

теплообмен осуществляется сильнее вследствие конвективного переноса нагретого вещества по всему объёму возвратной зоны. Также отметим, что заметный вклад в величину изменения молярной вязкости оказывают сдвиговые напряжения. Это подчеркивает роль анизотропных эффектов в процессах переноса импульса и тепла, необходимость их прогноза по универсальным моделям второго порядка.

### Литература

1. Kharlamov S.N., Silvestrov S.I. Hydrodynamics and Heat Transfer of Complex Internal Streams With Recirculation Fields. Rome: Ionta, Italy, 2010.- 169p.
2. Бубенчиков А.М., Комаровский Л.В., Харламов С.Н. Математические модели течений и теплообмена во внутренних проблемах динамики вязкого газа. Томск: Издательство ТГУ, 1993. -447с.

### **ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, ПРОКЛАДЫВАЕМЫХ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ**

**А.Т. Баишев**

Научный руководитель доцент В.Г Крец

***Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия***

Для адекватной оценки технического состояния подземного газопроводов в районах Крайнего Севера следует определить фактические эксплуатационные нагрузки. В качестве примера возьмем аварийный участок «А», на котором произошло выпучивание газопровода на поверхность. Вследствие чего участок газопровода длиной 120м отклонился от оси укладки и находится под жестким напряжением частично в наземном положении без температурных компенсаторов. По данным геометрического нивелирования максимальный выгиб относительно оси укладки составил 1м. [4]

Расчет действующих напряжений участка изгиба МГ по теории упругого изгиба проведен по данным определения фактического профиля оси изгиба газопровода геодезическим методом[1]. Определены основные геометрические и физические параметры МГ в непроектном положении:  $E = 2,1 \cdot 10^5$  МПа; диаметр наружный  $D = 0,53$  м; толщина стенки  $\delta = 0,007$  м; диаметр внутренний  $\delta = 0,516$  м; прогиб  $f = 1$  м; длина участка  $l = 120$  м. Продольное напряжение определяем по теории чистого изгиба:

$$\sigma(f, l) = 8EJ \frac{f}{W(4f^2 + l^2)}$$

Тогда продольное напряжение  $\sigma(f, l) \approx 30,98$  МПа. Газопровод схематично представим в виде статически неопределимой системы. При изменении температуры в элементах статически неопределимых систем возникают дополнительные усилия, так называемые температурные напряжения:

$$\sigma_t = -\alpha \Delta t E = -201,6 \text{ МПа}$$

где  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла трубы, м;

$E$  – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа;

$\Delta t$  – расчетный температурный перепад, принимаемый положительной величиной при нагревании, С.

Максимальные суммарные продольные напряжения определяют от нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных

#### СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

перемещений магистрального газопровода в соответствии с правилами строительной механики. При определении жесткости и напряженного состояния отвода следует учитывать условия его сопряжения с трубой и влияние внутреннего давления. В частности, для прямолинейных и упруго изогнутых участков при отсутствии просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий температурного перепада и упругого изгиба определяют по формуле:

$$\sigma_{пр.н} = \sigma_i + \sigma(f, l)$$

Суммарные напряжения в результате сочетания растяжения и сжатия равны:

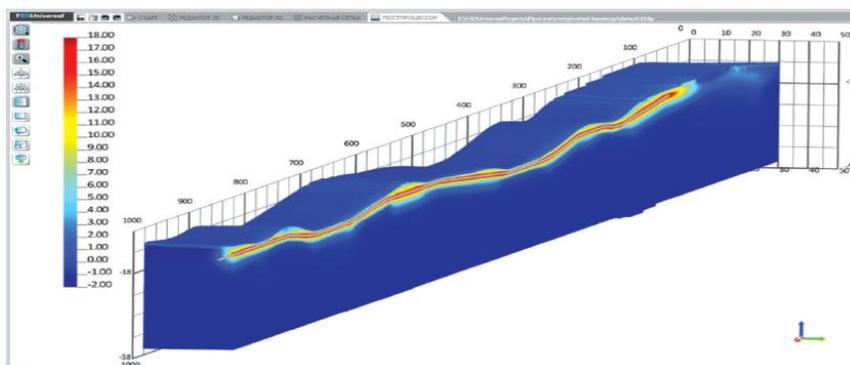
$$\sigma_{пр.н} = -201,6 + 30,98 = -170,62 \text{ МПа}.$$

Согласно СП 36.13330.2012 [2] полученное значение на участке с изгибом, больше допустимого значения, и свидетельствует что участок с изгибом не отвечает нормативным условиям прочности.

Зачастую это связано с тем что игнорируются свойства мерзлых пород при проектировании магистральных трубопроводов, что в итоге приводит к основным причинам повреждения магистральных газопроводов.

При проектировании и эксплуатации подземных трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях, специалистами компании Simmakers предложена методика компьютерного прогнозирования ореолов оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг подземного трубопровода (рис. 1.) на большой период времени в будущем. Программа позволяет оценить масштабы ореола оттаивания необходимые при расчете напряженно-деформированного состояния трубопроводов[3].

Согласно этой методике можно заранее предполагать опасные участки, производить оценку ореола оттаивания вокруг трубопровода и выбрать эффективный метод и средства балластировки на опасных участках магистрального трубопровода.



**Рис 1. Трехмерное распределение температуры в градусах Цельсия через 10 лет в продольном сечении расчетной области [3]**

В районах распространения многолетнемерзлых грунтов при проектировании и эксплуатации часто не учитываются свойства мерзлых пород, которые в итоге, как показывает практика и приведенный расчет НДС, становятся основными причинами повреждений магистральных газопроводов.

Использование методике прогнозирования ореолов оттаивания (на период до 10 лет), позволит выявить опасные участки, произвести оценку ореола оттаивания вокруг трубопровода и выбрать эффективные методы и средства балластировки на

опасных участках магистрального трубопровода, что позволит повысить эксплуатационную надежность магистрального газопровода.

### Литература

1. Новоселов В.В., Бачериков А.С. Оценка напряженно-деформированного состояния газопровода в условиях обратного промерзания грунта, характеризующегося пучением//Проблемы эксплуатации и ремонта промысловых и магистральных трубопроводов. Сб.науч.трудов. – Тюмень, 1999. С. 94 – 96;
2. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85:2013;
3. Гишкелюк И.А., Станиловаская Ю.В., Евланов Д.В. Прогнозирование оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг подземного трубопровода большой протяженности//Технологии транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов – 2015. – № 17. – С. 20 – 25;
4. Чухарева Н.В., Тихонова Т.В. Анализ причин аварийных ситуаций при эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера в период с 2000 по 2010 год // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 3 – С. 231 – 243.

### **АНАЛИЗ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА И ГРУНТА**

**Бу Цзюнь, С.П. Буркова**

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

В процессе добычи морских нефти и газа, подводный трубопровод является важной частью проекта морской добычи нефти и газа. Если произойдет такой факт, как утечка нефти из трубопровода, то это вызовет огромные экономические потери и серьезное загрязнение морской среды [1]. Работа трубопровода на изгиб является распространенной формой повреждения трубопровода. Изгиб трубопровода является местным перпендикулярным и горизонтальным изгибами, при котором трубопровод находится под внешнем давлением и без свободной деформации. Напряжение возникает внутри трубопровода. На данный момент, расположение трубопроводов в грунте обеспечит некоторое сопротивление нагружению, чтобы предотвратить возникновение напряжения в трубопроводе произвольной формы. Таким образом, сопротивление грунта является важной частью исследования изгиба трубопровода [2].

Целью данной работы является определение предела сопротивления грунта, при разной глубине и анализ изменения перемещения грунта, окружающего трубопровод.

Изгибная деформация трубы морского трубопровода естественным образом возникает во время строительства трубопровода и наиболее опасна во время укладки трубы на морское дно. Если говорить в целом, то при строительстве морского трубопровода необходимо решить два основных вопроса: