

УДК 622.692.4.07

О.С. Босюк<sup>1</sup>; С.М. Купцов<sup>2</sup>, e-mail: kuptsov\_sm@mail.ru

<sup>1</sup> ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ).

<sup>2</sup> ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

## Сочетание тепловой изоляции трубопровода и холодильных машин при транспорте углеводородов в северных районах

Рассмотрена задача подбора минимальной толщины тепловой изоляции для подземного трубопровода. Показано, что минимальная толщина тепловой изоляции существенно зависит от сезонных климатических условий и температуры транспортируемого жидкого углеводорода. При одинаковой температуре углеводорода необходимую толщину тепловой изоляции следует определять исходя из весенних условий, что приведет к неэффективному использованию изоляции в зимний период.

Для уменьшения расхода тепловой изоляции необходимо дополнительно использовать систему охлаждения транспортируемого жидкого углеводорода. Система охлаждения конденсата должна эффективно работать более 6 мес в году. При подземной прокладке трубопровода для охлаждения конденсата в северных районах лучше использовать пропан-бутановые пароконденсационные холодильные машины. Охлаждение конденсата является технологически необходимым и экономически обоснованным мероприятием для конденсатопроводов, сооружаемых в условиях Крайнего Севера на участках с многолетнемерзлыми грунтами.

Возможно сочетание системы охлаждения конденсата и применения тепловой изоляции.

Ключевые слова: подземный трубопровод, тепловая изоляция, температура, конденсат, грунт, система охлаждения.

.....

О.С. Босюк<sup>1</sup>; С.М. Купцов<sup>2</sup>, e-mail: kuptsov\_sm@mail.ru

<sup>1</sup> Gazprom PJSC (Saint Petersburg, Russia).

<sup>2</sup> Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, Russia).

## Combining Thermal Insulation of Pipeline and Refrigerating Machines in Transport of Hydrocarbons in The Northern Regions

The problem of selecting the minimum thickness of thermal insulation for an underground pipeline is considered. It is shown that the minimum thickness of heat insulation is substantially dependent on the seasonal climatic conditions and the temperature of the transported liquid hydrocarbon. At the same temperature of the hydrocarbon, the necessary thickness of thermal insulation should be determined on the basis of spring conditions, which will lead to inefficient use of insulation in the winter. To reduce the consumption of thermal insulation, it is necessary to additionally use the cooling system of the transported liquid hydrocarbon. The condensate cooling system should effectively work more than 6 months a year. When underground pipelines are used to cool condensate in the northern regions, it is better to use propane-butane steam-compression refrigerating machines. Condensate cooling is technologically necessary and economically feasible for condensate pipelines constructed in conditions of the Far North in areas with permafrost soils. A combination of a condensate cooling system and the use of thermal insulation are possible.

Keywords: underground pipeline, thermal insulation, the temperature, condensate, soil, cooling system.

Одной из серьезных проблем при трубопроводном транспорте углеводородов в районах многолетней мерзлоты является растепление грунта и образование таликов.

При эксплуатации подземного магистрального трубопровода в северных районах России наблюдаются аварии, связанные с потерей устойчивости трубопровода. Потеря устойчивости

трубопровода в районах многолетнемерзлых грунтов во многом определяется (без учета качества изготовления трубы и сварных швов) тепловым режимом взаимодействия поверхности

трубопровода и окружающего грунта. Переход грунта из мерзлого состояния в талое и обратно вызывает осадку, что наиболее характерно для пучинистых опасных грунтов (пластичные глинистые и водонасыщенные пылеватые и мелкие пески).

Чтобы не допустить этого, в случае подземного трубопровода и отрицательной температуры грунта предлагается:

1) транспортировать углеводороды с температурой ниже фазового перехода воды при отрицательной температуре  $t < 0$  °C;

2) использовать тепловую изоляцию, толщина которой должна обеспечить минимальную допустимую отрицательную температуру на границе с грунтом  $t_{из}^H < 0$  °C.

Первый вариант практически не реализуем при транспортировке газового конденсата, нефти и нефтепродуктов. Это объясняется технологическими требованиями транспорта, нацеленными на исключение температур «помутнения» и «застывания» углеводородов [1].

Использование только тепловой изоляции в целях недопущения растепления, как показали расчеты на примере конденсатопровода «Уренгой – Сургут», может привести к неоднозначным результатам.

Минимальная толщина тепловой изоляции  $\delta_{из}^{min}$  определяется не по наиболее суровым, январским, условиям при самой низкой температуре грунта  $t_{гр} = -14$  °C. Необходимость увеличения минимальной толщины изоляции возрастает с ростом температуры грунта, обусловленной как протяженностью конденсатопровода от Уренгоя до Сургута, так и наступлением весеннего сезона (рис. 1).

Как видно из рис. 1, минимальная толщина тепловой изоляции определяется в зависимости от температур транспортируемого конденсата  $t_k$ , окружающего грунта  $t_{гр}$  и величины  $R$ , равной произведению линейного термического сопротивления передачи теплоты теплопроводностью ( $\lambda_{из}$ ) тепловой изоля-

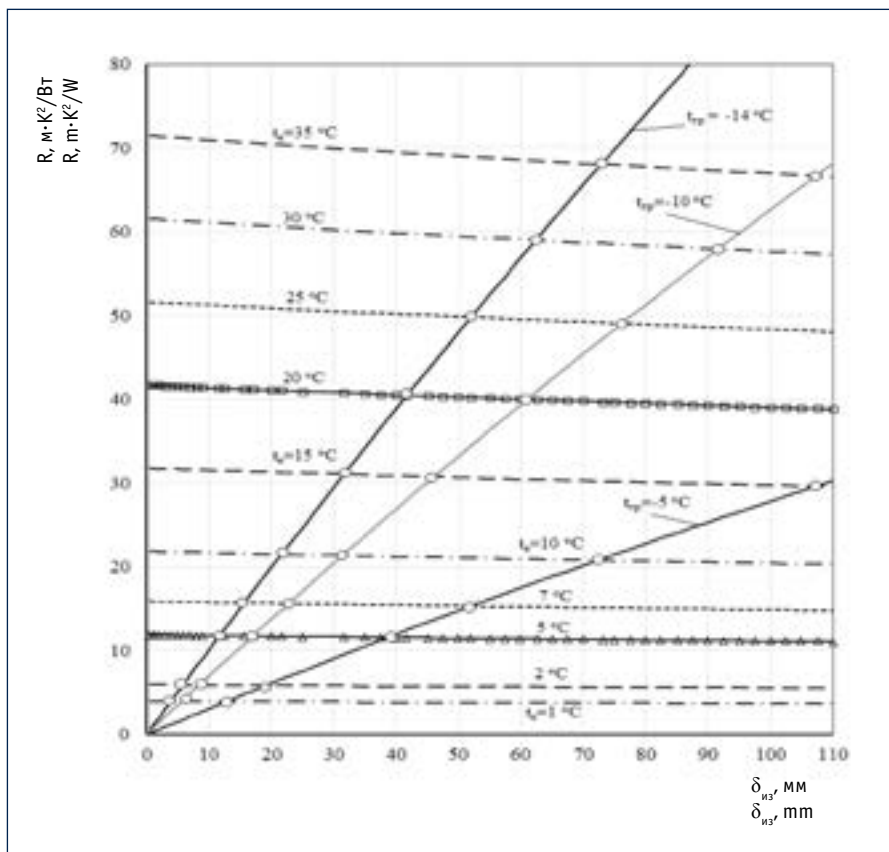


Рис. 1. Подбор минимальной толщины тепловой изоляции трубопровода

Fig. 1. Selecting the minimal thickness of pipeline heat insulation

ции и разности температур наружной поверхности изоляции и грунта

$$R = (t_{из}^H - t_{гр}) \cdot \frac{1}{2 \cdot \lambda_{из} \cdot \pi} \cdot \ln \frac{d_{пол} + 2\delta_{из}}{d_{пол}}, \quad (1)$$

где  $d_{пол}$  – наружный диаметр полиэтиленовой изоляции.

Отсутствие тепловой изоляции на подземном конденсатопроводе приводит к потере устойчивости. Но и применение только одной тепловой изоляции для обеспечения безопасного теплового режима эксплуатации подземного трубопровода в мерзлом



Ссылка для цитирования (for citation):

Босюк О.С., Купцов С.М. Сочетание тепловой изоляции трубопровода и холодильных машин при транспорте углеводородов в северных районах // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 102–104.

Bosyuk O.S., Kuptsov S.M. Combining Thermal Insulation of Pipeline and Refrigerating Machines in Transport of Hydrocarbons in The Northern Regions. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 6, P. 102–104. (In Russian)

грунте не является оптимальным решением проблемы.

При использовании системы охлаждения конденсата возникает вопрос, что использовать в качестве источника холода – окружающий воздух (аппараты воздушного охлаждения) или хладагенты (холодильные машины).

Необходимая мощность системы охлаждения  $Q_x$  зависит от производительности конденсатопровода  $G$  и температуры транспортируемого углеводорода  $t_k$  (рис. 2) и определяется исходя из теплового баланса [3].

Система охлаждения конденсата должна эффективно работать более 6 мес в году. Результаты расчетов убеждают, что при подземной прокладке трубопровода для охлаждения конденсата в северных районах лучше использовать пропан-бутановые парокомпрессионные холодильные машины [2].

Охлаждение конденсата является технологически необходимым и экономически обоснованным мероприятием для конденсатопроводов, сооружаемых в условиях Крайнего Севера на участках с многолетнемерзлыми грунтами.

Рассмотрен вариант, на первый взгляд содержащий противоречие: одновременное применение тепловой изоляции и охлаждения конденсата.

Если использовать пенополиуретан толщиной 100 мм практически по всей длине конденсатопровода, зимой не надо охлаждать конденсат, а чем теплее окружающая среда (воздух и грунт), тем интенсивнее должно быть охлаждение. Наиболее вероятно, что для обеспечения требуемого охлаждения необходимы только холодильные машины.

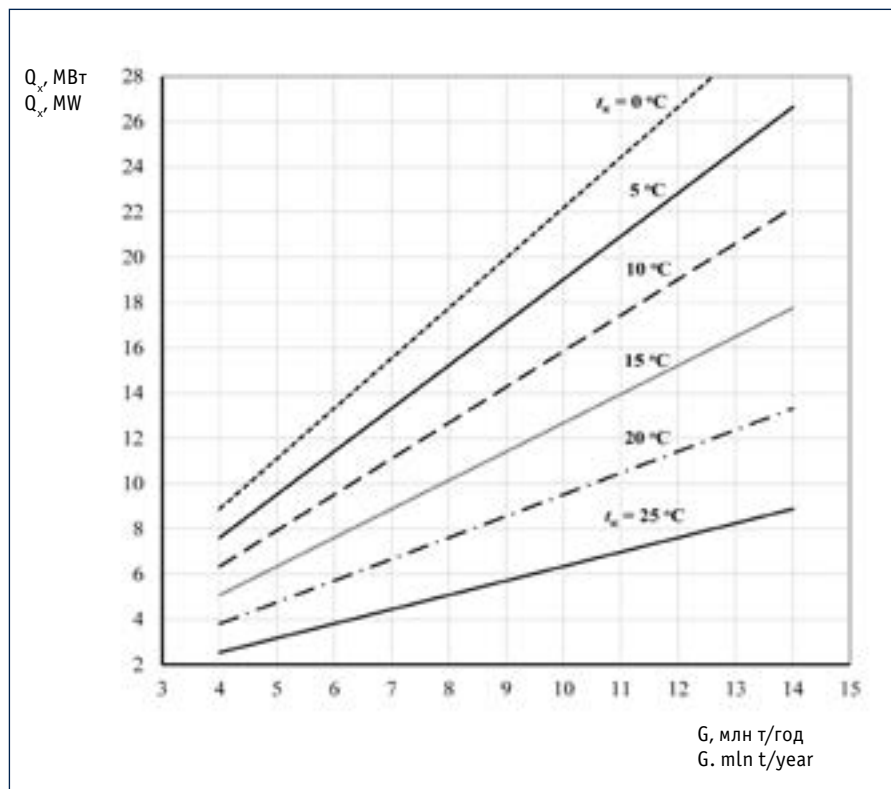


Рис. 2. Мощность системы охлаждения в зависимости от производительности конденсатопровода  
Fig. 2. Cooling system capacity vs. condensate piping output rate

Следовательно, проблема безопасной эксплуатации транспорта конденсата в суровых климатических условиях требует решения оптимизационной задачи.

Уменьшение влияния факторов, способствующих потере устойчивости трубопровода, требует резкого увеличения капитальных затрат на проектирование и эксплуатацию. Решение подобных вопросов выходит за рамки данной работы и может служить темой нового исследования.

Если точно знать места расположения просадочных грунтов по трассе, решение вопроса упрощается. Для таких мест толщина тепловой изоляции рассчитывается исходя из обеспечения отрицательной температуры в зоне контакта наружной поверхности трубопровода и грунта.

В наиболее опасных местах следует предусмотреть установку интеллектуальных вставок, контролирующих напряжения, возникающие в стенках трубопровода.

#### Литература:

1. Босюк О.С., Купцов С.М. Тепловая изоляция подземного трубопровода в мерзлом грунте // Нефть, газ и бизнес. 2016. № 10. С. 33–35.
2. Босюк О.С. Исследование установок охлаждения конденсата на основе парокомпрессионных циклов // Нефть, газ и бизнес. 2013. № 4. С. 67–70.
3. Теоретические основы теплотехники: Учебное пособие. Часть II. Теплопередача в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности / Б.П. Поршаков, А.Ф. Калинин, С.М. Купцов и др. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2006. 109 с.

#### References:

1. Bosyuk O.S., Kuptsov S.M. Thermal Insulation of Underground Pipeline in Frozen Ground. Neft', gaz i biznes = Oil, gas and business, 2016, No. 10, P. 33–35. (In Russian)
2. Bosyuk O.S., Kuptsov S.M. Research of Condensate Cooling Installations Based on Vapor Compression Cycles. Neft', gaz i biznes = Oil, gas and business, 2013, No. 4, P. 67–70. (In Russian)
3. Theoretical Foundations of Heat Engineering: Textbook. Part II – Heat Transfer in The Technological Processes of The Oil And Gas Industry. Authors: B.P. Porshakov, A.F. Kalinin, S.M. Kuptsov and others. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2006, 109 pp. (In Russian)