

ПОИСК КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ КРЕПИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

© Коллектив авторов,
2024



**А.А. Сорокин*, Э.В. Николайчук, А.А. Сюткин, В.В. Гордиенко, И.С. Бухалов,
Н.С. Коняшкин**

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Добыча газа на месторождениях северного региона сталкивается с рядом сложностей, связанных с климатическими и геокриологическими ограничениями при бурении, строительстве и последующей эксплуатации скважин. Одним из наиболее выраженных факторов, осложняющих эксплуатацию, является процесс растепления многолетнемерзлых грунтов в результате теплового воздействия от добываемого флюида по стволу лифтовых труб через обсадные колонны скважины. Данный процесс происходит на глубине до нескольких сотен метров. При повышении температуры породы в пределах скважины льдистые грунты теряют свои прочностные свойства, что может приводить к снижению прочности крепи скважины и деформации обсадных колонн. Следствием негативного процесса растепления многолетнемерзлых грунтов является образование приустьевых термокарстовых просадок, возникновение непроектных сверхнормативных нагрузок на крепь скважин от смещающихся оттаивающих грунтов и возможные аварийные ситуации, связанные с разгерметизацией устьевого оборудования и лифтовых труб с выходом углеводородных фракций в атмосферу. В процессе строительства газовых скважин на территориях распространения льдистых грунтов используются специальные технологии термостабилизации, обеспечивающие необходимую термическую защиту и вместе с этим накладывающие дополнительные затраты на совокупную стоимость строительства скважин.

Цель. Поиск, испытание и внедрение комплекса технических решений и теплоизолирующих материалов, обеспечивающих термостабилизацию скважин в условиях многолетнемерзлых грунтов и обладающих максимальными технико-экономическими показателями, что позволит повысить техническую защищенность скважин и снизить совокупные затраты на их строительство.

Материалы и методы. В Группе компаний «Газпром нефть» проведена исследовательская работа по подбору технологически эффективных и технически реализуемых способов обеспечения сохранения многолетнемерзлых грунтов и предотвращения нарушения целостности конструкций добывающих скважин в криолитозоне при рациональных затратах на реализацию технологий.

В статье представлены результаты моделирования процессов растепления многолетнемерзлых грунтов с учетом применения рассматриваемых теплоизолирующих материалов и конструкций обсадки скважин, лабораторные испытания различных теплоизолирующих материалов, а также возможности оптимизации существующих технологий с использованием альтернативных теплоизолирующих решений, ранее не рассматриваемых в периметре вертикально интегрированных нефтяных компаний.

Результаты. На основании лабораторных испытаний получено подтверждение наличия более эффективных теплоизолирующих материалов (относительно базовых решений), которые возможно использовать для обеспечения термостабилизации многолетнемерзлых грунтов при строительстве скважин и позволяющих повысить технико-экономические показатели строительства скважин.

Заключение. На основании представленных данных рекомендуется проведение стендовых и опытно-промышленных испытаний новых термоизолирующих материалов в составе теплоизолированной обсадной трубы и использование термоцемента с микросферами при строительстве скважин.

Ключевые слова: термостабилизация, многолетнемерзлые грунты, теплоизоляция, растепление грунтов, теплоизолированные трубы, термоцементы, скважина, эффективность, технологии

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Сорокин А.А., Николайчук Э.В., Сюткин А.А., Гордиенко В.В., Бухалов И.С., Коняшкин Н.С. Поиск комплекса технических решений для обеспечения надежности крепи газовых скважин в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):135–146. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-135-146>

Статья поступила в редакцию 12.04.2024

Принята к публикации 25.05.2024

Опубликована 30.09.2024

SEARCHING FOR A COMPLEX OF TECHNICAL SOLUTIONS TO ENSURING THE RELIABILITY OF SUPPORT FOR GAS WELLS IN CONDITIONS OF THE DISTRIBUTION OF PERMAFROST SOILS

Alexander A. Sorokin*, Edward V. Nikolaychuk, Anton A. Syutkin, Viktor V. Gordienko, Ilya S. Bukhalov, Nikita S. Konyashkin

Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Gas production from fields in the northern region faces with some of challenges related with climatic and geocryological restrictions during of drilling, building and operating of wells. One of the most crucial factors complicating process of gas manning is the process of thawing of permafrost soils, it is possible in the result of thermal impact from fluid produced from the bottom of well to wellhead through the well casing. This process occurs at the depths of up to several hundred meters. As the temperature of the rock around of the well casing, the icy soils lose their strength properties and this may lead to a reduction in the strength of the wellbore support and casing deformation. In the result of permafrost thawing is formation of wellhead subsidence, appearing of non-project excessive loads on well supports. Movement of soils can lead to accidents caused by wellhead equipment and lift pipes depressurisation with outflow of hydrocarbon fractions from the wellhead releases of hydrocarbon fractions into the atmosphere. During construction of gas wells in areas of ice spreading, special thermal stabilization technologies are used to provide the required thermal protection while at the same time imposing additional costs on the total well construction cost.

Goal. The purpose of this work is to search, test and implement a set of technical solutions and heat-insulating materials that provide thermal stabilization of wells in permafrost conditions and have maximum technical and economic indicators, which will increase the technical security of wells and reduce the total costs of their construction.

Materials and methods. The Gazprom нефть company group has carried out research to select technologically effective and technically feasible ways of conserving permafrost soils and preventing damage to the integrity of gas well structures, provided the technology implementation costs are reasonable.

In the paper presents the results of modeling of thawing permafrost soils with regard to the application of the considered thermal insulating materials and well casing designs laboratory tests of various thermal insulating materials as well as the possibilities for optimization of the existing technologies by using alternative thermal insulating solutions which have not been considered before in perimeter of vertically integrated oil companies.

Results. Based on laboratory tests, confirmation of the presence of more effective heat-insulating materials (relative to basic solutions) was obtained, which can be used to ensure thermal stabilization of permafrost soils during well construction and allow increasing the technical and economic indicators of well construction.

Conclusion. Based on the presented data, it is recommended to carry out bench and pilot tests of new thermal insulating materials as part of a thermally insulated casing pipe and the use of thermal cement with microspheres during well construction.

Keywords: thermal stabilization, permafrost soils, thermal insulation, soil thawing, thermally insulated pipes, thermal cements, well, efficiency, technology

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Sorokin A.A., Nikolaychuk E.V., Syutkin A.A., Gordienko V.V., Bukhalov I.S., Konyashkin N.S. Searching for a complex of technical solutions to ensuring the reliability of support for gas wells in conditions of the distribution of permafrost soils. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):135–146. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-135-146>

Manuscript received 12.04.2024

Accepted 25.05.2024

Published 30.09.2024

При освоении новых месторождений Ямальной группы существует ряд задач, связанных с безопасной эксплуатацией газовых скважин. Одним из наиболее актуальных вызовов является обеспечение устойчивости устьевых зон газовых скважин в условиях распространения дисперсных, льдистых мерзлых грунтов. Оттаивание грунтов происходит в результате теплового воздействия, возникающего при эксплуатации добывающих скважин на месторождениях Крайнего Севера. В данном случае происходит вытаивание льда, содержащегося в мерзлом грунте, проседание грунта и формирование приустьевой воронки вблизи земной поверхности, что может привести к нарушению устойчивости колонны скважины при её

возможных горизонтальных перемещениях (рис. 1) [1].

При некоторых термодинамических условиях в прискважинной зоне значения напряжений на растяжение и сжатие могут оказаться сопоставимыми с прочностью тела обсадных труб или их соединительных элементов, что, в свою очередь, приведет к разрушению колонн и разгерметизации крепи [2].

В связи с обозначенными рисками при планировании строительства добывающих скважин на месторождениях Ямальной группы особое внимание уделяется вопросу предупреждения процессов растепления многолетне-мерзлых грунтов. Территория месторождений характеризуется исключительно сложными мерзлотно-геологическими условиями,

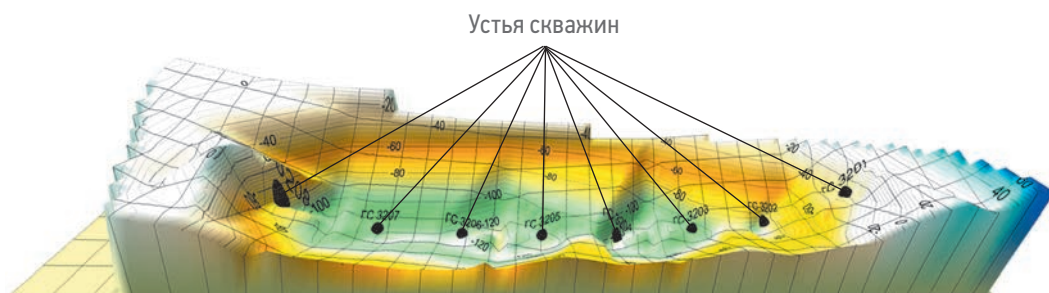


Рис. 1. Осадка оснований площадок кустов газовых скважин. Составлено авторами
Fig. 1. Drawdown of the bases of gas well pads. Prepared by the authors

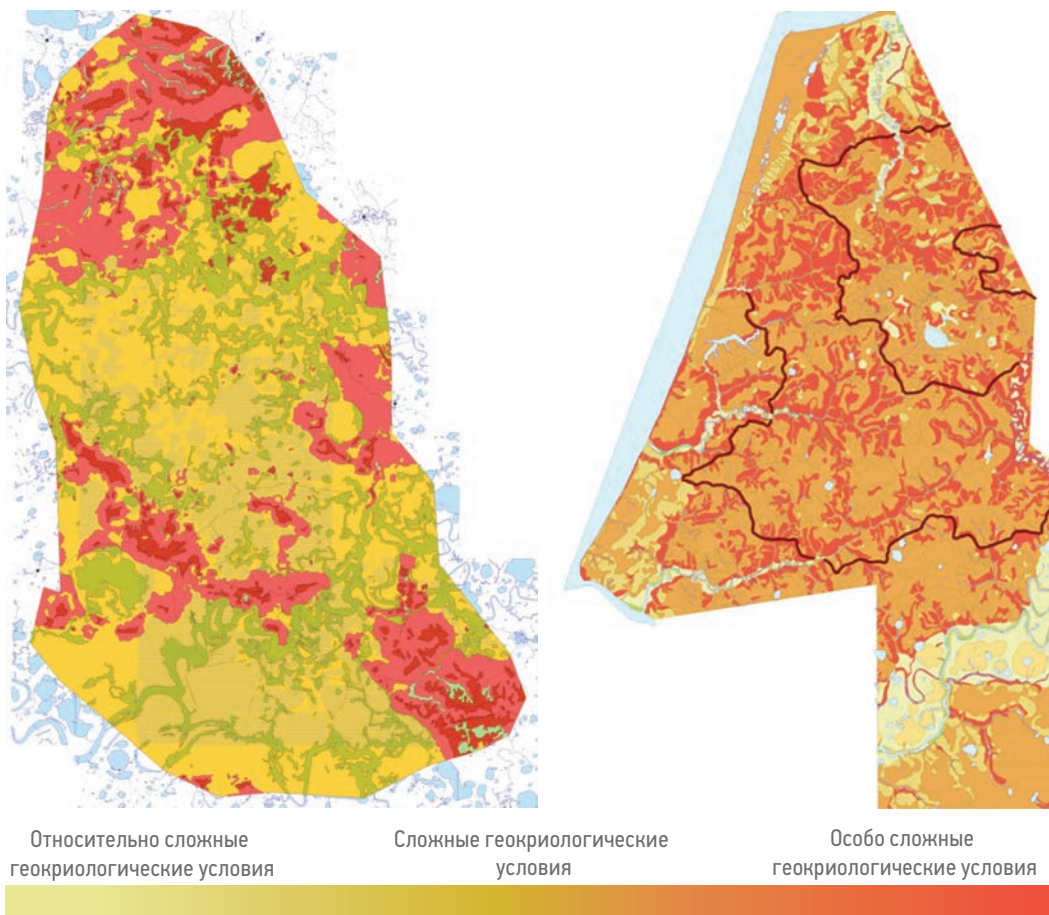


Рис. 2. Карта геокриологического районирования месторождений Ямальской группы в криолитозоне.
 Составлено авторами
Fig. 2. Geocryological zoning map of oilfields of the Yamal group in the permafrost zone. Prepared by the authors

распространением высокольдистых многолетнемерзлых грунтов и залежей льда, широким распространением опасных мерзлотно-геологических процессов даже в условиях отсутствия техногенных воздействий. О наличии обозначенных рисков свидетельствуют условия строительства скважин. Карты геокриологического районирования, представленные на **рис. 2**, сделаны по светоформному принципу: оттенки зеленого и желтого обозначают относительно благоприятные мерзлотно-геологические условия, оранжевый и красный — сложные и особо сложные условия [3].

Общая картина распространения многолетнемерзлых грунтов на обоих месторождениях свидетельствует о необходимости тщательной разработки мероприятий по недопущению негативного теплового воздействия на льдистые грунты. С этой целью в период проектирования технических решений по обустройству первых скважин в криолитозоне на месторождениях Группы компаний «Газпром нефть» были реализованы мероприятия, предотвращающие оттаивание мерзлых грунтов [3]:

- в приустьевых зонах скважин в качестве мероприятий по температурной

стабилизации грунтов внедрены вертикальные естественно действующие трубчатые системы с глубиной спуска охлаждающих элементов 14 м в сочетании с теплоизоляционными экранами из пеноплекса;

ПРЕДЛАГАЕМОЕ РЕШЕНИЕ ПОЗВОЛЯЕТ СНИЗИТЬ ЗАТРАТЫ НА 29,5 % ОТНОСИТЕЛЬНО СТОИМОСТИ БАЗОВЫХ РЕШЕНИЙ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ И НА 2 % ОТНОСИТЕЛЬНО ЗАТРАТ НА БУРЕНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО ТИПОВОЙ СКВАЖИНЫ.

- в конструкции эксплуатационных скважин предусмотрено применение теплоизолированных лифтовых труб с глубиной спуска 50 м, в качестве теплоизолятора применяется вакуум.

С целью обеспечения долгосрочной эксплуатационной надежности добывающих скважин, построенных в условиях многолетнемерзлых пород, осуществляется визуальный контроль инженерных сооружений, геодезический контроль пространственного положения свайных фундаментов и внутриплощадочных эстакад, термометрический контроль грунтов оснований по всему фонду термометрических скважин, контроль работоспособности и эффективности функционирования систем температурной стабилизации грунтов. Опыт первых лет эксплуатации скважин и мониторинга состояния многолетнемерзлых грунтов на около скважинной территории дал основания подвергнуть ревизии эффективность применяемых типовых решений по термостабилизации многолетнемерзлых пород в приустьевых зонах скважин. Очевидным также является то, что существенно более сложные геокриологические условия самых северных месторождений диктуют необходимость тщательного анализа эффективности существующих технологических решений, а также фокусировки на поиске новых технологий, обеспечивающих сохранение многолетнемерзлых грунтов.

Таким образом, в Группе компаний «Газпром нефть» был сформулирован технологический вызов, целью которого является определение и детализация оптимальных инженерно-технических решений по обеспечению крепи добывающей скважины, достаточных для безопасной эксплуатации в сложных геокриологических локациях с условием сохранения экономической эффективности добычи углеводородов в регионе. В ходе работ произведена корреляция инженерно-геокриологических разрезов месторождений, выполнены многовариантные

теплотехнические расчёты в программе «Frost 3D» (сертификат соответствия № РОСС RU.H61.H25485), уточнены условия применимости и эффективности технологий, сформирован кейс инженерно-технических решений с оценкой их совокупной стоимости и влияния на капитальные затраты строительства скважин.

На первом этапе выполнена работа по оценке готовых к испытаниям и внедрению технических решений по термостабилизации многолетнемерзлых грунтов.

Типовые технические решения термостабилизации:

1. Теплоизолированные обсадные трубы (ТОТ) — термокейс. Термокейс представляет собой секции обсадных труб, изготовленные по схеме «труба в трубе». В межтрубное пространство методом заливки размещается теплоизолятор — пенополиуретан с коэффициентом теплопроводности $0,033 \text{ Вт/м}^{\circ}\text{К}$. Для условий месторождений Ямальской группы предусматривается применение термокейсов, которые изготавливаются в соответствии с серийной линейкой обсадных труб $\varnothing 630/426$, а также нестандартным размером $\varnothing 630/508$, $\varnothing 426/324$ в случае размещения двух термокейсов в скважине (термокейс-направление $\varnothing 630/530$, термокейс-кондуктор $\varnothing 426/324$).
2. Теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ). ТЛТ представляет собой конструкцию из двух насосно-компрессорных труб, изготовленную по схеме «труба в трубе». При этом в межтрубном пространстве создается вакуум, который обеспечивает термоизоляцию. Коэффициент теплопроводности ТЛТ с вакуумом составляет $0,012 \text{ Вт/м}^{\circ}\text{К}$. Так как обеспечить сохранение вакуума в процессе транспортировки, погрузочно-разгрузочных работ, монтажа и спуска, а также проверить прямым методом в процессе эксплуатации скважин наличие вакуума в ТЛТ задача сложнореализуемая, в типовых решениях теплозащиты включены ТЛТ без вакуума, теплоизоляция которых представлена алюминиевой фольгой и базальтовым волокном. Коэффициент теплопроводности такой системы составляет $0,03 \text{ Вт/м}^{\circ}\text{К}$.
3. Цементы с пониженной теплопроводностью — термоцемент. Тампонажный состав характеризуется низкой теплотой отверждения, коэффициент теплопроводности цементного камня составляет $0,55 \text{ Вт/м}^{\circ}\text{К}$. В разработанных инженерно-технических материалах предполагалось использовать термоцемент при строительстве скважин в интервале

распространения многолетнемерзлых грунтов, т.е. при цементировании обсадной колонны — направления.

4. Вертикальные естественно действующие трубчатые системы (ВЕТ). Это охлаждающие устройства, представляющие собой герметичную неразъемную трубную систему, заправленную хладагентом, которая состоит из конденсаторной и охлаждающей частей. Система с контуром охлаждения приустьевых зон скважин, в составе которой предполагается наличие 6 элементов с глубиной внедрения в грунт от 12 до 40 м, расположенных по периметру приустьевой зоны скважины. Работа ВЕТ основывается на принципе двухфазного термосифона: естественный холод в зимнее время года переносится к основанию сооружения, что позволяет стабилизировать температурный режим мерзлых грунтов [4].

В табл. 1 представлена сводная информация о типовых инженерно-технических решениях в соответствии с категорией геокриологических условий эксплуатации.

Оценка стоимости представленных инженерно-технических решений показала увеличение совокупных затрат на строительство скважин на 4–6 %.

Дальнейший фокус внимания исследовательской работы был сконцентрирован на поиске новых альтернативных технологий термозащиты, эффективность которых может обеспечить оптимизацию текущих инженерно-технических решений и снижение капитальных затрат.

Для решения поставленной задачи были зафиксированы направления поиска технологий и возможных оптимизаций. Наибольший вклад в совокупную стоимость комплекса представленных технологий вносят теплоизолированные лифтовые трубы — их доля в общей стоимости составляет 44 %, затраты на термоцемент составляют 29 % от общей величины, теплоизолированные обсадные трубы — 15 %, системы термостабилизации — 12 %.

Вектором дальнейшего исследования была выбрана гипотеза — отказ от наиболее дорогостоящего элемента (теплоизолированных лифтовых труб) за счёт повышения теплоизоляционных свойств остальных элементов, а также поиска дополнительных возможностей и технологий термостабилизации. Сгенерированные гипотезы, покрывающие технологический вызов, представлены на рис. 3.

Представленные гипотезы прошли экспертную фильтрацию на предмет технической реализуемости, сроков готовности, ожидаемых затрат на разработку и испытания, технологической эффективности, обеспечивающей качественное преимущество перед типовыми инженерно-техническими решениями. Сформирован окончательный перечень наиболее перспективных технологий, удовлетворяющих требованиям и условиям технологического вызова:

1. Тампонажные составы с пониженной теплопроводностью, применяемые при цементировании обсадных колонн скважины [5].
 - 1.1. Цементы с облегчающими добавками — полимерными микросферами из фенолформальдегидной смолы, заполненные азотом. Коэффициент теплопроводности цементного камня составляет 0,19 Вт/м*К.
 - 1.2. Гипсоцементная смесь с облегчающими добавками — стеклянными микросферами. Коэффициент теплопроводности цементного камня составляет 0,15–0,2 Вт/м*К.
 - 1.3. Цемент с облегчающими добавками — алюмосиликатными микросферами и химическими модифицирующими добавками. Коэффициент теплопроводности составляет 0,11 Вт/м*К.
2. Материалы и покрытия в составе теплоизолированных обсадных труб скважины.
 - 2.1. Применение в качестве слоя теплоизоляции обсадных труб жидких теплоизолирующих покрытий с вакуумированными керамическими

Таблица 1. Базовые инженерно-технические решения термостабилизации многолетнемерзлых грунтов
Table 1. Basic engineering and technical solutions for thermal stabilization of permafrost soils

Геокриологические условия	Сложные		Особо сложные		Сверхсложные
Температура флюида на устье, °C	≤40	41–80	40–45	46–80	40–80
Технические решения по термозащите ММГ	Термокейс Ø630/426 мм	Термокейс Ø630/426 мм	Термокейс Ø630/426 мм	Термокейс Ø630/426 мм	Термокейс Ø630/426 мм
	Термоцемент	Термоцемент	Термоцемент	Термоцемент	Термоцемент
	-	ТЛТ Ø114/89 мм	-	ТЛТ Ø114/89 мм	ТЛТ Ø114/89 мм
	ВЕТ (глубина 12 м)	ВЕТ (глубина 12 м)	ВЕТ (глубина 27 м)	ВЕТ (глубина 27 м)	ВЕТ (глубина 40 м)

Цементы с низкой теплопроводностью	Термокейсы	Системы термостабилизации	Системы активной защиты
• цементы с низкой теплотой отверждения; • низкотемпературные буровые растворы и оборудование для их охлаждения; • аэрированные цементы; • цементы с полимерными микросферами; • цементы со стеклянными микросферами; • цементы с алюмосиликатными микросферами.	• термокейс с изоляцией из пенополиуретана; • термокейс с изоляцией из сферопластика; • термокейс с экранирующим рулонным покрытием; • теплоизолирующие опорные кольца и муфты на основе аддитивных технологий; • термокейс с экранно-вакуумной изоляцией; • термокейс с изоляцией из пенополиизоцианурата; • термокейс с изоляцией из комбинации пенополиуретана и пенополистирола; • термокейс с изоляцией из аэрогеля; • термокейс с жидкими теплоизолирующими покрытиями.	• теплоизолирующий колпак на устье скважины; • сезонные охлаждающие устройства; • системы интенсификации работы сезонных термостабилизаторов; • термосифоны двухфазные всесезонные на основе эффекта Пельтье; • термосифоны двухфазные всесезонные с холодильной машиной; • естественно действующие охлаждающие системы.	• охлаждение затрубного пространства за счет дросселирования части потока сырого газа; • продувка затрубного пространства газом; • циркуляция охлаждающей жидкости в затрубном пространстве; • циркуляция охлаждающей жидкости в термокейсе; • термоэлектрический модуль управления теплообменом колоны НКТ; • скважинное термозащитное устройство (зеротер).
Термоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ)		Надпакерная жидкость	
• ТЛТ с безвакуумной изоляцией (алюминиевая фольга и базальтовое волокно); • ТЛТ с экранно-вакуумной изоляцией.		• Теплоизолирующие надпакерные жидкости (дизельное топливо).	

Рис. 3. Технологические гипотезы по термостабилизации многолетнемерзлых грунтов. Составлено авторами
Fig. 3. Technological hypotheses for thermal stabilization of permafrost soils. Prepared by the authors

и пустотелыми силиконовыми микросферами. Коэффициент теплопроводности жидких теплоизолирующих покрытий $0,001 \text{ Вт/м}^{\circ}\text{К}$ [6, 7].

2.2. Комбинирование изоляции из материалов пенополиуретана и пенополистирола с целью снижения стоимости теплоизолированных обсадных труб с изоляцией из чистого пенополиуретана. Коэффициент теплопроводности комбинации материалов составляет $0,03\text{--}0,035 \text{ Вт/м}^{\circ}\text{К}$.

2.3. Применение в качестве теплоизоляции обсадных труб аэрогеля. Материал изготавливается на основе оксида кремния и представляет собой стеклохолст. Теплопроводность материала составляет $0,02 \text{ Вт/м}^{\circ}\text{К}$.

2.4. Применение в качестве теплоизоляции обсадных труб пенополиизоцианурата — полимерного материала с закрытой ячеистой структурой, который поставляется в виде скорлуп различных размеров и форм. Коэффициент теплопроводности материала составляет $0,025 \text{ Вт/м}^{\circ}\text{К}$.

2.5. Применение экранно-вакуумной изоляции обсадных труб. Эффективность изоляции основывается на обеспечении вакуума в межтрубном пространстве секций термокейсов. Коэффициент теплопроводности системы составляет $0,004 \text{ Вт/м}^{\circ}\text{К}$.

3. Заполнение затрубного пространства скважины жидкостью с низким коэффициентом теплопроводности.

3.1. Применение в качестве надпакерной жидкости дизельного топлива в интервале распространения многолетнемерзлых грунтов. Коэффициент теплопроводности дизельного топлива составляет $0,12 \text{ Вт/м}^{\circ}\text{К}$.

4. Технологии активной защиты грунта.

4.1. Автономная система термостабилизации многолетнемерзлых пород — разработка Института нефти и газа Сибирского федерального университета. Суть технологии состоит в дросселировании части добываемого газа (эффект Джоуля — Томсона), для понижения температуры теплоносителя системы циркуляции по наружной стенке НКТ. Циркуляция охлажденного теплоносителя производится за счёт циркуляционного насоса, работающего от выработанного электричества элементами Пельтье, разница температуры для работы элементов Пельтье достигается за счет высокой температуры добываемого газа и более холодной наружной стенки трубопровода.

4.2. Разработка «Зеротер» [8]. Технология представляет собой цилиндрическую полость, расположенную в затрубном пространстве, которая заполняется водным раствором этиленгликоля с температурой фазового перехода, равной температуре вмещающих мерзлых пород. Внутри зеротера размещены замораживающие колонки холодильной машины, которые замораживают раствор. Аккумуляция

тепла, поступающего от транспортируемого продукта в ММГ происходит за счет оттаивания раствора, после чего он вновь замораживается. Циклы оттаивания-замораживания следуют один за другим в течение всего периода эксплуатации скважины.

4.3. Технология циркуляции охлаждающего агента в затрубном пространстве скважины. Реализация технологического решения заключается в подаче рабочего агента от дозирочной установки через наземный охладительный контур в затрубное пространство скважины. После теплообменного процесса рабочий агент по замкнутой системе капиллярного скважинного трубопровода поступает в ёмкость дозирочной установки для последующей подачи на новый цикл.

5. Системы охлаждения грунта.

5.1. Вертикальные естественно действующие системы термостабилизации.

5.2. Отдельно стоящие естественно действующие устройства.

5.3. Холодильное оборудование для работы сезонных систем в теплый период года.

5.4. Системы интенсификации замораживания многолетнемерзлых грунтов.

Комбинирование отобранных технологических решений предполагается в интервале распространения многолетнемерзлых грунтов по разрезу скважины на всех участках конструкции скважины от центра теплового воздействия — потока газа по колонне лифтовых труб до границы соприкосновения

цементного камня с грунтами. Схематично применение технологий изображено на **рис. 4**.

Следующим этапом исследовательской работы являлся выбор оптимальных решений и технологий с точки зрения технологической эффективности и стоимости реализации среди возможных комбинаций. В **табл. 2** представлена вариативность рассматриваемых комбинаций по результатам скаутинга производителей.

Суммарное количество возможных комбинаций составило 816 уникальных вариантов. Далее была выполнена двухступенчатая приоритизация 816 вариантов. На первом этапе в качестве фильтра применено два критерия:

1. Совокупная стоимость технологий защиты многолетнемерзлых грунтов не должна превышать стоимость уже применяемых типовых/базовых решений.
2. Обеспечение технологической эффективности — сохранение многолетнемерзлых грунтов и недопущение их оттаивания. Критерий оценен на основании результатов моделирования процессов растепления многолетнемерзлых грунтов (выполнен расчёт коэффициентов теплопроводности и термического сопротивления многослойной системы [9], которую представляет собой конструкция скважины (**рис. 4**)).

Результат фильтрации первого этапа приоритизации представлен на **рис. 5**.

На **рис. 5** отмечены 816 комбинаций по их стоимости и величине коэффициента

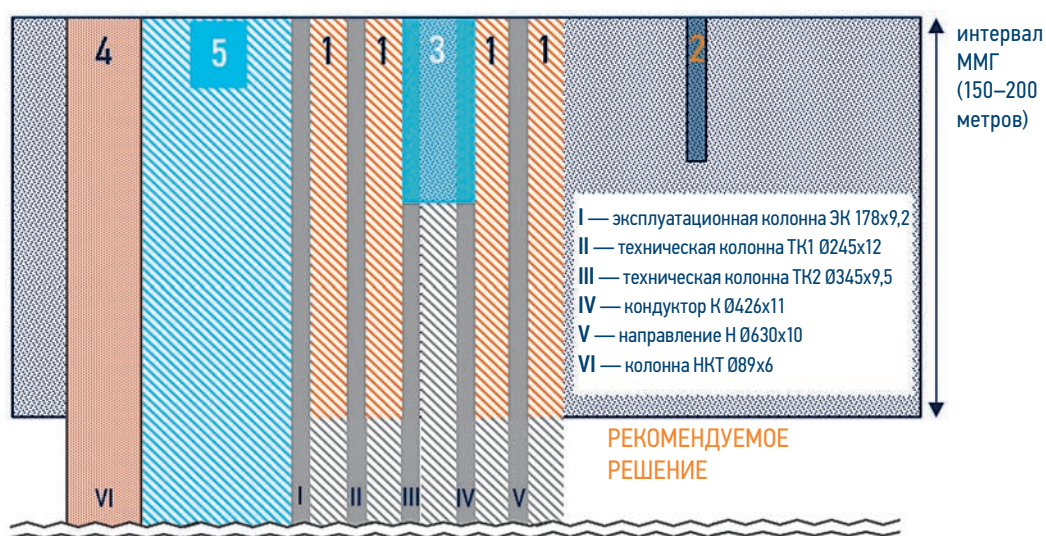


Рис. 4. Схема продольного разреза конструкции скважины с теплоизолирующими технологиями.

Составлено авторами

1 — цемент с пониженной теплопроводностью; 2 — системы охлаждения грунта; 3 — теплоизолированные обсадные трубы (термокейс); 4 — колонна насосно-компрессорных труб; 5 — надпакерная жидкость.

Fig. 4. Diagram of a longitudinal section of a well structure with heat-insulating technologies. Prepared by the authors
 1 — Cement with reduced thermal conductivity; 2 — soil cooling systems; 3 — thermally insulated pipes (thermal case); 4 — tubing string; 5 — over packer fluid.

Таблица 2. Варианты комбинаций по технологическим решениям
Table 2. Combination options for technological solutions

Элемент комбинации	Количество технологических решений	Количество возможных комбинаций
Цементы с низким коэффициентом теплопроводности	3	816
Теплоизолированные обсадные трубы	17	
Надпакерная жидкость	2	
Системы охлаждения грунта	4	
Система активной защиты грунта	2	

термического сопротивления, выделена область с комбинациями, соответствующими условиям обоих критериев. Таких комбинаций насчитывается 70.

Вторым этапом приоритизации был использован инструмент TPRL оценки готовности технологий в соответствии с методологией [10]. Критерии, которые были применены в рамках TPRL приоритизации:

- технологическая готовность — определяет подуровни изготовления и проверки объекта разработки от идеи до серийного образца;
- инженерная готовность — характеризуется доступным набором научных и инженерных компетенций, необходимых для разработки технологии, наличием/отсутствием конкурентных решений;
- производственная готовность — определяет готовность создания производства продукта от уровня макета до промышленного образца;
- организационная готовность — включает все основные организационные меры поддержки разработки и производства, подтверждает принятие базовых решений, разработку операционных планов;

- рыночная готовность — определяет рыночную готовность технологии; суммирует результат оценки рынка с учетом ценовых и потребительских качеств, выводимых на рынок и разрабатываемых продуктов конкурентов;
- преимущества и риски — определяет критические факторы успеха, конкурентные/критические преимущества объекта разработки; факт готовности предложений по коррекции технического задания с учетом анализа рисков.

По результатам двухступенчатой приоритизации сформирован рейтинг наиболее оптимальных и перспективных к испытаниям и внедрению инженерно-технических решений. В **табл. 3** представлено сравнение с базовыми технологиями.

Экономическая эффективность рассматриваемого альтернативного решения заключается в снижении совокупных затрат на 29,5 % относительно стоимости базовых решений термостабилизации и на 2 % относительно затрат на бурение и строительство типовой скважины в сравнении со сметными затратами с учетом применения

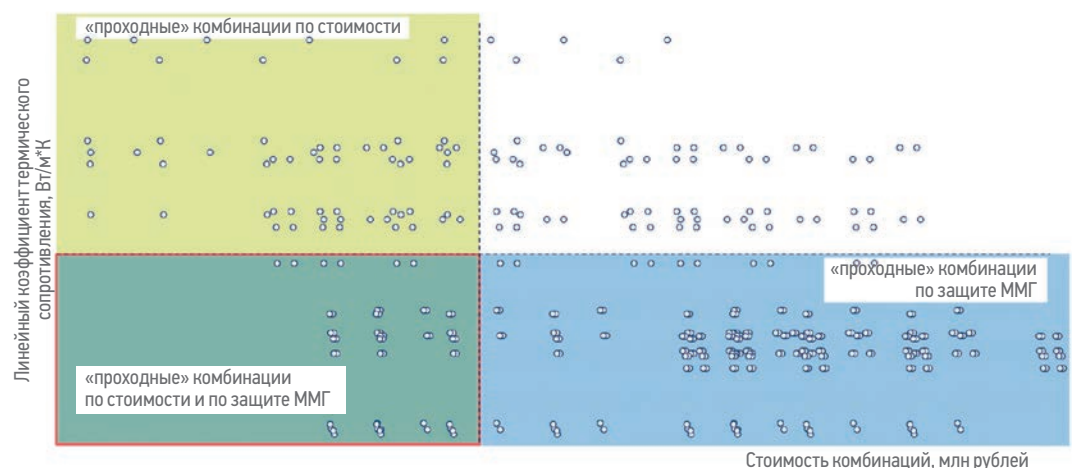


Рис. 5. Первый этап приоритизации. Составлено авторами
Fig. 5. First stage of prioritization. Prepared by the authors

Таблица 3. Перечень перспективных к испытанию и внедрению технологий термостабилизации
Table 3. List of promising thermal stabilization technologies for testing and implementation

Базовые решения		Альтернативные решения	
Наименование	Коэффициент теплопроводности, Вт/м*К	Наименование	Коэффициент теплопроводности, Вт/м*К
Термоцемент	0,55	Цемент с алюмосиликатными микросферами	0,11
		Гипсоцемент со стеклянными микросферами	0,15
Системы охлаждения грунта: вертикальные естественно действующие системы глубиной от 12 до 40 метров	-	Системы охлаждения грунта: отдельностоящие охлаждающие устройства	-
Теплоизолированные обсадные трубы (изоляция — пенополиуретан)	0,03	Теплоизолированные обсадные трубы (изоляция — аэрогель)	0,02
Теплоизолированная лифтовая труба (вакуум/без вакуума)	0,12 / 0,03	Насосно-компрессорные трубы	Исключение ТЛТ (оптимизация совокупной стоимости решений)
Надпакерная жидкость	0,58	Надпакерная жидкость (дизель)	0,12

базовых технологий защиты многолетне-мерзлых грунтов.

Повышение технико-экономических показателей достигается за счёт:

- исключения наиболее значимого по стоимости элемента — теплоизолированных лифтовых труб;
- оптимизации затрат при замене вертикальных естественно действующих систем охлаждения грунта на отдельно стоящие устройства;
- применение материалов с улучшенными теплоизолирующими свойствами в составе теплоизолированных обсадных труб;
- применение надпакерной жидкости — дизельного топлива со значительным преимуществом по коэффициенту теплопроводности в сравнении с надпакерной жидкостью базового варианта;
- применение цементов с облегчающими добавками и более низкими теплопроводностями в сравнении с термоцементом по варианту базовых решений.

Подтверждение эффективности теплоизолирующих свойств новых материалов было выполнено на основе проведенных лабораторных испытаний в Испытательном Центре.

Для определения коэффициентов теплопроводности новых теплоизолирующих материалов и покрытий был использован прибор ПИТ 2.1 (рис. 6).

Измеритель теплопроводности ПИТ-2.1 предназначен для измерения теплопроводности строительных и теплоизоляционных материалов при стационарном тепловом режиме по ГОСТ 7076 и калибровки датчиков теплового потока (тепломеров).

В ходе лабораторных испытаний были протестированы следующие материалы:

- пенополиуретан (базовый наполнитель термокейсов);
- пенополиизоцианурат;
- аэрогель;
- экструзионный пенополистирол;
- жидкие теплоизолирующие покрытия (краска с микросферами);
- цемент с микросферами.

Результаты проведенных испытаний приведены в табл. 4.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатами выполненной исследовательской работы является подбор новых инженерно-технологических решений



Рис. 6. Прибор для определения коэффициентов теплопроводности. Составлено авторами

Fig. 6. Device for determining thermal conductivity coefficients. Prepared by the authors

Таблица 4. Результаты лабораторных испытаний новых теплоизолирующих материалов
Table 4. Results of laboratory tests of new heat-insulating materials

п/п	Материал	Производитель	Коэффициент теплопроводности, Вт/м*К
1	Пенополиуретан (базовый наполнитель термокейсов)	Производитель № 1	0,039
2	Пенополиизоцианурат	Производитель № 1	0,025
3	Аэрогель	Производитель № 1	0,019
		Производитель № 2	0,025
4	Экструзионный пенополистирол	Производитель № 1	0,034
5	Жидкие теплоизолирующие покрытия	Производитель № 1	0,003
		Производитель № 2	0,009
6	Цемент с микросферами	Производитель № 1	0,086
		Производитель № 2	0,124

по термостабилизации многолетнемерзлых грунтов и обеспечению надежности крепи добывающих скважин месторождений в криолитозоне.

В исследовательской работе представлены результаты оценки технологической эффективности по следующим решениям:

1. Применение новых теплоизолирующих материалов, таких как аэрогель, экструзионный пенополистирол, пенополиизоцианурат, жидких теплоизолирующих покрытий в качестве теплоизоляции обсадных труб.
2. Использование алюмосиликатных и стеклянных микросфер в тампонажных составах.

3. Заполнение затрубного пространства жидкостью с низким коэффициентом теплопроводности.
4. Использование систем охлаждения грунта, а также холодильного оборудования и технологий интенсификации заморозки грунта в летний период времени.

Оценка экономической эффективности в разработке новых технологий термостабилизации многолетнемерзлых грунтов позволяет сделать вывод о потенциале решения существующего технологического вызова с учётом требований к экономической обоснованности реализации альтернативных инженерно-технологических решений и их технической реализуемости.

Список литературы

1. Васильчук Ю.К., Крылов Г.В., Подборный Е.Е. Криосфера нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал. Т. 1. / СПб.: «Недра», 2006. — 346 с.
2. Посконина Е.А., Нурчатова А.Н. Определение минимальной длины термокейса при выбранном расстоянии между скважинами // PRO НЕФТЬ. Профессионально о нефти, 2019. — №2. — С. 66–70.
3. Мельников И.В., Нерсесов С.В., Осокин А.Б., Николайчук Э.В., Васильева А.О., Михальченко Д.И. Геотехнические решения для строительства газовых скважин в особо сложных геокриологических условиях полуострова Ямал // Газовая промышленность, 2019. — №12. — С. 64–71.
4. Системы «ВЕТ» для температурной стабилизации грунтов приустевых зон нефтегазовых скважин // Сфера. Нефть и газ, 2019. — №2. — С. 36–40.
5. Мерзляков М.Ю., Яковлев А.А. Применение тампонажных растворов с включением полых микросфер при креплении скважин в криолитозоне // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2015. — №5. — С. 370–376.
6. Анисимов М.В., Рекунов В.С. Экспериментальное определение коэффициента теплопроводности сверхтонких жидких композиционных теплоизолирующих покрытий // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг ресурсов, 2015. — Т. 326. — №9. — С. 25–30.
7. Георгиева В.Г., Агапов А.А., Поверенный Ю.С., Зенков Е.В., Гилев Н.Г. Применение сверхтонкой теплоизоляции при обустройстве месторождений в районах распространения многолетнемерзлых грунтов // ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2023. — №1. — С. 52–57.
8. Патент № 156025. Российская Федерация, МПК E21B 36/00 (2006.01). Устройство для ликвидации тепловых потоков от добывающей скважины в многолетнемерзлые породы: № 2015100388/03: заявл. 14.01.2015: опубл. 27.10.2015/ Хрусталев Л.Н., Чувилин Е.М., Гунар А.Ю. — 2 с.
9. Бухмиров В.В., Созинова Т.Е., Солнышкова Ю.С. Расчёт теплопередачи через непроницаемые стенки. Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2015. — 32 с.
10. Петров А.Н., Сартори А.В., Филимонов А.В. Комплексная оценка состояния научно-технических проектов через уровень готовности технологий // Научная экспертиза, 2016. — Т. 2. — №4. — С. 244–260.

References

1. Vasilchuk Yu.K., Krylov G.V., Podborny E.E. Cryosphere of oil and gas condensate fields of the Yamal Peninsula. Vol. 1. / Ed. St. Petersburg: "Nedra", 2006. — 346 p.

2. Poskonina E.A., Kurchatova A.N. Determination of the minimum length of a thermal case at a selected distance between wells // *PRONEFT. Professionally about oil*, 2019. — No. 2. — P. 66–70.
3. Melnikov I.V., Nersesov S.V., Osokin A.B., Nikolaychuk E.V., Vasilyeva A.O., Mikhalechenko D.I. Geotechnical solutions for the construction of gas wells in particularly difficult geocryological conditions of the Yamal Peninsula // *Gas Industry*, 2019. — No. 12. — Pp. 64–71.
4. "VET" systems for temperature stabilization of soils in the wellhead zones of oil and gas wells // *Sphere. Oil and gas*, 2019. — No. 2. — P. 36–40.
5. Merzlyakov M.Yu., Yakovlev A.A. Application of grouting solutions with the inclusion of hollow microspheres when casing wells in the permafrost zone // *Mining Information and Analytical Bulletin (scientific and technical journal)*, 2015. — No. 5. — Pp. 370–376.
6. Anisimov M.V., Rekunov V.S. Experimental determination of the thermal conductivity coefficient of ultra-thin liquid composite heat-insulating coatings // *News of Tomsk Polytechnic University. Resource Engineering*, 2015. — Vol. 326. — No. 9. — Pp. 25–30.
7. Georgiyadi V.G., Agapov A.A., Attorney Yu.S., Zenkov E.V., Gilev N.G. Application of ultra-thin thermal insulation in the development of fields in areas of permafrost // *CJSC "Publishing House "Oil Industry"*, 2023. — No. 1. — Pp. 52–57.
8. Patent No. 156025. Russian Federation, IPC E21B 36/00 (2006.01). Device for eliminating heat flows from a production well into permafrost: No. 2015100388/03: application. 01/14/2015: publ. 10.27.2015/ Khrustalev L.N., Chuvilin E.M., Gunar A.Yu. — 2 p.
9. Bukhmirov V.V., Sozinova T.E., Solnyshkova Yu.S. *Calculation of heat transfer through impermeable walls*. / Ivanovo: Ivanovo State Energy University named after V.I. Lenin, 2015. — 32 p.
10. Petrov A.N., Sartori A.V., Filimonov A.V. Comprehensive assessment of the state of scientific and technical projects through the level of readiness of technologies // *Scientific examination*, 2016. — Vol. 2. — No. 4. — Pp. 244–260.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.А. Сорокин — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи, подготовил рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Э.В. Николайчук — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.А. Сюткин — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.В. Гордиенко — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.С. Бухалов — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Н.С. Коняшкин — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Alexander A. Sorokin — developed the article general concept, prepared the text of the article, prepared the figures for the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Edward V. Nikolaychuk — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Anton A. Syutkin — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Viktor V. Gordienko — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ilya S. Bukhalov — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Nikita S. Konyashkin — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Анатольевич Сорокин* — руководитель Центра новых технологий и повышения производственной эффективности, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Эдуард Васильевич Николайчук — руководитель Центра по обустройству и эксплуатации объектов в криолитозоне, Группа компаний «Газпром нефть»

Антон Александрович Сюткин — руководитель проекта оценки бизнес-потенциала активов, Группа компаний «Газпром нефть»

Виктор Викторович Гордиенко — руководитель направления по анализу технологических решений, Группа компаний «Газпром нефть»

Илья Сергеевич Бухалов — руководитель проекта оценки бизнес-потенциала активов, Группа компаний «Газпром нефть»

Никита Сергеевич Коняшкин — руководитель проектов отдела стратегического развития разведки и добычи, Группа компаний «Газпром нефть»

Alexander A. Sorokin* — Head of the Center for New Technologies and Increased Production Efficiency, Gazprom нефt company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Edward V. Nikolaychuk — Head of the Centre for the development and operation of facilities in the cryozone, Gazprom нефt company group

Anton A. Syutkin — Project manager for assessing the business potential of assets, Gazprom нефt company group

Viktor V. Gordienko — Head of Technology Solutions Analysis, Gazprom нефt company group

Ilya S. Bukhalov — Project manager for assessing the business potential of assets, Gazprom нефt company group

Nikita S. Konyashkin — Project manager for exploration and production strategic development, Gazprom нефt company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author