

*Ленских Александр Викторович, магистрант  
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск*

*e-mail: [lenskih00@gmail.com](mailto:lenskih00@gmail.com)*

*Пивцов Егор Алексеевич, магистрант  
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск*

*e-mail: [pivtsov00@mail.ru](mailto:pivtsov00@mail.ru)*

## **АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ ЖИДКИХ ГИДРАТОВ**

**Аннотация:** На сегодняшний день, проблема перекачки газа на дальние расстояния решается двумя путями:

- преобразование газа в сжиженный природный газ (СПГ) и загрузка СПГ на танкеры с последующей доставкой потребителям через море;
- прокладка газопроводов на дальние расстояния и перекачка газа под высоким давлением.

В данной статье анализируется способ уменьшения затрат для транспорта газа путем изменения материала изготовления труб (трубы стального исполнения заменить на полимерно-армированные) и изменение агрегатного состояния перекачиваемой среды (преобразование природного газа в смесь «вода+гидрат»).

**Ключевые слова:** полимерно-армированные трубопроводы, природный газ, гибкие полимерно-металлические трубы, транспорт газа.

**Annotation:** Currently, the problem of gas transportation over long distances is solved by two methods:

conversion of gas into liquefied natural gas (LNG) and loading it onto tankers for subsequent delivery to consumers by sea;

laying gas pipelines over long distances and pumping gas at high pressure.

This article analyzes a way to reduce transportation costs by changing the material of the pipes used (replacing steel pipes with polymer-reinforced ones) and by changing the aggregate state of the transported medium (converting natural gas into a mixture of "water + hydrate").

**Keywords:** polymer-reinforced pipelines, natural gas, flexible polymer-metal pipes, gas transport.

Благодаря изменению физико-химического состояния природного газа и его внедрению в процесс газоперекачки, можно добиться увеличения количества прокачиваемого газа при снижении стоимости. Изменения материала трубной продукции позволит удешевить и ускорить освоение месторождения газогридатов.

Основываясь на эффекте самоконсервации газовых гидратов [5] и дальнейшем исследовании этого эффекта [6], можно сделать вывод о том, что при определенных условиях (давление – 10 кгс/см<sup>2</sup>, температура – 276,15 К (+3 °С)) возможно создание смеси «вода-гидрат», которую можно транспортировать на дальние расстояния при соблюдении вышеперечисленных условий.

По оценкам ученых, в арктических широтах, принадлежащих России, может содержаться до 1000 трлн куб. м газа в гидратном состоянии [7].

При разработке и эксплуатации месторождений обычно используют трубы стального исполнения. Однако, опыт различных компаний («Славнефть-Красноярскнефтегаз», «Иркутской нефтяной компании») доказал, что в качестве газопроводов можно использовать полимерно-армированные трубопроводы (ПАТ). Используя данные статьи «Сравнительный анализ транспорта газа по трубопроводам в жидком и газовоздушном состояниях», произведем аналогичный гидравлический расчет для двух типов исполнения трубопроводов: стального и полимерного. Для расчетов и сравнения характеристик двух типов трубопроводов рассмотрены диаметры трубопроводов в соответствии с ГОСТ Р 59834-2021 «Промысловые трубопроводы. Трубы гибкие полимерные

армированные и соединительные детали к ним. Общие технические условия» [3] и ГОСТ10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные» [2]. Диаметр трубопроводов установим, согласно максимальному диаметру, ПАТ по ГОСТ Р 59834-2021 – 200 мм. Соответственно, внутренний диаметр ПАТ составит 188 мм, стальной трубопровод ближайшего сортамента будет иметь внутренний диаметр, равный 199 мм.

Проведем гидравлический расчет с целью анализа целесообразности замены стальных трубопроводов на ПАТ. Для этого условимся, что скорость смеси «вода+гидрат» составит 1,5 м/с [4].

Определяем числа Рейнольдса по формуле (1):

$$Re_i = \frac{v \cdot D_{\text{вн.}}}{\mu} \cdot \rho. \quad (1)$$

где  $v$  – скорость смеси «вода+гидрат»;

$D_{\text{вн.}}$  – внутренний диаметр трубопровода;

$\mu$  – динамическая вязкость жидкости;

$\rho$  – плотность жидкости при 3 °С.

Так как данные по динамической вязкости и плотности смеси «вода+гидрат» отсутствуют, а данные величины одинаковы для для двух типов исполнения трубопроводов, решено использовать данные, которые известны для воды при давлении – 10 кгс/см<sup>2</sup>, температуре – 276,15 К (+3 °С). Согласно [8] и [1], динамическая вязкость воды при +3 °С равна  $\mu = 0,001619$  Па·с, а плотность  $\rho = 999$  кг/м<sup>3</sup>.

Подставляя известные значения в формулу (1), получаем для ПАТ трубопровода следующие значения:

$$Re = \frac{1,5 \cdot 0,188}{0,001619} \cdot 999 = 1740074,12.$$

Для стального трубопровода получим следующие значения:

$$Re = \frac{1,5 \cdot 0,199}{0,001619} \cdot 999 = 1841886,967$$

На основании данных результатов определяем режим течения. Так как все числа больше 2320 (граница ламинарного режима течения), можно сделать вывод о том, что в данном трубопроводе при данных расходах режим течения турбулентный.

Турбулентный режим течения жидкости имеет три области: зона гидравлически гладких труб (зона Блазиуса), зона смешанного трения и зона шероховатого трения. В каждой такой зоне определение коэффициента гидравлического сопротивления  $\lambda$  различное.

Для расчета коэффициента гидравлического сопротивления  $\lambda$  необходимо знать коэффициент относительной шероховатости труб  $\varepsilon$ , а также границы областей турбулентного режима для данной трубы. Рассчитаем коэффициент относительной шероховатости труб  $\varepsilon$  по формуле:

$$\varepsilon = \frac{k_s}{D_{\text{вн.}}} \quad (2)$$

где  $k_s$  – эквивалентная шероховатость труб по А. Д. Альтшулю.

Эквивалентная шероховатость труб по А. Д. Альтшулю для стальных труб составит  $k_s = 0,1$ , для полимерных труб –  $k_s = 0,007$  [9].

По формуле 2 получаем следующие значения:

$$\varepsilon = \frac{0,1}{199} = 0,0005$$

$$\varepsilon = \frac{0,007}{188} = 0,000037$$

Определим границы областей турбулентного режима по следующим формулам 3 и 4:

– для труб стального исполнения:

$$\text{Re}_n = \frac{10}{\varepsilon}; \quad (3)$$

$$\text{Re}_b = \frac{500}{\varepsilon}. \quad (4)$$

По формулам (5) и (6) получаем:

– для труб стального исполнения:

$$Re_n = \frac{10}{0,005} = 19900;$$

$$Re_b = \frac{500}{0,0005} = 995000.$$

– для ПАТ:

$$Re_n = \frac{10}{0,000037} = 268571,4;$$

$$Re_b = \frac{500}{0,000037} = 13428571.$$

Режим течения – турбулентный в зоне квадратичного трения.

Определяем коэффициенты гидравлического сопротивления по следующей формуле 5:

$$\lambda = 0,11(\varepsilon)^{0,25} \quad (5)$$

Подставляем значения и получаем:

– для стального трубопровода:

$$\lambda = 0,11 \cdot 0,005^{0,25} = 0,016469$$

– для ПАТ:

$$\lambda = 0,11 \cdot 0,00003^{0,25} = 0,008593$$

Рассчитаем потери напора на трение по формуле 6:

$$H = \lambda_1 \frac{L \cdot v_i^2}{D_{вн.} \cdot 2g} \quad (6)$$

где  $L$  - длина трубопровода. Примем равной 1 м для сравнения трубопроводов.

Соответственно, получим:

– для стального трубопровода:

$$H = 0,016469 \cdot \frac{1 \cdot 1,5^2}{0,199 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,000949095 \text{ м}$$

– для ПАТ:

$$H = 0,008593 \cdot \frac{1 \cdot 1,5^2}{0,188 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,000524147 \text{ м}$$

Из данного расчета можно сделать вывод о том, что трубы из полимерно-армированного материала по своим свойствам не уступают стальным, а даже превосходят их (потери давления на 1м трубопровода меньше, разница достаточно существенная).

Также ПАТ имеют ряд существенных преимуществ перед стальными трубопроводами. Во-первых, на их поверхности не происходят окислительно-восстановительные процессы, а, следовательно, не протекают коррозионные процессы, что в значительной мере увеличивает срок их службы. Также, выше представленными расчетами подтверждено, что за счет более низкой шероховатости полимеров при транспортировке продукта через ПАТ потери давления в несколько раз ниже, чем у стальных трубопроводов. В-третьих, ПАТ не имеют сварных соединений (соединение труб в цельный трубопровод производится через фланцевые соединения), что обеспечивает более высокую надежность работы трубопровода.

Заключительной особенностью ПАТ является их вес, который на 50-60% ниже стали, что обуславливает низкие единовременные затраты на их изготовление и транспортировку.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что использование ПАТ для транспортировки смеси «вода+гидрат» более целесообразно и экономически эффективно, чем использование традиционных электросварных стальных труб.

### **Библиографический список:**

1. Агапчев, В. И. Проектирование, строительство и эксплуатация трубопроводов из полимерных материалов: учеб. пособие / В. И. Агапчев, Д. А. Виноградов, В. А. Мартяшева. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2002. – 74 с.
2. ГОСТ Р 59834 – 2021 Трубы полимерные армированные и соединительные детали к ним. Общие технические условия. – Введ. 01.03.2022. – Москва: Российский институт стандартизации, 2021. – 36 с.

3. ГОСТ 10704 – 91 Трубы стальные электросварные прямошовные. – Введ. 01.01.1993. – Москва: Стандартинформ, 2007. – 12 с.
4. ГОСТ Р 55990 – 2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – Введ. 01.12.2014. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 94 с.
5. Истомин В.А., Якушев В.С., Квон В.Г., Махонина Н.А., Чувиллин Е.М. Эффект самоконсервации газовых гидратов // Газовая промышленность, спецвыпуск «Газовые гидраты». – 2006. – С. 36-46.
6. Мельников В.П., Нестеров А.Н., Решетников А.М. Механизм разложения газовых гидратов при давлении 0,1 МПа. / Доклады Академии наук, 2003. – Т. 389. – № 6. – С. 803-806.
7. Мельников В.П., Нестеров А.Н., Решетников А.М. Диссоциация газовых гидратов при атмосферном давлении // Газовая промышленность, спецвыпуск «Газовые гидраты», 2006. – С. 55-61.
8. СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ. – Введ. 17.06.2017. – Москва: Стандартинформ, 2017. – 208 с.
9. Скуговорова, Л. П. Материалы для сооружения газонефтепроводов и хранилищ: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / Л. П. Скуговорова. – Москва: Нефть и газ, 1996. – 344 с.