровода. Согласно исследованию [3], подземный газопровод может испытывать нагрузки от осадки, всплытия или пучения, вызванных изменением температуры мерзлого грунта. Для обеспечения безопасной эксплуатации газопровода в криолитозоне необходимо на этапе проектирования учесть геокриологические особенности грунтов и предусмотреть меры инженерной защиты.

Защита газопровода от воздействия опасных геокриологических процессов может быть технического и технологического характера. К техническим решениям относится тепловая изоляция труб, активная термостабилизация грунтов, замена льдистого грунта в основании траншеи и другие меры инженерной защиты. Технологическим решением является понижение температуры перекачиваемого продукта до температуры грунта или близкого к ней значения. Данная исследовательская работа посвящена поиску оптимальных сочетаний технических и технологических решений, обеспечивающих безопасность эксплуатации газопроводов в криолитозоне.

Цель исследовательской работы – алгоритм выбора оптимальной температуры перекачки газа, при эксплуатации газопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

– получить алгоритм расчета эксплуатационных затрат, зависящих от температуры газа;

– получить алгоритм выбора оптимальных технических решений по прокладке газопроводов на многолетнемерзлых грунтах.

Исходными данными для расчетов должны служить следующие показатели: производительность газопровода, свойства перекачиваемого газа, а также параметры трассы (свойства грунтов и их расположение по длине трассы).

Согласно данным [4], к эксплуатационным затратам при транспорте газа, зависящим от температуры, относятся затраты на электроэнергию для компримирования и охлаждения газа и затраты на ингибиторы гидратообразования. Расчет данных затрат осуществляется по формулам 1-3.

$$C_{\text{ком}}(t) = N(t) \cdot \eta_{\text{пер}} \cdot m \cdot \tau \cdot C_3, \quad (1)$$

где $C_{\text{ком}}$ – затраты на компримирование, руб.;

N – мощность, потребляемая компрессором, кВт;

$\eta_{\text{пер}}$ – КПД передачи;

m – количество работающих компрессоров;

τ – время работы компрессоров, ч;

C_3 – стоимость электроэнергии, руб./кВтч.

Мощность, потребляемая компрессором, является функцией температуры транспортируемого газа. Её расчет осуществляется по методике, приведенной в нормативном документе [8].

$$C_{\text{охл}}(t) = N_{\text{АВО}} \cdot \eta_{\text{пер}} \cdot m_{\text{АВО}}(t) \cdot \tau \cdot C_3, \quad (2)$$

где $C_{охл}$ – затраты на охлаждение, руб.;
 $N_{АВО}$ – мощность, потребляемая аппаратом воздушного охлаждения, кВт;
 $\eta_{пер}$ – КПД передачи;
 $m_{АВО}$ – количество работающих аппаратов воздушного охлаждения;
 τ – время работы аппаратов воздушного охлаждения, ч;
 $Ц_э$ – стоимость электроэнергии, руб./кВтч.

Параметры установки охлаждения газа осуществляются по методике, приведенной в нормативном документе [8]. Количество работающих аппаратов воздушного охлаждения определяется производительностью одного аппарата, которая зависит от температуры, до которой необходимо охлаждать газ.

$$C_{инг}(t) = \tau \cdot q(t) \cdot Q \cdot Ц_{инг}, \quad (3)$$

где $C_{инг}$ – затраты на ингибитор гидратообразования, руб.;
 q – расход ингибитора, кг/м³;
 Q – коммерческий расход газа, м³/сутки;
 τ – время работы газопровода, сутки;
 $Ц_{инг}$ – стоимость ингибитора, руб./кг.

Расход ингибитора гидратообразования при понижении температуры газа повышается, так как при низких температурах этот процесс, осложняющий транспортировку, активизируется. Расчет расхода ингибитора гидратообразования осуществляется по методике, предложенной в нормативном документе [1].

Выбор технических решений по прокладке и инженерной защите газопровода в условиях криолитозоны должен осуществляться дифференцированно в зависимости от свойств многолетнемерзлых грунтов трассы и интенсивности их растепления. Рассматриваются типовые меры инженерной защиты, применяемые при прокладке газопроводов в многолетнемерзлых грунтах.

Для каждого участка многолетнемерзлого грунта со специфическими свойствами осуществляется расчет растепления за весь период эксплуатации. Для газопровода без инженерной защиты – по методике, представленной в нормативном документе [6], и для всех рассматриваемых технических решений по инженерной защите – по методикам, представленным в соответствующих нормативных документах. В зависимости от сочетания нагрузок, действующих на газопровод, производится расчет его всплытия по методике, представленной в нормативном документе [2] или осадки, согласно рекомендациям [6].

Каждой величине осадки и всплытия газопровода соответствует значение дополнительных напряжений от изгиба, возникающих в стенках трубы. Эти значения могут быть определены методами строительной механики и должны быть учтены при проверке соблюдения условия прочности 4, согласно требованиям нормативного документа [7].

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (4)$$

где σ_{npN} – продольное осевое напряжение от нагрузок и воздействий, МПа;
 ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние;
 R_1 – расчетное сопротивление стали, МПа.

Параметры инженерной защиты, для которых условие 4 выполняется, определяется, как допустимые для данного типа грунта. Далее необходимо рассчитать сметную стоимость строительства участка газопровода на данном грунте со всеми допустимыми вариантами инженерной защиты. Оптимальным определяется вариант, стоимость реализации которого является минимальной.

Применяя алгоритм расчета эксплуатационных затрат, зависящих от температуры, необходимо рассмотреть диапазон температур, характерный для трубопроводного транспорта газа, и получить оптимальное значение температуры $t_{онм}^I$, для которого суммарные эксплуатационные затраты минимальные и имеют соответствующее значение $C_{мин}^I$. Эти значения получены без учета геокриологических особенностей грунтов трассы.

Далее необходимо рассмотреть диапазон температур от $t_{онм}^I$ до температуры грунта $t_{гр}$, подставляя значения из диапазона в расчет растепления грунта. Понижение температуры газа повлечет изменение глубины оттаивания грунта, величины осадки (или всплытия) и напряжений, возникающих в стенках трубы. Это может повлечь изменение перечня оптимальных технических решений по инженерной защите газопровода на грунтах трассы и, следовательно, снижение стоимости строительства данного участка.

Таким образом, для диапазона температур от $t_{онм}^I$ до $t_{гр}$ может быть получен перечень, где для каждого значения температуры приведены соответствующие значения затрат на сооружение и эксплуатацию (часть затрат, зависящие от температуры) участка газопровода. Экономический эффект от снижения температуры газа относительно оптимальной определяется по формуле 5.

$$\Delta C(t) = (C_{мин}^I - C_{экс}(t)) + (C_{сmp}(t_{онм}^I) - C_{сmp}(t)), \quad (5)$$

где ΔC – экономический эффект, руб.;

$C_{мин}^I$ – минимальные суммарные эксплуатационные затраты, руб.;
 $C_{экс}$ – суммарные эксплуатационные затраты, руб., определяемые по формуле 6;
 $C_{сmp}$ – сметная стоимость строительства участка газопровода.

$$C_{экс}(t) = C_{ком}(t) + C_{охл}(t) + C_{инг}(t). \quad (6)$$

Значение температуры газа, которому соответствует максимальный положительный экономический эффект, является оптимальным для данных условий.

Полученный алгоритм позволяет определить значение температуры газа, которому соответствует максимальная экономия средств при строительстве и эксплуатации газопровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. При этом учитываются свойства грунтов основания трубопровода и в полной мере обеспечивается безопасность эксплуатации газопровода в сложных геокриологических условиях.

Литература

1. ВРД 39-1.13-051-2001 Инструкция по нормированию расхода и расчету выбросов метанола для объектов ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.norm-load.ru/SNiP/Data1/59/59532/#98567> (дата обращения: 14.11.16).
2. ВСН 007-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкция и балластировка [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200003077> (дата обращения: 14.11.16).
3. Дерцакян А. К. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых. – М.: Недра, 1978. – 167 с.
4. Когляр И. Я. Эксплуатация магистральных газопроводов. – Л.: Недра, 1971. – 248с.
5. Распоряжение П. Р. Ф. от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» // Собрание законодательства РФ. – 2009. – №. 48.
6. СП 25.13330.2012 Основания зданий и сооружений на вечномёрзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200095519> (дата обращения: 14.11.16).
7. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 14.11.16).
8. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/ data_normativ/49/49848/index.php#i167984 (дата обращения: 14.11.16).

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА В РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НА КАЛЬЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Е.Н.Шавлов

Научные руководители: профессор В.Г. Лукьянов, доцент О.В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время известны следующие системы промышленного сбора: самотечная двухтрубная, высоконапорная однострунная и напорная[1]. На Кальчинском месторождении применяется напорная система сбора, которая предусматривает однострунный транспорт добываемой продукции на участковые сепарационные установки. Поэтому одной из актуальных проблем для Кальчинского нефтяного месторождения, является коррозионное воздействие добываемой продукции, состоящей из нефти, пластовой воды и попутного газа, на промысловые трубопроводы при ее транспортировании от скважины до установки подготовки нефти. Причины вызывающие коррозионное воздействие на промысловые нефтепроводы заключаются в высокой обводненности нефти, которая составляет 86%, а так же состав самих пластовых вод, которые добываются попутно с нефтью.

Пластовые воды Кальчинского нефтяного месторождения представляют собой сложные растворы, в состав которых входят неорганические соли, газы, растворимые в воде органические вещества. Среди растворенных в пластовой воде веществ преобладают органические соли: хлориды, сульфаты и карбонаты щелочных и щелочноземельных металлов. В составе растворённого в пластовой воде газа преобладает метан. Общее содержание в воде растворенных солей принято называть минерализацией. Пластовые воды Кальчинского нефтяного месторождения относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу, минерализация вод составляет в среднем от 12,21 до 14,21 г/л.[2]

На Кальчинском месторождении в качестве защиты промысловых нефтепроводов от внутренней коррозии применяется ингибиторная защита. Химические реагенты используются с учётом следующих физических и химических характеристик:

- наименование, процентное содержание, опасность для здоровья компонентов;
- внешний вид, цвет, запах;
- растворимость (в воде, в ароматических углеводородах);
- удельный вес/плотность при 15-20 °С, г/см³ ;
- давление паров при 20°С, млБар;
- рН фактор в разбавленном растворе (концентрация %, моль);
- вязкость, сСт ;
- температура вспышки, температура возгорания, °С ;
- температура распада, °С ;
- температура кипения, °С ;
- температура замерзания, °С

На Кальчинском месторождении применяется ингибитор коррозии АЗОЛ 5010, который автоматически