

# МАШИНОСТРОЕНИЕ И МАШИНОВЕДЕНИЕ

DOI: 10.34031/2071-7318-2023-8-7-91-99

*\*Михайлов А.Ю., Петровский Э.А., Павлова П.Л., Стрелков И.А.**Сибирский федеральный университет**\*E-mail: amikhaylov@sfu-kras.ru*

## ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

**Аннотация.** На сегодняшний день, разработка нефтяных месторождений на территории Российской Федерации сосредоточена в криолитонах и областях с залеганием многолетнемерзлых пород. Традиционно считается, что глубина залегания многолетнемерзлых пород не превышает 700 м. Однако геоинформационное исследование Мархинского месторождения, расположенного на северо-западе Якутска, говорит об обратном. Там глубина залегания многолетнемерзлых пород в эксплуатационной скважине составила порядка 1500 м при средней температуре пород минус 3 °С. Таким образом, эксплуатация скважин в криолитонах при растеплении ММП вызывает серьезные осложнения, вплоть до смятия обсадных колонн и НКТ. Технические решения, направленные на повышение эксплуатационной надежности нефтяных скважин в условиях Крайнего Севера определяются использованием специализированного оборудования. В этой статье предлагается подход повышения эксплуатационной надежности скважины в криолитоне путем создания многослойной конструкции защитного кожуха теплоизолированной трубы с ультразвуковым контролем зон растепления ММП. Выполнен расчет коэффициента теплопроводности теплоизоляции защитного кожуха в зависимости от толщины изоляции и срока эксплуатации скважины. Выполнен краткий обзор факторов, оказывающих влияние на коэффициент теплопроводности теплоизоляции защитного кожуха ТЛТ. Выполнена сравнительная оценка радиуса протаивания ММП в околотрубном пространстве скважины.

**Ключевые слова:** Крайний Север, нефтяные скважины, ММП, лифтовые теплоизолированные трубы, теплопроводность, оценка радиуса протаивания.

**Введение.** На сегодняшний день, широкое распространение получили методы термической защиты эксплуатационных и нагнетательных скважин, расположенных в зонах залегания многолетнемерзлых пород, поскольку зоны их растепления в процессе эксплуатации и обратном промерзании при консервации скважин, представляют значительную угрозу целостности технологических систем. Можно выделить следующие, наиболее значимые проблемы [1]:

- образование каверн в процессе эксплуатации скважин;
- смятие обсадных колонн и насосно-компрессорных труб (НКТ) при замерзании воды в межтрубном пространстве; [2]
- смятие кондуктора при промерзании каверн;
- потеря проектного положения устья скважины при просадке пород.

Из литературных источников известно, что в начале 70-х годов при бурении скважин на месторождении Медвежье из-за растепления зон многолетнемерзлых грунтов возникали перекосы фонтанной арматуры и приустьевые обвалы в ходе бурения и эксплуатации нагнетательных скважин. Глубина некоторых приустевых воронок достигала десятков метров, а диаметр составлял порядка 9-11 метров. Потеря устойчивости

скважин в период их эксплуатации возникала неоднократно [3]. В том же году, впервые было предложено заполнить околотрубное пространство скважины низкотемпературным кипящим веществом, а именно пропан-бутановой смесью, чтобы перекрыть зону многолетнемерзлых пород [4].

Первые упоминания об использовании ТЛТ при эксплуатации нагнетательных скважин относятся к 1980 году. На Усинском месторождении испытывались ТЛТ фирмы «General Electric». Наружный диаметр труб составлял 127 мм, а внутренний – 73 мм. Глубина спуска составляла порядка 1250 м, коэффициент теплопроводности ТЛТ – 0,025 Вт/(м·К). Испытания ТЛТ прошли неудачно, теплоизолированная труба была обрвана и смята [5]. В дальнейшем на Усинском месторождении еще несколько раз предпринимались попытки теплоизолировать колонну для снижения воздействия на ММП. Все эти попытки также потерпели неудачу.

Первое успешное испытание теплоизоляции колонны было достигнуто только в 1995 году на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении. Теплоизоляция направления была выполнена из композитного материала толщиной 78 мм, а в качестве наполнителя использовались полимерные микросферы с эпоксидным связую-

щим. Для измерения температуры внутри колонны, после спуска направления были опущены трубки-сателлиты заполненные дизельным топливом. Замер температуры проводился ежедневно на протяжении двух недель. Испытания показали, что использование теплоизоляции из сферопластика позволит замедлить растепление ММП на 1-1,5 месяца [6].

**Литературный и патентный обзор.** Как известно, теплоизолированная лифтовая труба (ТЛТ) представляет собой конструкцию типа «труба в трубе», чье межтрубное пространство заполнено вакуумом. Первая такая конструкция была запатентована в США в 1968 г. и представляла собой защитный кожух, который одевался на колонны непосредственно перед спуском в скважину, но воздух из межтрубного пространства не откачивался. В СССР патент на такую технологию появился значительно позже.

Бузинов и Смирнов в 1977 г. [7] предложили конструкцию ТЛТ, состоящую из стальной трубы с несущим элементом и с одним резьбовым и одним муфтовым соединением на концах. В качестве тепловой изоляции был предложен фенольный пенопласт. Наружное покрытие кожуха выполнено из альфолевого покрытия. Ключевой особенностью конструкции являются компенсаторы, приваренные как к трубе, так и к кожуху. Позже, Смирнов с соавторами, в 1996 г. [8] предложил конструкцию ТЛТ, где диафрагмы были

заменены на четвертьторовые, способные работать гораздо дольше.

Стрюков с соавторами в середине 90-х [9] предложили конструкцию теплоизолированной трубы для Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения. Новаторская идея заключалась в том, чтобы использовать технологию «труба в трубе» с герметизирующим заполнением межтрубного пространства вакуумированным теплоизоляционным материалом и теплоотражающими экранами.

Цхадая и Волков в 2005 [10] рассматривали вариант изготовления кожуха ТЛТ из тиникелита титана, обладающего «памятью формы». При нагреве кожух, выполненный из труб обычного сортамента, удлинялся, в то время как часть, изготовленная из титана – укорачивалась. Межтрубное пространство при этом заполняется слоями фольги и базальтового холста.

**Повышение эксплуатационной надежности скважины.** Для повышения эксплуатационной надежности скважины в данной работе предложена конструкция защитного кожуха ТЛТ.

Как известно, под продолжительным действием циклов замораживания-оттаивания в зонах ММП облицовка защитного кожуха ТЛТ растрескивается, отслаивается, появляются пустоты, выпуклости, а также может просочиться вода. Предложенная композитная теплоизоляционная облицовочная конструкция защитного кожуха ТЛТ представлена на рисунке 1.

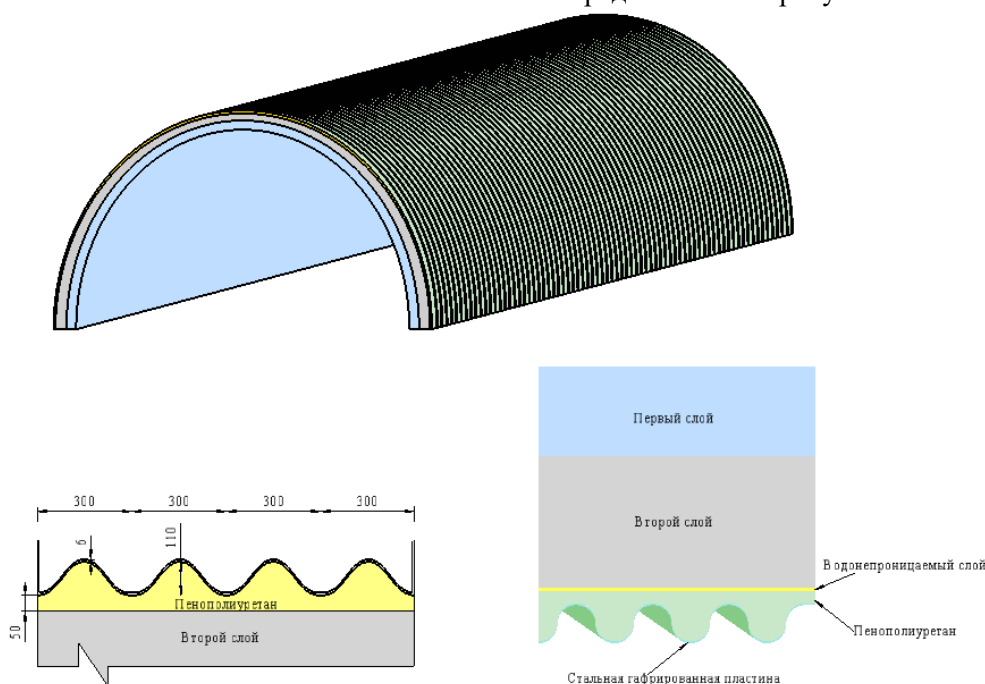


Рис. 1. Структурная схема композитной теплоизоляционной облицовки

Теплоизоляционная облицовка состоит из пенополиуретана, оцинкованной гофрированной стальной пластины и водонепроницаемого слоя. Она была выбрана потому, что гофрированные

стальные пластины обладают высокой внеплоскостной жесткостью и изгибом. Кроме того, она также может защитить полиуретановый мате-

риал от воздействия окружающей среды. Гофрированная стальная пластина изготовлена из стали 17Г1С толщиной 6 мм и шириной желоба 300 мм. Для кольцевых и продольных соединений используются высокопрочные болты М24. Гофрированные стальные пластины обеспечивают усиление конструкции облицовки и не допускают попадания воды на теплоизоляционные материалы. Расчетная средняя теплопроводность теплоизоляции кожуха составляет 0,02 Вт/(м·К).

Жесткий пенополиуретановый материал образует теплоизоляционный слой. Он обладает следующими свойствами: сохранение тепла, огнестойкость, устойчивость к высоким температурам, а также более низкой теплопроводностью и водопоглощением, чем другие материалы. Водонепроницаемый слой состоит из полиуретанового водонепроницаемого покрытия, нанесенного между вторичной облицовкой и слоем теплоизоляции. Можно эффективно предотвратить просачивание воды из окружающих пород, а пенополиуретан можно защитить от повреждения водой. Это также улучшает теплоизоляцию и продлевает срок службы.

**Методика расчета коэффициента теплопроводности теплоизоляции защитного кожуха ТЛТ.** Проблема определения коэффициента теплопроводности теплоизоляции защитного кожуха ТЛТ является актуальной, так как обеспечивает обоснование технологии для добычи флюида без протаивания ММП.

Как известно, коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ, Вт/(м·К), при стендовых испытаниях на натурном образце вычисляются по формуле:

$$\lambda_{\text{ТЛТ}} = \frac{C_0 \cdot (1 - \alpha_n \cdot t_n) \cdot e \cdot D \cdot \ln \frac{D}{d}}{2(t_1 - t_2)}, \quad (1)$$

где  $C_0$  – постоянная измерительной ленты при 0 °С, найденная при ее градуировке, Вт/(м<sup>2</sup>·мВ),  $\alpha_n$  – температурный коэффициент измерения постоянной измерительной ленты, найденный при градуировке, 1/К,  $t_n$  – температура измерительной ленты, которую можно практически прини-

мать равной температуре на поверхности несущей трубы под охранными лентами  $t_2$ , К,  $e$  – истинная э.д.с. измерительной ленты, замеренная с помощью потенциометра, мВ,  $D$  – внутренний диаметр несущей трубы, м,  $d$  – наружный диаметр кожуха, м,  $t_1$  – температура внутри кожуха ТЛТ, К,  $t_2$  – температура в точках на поверхности изоляции под охранными лентами, расположенными на разных расстояниях от торца трубы, К.

В скважине на величину коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ влияют дополнительные факторы, которые необходимо учитывать (например, характеристики цемента, свойства горных пород и др.) при его определении.

Серегина Н.В. запатентовала [11] методику определения коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ в скважине, адаптированную к результатам испытаний теплоизолированных скважин, состоящую в следующем.

1. Проводится расчет радиуса теплового влияния скважины по формуле:

$$r_{\text{вл}} = \sqrt{r_{\text{д}}^2 + \frac{4\lambda_{\text{пор}} \cdot \tau}{C_{\text{м}}}}, \quad (2)$$

где  $r_{\text{д}}$  – радиус долота под направление,  $\lambda_{\text{пор}}$  – коэффициент теплопроводности горных пород в околоствольном пространстве скважины,  $\tau$  – время строительства или работы скважины,  $C_{\text{м}}$  – коэффициент теплоемкости мерзлых пород.

2. Измеряются устьевая температура в скважине и температура мерзлых пород в длительно простаивающих скважинах, которые расположены за радиусом теплового влияния скважины.

3. Рассчитывается среднее значение температуры в термометрических трубках по результатам замеров температурных датчиков на различных глубинах в зоне расположения ТЛТ. Температурные датчики на кабеле спускают в закрепленные на направлении термометрические трубки.

4. Рассчитывается коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ в скважине по формуле:

$$\lambda_{\text{из}} = \frac{\left(1 - \frac{t_1 - t_{\text{ТТ}}}{t_1 - t_2}\right) \cdot \ln \frac{D_{\text{ТЛТ}}}{d_{\text{ТЛТ}}}}{\frac{t_1 - t_{\text{ТТ}}}{t_1 - t_2} \cdot \frac{1}{\lambda_{\text{пор}}} \cdot \ln \frac{2r_{\text{вл}}}{d_{\text{д}}} - \left(\sum_{i=1}^{m-1} \left(\frac{1}{\lambda_{(i)-(i+1)}} \cdot \ln \frac{D_{i+1}}{d_i}\right) + \frac{1}{\lambda_{(m)-(d)}} \cdot \ln \frac{d_{\text{д}}}{d_m}\right) \cdot \left(1 - \frac{t_1 - t_{\text{ТТ}}}{t_1 - t_2}\right)}, \quad (3)$$

где  $t_1$  – температура на устье скважины, °С,  $t_{\text{ТТ}}$  – средняя температура в термометрических трубках, °С,  $t_2$  – естественная температура мерзлых пород за пределами радиуса теплового влияния исследуемой скважины, °С,  $D_{\text{ТЛТ}}$  – внутренний диаметр несущей трубы ТЛТ, м,  $d_{\text{ТЛТ}}$  – наружный диаметр кожуха ТЛТ, м,  $d_{\text{д}}$  – диаметр долота под направление, м,  $m$  – количество колонн

разного диаметра в скважине,  $\lambda_{(i)-(i+1)}$  – коэффициент теплопроводности среды, находящейся между  $i$ -ой и  $(i+1)$ -ой колоннами, Вт/(м·К),  $D_{i+1}$  – внутренний диаметр труб, входящих в состав колонн скважины, м,  $d_i$  – наружный диаметр труб, входящих в состав колонн скважины, м,  $\lambda_{(m)-(d)}$  – коэффициент теплопроводности среды, находящейся между  $(m)$ -ой колонной и долотом, Вт/(м·К),  $d_m$  – наружный диаметр

трубы, входящий в состав (м)-ой колонны скважины, м.

Выполним расчет по описанной выше методике для кожуха ТЛТ производства ТМК и предложенного авторами.

В качестве объекта рассмотрим типовую скважину при разбуривании долотом диаметром 490 мм. Время эксплуатации скважины примем 30 лет. Наружный диаметр ТЛТ согласно данным завода-изготовителя составляет 150 мм. Внутренний диаметр трубы ТЛТ производства ТМК составляет 114 мм, при толщине изоляционного слоя 18 мм. Толщина изоляционного слоя кожуха, предложенного авторами составляет 50 мм.

Число колонн – четыре (направление, кондуктор, промежуточная и эксплуатационные колонны), их наружные диаметры соответственно – 168 мм и 258 мм, внутренние – 219 мм. Коэффициент теплопроводности среды, находящейся между направлением и кондуктором примем равным 2,310 Вт/(м·К), а между остальными колоннами – 1,155 Вт/(м·К). Температуру на устье скважины будем считать равной стандартной.

Результаты расчета коэффициента при разной глубине установки ТЛТ в скважине приведены в таблице 1.

Таблица 1

### Результаты расчета коэффициента теплопроводности кожуха ТЛТ по методике Сереевой

Тип кожуха	Глубина установки ТЛТ в скважине, м	$C_m$ , ккал/(м <sup>3</sup> ·°С)	$\lambda_{нор}$ , ккал/(м·ч·°С)	$t_2$ , °С	$t_{ТТ}$ , °С	$r_{вн}$ , м	$\lambda_{из}$ , Вт/(м·К)
ТМК	10	554	0,85	-1,60	+2,2	40,2	0,025
	15	554	0,85	-1,75	+1,3	40,2	0,022
	20	554	0,85	-1,95	+0,9	40,2	0,023
	25	553	1,05	-2,25	+4,1	44,7	0,026
Авторский	10	552	0,80	-1,60	+1,8	39,0	0,018
	15	552	0,80	-1,75	+1,6	39,0	0,017
	20	552	0,80	-1,95	+2,1	39,0	0,019
	25	551	0,95	-2,25	+4,1	42,6	0,021

Среднее значение коэффициента теплопроводности кожуха труб ТЛТ от ТМК составляет 0,024 Вт/(м·К), а среднее значение для авторского кожуха – 0,018 Вт/(м·К). Если сравнить полученные результаты по описанной методике, и результаты стендовых испытаний, то они будут одинаковыми. На основании этих данных делается заключение о замене трубы или дальнейшей эксплуатации.

**Краткий обзор факторов, влияющих на коэффициент теплопроводности теплоизоля-**

**ции.** Зависимость теплопроводности теплоизоляции от температуры была исследована в большом количестве теоретических и практических исследований. Зачастую коэффициент теплопроводности увеличивается с ростом температуры. Эта зависимость напрямую связана с типом теплоизоляционного материала. В таблице 2 представлен обзор теплоизоляционных материалов защитного кожуха ТЛТ, а также математически выражена взаимосвязь «коэффициент теплопроводности-температура».

Таблица 2

### Теплоизоляционные материалы защитных кожухов ТЛТ

Тип материала	Материал	Линейная функция	Средняя температура, °С	Источник
Неорганические материалы	Каменная вата	$1,915e-4T+0,0336$	4–43	[12]
	Стекловолокно	$3,01e-4T+0,0281$	14–39	[13]
Органические материалы	Пенополистирол	$1,476e-4T+0,0356$	0–50	[14]
	Экструдированный полистирол	$1,045e-4T+0,0276$	10–43	[15]
	Этиленвинилацетат	$8,46e-5T+0,03746$	-10–50	[16]
	Полиэтилен	$3,19e-4T+0,04589$	-10–50	[17]
	Полиизоцианурат	$2e-4T-0,0273$	7–27	[18]
	Пенополиуретан	$1,71e-4T+0,027$	0–100	[19]
Комбинированные материалы	Каучук	$4e-4T+0,1246$	-10–40	[20]
	Древесная вата	$3,06e-4T+0,0607$	4–43	[21]
Новые материалы	Вакуумные изоляционные панели	$4e-5T+0,0049$	-15–63	[22]
	Аэрогелевое покрытие	$5e-5T+0,0166$	-10–50	[23]

Факторы, влияющие на коэффициент теплопроводности теплоизоляции:

- Содержание влаги: поскольку теплопроводность воды значительно выше, чем у воздуха, поглощение воды всегда связано с увеличением теплопроводности. Согласно ГОСТ 17177-94 «Материалы и изделия строительные теплоизоляционные» содержание влаги в органических и неорганических изоляционных материалах по массе рассчитывается по следующему уравнению:

$$W = \frac{m_4 - m_5}{m_5} \cdot 100\%, \quad (4)$$

где  $m_4$  – масса образца до сушки, г,  $m_5$  – масса образца после сушки, г.

Результат вычисления округляют до 0,1 %.

- Плотность: известно, что увеличение плотности пеноматериалов приводит к уменьшению содержания воздуха и размера воздушных включений. При увеличении плотности содержание твердых частиц в системе будет выше, следовательно, теплопроводность твердых частиц станет доминирующей. Эти три явления (размер пузырька, сложность каркаса, количество твердого содержимого) приводят к эффективной теплопроводности, которая может достигать минимального значения.

- Толщина: общепринято считать, что чем толще изоляция, тем ниже теплопередача через нее. Однако теплопроводность не зависит от толщины изоляции, которая вместо этого влияет на ее тепловое сопротивление.

- Старение: механические свойства и тепловые характеристики изоляционных материалов

значительно меняются с течением времени. Одним из наиболее существенных факторов, влияющих на теплопроводность при старении, является диффузия высокоизолирующих пенообразователей и поступление воздуха из окружающей среды, который может впитывать влагу.

В целом, оценка влияния старения через температуру, влажность, плотность на зависимость теплопроводности очень полезна для разработки гиротермических моделей, чтобы оценить, как изоляционные материалы работают в течение жизненного цикла в реальных условиях окружающей среды.

**Методика оценки радиуса протаивания ММП в околоствольном пространстве скважины.** Оценку радиуса протаивания ММП в околоствольном пространстве скважины выполним по методике Карслоу [24]. Уравнение теплопроводности для мерзлой зоны будем иметь вид:

$$\frac{dT_m}{d\tau} = \mathcal{E} \cdot \left( \frac{d^2T}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dT_m}{dr} \right), \quad (4)$$

где  $T_m(r, 0) = T_0$  – начальная температура мерзлых пород, °C,  $T_m(R_{np}, \tau) = 0$  – температура на границе фазовых переходов в момент времени  $\tau$ , °C,  $\tau$  – время работы скважины, ч,  $\mathcal{E} = \lambda_m / C_n$  – коэффициент температуропроводности ММП, м<sup>3</sup>/час,  $\lambda_m$  – теплопроводность ММП, ккал/(м·ч·°C),  $C_n$  – объемная теплоемкость пород, ккал/(м<sup>3</sup>·°C),  $r$  – подвижная граница фазовых переходов, м.

Зависимости радиуса протаивания от коэффициента теплопроводности (табл. 1) при различной льдистости ММП и сроке эксплуатации скважины в 30 лет можно записать в следующем виде:

$$R_{np\ 15\%} = 3231,4\lambda_{uz}^3 - 1486,2\lambda_{uz}^2 - 311,8\lambda_{uz} - 2,1227,$$

$$R_{np\ 25\%} = 2836,2\lambda_{uz}^3 - 1257,4\lambda_{uz}^2 - 275,9\lambda_{uz} - 1,3256,$$

$$R_{np\ 35\%} = 2634,9\lambda_{uz}^3 - 1136,1\lambda_{uz}^2 - 254,2\lambda_{uz} - 1,1478.$$

Результаты расчета радиуса протаивания при тех же исходных данных и при изменении коэффициента теплопроводности от 0,017 до 0,021 Вт/(м·К) составят: 2÷10 м при 15 % льдистости ММП, 1,8÷8,1 м при 25 % льдистости, 1,5÷6,4 м при 35 % льдистости. Использование теплоизолированных труб с защитным кожухом из низко-теплопроводной изоляции позволит значительно снизить скорость растепления ММП при эксплуатации скважин.

**Выводы.** Предложенная композитная теплоизоляционная облицовка обеспечивает хороший теплоизоляционный эффект. По сравнению

с существующими технологиями защиты от замерзания новая композитная теплоизоляционная облицовка обладает достаточной изоляционной способностью, высокой эффективностью производства и хорошими экономическими преимуществами.

**Источник финансирования.** Исследования выполнены по государственному заданию по проекту «Разработка комплекса научно-технических решений в области создания биотоплив и оптимальных биотопливных композиций, обеспечивающих возможность трансформации потребляемых видов энергоносителей в соответствии с тенденциями энергоэффективности,

снижения углеродного следа продукции и использования видов топлива альтернативных ископаемому» (Контракт FSRZ-2021-0012) в научной лаборатории биотопливных композиций Сибирского федерального университета, созданной в рамках деятельности Научно-образовательного центра «Енисейская Сибирь».

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Muller S.W. Permafrost or Permanently Frozen Ground and Related Engineering Problems. Ann Arbor, Edwards Bros. Michigan, 1947. 231 p.
2. Lu C.F., Cai C.X. Challenges and countermeasures for construction safety during the Sichuan-Tibet railway project // Engineering. 2019. Vol. 5(5). Pp. 833–838. DOI:10.1016/j.eng.2019.06.007.
3. Liu B, Sun Y.D., Wang B., Han Y.H., Zhang R.H., Wang J.X. Effect of water content on mechanical and electrical characteristics of the water-rich sandstone during freezing // Environ Earth Sci. 2020. Vol. 79(10). Pp. 236–248. DOI:10.1007/s12665-020-08991-8.
4. Jia H.L., Zi F., Yang G.S., Li G.Y., Shen Y.J, Sun Q., Yang P.Y. Influence of pore water (ice) content on the strength and deformability of frozen argillaceous siltstone // Rock Mech Rock Eng. 2020. Vol. 53(2). Pp. 967–974. DOI:10.1007/s00603-019-01943-0.
5. Tian H.H., Wei C.F., Wei H.Z., Zhou J.Z. Freezing and thawing characteristics of frozen soils: bound water content and hysteresis phenomenon // Cold Reg Sci Technol. 2014. Vol. 103. Pp. 74–81. DOI:10.1016/j.coldregions.2014.03.007.
6. Mcconnell M.F., Cabeen R.P., Hedstrom W.W. Steam Stimulation of Oil-Bearing Formations. US Patent 3 380530, 1968.
7. Бузинов С.Н. Смирнов В.С., Стрюков А.Я. Технология изготовления лифтовых теплоизолированных труб (ЛТТ). Бурение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера // Сб. науч. тр., Москва : ВНИИГАЗ, 1977. С. 176–184.
8. Пат. 2065919, Российская Федерация, МПК E21B17/00, 36/00. Лифтовая теплоизолированная труба / В.С. Смирнов, В.В. Макеев, В.В. Игнатенко, В.А. Доценко, М.Ф. Прасолов; заявитель и патентообладатель Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий. № 93048569/03; заявл. 19.10.1993; опубл. 27.08.1196, 5 с.
9. Стрюков А.Я., Глебовский А.М., Колушев Н.Р. Тепловая защита многолетнемерзлых пород (ММП) на Бованенковском месторождении в скважинах, пробуренных по типовой конструкции. Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера // Сб. науч. тр., Москва : ВНИИГАЗ, 1995, С. 125–129.
10. Пат. 2245983, Российская Федерация, МПК E21B 17/00. Лифтовая теплоизолированная труба / Н.Д. Цхадая, В.Н. Волков, А.А. Пранович, Л.Г. Груцкий, И.Н. Андронов, А.Р. Александров, В.С. Рочев, В.А. Кузнецов, В.А. Нарбеков, В.А. Жевнеренко, А.В. Федосеев, В.Я. Николаев; заявитель и патентообладатель Ухтинский государственный технический университет. № 2001106733/03; заявл. 11.03.2001; опубл. 10.02.2005, Бюл. №4. 8 с.
11. Пат. 2410523, Российская Федерация, МПК E21B 17/00. Теплоизолированная колонна / В.С. Смирнов, Р.Г. Темиргалеев, А.В. Георгиевич, Н.В. Серегина; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Газпром» (ОАО «Газпром»). № 2008126687; заявл. 30.06.2008; опубл. 27.01.2011.
12. Abdou A., Budaiwi I. The variation of thermal conductivity of fibrous insulation materials under different levels of moisture content // Construct. Build. Mater. 2013/ Vol. 43. Pp. 533–544. DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2013.02.058.
13. Abdou A., Budaiwi I. The impact of thermal conductivity change of moist fibrous insulation on energy performance of buildings under hot-humid conditions // Energy Build. 2013. Vol. 60. Pp. 388–399. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.01.035>.
14. Zhang T., Luo Y., Lin. C.-H., Wei Z., Wang S. Measuring moisture content in porous insulation materials based on transient temperatures over a period of 100 seconds // Sci. Technol. Built Environ. 2018. Vol. 24(6). Pp. 571–579. <https://doi.org/10.1080/23744731.2017.1408391>.
15. Korjenic A., Petr'ánek V., Zach J., Hroudov'a J. Development and performance evaluation of natural thermal-insulation materials composed of renewable resources // Energy Build. 2011. Vol. 43(9). Pp. 2518–2523. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.06.012>.
16. Sonderegger W., Niemz P. Thermal and moisture flux in soft fibreboards // Eur. J. Wood Wood Prod. 2012. Vol. 70(1–3). Pp. 25–35. DOI:10.1007/s00107-010-0498-7.
17. Zach Z., Hroudov'a J., Brožovský J., Krejza Z., Gailius A. Development of thermal insulating materials on natural base for thermal insulation systems // Procedia Eng. 2013. Vol. 57. Pp. 1288–1294. DOI: 10.1016/j.proeng.2013.04.162.
18. Sahu D.K., Sen P.K, Sahu G., Sharma R., Bohidar S. A review on thermal insulation and its optimum thickness to reduce heat loss // Int. J. Innov. Res. Sci. Technol. 2015. Vol. 2(6). Pp. 2349–6010. DOI:10.1016/j.rser.2011.08.006.

19. Asdrubali F., D'Alessandro F., Schiavoni S. A review of unconventional sustainable building insulation materials // *Sustain. Mater. Technol.* 2015. Vol. 4. Pp. 1–17. DOI:10.1016/j.susmat.2015.05.002

20. Mahlia T., Taufiq B., Masjuki H. Correlation between thermal conductivity and the thickness of selected insulation materials for building wall // *Energy Build.* 2007. Vol. 39(2). Pp. 182–187. DOI:10.1016/j.enbuild.2006.06.002

21. Yuan J. Impact of insulation type and thickness on the dynamic thermal characteristics of an external wall structure // *Sustainability.* 2018. Vol. 10(8). Pp. 28–35. DOI:10.3390/su10082835

22. Zhang T., Yang H. Optimal thickness determination of insulating air layers in building envelopes // *Energy Procedia.* 2018. Vol. 152. Pp. 444–449. DOI:10.1016/j.egypro.2018.09.251

23. Sisman N., Kahya E., Aras N., Aras H. Determination of optimum insulation thicknesses of the external walls and roof (ceiling) for Turkey's different degreeday regions // *Energy Pol.* 2007. Vol. 35(10). Pp. 5151–5155. DOI:10.1016/j.enpol.2007.04.037

24. Карслоу Г., Егер Д. Теплопроводность твердых тел. М.: Наука, 1964. 488 с.

#### Информация об авторах

**Михайлов Артем Юрьевич**, аспирант кафедры Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса. E-mail: timmon16@mail.ru. Институт Нефти и Газа Сибирского Федерального университета. Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 76 ж.

**Петровский Эдуард Аркадьевич**, доктор технических наук, профессор кафедры Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса. E-mail: petrovsky\_quality@mail.ru. Институт Нефти и Газа Сибирского Федерального университета. Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 76 ж.

**Павлова Прасковья Леонидовна**, ассистент кафедры Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса. E-mail: pravlova@sfu-kras.ru. Институт Нефти и Газа Сибирского Федерального университета. Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 76 ж.

**Стрелков Иван Андреевич**, магистрант кафедры Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса. E-mail: patric1225mail@mail.ru. Институт Нефти и Газа Сибирского Федерального университета. Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 76 ж.

---

Поступила 23.05.2023 г.

© Михайлов А.Ю., Петровский Э.А., Павлова П.Л., Стрелков И.А., 2023

**\*Mikhailov A.Yu., Petrovsky E.A., Pavlova P.L., Strelkov I.A.**

*Siberian Federal University*

*\*E-mail: amikhaylov@sfu-kras.ru*

## IMPROVING THE OPERATIONAL RELIABILITY OF OIL WELLS IN THE FAR NORTH

---

**Abstract.** *To date, the development of oil fields on the territory of the Russian Federation is concentrated in cryolithozones and areas with permafrost deposits. Traditionally, it is believed that the depth of permafrost does not exceed 700 m. However, the geoinformation study of the Markhinsky deposit, located in the north-west of Yakutsk, suggests the opposite. There, the depth of permafrost in the production well was about 1500 m at an average rock temperature of minus 3 C. Thus, the operation of wells in cryolithozones during the thawing of MMP causes serious complications, up to the crumpling of casing strings and tubing. Technical solutions aimed at improving the operational reliability of oil wells in the conditions of the Far North are determined by the use of specialized equipment. The choice of the type of equipment for the specified operating conditions is due to the calculation of the thermal and mechanical interaction of the well with the MMP, as well as parametric control of the most dangerous zones. This article suggests an approach to improve the operational reliability of a well in a cryolithozones e by creating a multilayer structure of a protective casing of a thermally insulated pipe with ultrasonic monitoring of the warming zones of the MMP. The thermal conductivity coefficient of the thermal insulation of the protective casing is calculated depending on the insulation thickness and the life of the well. A comparative assessment of the radius of thawing of the MMP in the borehole space of the well was performed.*

**Keywords:** *Far North, oil wells, MMP, thermal conductivity, estimation of the thawing radius.*

---

## REFERENCES

1. Muller S.W. Permafrost or Permanently Frozen Ground and Related Engineering Problems. Ann Arbor, Edwards Bros. Michigan, 1947. 231 p.
2. Lu C.F., Cai C.X. Challenges and countermeasures for construction safety during the Sichuan-Tibet railway project. *Engineering*. 2019. Vol. 5(5). Pp. 833–838. DOI:10.1016/j.eng.2019.06.007.
3. Liu B., Sun Y.D., Wang B., Han Y.H., Zhang R.H., Wang J.X.. Effect of water content on mechanical and electrical characteristics of the water-rich sandstone during freezing. *Environ Earth Sci*. 2020. Vol. 79(10). Pp. 236–248. DOI:10.1007/s12665-020-08991-8.
4. Jia H.L., Zi F., Yang G.S., Li G.Y., Shen Y.J., Sun Q., Yang P.Y. Influence of pore water (ice) content on the strength and deformability of frozen argillaceous siltstone. *Rock Mech Rock Eng*. 2020. Vol. 53(2). Pp. 967–974. DOI:10.1007/s00603-019-01943-0.
5. Tian H.H., Wei C.F., Wei H.Z., Zhou J.Z. Freezing and thawing characteristics of frozen soils: bound water content and hysteresis phenomenon. *Cold Reg Sci Technol*. 2014. Vol. 103. Pp. 74–81. DOI:10.1016/j.coldregions.2014.03.007.
6. McConnell M.F., Cabeen R.P., Hedstrom W.W. Steam Stimulation of Oil-Bearing Formations. US Patent 3 380530, 1968.
7. Buzinov S.N., Smirnov V.S., Stryukov A.Ya. Manufacturing technology of lift heat-insulated pipes (LTT). Drilling and operation of gas wells in the Far North [Tekhnologiya izgotovleniya liftovykh teploizolirovannykh trub (LTT). Burenie i ekspluatatsiya gazovykh skvazhin v rajonah Krajnego Severa]. Sb. nauch. tr., Moskva : VNIIGAZ, 1977, Pp. 176-184. (rus)
8. Smirnov V.S., Makeev V.V., Ignatenko V.V., Docenko V.A., Prasolov M.F. Liftovaya teploizolirovannaya truba. Patent RF, no. 2065919, 1996. (rus)
9. Stryukov A.Ya., Glebovskij A.M., Kolushev N.R. Thermal protection of permafrost rocks (MMP) at the Bovanenkovskoye field in wells drilled according to a standard design. Actual problems of development of gas fields of the Far North [Teplovaya zashchita mnogoletnemerzlykh porod (MMP) na Bovanenkovskom mestorozhdenii v skvazhinah, proburennykh po tipovoj konstrukcii. Aktual'nye problemy osvoeniya gazovykh mestorozhdenij Krajnego Severa]. Sb. nauch. tr., Moskva : VNIIGAZ, 1995, Pp. 125–129. (rus)
10. Ckhadaya N.D., Volkov V.N., Pranovich A.A., Gruckij L.G., Andronov I.N., Aleksandrov A.R., Rochev V.S., Kuznecov V.A., Narbekov V.A., Zhevnerenko V.A., Fedoseev A.V., Nikolaev V.YA. Liftovaya teploizolirovannaya truba. Patent RF, no. 2245983, 2005. (rus)
11. Smirnov V.S., Temirgaleev R.G., Georgievich A.V., Seregina N.V. Teploizolirovannaya kolonna. Patent RF, no. 2410523, 2011. (rus)
12. Abdou A., Budaiwi I. The variation of thermal conductivity of fibrous insulation materials under different levels of moisture content. *Construct. Build. Mater*. 2013. Vol. 43. Pp. 533-544. DOI:10.1016/j.conbuildmat.2013.02.058.
13. Abdou A., Budaiwi I. The impact of thermal conductivity change of moist fibrous insulation on energy performance of buildings under hot-humid conditions. *Energy Build*. 2013. Vol. 60. Pp. 388–399. DOI:10.1016/j.enbuild.2013.01.035.
14. Zhang T., Luo Y., Lin. C.-H., Wei Z., Wang S. Measuring moisture content in porous insulation materials based on transient temperatures over a period of 100 seconds. *Sci. Technol. Built Environ*. 2018. Vol. 24(6). Pp. 571-579. DOI:10.1080/23744731.2017.1408391.
15. Korjenic A., Petr'aneek V., Zach J., Hroudov'a J. Development and performance evaluation of natural thermal-insulation materials composed of renewable resources. *Energy Build*. 2011. Vol. 43(9). Pp. 2518–2523. DOI:10.1016/j.enbuild.2011.06.012.
16. Sonderegger W., Niemz P. Thermal and moisture flux in soft fibreboards // *Eur. J. Wood Wood Prod*. 2012. Vol. 70(1–3). Pp. 25–35. DOI:10.1007/s00107-010-0498-7.
17. Zach Z., Hroudov'a J., Brožovský J., Krejza Z., Gailius A. Development of thermal insulating materials on natural base for thermal insulation systems. *Procedia Eng*. 2013. Vol. 57. Pp. 1288–1294. DOI:10.1016/j.proeng.2013.04.162.
18. Sahu D.K., Sen P.K., Sahu G., Sharma R., Bohidar S. A review on thermal insulation and its optimum thickness to reduce heat loss. *Int. J. Innov. Res. Sci. Technol*. 2015. Vol. 2(6). Pp. 2349–6010. DOI:10.1016/j.rser.2011.08.006.
19. Asdrubali F., D'Alessandro F., Schiavoni S. A review of unconventional sustainable building insulation materials. *Sustain. Mater. Technol*. 2015. Vol. 4. Pp. 1–17. DOI:10.1016/j.susmat.2015.05.002
20. Mahlia T., Taufiq B., Masjuki H. Correlation between thermal conductivity and the thickness of selected insulation materials for building wall. *Energy Build*. 2007. Vol. 39(2). Pp. 182–187. DOI:10.1016/j.enbuild.2006.06.002
21. Yuan J. Impact of insulation type and thickness on the dynamic thermal characteristics of an external wall structure. *Sustainability*. 2018. Vol. 10(8). Pp. 28–35. DOI:10.3390/su10082835



22. Zhang T., Yang H. Optimal thickness determination of insulating air layers in building envelopes. *Energy Procedia*. 2018. Vol. 152. Pp. 444–449. DOI:10.1016/j.egypro.2018.09.251

23. Sisman N., Kahya E., Aras N., Aras H. Determination of optimum insulation thicknesses of the

external walls and roof (ceiling) for Turkey's different degreeday regions. *Energy Pol.* 2007. Vol. 35(10). Pp. 5151–5155. DOI:10.1016/j.enpol.2007.04.037

24. Karslou G., Eger D. Thermal conductivity of solids [Теплопроводность твердых тел]. Москва : Наука, 1964. 488 p. (rus)

#### *Information about the authors*

**Mikhailov, Artem Yu.** Postgraduate student of the Department of Technological Machines and Equipment of the Oil and Gas complex. E-mail: timmon16@mail.ru. Institute of Oil and Gas of the Siberian Federal University. Russia, 660041, Krasnoyarsk Ave, Free 76 w.

**Petrovskiy, Eduard A.** Doctor of Technical Sciences, Professor of the Department of Technological Machines and Equipment of the Oil and Gas Complex. E-mail: petrovsky\_quality@mail.ru. Institute of Oil and Gas of the Siberian Federal University. Russia, 660041, Krasnoyarsk Ave, Free 76 w.

**Pavlova, Praskovya L.** Assistant Professor of the Department of Technological Machines and Equipment of the Oil and Gas Complex. E-mail: ppavlova@sfu-kras.ru. Institute of Oil and Gas of the Siberian Federal University. Russia, 660041, Krasnoyarsk Ave, Free 76 w.

**Strelkov, Ivan A.** Master's student of the Department of Technological Machines and Equipment of the Oil and Gas complex. E-mail: patric1225mail@mail.ru. Institute of Oil and Gas of the Siberian Federal University. Russia, 660041, Krasnoyarsk Ave, Free 76 w.

---

*Received 23.05.2023*

#### **Для цитирования:**

Михайлов А.Ю., Петровский Э.А., Павлова П.Л., Стрелков И.А. Повышение эксплуатационной надежности нефтяных скважин в условиях Крайнего Севера // Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова. 2023. № 7. С. 91–99. DOI: 10.34031/2071-7318-2023-8-7-91-99

#### **For citation:**

Mikhailov A.Yu., Petrovsky E.A., Pavlova P.L., Strelkov I.A. Improving the operational reliability of oil wells in the Far North. *Bulletin of BSTU named after V.G. Shukhov*. 2023. No. 7. Pp. 91–99. DOI: 10.34031/2071-7318-2023-8-7-91-99