

Общество с ограниченной ответственностью «Научно–исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»

На правах рукописи



Серегина Нона Викторовна

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННЫХ
ЛИФТОВЫХ ТРУБ ДЛЯ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель: доктор технических наук Нифантов В.И.

Москва – 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ МНОГОЛЕТНЕЙ МЕРЗЛОТЫ.....	10
1.1 Термические способы защиты конструкции скважины.....	13
1.1.1 Обзор термических способов защиты конструкции скважины	13
1.1.2 Обзор отечественных и зарубежных конструкций теплоизолированных обсадных и лифтовых труб	23
1.1.3 Теплоизоляционные материалы, используемые в термических способах защиты скважин от влияния ММП.....	32
1.1.4 Практическое применение термических способов защиты конструкции скважины.....	33
1.2 Механические способы защиты конструкции скважины	55
1.3 Выводы.....	57
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ КОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННОЙ ЛИФТОВОЙ ТРУБЫ.....	58
2.1 Испытания ТЛТ–89х60	64
2.2 Испытания ТЛТ–168х114	67
2.3 Исследование теплопроводности теплоизоляции для ТЛТ в условиях вакуума	68
2.4 Технические требования к теплоизолированным лифтовым трубам.....	69
2.5 Оценка радиуса протаивания ММП в околоствольном пространстве скважины с ТЛТ (на примере Бованенковского НГКМ).....	72
2.6 Выводы	74
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ТЛТ В СКВАЖИНЕ.....	76
3.1 Расчет коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ в скважине №6805 Бованенковского НГКМ	80

3.2 Выводы.....	82
ГЛАВА 4. ОБОСНОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ТЛТ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ, РАСПОЛОЖЕННОЙ В ЗОНЕ ММП (НА ПРИМЕРЕ ЗАПОЛЯРНОГО НГКМ).....	83
4.1 Краткий обзор о Заполярном НГКМ.....	83
4.2 Выполнение расчета и анализ полученных результатов	85
4.3 Выводы	92
ГЛАВА 5. ОЦЕНКА ТЕХНИКО–ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЛТ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН СЕВЕРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ БОВАНЕНКОВСКОГО НГКМ).....	93
5.1 Расчет технико–экономической эффективности применения ТЛТ	94
5.2 Выводы	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	101
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	102
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ПАТЕНТЫ.....	129

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Перспективы развития газового комплекса России связаны с разработкой крупнейших газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал (Бованенковское, Харасавэйское, Новопортовское и др.), в геологическом разрезе которых распространены многолетнемерзлые породы (ММП). Эксплуатация скважин в сложных геокриологических условиях часто сопровождается протаиванием и разрушением мерзлых пород в околоствольном пространстве скважин, обвалами грунта на устье скважин, смятием обсадных колонн и перекосом фонтанных арматур, возникновением затрубных и межтрубных газопроявлений, образованием газогидратных пробок и т.д. Все это приводит к увеличению эксплуатационных расходов на ремонт и обслуживание скважин. Актуальными являются вопросы обеспечения термоизоляции обсадных и лифтовых колонн для эффективной надежной эксплуатации скважин на месторождениях, находящихся в районах залегания ММП.

Применение в конструкции скважин северных месторождений теплоизолированных обсадных и лифтовых труб (ТЛТ) позволяет замедлить оттаивание мерзлоты, образование гидратов и парафиновых отложений в скважинах, сократить расстояния между устьями теплоизолированных скважин в кустах, уменьшить температурные потери в термальных и нагнетательных скважинах, увеличить межремонтный период скважин. В настоящее время широкое распространение получило использование ТЛТ при закачке пара в скважину для повышения коэффициента нефтеотдачи на месторождениях с высоковязкой нефтью, а также при добыче используемых для отопления геотермальных вод.

Для эффективной длительной эксплуатации скважин в зонах мерзлоты необходимо в составе верхних секций лифтовой колонны использовать ТЛТ с различными типами и толщиной изоляции, с различным коэффициентом теплопроводности изоляции в зависимости от термодинамических условий. В

связи с этим, разработка усовершенствованной конструкции теплоизолированных лифтовых труб является актуальной задачей исследований.

Степень разработанности темы

На основе анализа работ российских и зарубежных авторов по вопросам применения теплоизолированных конструкций скважин в ММП установлено, что не исследовались ТЛТ с теплоизоляцией в виде полых цилиндрических теплоизолирующих блоков из кварцевого или базальтового волокна, обладающих низкой теплопроводностью. В 1995 г. на Бованенковском НГКМ прошли испытания разработанной с участием автора усовершенствованной конструкции ТЛТ с теплоизоляцией из блоков кварцевого (скв. №6805) и базальтового (скв. №5602) волокна, которые показали эффективность применения этих труб.

Цель работы

Повышение эффективности эксплуатации газовых скважин в зонах мерзлоты с использованием теплоизолированных лифтовых труб.

Основные задачи исследований

1. Анализ отечественных, зарубежных технологий и технических решений по защите конструкций скважин от влияния ММП, в т.ч. конструкций теплоизолированных труб.
2. Анализ и обобщение мирового опыта эксплуатации теплоизолированных скважин в зонах ММП.
3. Усовершенствование конструкции ТЛТ, позволяющей эффективно длительно эксплуатировать скважины в мерзлоте.
4. Обоснование величины коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ для обеспечения в течение 30 лет безопасной эксплуатации скважин северных месторождений (на примере Заполярного НГКМ).
5. Разработка методики определения коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ в эксплуатируемой скважине на основе показаний температурных датчиков в установленных на направлении температурных

трубках для контроля изменения теплотехнических характеристик теплоизоляции по всей длине теплоизолированной колонны.

6. Оценка технико–экономической эффективности применения ТЛТ при эксплуатации скважин северных месторождений (на примере Бованенковского НГКМ).

Научная новизна

Дано научное обоснование применению ТЛТ, обеспечивающих сохранность грунтов в мерзлом состоянии в околоствольном пространстве скважины при эксплуатации газовых месторождений в зонах ММП.

Усовершенствована конструкция ТЛТ за счет применения запатентованных конструкции вакуумного клапана и теплоизоляции в виде полых цилиндрических блоков из кварцевого или базальтового волокна, позволяющая эффективно длительно эксплуатировать скважины, расположенные в районах залегания мерзлых пород, выполненная на основе анализа, обобщения, систематизации исследований ТЛТ и опыта применения технических решений для защиты конструкций скважин от воздействия ММП.

Дано обоснование величины коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ, обеспечивающей надежную длительную эксплуатацию скважин северных газовых месторождений (на примере Заполярного НГКМ).

Разработана методика определения коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ в эксплуатируемой скважине, которая позволяет непрерывно контролировать теплотехнические свойства теплоизоляции по всей длине теплоизолированной колонны, что необходимо для эффективной эксплуатации скважины в зонах ММП.

Практическая ценность

Предложенная усовершенствованная конструкция ТЛТ включена в СТО Газпром 2–3.2–174–2007 «Технические требования к теплоизолированным лифтовым трубам», подготовленный с участием автора. Представленные в данной работе аналитические и промысловые исследования подтвердили эффективность

применения разработанной конструкции ТЛТ на Бованенковском НГКМ и возможность участия этой продукции в программе импортозамещения. Практическая ценность результатов работы подтверждается актом использования в ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

На основании результатов работы обоснован коэффициент теплопроводности теплоизоляции лифтовых труб, обеспечивающий эффективную многолетнюю эксплуатацию скважин в условиях ММП (на примере Заполярного НГКМ), а также разработана и запатентована методика определения коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ в эксплуатируемой скважине (патент РФ 2424420).

Методология и методы диссертационного исследования

При проведении исследований использовались методы системного анализа способов защиты конструкций скважин от воздействия многолетней мерзлоты и мирового опыта эксплуатации теплоизолированных скважин, математические методы для обоснования величины коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ, метод экономического анализа движения денежных потоков для оценки экономической эффективности применения ТЛТ.

Основные защищаемые положения

1. Усовершенствованная конструкция ТЛТ, разработанная на основе экспериментальных исследований, заводских и промысловых испытаний теплоизолированных труб, обеспечивающая надежную длительную эксплуатацию скважин в зонах распространения ММП и экологическую безопасность сооружений на северных месторождениях.

2. Обоснование коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ для обеспечения многолетней эффективной эксплуатации скважин Заполярного НГКМ без протаивания ММП.

3. Методика определения коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ в эксплуатируемой скважине для мониторинга теплотехнических свойств теплоизоляции по всей длине теплоизолированной колонны, что позволяет

обеспечить надежную продолжительную эксплуатацию скважины в многолетнемерзлых породах.

Степень достоверности результатов работы

Достоверность и обоснованность результатов работы определяется научно–обоснованными выводами, полученными на основе анализа научных публикаций о применении ТЛТ при эксплуатации скважин в зонах распространения ММП, результатами экспериментальных исследований и промышленных испытаний разработанной с участием автора ТЛТ.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались, обсуждались на следующих конференциях:

- XVII Международная научно–практическая конференция «Реагенты и материалы для технологических жидкостей, применяемых при строительстве и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин. Актуальные вопросы сервисного сопровождения бурения и утилизации отходов» (г. Суздаль, 4–7 июня 2013 г.),

- Всероссийская научно–производственная конференция «Методы увеличения нефтеотдачи. Эффективная организация ГТМ на нефтяных месторождениях» (г. Ижевск, 23–24 октября 2013 г.),

- X и XI Всероссийские научно–технические конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» (г. Москва, 10–12 февраля 2014 г. и 8–10 февраля 2016 г.),

- XVIII Международная научно–практическая конференция «Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и капитального ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса» (г. Суздаль, 3–6 июня 2014 г.),

- XIX и XX Международные научно–практические конференции «Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых и

газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса» (г. Суздаль, 2–5 июня 2015 г. и 7–10 июня 2016 г.),

а также на совещаниях в ПАО «Газпром» и научных семинарах в ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Публикации

Основное содержание работы изложено в 15 опубликованных работах, в том числе пяти работах в журналах, входящих в «Перечень..» ВАК Минобрнауки РФ, и трех патентах.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы (208 наименований) и одного приложения. Общий объем работы –131 страница. Текст работы содержит 37 рисунков и 13 таблиц.

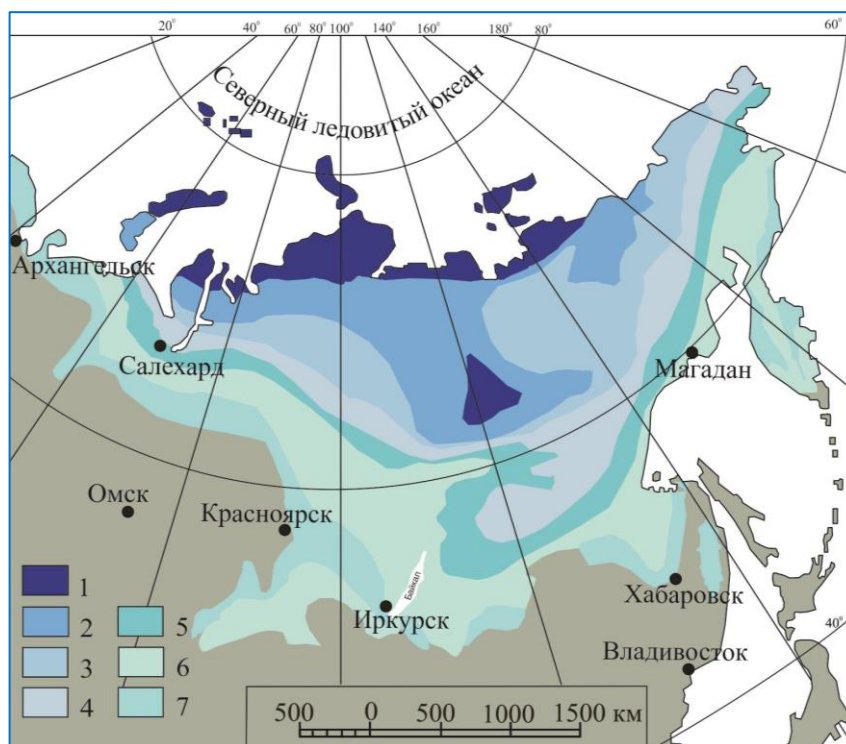
Автор выражает глубокую благодарность за ценные советы и помощь в работе научному руководителю д.т.н. В.И. Нифантову и сотрудникам ООО «Газпром ВНИИГАЗ» к.т.н. В.С. Смирнову, д.т.н., профессору А.Г. Потапову, д.т.н. К.И. Джафарову, д.г.–м.н. Н.Н. Соловьеву, к.г.–м.н. В.Е. Кан, к.т.н. А.В. Полозкову, к.т.н. Ю.А. Перемышцеву, к.э.н. Н.М. Бачуриной, к.т.н. В.И. Шулятикову, к.т.н. В.М. Пищухину.

ГЛАВА 1. СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ МНОГОЛЕТНЕЙ МЕРЗЛОТЫ

Теоретическому и экспериментальному исследованию вопросов изучения и разработки способов защиты конструкций скважин от воздействия многолетней мерзлоты посвящены труды отечественных и зарубежных авторов: О.Ф. Андреева [4, 5, 6, 7, 54, 79, 81, 84, 85], А.Р. Александрова [17, 21, 100, 102, 106, 115, 116], Д.Г. Антониади [119], А.И. Березнякова [38, 39, 40, 41, 156, 201, 202, 203, 204, 205], С.Н. Бузинова [54, 84], В.Ф. Буслаева [137], И.Ю. Быкова [27, 45, 46, 47, 48, 83], Г.С. Грязнова [58, 59], Б.В. Дегтярева [2, 62, 174], А.Н. Дмитриевского [3], Б.А. Ерехинского [199, 200], В.А. Истомина [64], Н.Н. Кохманской [67], В.Н. Коршунова [120, 121, 127, 128], Ю.Ф. Макагона, А.В. Марамзина [75], Р.И. Медведского [33, 77, 77], Ю.А. Перемышцева [134], А.Г. Потапова [145, 194], А.В. Полозкова [71, 146, 147, 148, 149, 150, 157, 188, 194, 196], А.П. Попова [24, 38, 39, 40, 63, 103, 104, 108, 113, 151, 152, 153, 154, 158, 185, 186, 201, 202, 203, 204, 205], В.С. Смирнова [6, 54, 62, 80, 169, 170, 171, 172, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 179, 180, 181, 182, 183, 184], Г.К. Смолова [38, 40, 103, 108, 109, 151, 152, 158, 185, 186, 201, 202, 203, 204, 205], Е.А. Спиридовича [102, 106], А.В. Федосеева [100, 102, 106, 115, 116], А.Г. Филиппова [199, 200], Н.В. Черского, Н.А. Цытовича, Н.Д. Цхадая [112, 118, 123], W.G. Allen [18, 61, 90, 91], P.A. Barber [61, 92], E.M. Blount [61, 88, 89] и др.

По определению Н.А. Цытовича «мерзлыми называются породы, имеющие отрицательную или нулевую температуру, в которых хотя бы часть воды представлена льдом». Многолетнемерзлые породы занимают значительную территорию России и их распространение по площади и разрезу неоднородно (рисунок 1.1).

В вертикальном разрезе криолитозоны выделяют три слоя (А.И. Попов, 1967 г.). Верхний слой (деятельный) – слой сезонного протаивания (толщина 3÷4 м), который летом имеет положительную температуру, а зимой – отрицательную.



1 – зона ММП с преобладающей мощностью более 500 м, 2 – то же с мощностью 300–400 м и зона охлаждения мощностью от 100 до 200 м, 3 – то же с мощностью от 300 до 400 м, 4 – то же с мощностью от 200 до 300 м, 5 – то же с мощностью от 100 до 200 м, 6 – зона несплошных ММП с максимальной мощностью до 100 м, 7 – зона отдельных островов ММП с максимальной мощностью до 25 м

Рисунок 1.1 – Схематическая мерзлотная карта РФ (по Горшкову Г.П.)

Ниже находится второй слой, где происходят сезонные колебания отрицательной температуры. Третий слой начинается с глубины ≈ 10 м (толщина от нескольких до 600 метров и более), где отрицательная температура пород сохраняется постоянной на протяжении всего года ($\approx -4^{\circ}\text{C}$). Горные породы ниже ММП имеют положительную температуру, которая увеличивается с глубиной.

Существуют три подзоны распространения ММП: сплошная (толщина мерзлоты от 100 м до 1 км), прерывистая (толщина мерзлоты не более 100 м) и спорадическая (единичные, отдельные участки мерзлоты) (В.А. Кудрявцева, 1978 г.).

Мёрзлые породы подразделяются на сильнольдистые (более 50% содержания льда в породе к объему породы), слабольдистые (менее 25%) и льдистые (от 25 до 50%) (Т.Н. Жесткова, 1982 г.) [159].

Большой вклад в изучение ММП внесли Н.А. Цытович, И.Я. Баранов, В.Н. Достовалов, П.Ф. Швецов, А.И. Попов.

При оттаивании ММП возможно образование термокарстовых просадок поверхности. В 2014 г. три огромных кратера были обнаружены на полуостровах Ямал и Таймыр, а также в Тазовском районе вблизи объектов ПАО «Газпром». Размеры кратеров – глубина до 70 м, ширина – до 30 м. В настоящее время два кратера превратились в озера. Данное явление требует изучения.

При строительстве, эксплуатации и ремонте скважин, расположенных в районах распространения ММП, происходит оттаивание и обратное промерзание мерзлых пород прискважинной зоны; образование больших каверн; обвалы и просадки грунта около скважин; смятие и нарушение резьбовых соединений обсадных колонн и т.д.

Известны различные способы защиты скважин от воздействия ММП: управляемое промораживание прискважинной зоны; закачка хладоносителя в затрубное пространство скважины для охлаждения мерзлых пород; использование толстостенных, теплоизолированных обсадных труб и НКТ; покрытие поверхности колонн теплоизоляционными материалами и другие.

Надежную и длительную работу скважины должна обеспечить ее конструкция.

Использование ТЛТ с различными типами изоляции при эксплуатации скважин, расположенных в зонах распространения ММП, поможет предотвратить приустьевые обвалы пород; перекося фонтанных арматур; смятие обсадных колонн; образование гидратов и парафиновых отложений; тепловые потери в термальных и нагнетательных скважинах.

Способы защиты конструкций скважин от воздействия многолетней мерзлоты подразделяются на термические и механические [45, 46, 47, 48, 195].

1.1 Термические способы защиты конструкции скважины

Способы термической защиты скважин подразделяются на активные (энергоемкие и неэнергоемкие) и пассивные (индустриальные и неиндустриальные).

К активным энергоемким способам относят способы, осуществляемые с помощью источника энергии (механической, электрической и т.п.) (US 3613792, US 3721798, А.с. 440483, 753185 СССР и др.) [45, 51].

К активным неэнергоемким способам относят способы, реализуемые с помощью энергии атмосферы, движущихся потоков добываемой продукции и т.п. (US 3685583, 3749163, 3762469, 3763931, 3766985, 3771590, 3815674, 3859800, 3880236, 3882937, А.с. 320604, 445743, 562637, 678137, 717819, 735449, 919408 СССР и т.д.) [45, 51].

К пассивным индустриальным способам относятся способы защиты, использующие термозащитные экраны заводского изготовления (US 3680631, 3720267, А.с. 646026, 829852, 854086, 857425, 926224, 950896, 969058, 1385701 СССР и др.) [45, 51].

К пассивным неиндустриальными способам относятся способы защиты, использующие тепловую изоляцию при строительстве скважин:

- US 3386512, 3397445, 3525399, 3557871, 3642065, 3650327, 3664424, 3677340, 3700050, 3718184, 3722591, 3763935, 3820605, 3827978, 3831678, 3841404, 3899026, 4024919 и др. [45, 51];

- А.с. 184205, 274761, 491779, 732503, 784404, 878909, 904404, 998732, 1010257, 1365775, 1389348, 1438296 СССР и др. [45, 51].

1.1.1 Обзор термических способов защиты конструкции скважины

В обзоре термических способов защиты конструкции скважины рассмотрены 24 патента СССР и РФ, а также 13 патентов США, опубликованные с 1966 г.

В 1966 г. В.И. Белов, И.Е. Шевалдин, В.Ф. Шохин [8] для предотвращения гидратообразования при эксплуатации скважины предложили заполнять воздухом пространство между двумя колоннами обсадных труб, перекрывающих мерзлоту.

Позже, в изобретении Ц.В. и Б.Д. Оуэнсов [61, US 3397445] для закачки пара в нефтяные пласты рекомендовалось вакуумировать кольцевое пространство между НКТ и эксплуатационной колонной.

В 1971 г. J. Hyde и W. George (US 3613792) отмечали, что для стабильной добычи теплового флюида в скважине, расположенной в зоне распространения ММП, необходимо заполнять кольцевое пространство между кондуктором и технической колонной незамерзающей (нефть, спирты, гликоли, рассолы ...) или низкокипящей (пропан, этан, фреоны...) жидкостью [45, 61, 77]. Другой вариант предусматривал циркуляцию жидкости в пространстве между кондуктором и технической колонной. Эксплуатационная колонна и НКТ (при необходимости) теплоизолировались.

В этом же году Н.Г. Войцик [9] рекомендовал частично заполнять кипящим при низких температурах веществом (например, пропан–бутановая смесь) кольцевое пространство между обсадными трубами, перекрывающими зону ММП.

В 1972 г. E.M. Blount с соавторами [61, 88, 89] предложили для защиты скважины от последствий протаивания и обратного промерзания ММП использовать на обсадных трубах блоки из пенопласта (пенополиуретана), а кольцевой зазор между обсадными трубами заполнять газом (парами октафторциклобутана).

По мнению F. Burnside (US 3650327), для снижения тепловых потерь при нагнетании пара в скважину, пробуренную в зоне мерзлоты, необходимо заполнять кольцевое пространство между двумя обсадными колоннами суспензией вермикулита, которая после выпаривания воды образовывала слой сухого вермикулита, обладающий высоким термическим сопротивлением [45, 51, 61, 77].

Для теплоизоляции скважины Л. Фарес (US 3685583) предлагал использовать конвекцию атмосферного воздуха для охлаждения ММП [61], а Р. Радрин (US 3703929) – циркуляцию в межтрубном пространстве жидких хладоносителей [51, 61].

В начале 70–х гг. J. Best и J. Duda (US 3771590, 3815674) рекомендовали защищать мерзлоту от таяния при помощи испарения жидкости, расположенной между теплоизолированной эксплуатационной колонной и кондуктором, и затем конденсации ее паров в теплообменнике [45, 51, 77]. В качестве охлаждающей жидкости можно использовать сернистый ангидрит, этилхлорид, метилхлорид.

В это же время И.Х. Шаймарданов с соавторами [9] отмечали, что для создания заданных температурных условий в скважинах, расположенных в зонах ММП, необходимо в кольцевое пространство между эксплуатационной и термоизоляционной двухстенной обсадной колоннами подавать нагретые газ или жидкость, которые через отверстия внизу колонны поступали в межтрубное пространство обсадной колонны и наверху выходили через отводную трубу.

L. Miles (US 3827978) рекомендовал в межтрубном пространстве скважин, пробуренных в мерзлоте, применять комбинированную изоляцию, состоящую из теплоизоляционной жидкости на основе нефти (в отдельных случаях с добавлением этилена или этана) и полых сферических частиц из стекла или пластмасс размером $5 \cdot 10^{-2}$ мм [45, 77].

Позже, Т. Mondshine (US 3831678) рассматривал возможность в качестве теплоизолятора применять жидкость на нефтяной основе, в которую введены глинистый гелеобразующий агент, диспергирующий агент для глины, иногда асбест [45, 77].

В 1974 г. В.В. Ломоносов, С.П. Омесь с соавторами (А.с. 440483 СССР) предложили для замедления протаивания ММП разместить дополнительную колонну в кольцевом пространстве между стенкой скважины и кондуктором, зацементировать ее одновременно с кондуктором до устья скважины [45, 51, 61, 77]. В дополнительную колонну закачивать охлажденный хладоагент, который

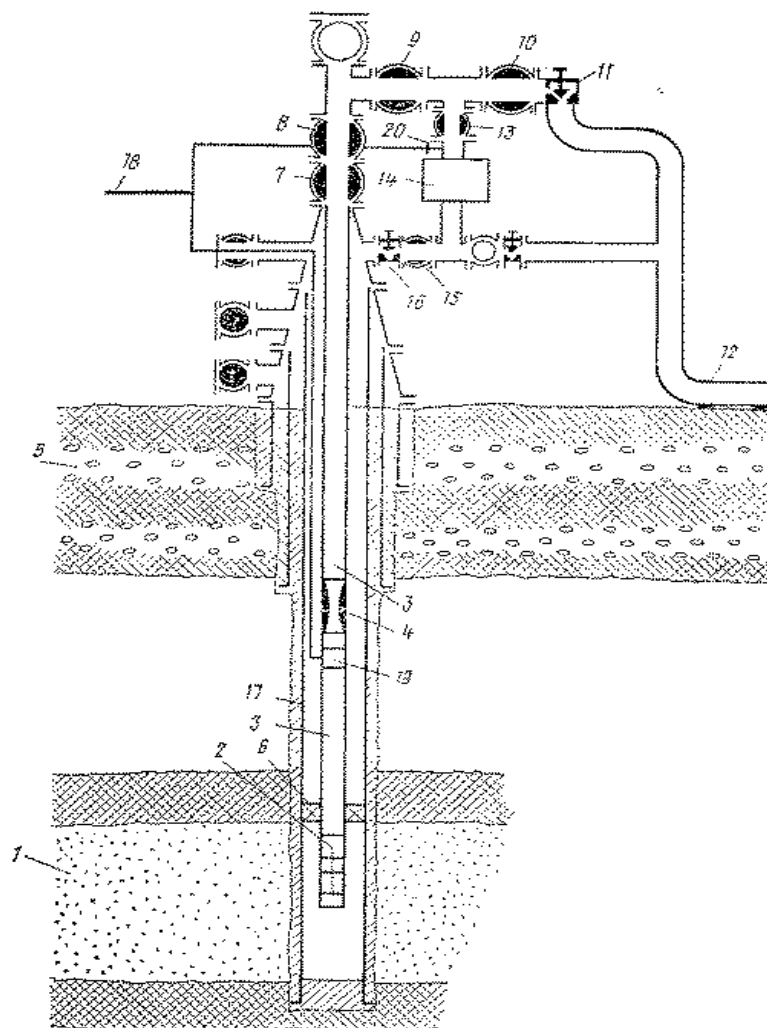
через узел соединения попадает в пространство между эксплуатационной колонной и кондуктором, а затем – на устье скважины и в холодильное оборудование. В этом же году О.Г. Ильский с соавторами [12] рекомендовали использовать закачку охлажденного газа высокого давления в затрубное пространство скважины, эксплуатируемой в зоне вечной мерзлоты.

Для предупреждения растепления ММП при бурении скважин советские специалисты предложили колонны обсадных и бурильных труб соединять с разноименными полюсами источника постоянного тока для возникновения низкотеплопроводного слоя между буровым раствором и обсадными трубами [45, 51, А.с. 753185 СССР].

P. Durning и J. Robinson (US 3880236) рекомендовали для добычи горячей жидкости закачивать по трубам малого диаметра между кондуктором и технической колонной хладагент, который далее подавался в трубопровод через специальное отверстие в верхней части кондуктора [45, 77]. Трубопровод снабжен теплообменником, эксплуатационная колонна теплоизолирована.

В 1975 г. J. Robinson (US 3882937) предложил закачивать газ высокого давления в кольцевое пространство между кондуктором и эксплуатационной колонной по трубам малого диаметра с расширяющейся насадкой для охлаждения газа [45, 51, 61, 77]. J. Culter (US 3899026) рекомендовал закачивать в кольцевое пространство между колоннами в скважине суспензию в нефти тонкомолотого кремнезема [45, 61, 77]. Советские специалисты (А.с. 491779 СССР) предлагали проводить теплоизоляцию скважины, используя процесс образования гидратов в пространстве между эксплуатационной колонной и кондуктором [45, 51, 77].

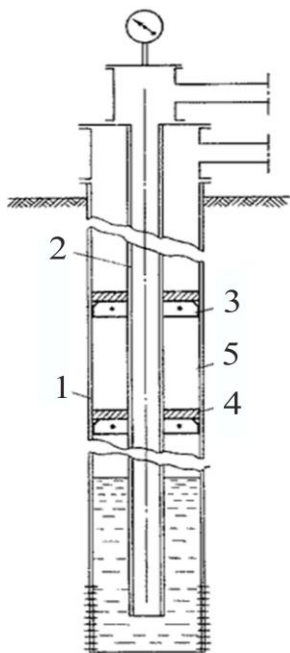
В 1977 г. В.А. Астахов, С.Н. Бузинов с соавторами [13] для предотвращения растепления околоствольного пространства скважин в зоне распространения ММП рекомендовали разделить поступающий из продуктивного пласта газ на два потока, один из которых направлять в газопровод, другой – охлаждать и подавать в затрубное пространство между НКТ и эксплуатационной колонной, а затем – через эжектор направлять в НКТ (рисунок 1.2).



1 – продуктивный горизонт, 2 – скважинное специальное оборудование, 3 – насосно-компрессорная труба, 4 – эжектор, 5 – многолетняя мерзлота, 6 – пакер, 7, 8, 9, 10, 13, 15 – задвижка, 11 – регулирующий штуцер, 12 – трубопровод, 14 – воздушный холодильник, 16 – редуцирующий штуцер, 17 – эксплуатационная колонна, 18 – метанолопровод, 19 – ингибиторный клапан, 20 – форсунка

Рисунок 1.2 – Способ предотвращения растепления околоствольного пространства скважин в зоне многолетней мерзлоты [13]

В 1980 г. А.И. Арутюнов для теплоизоляции скважины рекомендовал устанавливать дополнительные перегородки в кольцевом пространстве между обсадными и насосно-компрессорными трубами (рисунок 1.3) [15].



1 – обсадная колонна, 2 – колонна НКТ, 3 – центрирующие приспособления, 4 – эластичные пластины, 5 – изолированные участки

Рисунок 1.3 – Устройство для теплоизоляции НКТ в скважине [15]

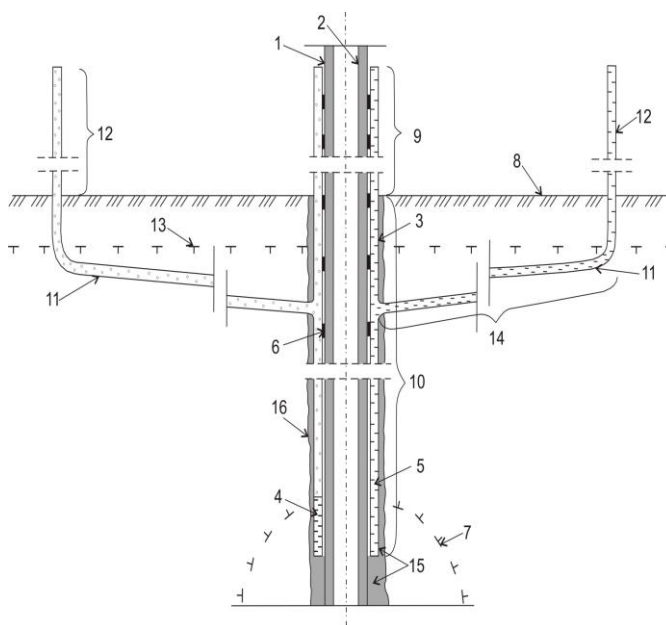
В это же время В.И. Зыков и И.И. Маслов [19] предложили для теплоизоляции скважины использовать в затрубном пространстве твердую смесь нефти и олеума. Для этого необходимо закачать жидкую смесь и затем через нее прокачать пар температурой $200 \div 206^\circ\text{C}$.

В 1983 г. Г.И. Мищенко с соавторами [22] рекомендовали в скважине между обсадной и нагнетательной колоннами использовать теплоизоляцию в виде гранул базальтового волокна, полученных после выпаривания влаги паром из водной суспензии базальтового волокна.

Авторы Н.А. Носков и др. [27] предложили для надежной работы скважины, пробуренной в зоне распространения ММП, на обсадной колонне установить наполненный аммиаком или керосином кожух с подключенными к нему трубопроводами (рисунок 1.4). Зимой охлаждающий кожух работает термоизолятором, а трубопроводы - накопителями холода.

В 1991 г. Н.А. Носков с соавторами [29] рекомендовали около ствола скважины, находящейся в зоне ММП, размещать охлаждающие узлы, состоящие из поочередно расположенных термосвай и термосифонов. Причем, нижняя часть

ОУ устанавливается в грунте, верхняя часть – на обсадной колонне, средняя часть – на грунте. В ОУ находится керосин либо аммиак. При использовании термосвай и термосифонов почва намораживается в виде конусов, причем его основание расположено у термосвай в верхней части, у термосифонов – наоборот (рисунок 1.5).



1, 2 – колонна обсадных труб, 3 – кольцевой охлаждающий кожух, 4 – аммиак, 5 – керосин, 6 – жесткая связь охлаждающего кожуха с обсадной колонной труб 2, 7 – граница зоны мерзлоты, 8 – устье скважины, 9 – верхняя часть кожуха, 10 – нижняя часть кожуха, 11 – трубопроводы, 12 – свободный конец трубопровода, 13 – зона сезонного оттаивания, 14 – радиальный участок трубопровода, 15 – цементный раствор, 16 – скважина

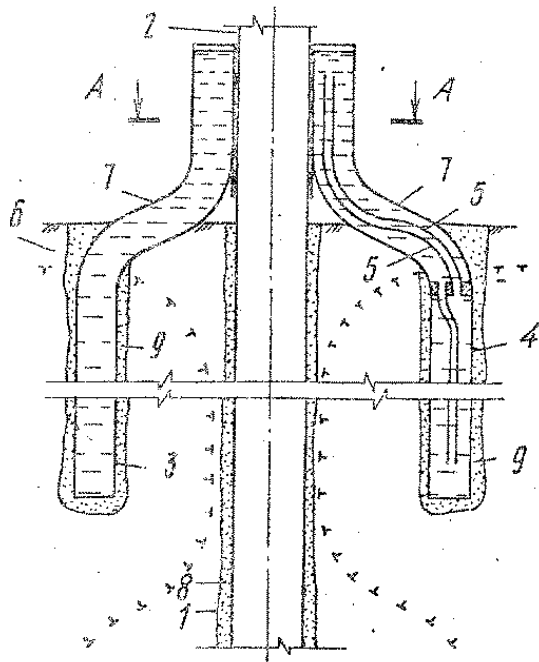
Рисунок 1.4 – Конструкция скважины в ММП [27]

В начале 90-х гг. В.Н. Дегтярев и др. [25] рекомендовали для теплоизоляции скважины закачивать в ее затрубное пространство передвижным компрессором газ, имеющий низкую теплопроводность.

В 1992 г. Р.И. Медведский с соавторами [33] предложили для теплоизоляции расположенных в мерзлоте скважин на внешнюю поверхность наружного

цементного кольца наносить слой алюминиевой пудры или краски.

В этом же году Н.А. Носков, В.Л. Палесик [30, 32] и др. разработали герметичное устройство для теплоизоляции скважины в ММП, состоящее из двух соосно размещенных труб (наружной и внутренней) и вертикальной теплоизолированной перегородки. В кольцевом пространстве между трубами помещали охлаждающую жидкость (например, дизтопливо), циркулирующую в



1 – ствол скважины, 2 – обсадная колонна, 3 – термосвая, 4 – термосифон, 5 – струенаправляющий элемент, 6 – грунт, 7 – средняя часть охлаждающего узла, 8 – цементный раствор, 9 – затрубное пространство охлаждающего узла

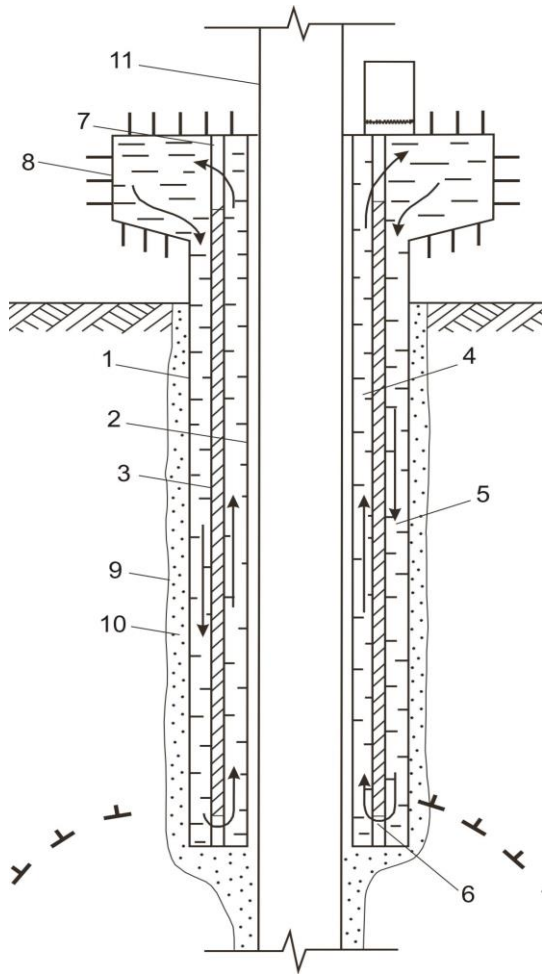
Рисунок 1.5 – Конструкция скважины в зоне ММП [29]

термометрическими устройствами [101].

В конце 90-х гг. Л.С. Чугунов, О.М. Ермилов и др. [104] рекомендовали в скважине за направлением размещать контейнеры с незамерзающей жидкостью (например, дизельное топливо), в которые были установлены термостабилизаторы (Ø4 см). Местоположение контейнеров и их количество определялось после решения 2-мерного нестационарного уравнения теплопроводности.

устройстве. Нагретая жидкость по внутренней кольцевой полости двигалась вверх и затем охлаждалась в верхней части устройства, находящейся выше грунта. Охлажденная жидкость перемещалась вниз по наружной кольцевой полости (рисунок 1.6).

В 1997 г. Р.Р. Кадыров с соавторами рекомендовали в зимний период для обогрева устья нагнетательной скважины [99] использовать термосифоны, нижняя часть которых заглублена в грунт, а верхние части – гидравлически соединены. В том же году А.В. Полозков и др. предложили для контроля за качеством крепления скважины в зоне ММП использовать установленные за направлением термометрические трубки с

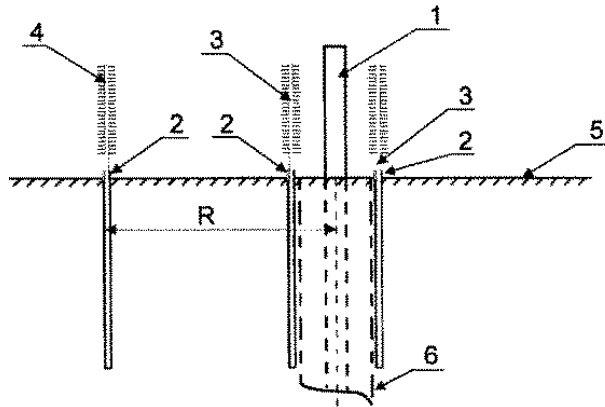


1 – наружная труба, 2 – внутренняя труба, 3 – перегородка, 4 – внутренняя кольцевая полость, 5 – внешняя кольцевая полость, 6 – нижнее перепускное отверстие, 7 – верхнее перепускное отверстие, 8 – теплообменник, 9 – стенка скважины, 10 – цементный раствор, 11 – обсадная колонна

Рисунок 1.6 – Устройство для термоизоляции скважин в ММП [32]

В 2000 г. В.И. Кононов с соавторами [108, 158, 186] предложили в скважине, пробуренной в ММП, устанавливать охлаждающую систему, состоящую из термостабилизаторов небольшого диаметра, находящихся в теплопередающих трубах-контейнерах (рисунок 1.7). Трубки-контейнеры размещали за трубой направления в цементном кольце и в земле на расчетном расстоянии от скважины.

В этом же году Ю.М. Блинов и М.В. Попов [107] рекомендовали создавать теплоизоляционный слой в затрубном пространстве скважины в зоне вечной мерзлоты закачивая пенопласт с цементно-сапропелевым вяжущим через инъекционные трубы. Гранулы пенопласта – $\varnothing 2\div 7$ мм (20÷30 об.%) и $7\div 10$ мм (80÷70 об.%), смесь цемент/сапропель = $(1: 5)\div(1:3)$ по сухому веществу.



1 – добывающая скважина, 2 – трубки-контейнеры, 3 – термостабилизаторы внутреннего контура, 4 – термостабилизаторы внешнего контура, 5 – дневная поверхность, 6 – труба направления скважины

Рисунок 1.7 – Схема геотехнической системы "добывающая скважина – термостабилизаторы – многолетнемерзлые породы" [108]

или кондуктор/эксплуатационная колонна) или в приствольном массиве скважины.

В 2003 г. В.С. Якушев и В.А. Истомин [208] для борьбы с протаиванием ММП около устья нетеплоизолированной скважины рекомендовали использовать сезонно–охлаждающие устройства. Теплообменная часть СОУ устанавливалась на несущей балке с опорными сваями, прикрепленной к пробуренной скважине. На расстоянии $1 \div 1,5$ м от устья скважины бурились $4 \div 6$ неглубоких скважины ($10 \div 20$ м), в которые опускалась охлаждающая часть СОУ.

Р.А. Гасумов с соавторами [53, 124] в 2006 г. предложили для теплоизоляции расположенной в районе ММП скважины закачивать между НКТ и обсадной колонной незамерзающую жидкость с газонаполненными стеклянными/ алюмосиликатными/ полимерными микросферами. Заполнять микросферы можно выхлопным или природным газом.

А.М. Сиротин и др. в 2001 г. предложили для защиты околоствольного пространства скважины в зоне ММП от растепления делить на две части объем пластового газа из скважины [110]. Причем, одна часть газа сразу направлялась в газопровод, другая часть – только после охлаждения и прохождения через теплообменники, находившиеся в межколонном пространстве (направление/кондуктор

1.1.2 Обзор отечественных и зарубежных конструкций теплоизолированных обсадных и лифтовых труб

В обзоре конструкций теплоизолированных обсадных и лифтовых труб рассмотрены 43 патента и 8 полезных моделей СССР и РФ, а также 7 патентов США и ФРГ, опубликованные с 1966 года.

В 1968 г. авторы патента [16, 86, 105] описали теплоизолированную трубу, в которой тонколистовой экранирующий материал наматывался внахлестку на внутреннюю трубу и снаружи был защищен кожухом.

В 1970 г. авторы [87, 106] предложили в термоизолированной колонне использовать в межтрубном пространстве между наружными и внутренними рядами труб силикат калия в качестве теплоизолирующего материала. Был разработан оригинальный сальниковый узел, который использовался для герметизации при удлинении внутренних труб в секциях, связанных между собой телескопически.

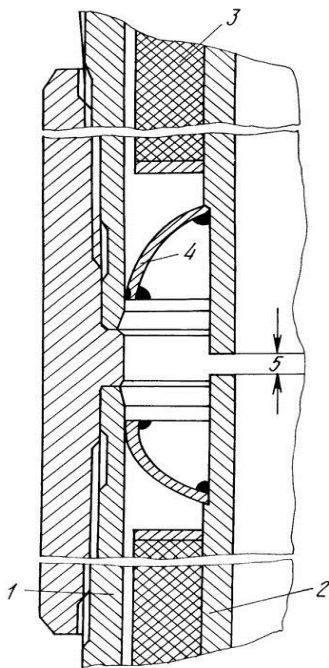
W.G. Allen [18, 61, 90, 91] в своем изобретении описал теплоизолированную колонну, в которой используются теплоизолирующий (пенополиуретан) и экранирующий материалы, помещенные в вакуумированное межтрубное пространство между внешней и внутренней трубами.

В 1973 г. А.Н. Крашенинников разработал оригинальную конструкцию теплоизолированной трубы [11]. Позже, Р.А. Barber с соавтором [61, 92] рекомендовали на обсадные трубы надевать незащищенную кожухами теплоизоляцию из пенополиуретана плотностью от $300 \div 600 \text{ кг/м}^3$, изготавливаемую в виде полускорлуп, поверхность которых должна экранироваться непроницаемым для нефти и воды материалом.

В 1977 г. С.Н. Бузинов, В.С. Смирнов и др. [44, 76] описали конструкцию лифтовой теплоизолированной трубы, состоящую из основной несущей трубы, имеющей резьбовые концы и муфту на одном из них; внутренней металлической трубы–кожуха; металлических гибких элементов – диафрагм, приваренных к основной трубе и кожуху; тепловой изоляции (фенольные пенопласты типа

ФРП–1 или пенополиуретаны типа ППУ–309); альфолового покрытия (фольги), помещенного на наружной поверхности кожуха. Диафрагмы выполняют роль компенсаторов линейных перемещений свариваемых труб, обеспечивают минимальную утечку тепла по торцам труб и предохраняют тепловую изоляцию от механических и гидравлических нагрузок. Предложено было полуторовое сечение диафрагмы, выполненной из нержавеющей стали с коэффициентом теплопроводности в 3 раза меньше, чем у обычной углеродистой стали. На опытном заводе ВНИИГАЗа были проведены стендовые испытания опытных образцов ЛТТ и совместно с АЗИНМАШем отработана технология изготовления труб.

В 1996 г. В.С. Смирнов с соавторами [98] предложили конструкцию



- 1 – несущая труба,
- 2 – герметичный кожух,
- 3 – теплоизоляция,
- 4 – четвертьторцовая торцовая диафрагма

Рисунок 1.8 – Лифтовая теплоизолированная труба [98]

лифтовой теплоизолированной трубы с четвертьторцовыми диафрагмами, которые способны дольше работать без деформации (разрушения), чем полуторовые диафрагмы (рисунок 1.8). Рекомендуемый расчетный зазор между кожухами на стыках – $2 \div 5$ мм.

В конце 70–х гг. В.В. Бобровский, Н.П. Кубарев [42] рекомендовали для закачки пара в пласт использовать теплоизолированную трубу (Н71М1), состоящую из соосно расположенных наружной НКТ с переводниками и внутренней трубы. Концы внутренней трубы жестко соединены с наружной трубой. Заполнение кольцевого зазора между трубами теплоизоляционным материалом (аэрогель) производится в

вакууме. Трубы соединяются в колонну с помощью муфты с трапецеидальной резьбой.

В эти же годы были разработаны теплоизолированные НКТ Thermocase (США, General Electric), состоящие из наружной и внутренней труб, а также изоляцией между ними. Изоляция, представляющая собой чередующиеся слои макропористого полимерного материала (эластичное полотно шириной 1,5 мм) и амальгамированной пластиковой пленки (к примеру, майлар), наматывается на цилиндрическую базу, которая покрыта внутри и снаружи амальгамой. Пространство между наружной и внутренней трубами вакуумируется или заполняется низкотеплопроводным газом (например, криптоном).

В 1979 г. А.М. Попов [14] рекомендовал в узле соединения наружных труб теплоизолированной колонны применять теплоизоляцию, состоящую из теплоизолирующих (к примеру, силикат кальция) и экранирующих слоев.

В начале 80-х гг. А.М. Попов [16], А.Р. Александров, Г.И. Дюдин и др. [17] предложили в качестве теплоизоляции в теплоизолированной трубе применять закрепленный на асбестовой сетке экранирующий материал (а именно, алюминиевую фольгу) и изоляционный материал (например, асбест).

В это же время А.В. Орлов, А.В. Полозков с соавторами [18] с целью повышения надежности герметизации межтрубного пространства предложили на внутренней трубе термоизолированной трубы размещать многослойную теплоизоляцию, состоящую из экранирующего (к примеру, алюминиевая фольга) и теплоизолирующего (к примеру, асбест) материалов. При необходимости, промежуток между теплоизоляцией и внешней трубой засыпали сыпучим теплоизоляционным материалом.

Позже, А.Р. Александров, А.В. Орлов и др. [20, 21] рекомендовали использовать базальтовый холст и алюминиевую фольгу в качестве теплоизоляции для термоизолированной трубы.

В 1983 г. D.M. McStravick с соавтором [93] предложили в скважинах для минимизации потерь тепла при закачки пара использовать трубы, состоящие из

внешней и внутренней труб, изоляции между ними и на стыке смежных секций труб. Внутренняя труба должна состоять из прямого участка и внешне расширяющегося к концу участка, который приваривается к внешней трубе.

В этом же году Е.О. Stephenson и др. [94] рекомендовали использовать в конструкции нагнетательной пар скважины теплоизолированную трубу с многослойной изоляцией или стеклянными микросферами, причем кольцевое пространство между внешней и внутренней трубами заполнено газом низкой проводимости.

В 1984 г. F. Ebeling с соавторами [31, 95] предложили для теплоизоляции труб в скважине использовать мягкий пенополиуретан, на который намотана синтетическая лента.

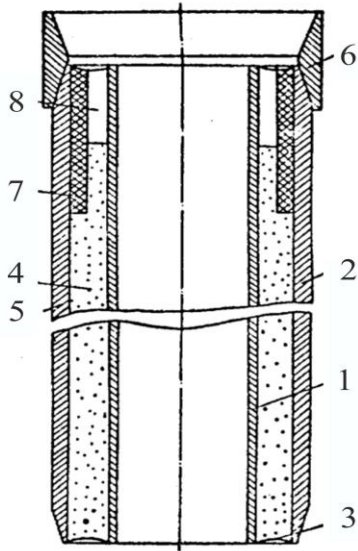
В следующем году J.H. Brady и др. [96, 122] рекомендовали в теплоизолированной трубе герметизировать кольцевую полость между наружной и внутренней трубами.

Позже, К.Е. Kneidel с соавтором [97, 120] описали НКТ для закачки пара, состоящую из коаксиально расположенных наружной и внутренней труб, в кольцевом пространстве между которыми находится изоляция.

В 1989 г. авторы Б.В. Дегтярев и др. [24] рекомендовали в теплоизолированной трубе использовать теплоизолирующий патрубок из пенопласта (к примеру, полиуретана), располагающийся между наружной трубой и порошковой теплоизоляцией. Термическое сопротивление патрубка должно соответствовать термическому сопротивлению теплоизоляции (рисунок 1.9).

В конце 80-х гг. М.В. Артемьев и Ф.Г. Арзамасцев [23] также рекомендовали в теплоизолированной колонне для нагнетания теплоносителя в пласт использовать теплоизолирующий материал аэрогель, размещенный между наружными и внутренними трубами.

В начале 90-х гг. для повышения надежности термоизолированных труб Б.А. Чернов и др. [26] предложили в их конструкции использовать втулку с герметизирующим кольцом и муфту с герметизирующими вставками. Втулка и



1 – внутренняя труба, 2 – наружная труба, 3 – диафрагма, 4 – кольцевое пространство, 5 – порошковая теплоизоляция, 6 – муфта, 7 – теплоизолирующий патрубок, 8 – область проседания порошковой теплоизоляции

Рисунок 1.9 – Теплоизолированная колонна для нагнетания теплоносителя в пласт [24]

который меняет свою форму и размеры при нагревании). Затем, необходимо 1÷5 мин нагревать трубу при 120÷150°С.

В середине 90–х гг. А.Я. Стрюков, З.С. Салихов с соавторами [190] предложили использовать ЛТТ–89х133 (интервал 0÷150 м) в эксплуатационных скважинах на Бованенковском НГКМ. Секция ЛТТ–89х133 представляла собой двухтрубную систему, кольцевое пространство которой герметизировано и заполнено многослойной вакуумированной теплоизоляцией, представляющей собой чередование теплоизолирующего материала (типа ультратонкого стекловолокна) и теплоотражающих экранов (алюминиевая фольга) термостойких

вставки изготовлены из материала с высоким коэффициентом линейного теплового расширения.

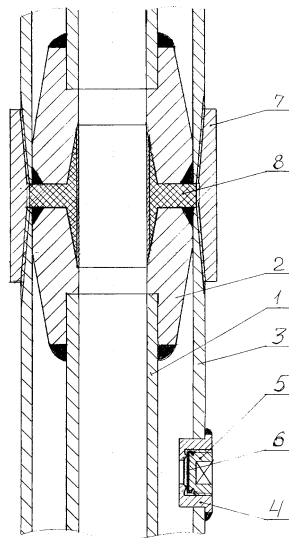
В.Г. Калбазов, В.А. Сарычев [28] рекомендовали на одном конце теплоизолированной трубы на наружную поверхность нанести резьбу, а другой конец трубы выполнить в виде раструба с резьбовым участком на внутренней поверхности. Причем, пространство между наружной и внутренней трубами заполняется многослойным стекловолокном и вакуумируется.

В 1992 г. В.И. Божко и др. [31] предложили теплоизолировать трубы нанося на них последовательно: 1) изоляцию толщиной 10÷15 мм из воздушно–базальтоволокнистой смеси; 2) гидроизоляцию (лента из материала,

до температуры $300\div 400^{\circ}\text{C}$. Рекомендованный коэффициент теплопроводности изоляции – не более $0,01$ ккал/м·ч·град. Давление в кольцевом пространстве порядка должно быть $10^{-1}-10^{-2}$ мм.рт.ст. В кольцевом пространстве расположены геттеры. Резьбовые соединения изолируются теплоизоляционными втулками с коэффициентом теплопроводности не более $0,06$ ккал/м·ч·град.

В конце 90–х гг. А.В. Федосеев, А.Р. Александров, В.А. Рачковский, Г.М. Марченко, Е.А. Спиридович [100, 102, 106] работали над конструкцией термоизолированной колонны. В это же время В.И. Кудинов, Е.И. Богомольный, М.П. Завьялов и др. [69, 105] предложили в теплоизолированной трубе вакуумировать межтрубное пространство до $10^{-4}-10^{-3}$ мм.рт.ст, заполненное многослойной экранной изоляцией (слои алюминиевой фольги и стеклянной сетки).

В начале 2000–х гг. З.С. Салихов [135] с соавторами рекомендовали в теплоизолированных трубах на



- 1 – внутренняя труба, 2 – раструб,
3 – наружная труба, 4 – седло,
5 – клапан, 6 – медная прокладка,
7 – муфта, 8 – уплотнительная втулка

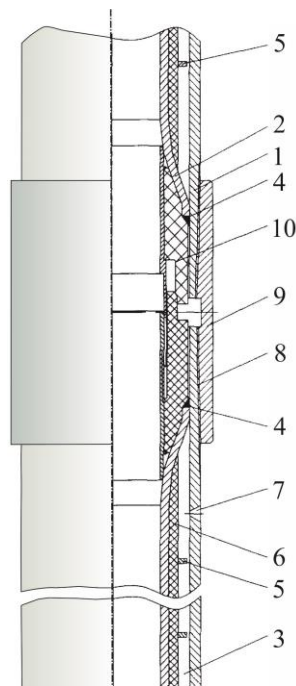
Рисунок 1.10 – Теплоизолированная колонна [136]

теплоизолированных трубах на одном конце наружной трубы выполнить резьбу муфты, на другом – резьбу ниппеля, на которую навинчивать сменный переводник. В эти же годы Р.Р. Багиров, С.Д. Бирюков и др. [136] в теплоизолированной колонне предложили использовать сварную внутреннюю трубу, состоящую из 3 частей (рисунок 1.10). Средняя часть – гладкая труба, крайние части – раструбы, приваренные к средней части.

По мнению И.Ф. Калачева, Р.Н. Рахманова, Р.М. Шаммасова

[114] наружную поверхность теплоизолированной трубы необходимо покрывать коррозионностойким составом, а внутреннюю поверхность теплоотражающим составом. В 2007 г. Р.Р. Багиров и М.П. Завьялов с соавторами [125] отмечали, что для сохранения вакуума в теплоизолированной трубе необходимо в кольцевом пространстве между наружной и внутренней трубами разместить герметизирующее кольцо из политетрафторэтилена.

И.В. Щапин с соавторами [120, 121, 122] рекомендовали: межтрубное пространство теплоизолированной трубы вакуумировать ($\sim(10\div 13)\cdot 10^{-6}$ МПа) и



1 – наружная труба, 2 – внутренняя труба, 3 – кольцевое пространство между наружной и внутренней трубами, 4 – вакуумно–плотный шов, 5 – центратор, 6 – многослойная теплоизоляция, 7 – отверстие под клапан, 8 – резьба, 9 – муфта, 10 – изолирующая вставка

Рисунок 1.11 – Теплоизолированная труба [120]

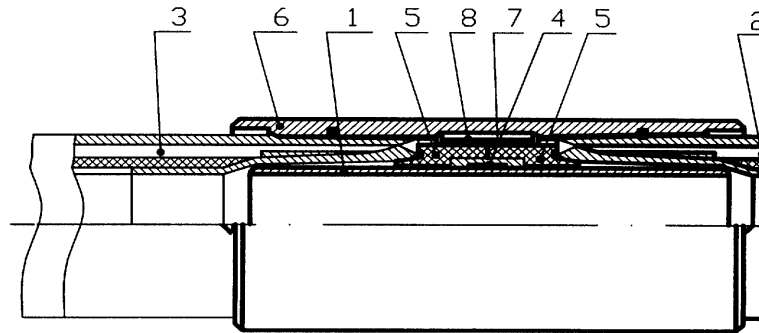
заполнять инертным газом (к примеру, криптон, ксенон ...); использовать многослойную экранную теплоизоляцию (слой металлической фольги (например, из алюминия или титана) чередуется со слоем теплоизолирующего материала (к примеру, стекловолокно или базальтовое волокно ...)); применять муфту с изолирующей вставкой (рисунок 1.11).

Н..Д. Цхадая с соавторами разработал [112, 118] для теплоизолированной трубы оригинальный узел соединения наружной и внутренней труб; предложил использовать теплоизоляцию, состоящую из чередующихся слоев теплоизолирующего (например, базальтовый холст) и экранирующего

(например, фольга) материалов.

Авторы патента В.П. Мелихов, В.Г. Прокопенко и др. [117] предложили для теплоизолированной трубы использовать многослойную изоляцию (например, чередующиеся слои стеклянной сетки и перфорированной фольги). Причем, в середине трубы изоляция дополнительно усиливалась прошитым теплоизоляционным матом. Межтрубное пространство вакуумировалось до $10^{-10} \div 10^{-11}$ МПа.

В 2004 г. Д.Г. Антониади с соавторами [119] представили трубу термоизолированную с теплоизоляцией, состоящей из алюминиевой и асбестотканевой лент (рисунок 1.12).



1 – стальной патрубок, 2 и 3 – теплоизолированная труба, 4 – дюралюминиевая втулка, 5 – уплотнительные фторопластовые кольца, 6 – муфта, 7 – лента асбестотканевая, 8 – лента алюминиевая

Рисунок 1.12 – Термоизолированная колонна [119]

Авторы А.В. Федосеев, А.Р. Александров и др. [115, 116] рекомендовали для термоизолированной трубы использовать теплоизоляцию из фольги и базальтового волокна, а также устанавливать компенсатор температурного расширения в виде диафрагмы четвертьторового сечения.

В своей работе Н.Д. Цхадая и В.Н. Волков [123] отмечали, что кожух в ТЛТ необходимо выполнять линейно из двух жестко соединяющихся частей, изготовленных из разных металлов, один из которых имеет “память формы” (например, тиникелит титана). При нагреве ТЛТ удлинится часть кожуха,

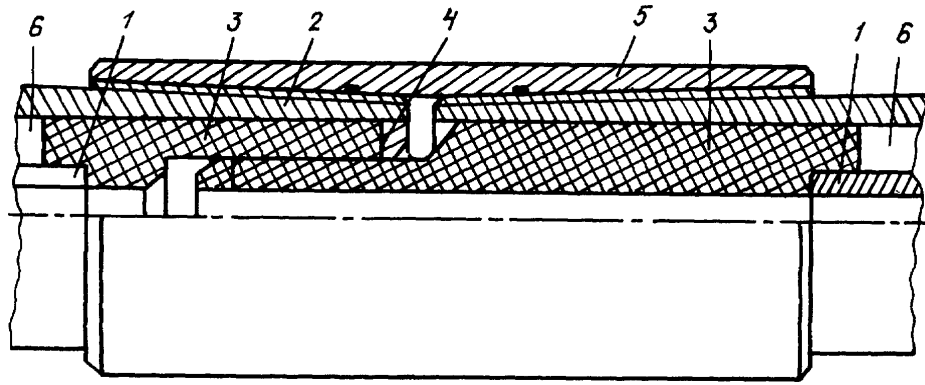
изготовленная из обычного сортамента, а другая часть – одновременно укоротится. Теплоизолирующий материал, расположенный между кожухом и наружными трубами, представляет собой чередующиеся слои из фольги и базальтового холста.

В 2007 г. В.Ф. Буслаев и др. [137] предложили для снижения веса и цены ТЛТ использовать два варианта труб. Первый вариант – труба, изготовленная из эпоксидных смол с добавлением ~ 20÷90 об.% стеклянных микросфер (0,025 мм). Второй вариант – труба из стали с теплоизоляцией, изготовленной из эпоксидных смол с добавлением ~ 60 об.% стеклянных микросфер. Причем, для этой трубы на теплоизоляцию закрепляется фольга из алюминия.

Для уменьшения теплопотерь и предотвращения отложения парафина С.А. Шакаров с соавторами [131, 132, 133, 138] предложил для термоизолированной трубы: использовать многослойную экранную теплоизоляцию (например, стеклянная сетка и алюминиевая фольга); провести дробеструйную обработку внутренней трубы и внутренней части наружной трубы; внутреннюю трубу нагреть изнутри до 300°C и затем на ее внутреннюю часть нанести силикатно–эмалевое покрытие в 2 и более слоев; межтрубное пространство вакуумировать до $10^{-8}÷10^{-10}$ мм.рт.ст; на один конец наружной трубы навернуть муфту с уплотнительной втулкой, на другой конец – переводник с уплотнительной втулкой.

В конце 2000–х гг. В.В. Емельянов, В.Н. Коршунов с соавторами [127, 128] предложили в теплоизолированной трубе в качестве теплоизоляции применять полимер со стеклянными микросферами, которые заполнены инертным газом, а также использовать концевые втулки оригинального устройства (рисунок 1.13). М.И. Горилловский и др. [140] рекомендовали применять пенополиуретан, пенополиизоцианурат в качестве теплоизоляции для теплоизолированной трубы.

В своей работе Г.А. Размазин, В.П. Перфилов и др. [139] представили термоизолирующее сборно–разборное направление.



1 – внутренняя труба, 2 – наружная труба, 3 – втулка, 4 – термостойкие кольца, 5 – муфта, 6 – теплоизолирующий материал

Рисунок 1.13 – Термоизолированная колонна [128]

Авторы А.И. Грехов, В.С. Гончаров и др. [142] рекомендовали для соединения теплоизолированных труб при установке муфты использовать изолирующую вставку, включающую в себя наружную полимерную втулку (к примеру, из фторопласта–4), и изготовленную из металла внутреннюю втулку.

В.А. Моисеев с соавторами [141] отмечали, что в теплоизолированной трубе необходимо использовать теплоизоляцию с поочередно меняющимися слоями, состоящими из базальтового полотна – теплоотражающего материала (к примеру, алюминиевая фольга) – теплоизолирующего материала (к примеру, мультискремнеземистый войлок) – теплоотражающего материала – стеклопластика. На слой стеклопластика предложили крепить защитный слой, представляющий собой пластиковую трубу.

1.1.3 Теплоизоляционные материалы, используемые в термических способах защиты скважин от влияния ММП

Материалы для теплоизоляции, используемые в термических способах защиты скважин от влияния ММП – пенопласт (пенополиуретан, пеностирол...), стекловолокно, пеносиликат, вспученный синтетический каучук, керамзит, перлит, битумоперлит, супертонкие базальтовые и кварцевые волокна,

тиксотропная жидкость, базальтовая пульпа, раствор глинистый и из алюминиевой пудры, суспензия вермикулита, смесь нефти с наполнителями (парафином, кремнеземом сверхтонкого помола, полыми сферическими частицами из стекла или пластмасс, этиленом, этаном, дизельным топливом, топливным маслом, керосином и другие), органические жидкости на основе жирных кислот, аэрогель. Лучшим теплоизолирующим материалом является вакуум, также хорошими теплоизоляторами – воздух, азот, сухой газ.

Учёные из университета Наньян (Сингапур) изобрели ткань, которая может служить изоляцией от инфракрасного излучения [журнал «Applied Physics Letters» (США), сентябрь 2015 г.]. В основе изобретения лежат «элементы Пельтье» – особые полупроводниковые структуры. В настоящее время материал находится в стадии доработки. В дальнейшем, возможно его использование в газодобывающей промышленности.

Характеристика некоторых теплоизоляционных материалов приведены в таблице 1.1.

1.1.4 Практическое применение термических способов защиты конструкции скважины

Термические способы защиты конструкции скважин, расположенных в зонах залегания ММП, получили широкое распространение.

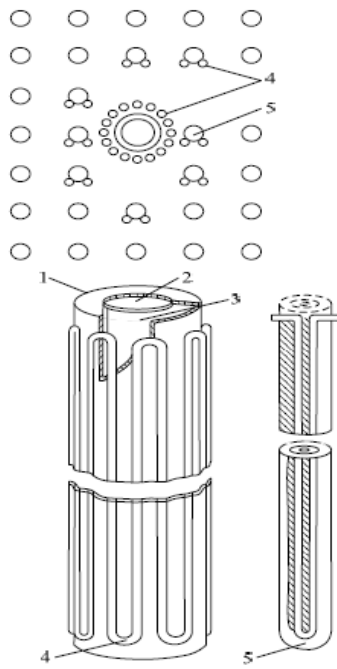
В середине 20 века при освоении месторождений на Аляске было испытано 18–метровое специальное шахтное направление (рисунок 1.14), сконструированное с использованием труб размером 610x406 мм. Эти трубы располагали концентрически и сваривали вместе. Две девятиметровые трубы соединяли с помощью приварных фланцев. После сварки из кольцевого пространства выкачивали воздух, т.е. создавалась термоизолирующая зона. Снаружи к 610 мм трубе приваривали охлаждающий трубопровод в виде змеевика. В качестве охлаждающей жидкости применяли гликоль. Всю эту сварную конструкцию спускали в ствол (Ø850 мм). На 8 сваях, расположенных

Таблица 1.1 – Характеристики теплоизоляционных материалов

Теплоизоляционный материал	Характеристики			
	Плотность, кг/м ³	Коэффициент теплопроводности, Вт/м·°С	Температура применения, °С	Примечание
Маты минераловатные прошивные	25÷125	0,04÷0,12 при t=10÷300°С	300÷700	ГОСТ21880–2011
Плиты минераловатные	50÷350	0,04÷0,051 при t=10÷125°С	-60 ÷ +400	ГОСТ9573–2012
Изделия из стеклянного штапельного волокна	14÷200	0,047÷0,057 при t=25°С	-60 ÷ +180	ГОСТ10499–95
Плиты пенополистирольные	10÷45	0,033÷0,044 при t=25°С	-100÷+80	ГОСТ15588–2014
Пенополиуретан	60	0,033 при t=50°С	≤ 140	ГОСТ30732–2006
Плиты на основе резольных фенольно-формальдегидных смол	50÷100	0,041÷0,045	≤ 130	ГОСТ20916–87
Маты базальтовые теплоизоляционные	55	0,04÷0,06 при t=25÷125°С	-259÷+700	Ту5769–001–14361167–2006
Пирогель Pyrogel XT-E	200	0,021 при t=37°С	до +650	«Aspen Aerogels» (США) – покрытие из аэрогеля и армированной нетканой стеклянно-волоконной прокладки
Криогель Cryogel x201	130	0,014 при t=37°С	-200÷+200	«Aspen Aerogels» (США) – материал на основе кварцевого аэрогеля с усилением микроволокнами

Продолжение таблицы 1.1 – Характеристики теплоизоляционных материалов

Теплоизоляционный материал	Характеристики			
	Плотность, кг/м ³	Коэффициент теплопроводности, Вт/м·°С	Температура применения, °С	Примечание
Криогель Cryogel Z	130	0,014 при t=37°С	-260÷+90	«Aspen Aerogels» (США) – стекловолокнистый холст с частицами аэрогеля диоксида кремния и пароизоляционным слоем в виде алюминиевой фольги, дублированной полимерной пленкой
Спейслофт Spaceloft	150	0,014 при t=37°С	-100÷+200	«Aspen Aerogels» (США) – стекловолокнистый холст с частицами аэрогеля диоксида кремния
ТЗМК–10М	140÷150	0,05 при t=20°С	-60÷+1100	ОНПП Технология (г. Обнинск) – кварцевое волокно
ТЗМК–25	250	0,06 при t=20°С	до 1250	
КЭВТИ	-	-	до 700	ОНПП Технология (г. Обнинск) – базальтовое волокно
Li-900	144	0,05 при t=20°С	до 1260	США – кремнеземные волокна



1, 2 – труба; 3 – кольцевое пространство; 4 – охлаждающий трубопровод; 5 – сваи

Рисунок 1.14 – Схема защиты от таяния вечномёрзлых пород вокруг ствола скважины [43]

вокруг ствола скважины устанавливали охлаждающий трубопровод [43, 45, 47, 48, 67].

Система наблюдения за температурой на площади включала 3 термопары, установленные на соответствующей глубине в вечномёрзлом грунте. Одну термопару устанавливали между стволом скважины и первым рядом свай, вторую – между первым и вторым рядами свай, третью – за пределами свайного основания.

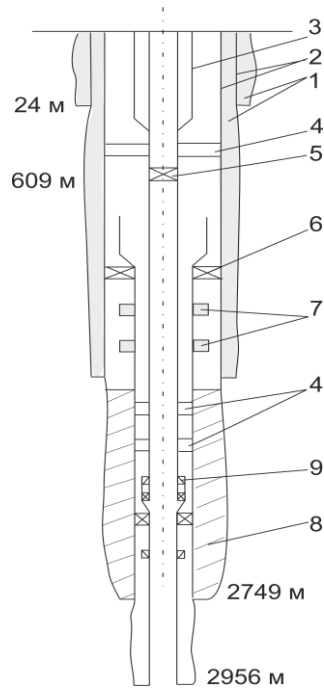
С 70-х г. прошлого века в конструкции скважин на Аляске применялись двустенные теплоизолированные обсадные трубы Thermocase (General Electric, США).

При освоении нефтяных месторождений на Аляске было поставлено 32 тыс м двустенных теплоизолированных труб следующих диаметров: 508x762 мм (направление) – всего 5330 м, 140x245 и 245x299 мм – 1800 м, 140x219 мм – 2500 м, а также 114x178 мм и 67x114 мм [146].

На газонефтяном месторождении Прадхо–Бей (Аляска) использовалась следующая конструкция эксплуатационной скважины (фирма «Арко») [45, 77, 143, 197]: двухстенное теплоизолированное пенополиуретаном направление 508x762 мм до глубины 18÷24 м; кондуктор Ø340 мм до глубины 820 м, который цементировался до устья специальным предназначенным для интервалов низкотемпературных пород цементом; эксплуатационная колонна Ø244 мм; НКТ

Ø140 мм. В интервале низкотемпературных пород пространство между эксплуатационной колонной и НКТ заполнялось незамерзающим составом.

Конструкция скважины фирмы «Бритиш Петролеум Аляска» («Б.П. Аляска») состояла (рисунок 1.15): шахтовое направление Ø508 мм и



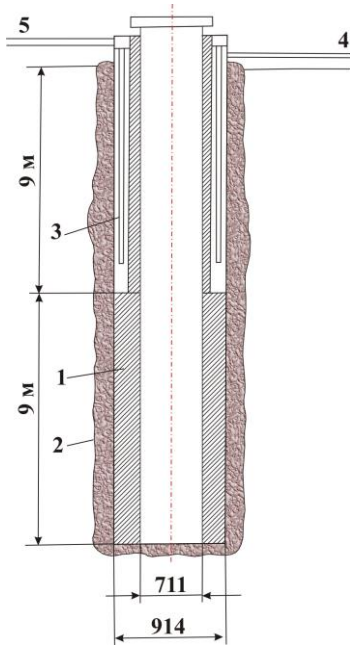
- 1 – цемент для отрицательных температур,
- 2 – обсадные трубы,
- 3 – термоизолированный кожух,
- 4 – муфты,
- 5 – обратный клапан,
- 6 – пакер хвостовика,
- 7 – гидравлические подвесные устройства,
- 8 – цемент,
- 9 – компенсатор

Рисунок 1.15 – Конструкция скважины
фирмы «Б.П.Аляска» [45]

длиной 24 м; кондуктор Ø340 мм (толстостенный) и глубиной 823 м; эксплуатационная колонна Ø267 мм подвешивалась на гидравлическом устройстве ниже подошвы мерзлоты; теплоизолированное НКТ 178x273 мм размещалось в интервале залегания мерзлых пород (0...610 м) и имело в нижней части компенсатор тепловой деформации телескопического типа [45, 47, 77]. При вакуумировании пространства до $6,6 \cdot 10^{-5}$ МПа внутри теплоизолированной НКТ потери тепла через тело трубы уменьшались ~ в 3 раза, а теплопроводность теплоизоляции составила 0,0063 Вт/м·°С [144].

В северных районах Канады на буровой Shell Niglintgak H-30, расположенной в дельте реки Маккензи в зоне ММП толщиной 130÷140 м, использовалась следующая конструкция скважины: специальное направление 711x914 мм (глубина спуска 18 м), 406-мм кондуктор (глубина спуска 545 м),

340–мм промежуточная колонна (глубина спуска 1070 м), 244–мм хвостовик (глубина спуска 2379 м) [37]. Для контроля за температурой пород в зоне мерзлоты на кондукторе через 9 м было установлено 25 датчиков температур.



1 – теплоизоляция, 2 – цементный камень, 3 – 16–мм трубка для закачки хладагента, 4 – патрубок для выхода хладагента, 5 – патрубок для входа хладагента

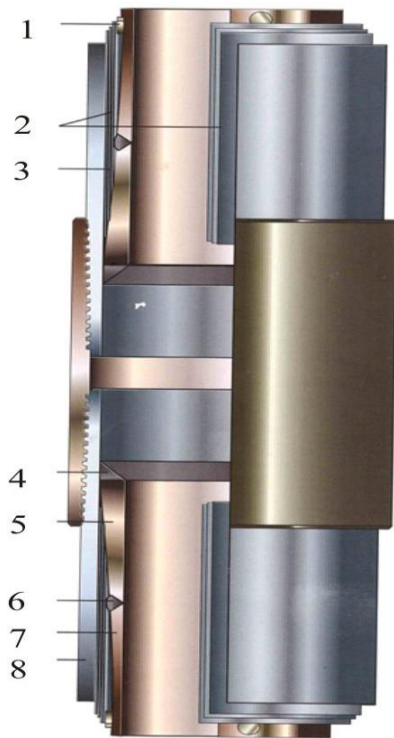
Рисунок 1.16 – Конструкция направления 711x914 мм [37]

В межтрубном пространстве 711 и 914 – мм труб специального направления находился змеевик, по которому циркулировала охлаждающая жидкость (рисунок 1.16). Змеевик располагался на верхних 9 метрах специального направления, нижние 9 метров были оборудованы тепловой изоляцией. Позже, из-за сложности изготовления конструкция была упрощена и вместо змеевика установили 8 трубок Ø16 мм, по которым закачивался хладагент (керосин или рассол, охлажденный до $-5,5^{\circ}\text{C}$) [37].

На месторождении Жобо (Венесуэла) в скважинах для нагнетания водяного пара межколонное пространство между обсадной колонной и лифтовой трубой заполнялось органической жидкостью на основе жирных кислот производства Кен-Пак [155].

С 1999 г. НКТ с вакуумной многослойной изоляцией (VIT™) компании Tube–Alloy's™ (США) успешно применялись на глубоководных скважинах Мексиканского залива и в Северном море. Сборная труба типа VIT (Vacuum Insulated Tubing) обычно состоит из резьбовой внешней трубы и внутренней трубы, приваренной к внешней трубе; многослойной изоляции из слоев

алюминиевой фольги и «сетчатого холста», которая наматывается на внутренние трубы; геттеров для сохранения вакуума (рисунок 1.17).



- 1 – газопоглотитель (место установки насоса),
- 2 – многослойная изоляция,
- 3 – вакуумированное затрубное пространство,
- 4 – угловой сварной шов,
- 5 – переходная секция,
- 6 – стыковой сварной шов,
- 7 – внутренняя труба,
- 8 – внешняя труба

Рисунок 1.17 – Базовая конструкция труб типа VIT

В декабре 1975 г. на газовом месторождении Медвежье (ЯНАО) (рисунок 1.18) была введена в эксплуатацию скважина №501, в конструкции которой применили разработанные ВНИИГАЗом обсадные теплоизолированные трубы модели ОТТ–219х273 с теплоизоляцией из пенополиуретана ППУ–309 [164].

На месторождении Медвежье сеноманские отложения толщиной 270÷300 м вскрыты на глубине 1050÷1300 м. Газовая сводовая пластово–массивная залежь подстилается подошвенной пластовой водой [52, 67]. Протяженность залежи составляет 120 км, ширина – 13÷18 км, высота – 114÷135 м. Средняя толщина продуктивного пласта составляет 24÷113 м, средняя эффективная толщина – 44 м. Продуктивная толща представлена переслаивающимися пластами

слабосцементированных песчаников, песков, алевролитов, опесчаненных глин. Толщина ММП колеблется 200÷390 м, увеличиваясь в направлении с юга на север. Температура ММП составляет $-0,5\div-1^{\circ}\text{C}$ (южная часть месторождения), до -2°C (северная часть месторождения) [40, 159].

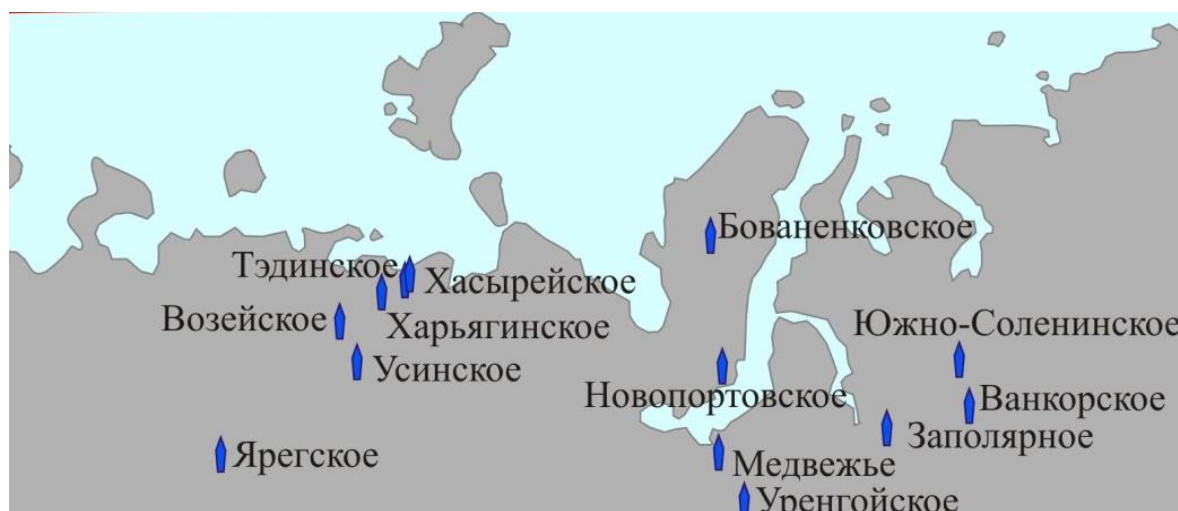


Рисунок 1.18 – Схема расположения некоторых месторождений РФ, на которых в конструкции скважин применялись теплоизолированные трубы

В начале 70-х гг. во время бурения и эксплуатации скважин на месторождении Медвежье возникали различные осложнения, связанные с растеплением и обратным промерзанием мерзлых пород (приустьевые обвалы, перекосы фонтанной арматуры и т.д.), что приводило к потере устойчивости скважин. В первые годы эксплуатации около некоторых скважин глубина приустевых воронок при провалах достигала нескольких десятков метров (скважины №120, 124, 209...), а диаметр провала – $8\div 10$ м. На ряде скважин отмечались неоднократные устьевые провалы (№198, 204, 205, 302...) [74].

Конструкция скважины №501: кондуктор $\varnothing 324$ мм (глубина спуска 383 м); эксплуатационная колонна $\varnothing 219$ мм (глубина спуска 1329 м), в верхней части которой находятся ОТГ–219х273 (без альфолевого покрытия) с теплоизоляцией ППУ–309; НКТ $\varnothing 168$ мм (глубина спуска 1156 м). Спущено всего 20 секций труб ОТГ–219х273. Интервал перфорации 1102÷1175 м, забой скважины пробуренный 1352 м. Коэффициент теплопроводности ППУ–309 составил 0,02 Вт/м·К [162, 174]. С 2008 года скважина №501 находится в консервации.

В конце 70-х гг. устье скважины №100 Возейского нефтяного месторождения (Республика Коми) было оснащено 18 метровым охлаждающим шахтным направлением системы «Джол» $\varnothing 710 \times 895$ мм с принудительной

циркуляцией хладоносителя в верхней части системы. Нижняя ее часть представляла собой пассивный теплозащитный экран. Температура хладоносителя $< -8^{\circ}\text{C}$. Около устья скважины размещали морозильную установку «Термокинг» [43, 45, 47, 155].

В начале 80-х гг. «ПечорНИПИнефть» разработала ТНКТ-13466-2-14.00.00 СБ и ТНКТ-13466-2-12.00.00 СБ, а также провела испытания в скважине №429 пермо-карбоновой залежи Возейского месторождения [51, 70, 83, 143]. Технические характеристики ТНКТ: $\text{Ø}_n 168$ мм, $\text{Ø}_{\text{вн}} 73$ мм, длина труб 8 м, коэффициент теплопроводности $0,05$ Вт/м·К (определен перед спуском), допустимая температура теплоносителя 80°C (ТНКТ-13466-2-14.00.00 СБ) и 120°C (ТНКТ-13466-2-12.00.00 СБ), узел компенсации температурных напряжений – на внутренней трубе (ТНКТ-13466-2-14.00.00 СБ) и на наружной трубе (ТНКТ-13466-2-12.00.00 СБ). Эксплуатационная колонна $\text{Ø}245$ мм в интервале $0 \div 160$ м была оборудована датчиками температуры. В скважину до глубины 160 метров было спущено последовательно 10 секций ТНКТ-13466-2-14.00.00 СБ, изготовленных экспериментальным заводом ВНИИБТ, и 10 секций ТНКТ-13466-2-12.00.00 СБ, далее использовали НКТ $\text{Ø}60$ мм. Начальная температура жидкости на устье скважины составила 10°C , средняя температура на промежуточной колонне $2,4^{\circ}\text{C}$. При непрерывной работе скважины температура в колонне НКТ повысилась до 23°C , а средняя температура на наружной стенке эксплуатационной колонны в интервале $0 \div 160$ м составила 3°C [51, 70].

На основе анализа испытаний ТНКТ на скважине №429 Возейского месторождения были разработаны ТНКТ-II.00.00.000 и ТНКТ-III.00.00.000: $\text{Ø}_n 114$ мм, $\text{Ø}_{\text{вн}} 60$ мм, коэффициент теплопроводности $0,05$ Вт/м·К, допустимая температура теплоносителя 150°C (ТНКТ-II.00.00.000) и 70°C (ТНКТ-III.00.00.000), узлов компенсации температурных напряжений нет. Конструкции этих труб отличаются только тем, что наружная труба ТНКТ-II.00.00.000 выполнена из сплава Д16-Т, а ТНКТ-III.00.00.000 – из стали.

При закачке пара ($t_{п}=200^{\circ}\text{C}$, $P_{п}=1,2\div 2$ МПа) в течение 3 месяцев в скважину №17/2 (опытный участок Лыаельской площади Ярегского месторождения) ТНКТ–II.00.00.000 (пять секций) прошли испытания [70].

В 1980 году скважина №110 на Южно-Соленинском газоконденсатном месторождении ЯНАО была оснащена ТЛТ–168x73 с теплоизоляцией из пенополиуретана ППУ–308М. Средний фактический коэффициент теплопроводности $0,051$ Вт/м·К [36, 47, 48, 56, 162, 164, 180, 189].

Конструкция скважины №110: кондуктор $\varnothing 324$ мм (глубина спуска 332 м), оснащенный термодатчиками на глубинах 36 м и 57 м с кабельным каналом связи; промежуточная колонна $\varnothing 219$ мм (глубина спуска $227\div 1224$ м); эксплуатационная колонна $\varnothing 219$ мм (глубина спуска $0\div 207$ м) и $\varnothing 146$ мм (глубина спуска $207\div 2506$ м); ТЛТ–168x73 (глубина спуска $0\div 203$ м); НКТ $\varnothing 89$ мм (глубина спуска $203\div 2456$ м). Искусственный забой – 2470 м, интервал перфорации $2285\div 2358$ м.

ТЛТ состояли из стальных наружной и внутренней труб; концевых диафрагм из нержавеющей стали, приваренных к концам труб; теплоизоляции из пенополиуретана (ППУ–308М), которая вспенивалась в межтрубном пространстве через отверстие; теплоотражающего альфолового экрана [47].

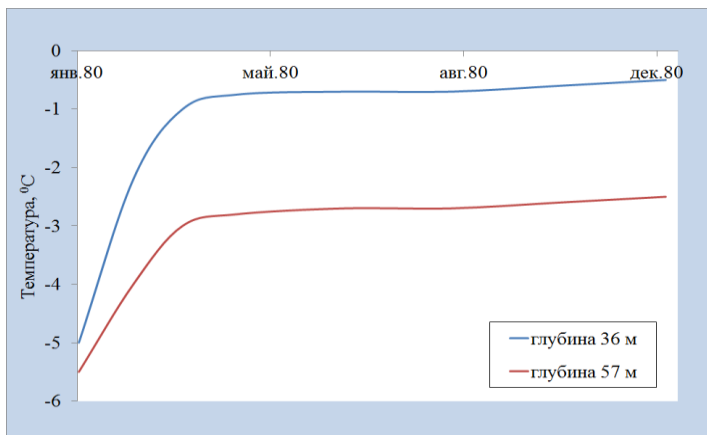


Рисунок 1.19 – Изменение температуры за кондуктором (скважина №110)

На рисунке 1.19 приведены результаты температурных измерений за кондуктором в течение года после пуска скважины №110 в эксплуатацию. Можно отметить, что температура за кондуктором в первые три месяца работы скважины резко повысилась (~ на $3\div 4^{\circ}\text{C}$), а затем не

изменялась и оставалась ниже нулевой при температуре потока газа 20°C . Впервые в отечественной практике было доказана возможность предупреждать

протаивание мерзлоты в ходе длительной работы скважины при использовании ТЛТ.

На Харьягинском нефтяном месторождении (Ненецкий АО) в конструкции скважин применяли: термоизолированное шахтовое направление (ТШН), состоящее из труб $\varnothing 820$ и 426 мм (если кондуктор $\varnothing 324$ мм); направление с воздушным охлаждением НВО–1–55/83 или жидкостно–конвективное направление НЖО–1–55/83 (если кондуктор $\varnothing 245$ мм). В добывающих скважинах межтрубное пространство до глубины 1600 м заполнялось теплоизолирующим материалом. В нагнетательных скважинах до глубины 2000 м устанавливали теплоизолированные НКТ (ТНКТ–IV.00.00.000 конструкции ПечорНИПИнефть») [51, 155].

В начале 80–х гг. на пермо–карбоновой залежи Усинского месторождения (Республика Коми) при закачке пара ($P_{\max}=16$ МПа, $t_{\max}=347^{\circ}\text{C}$) в скважину были проведены испытания теплоизолированных НКТ конструкции фирмы «Союзтермнефть» и Thermocase–650–127/73 фирмы «General Electric» [51, 70]. Трубы Thermocase–650–127/73: $\varnothing_{\text{н}}127$ мм, $\varnothing_{\text{вн}}73$ мм, теплопроводность $0,025$ Вт/м·К, глубина спуска 1220 м. Трубы фирмы «Союзтермнефть» (50.61.02.00.000СБ): $\varnothing_{\text{н}}114$ мм, $\varnothing_{\text{вн}}50$ мм, теплопроводность $0,045$ Вт/м·К, глубина спуска 2000 м. Испытания труб этих фирм прошли неудачно – теплоизолированная колонна была оборвана и смята.

В эти же годы для паронагнетательных скважин ВНИПИтермнефть НПО «Союзтермнефть» разработала технологию термоизоляции затрубного пространства, предполагающую закачку в это пространство базальтовой пульпы с последующим выпариванием из нее воды [144, 198]. Предложенная технология включала приготовление базальтовой пульпы (смесь воды с базальтовым волокном (холсты, шнуры, картон, маты, плиты)); закачку ее в затрубное пространство между НКТ и эксплуатационной колонной; подачу теплоносителя в НКТ; прогрев скважины; выпаривание воды из базальтовой пульпы и гранулирование базальтового волокна в межтрубном пространстве. Для

приготовления базальтовой пульпы в 1 м^3 холодной или подогретой до $30 \div 40^\circ\text{C}$ воды добавляли $50 \div 70$ кг базальтового волокна и перемешивали. Расчетный коэффициент теплопроводности теплоизоляции, полученный по результатам стендовых испытаний при заполнении затрубного пространства скважины 15–мм слоем базальтового волокна при температуре 350°C , составил $0,059 \text{ Вт/м}\cdot^\circ\text{C}$. Данный технологический процесс впервые в промышленных условиях был осуществлен в скв. №1503 Усинского месторождения высоковязкой нефти, а также применен в паронагнетательных скважинах на Гремихинском (Удмуртия), Кенкиякском и Каражанбасском (Казахстан), Зыбза–Глубокий Яр (Краснодарский край) месторождениях.

Опыт эксплуатации тепло/термоизолированных труб на Усинском нефтяном месторождении [35, 65]:

- ЗАО «Нобель–Ойл» в 90–х гг. использовало термоизолированные трубы типа «Thermocase–450 и 750» (OTSI–USA , типоразмер 114 /73 мм) в конструкции скважин №4033, 4038, 4040, 4041, 4233, 4241, 4253, 4263, 4264; трубы ТТ67.5831.00.00 (типоразмер 114/73 мм) производства ЦБПО ООО «ЛУКойл–Коми» (г. Усинск) – на скважинах №6109, 6104, 8129, 4029, 4234;

- Теплоизолированные трубы ТК 114–73–350, изготовленные ООО СП «Акселсон–Кубань» (г. Краснодар), испытывались на скважине №7169 в 2001 году. Теплоизоляция – базальтовые маты на винилацетатной основе. Вакуумирование не предусмотрено. Испытания труб этой конструкции признаны неудачными;

- Теплоизолированные трубы (типоразмер 89/48 мм) ОАО «Удмуртнефть» ООО «Промысловое оборудование» (г. Ижевск) испытывались на скважине №1526 в 2001 году. Трубы данного типоразмера не подошли к условиям эксплуатации на Усинском месторождении.

В скважине № 5602 Бованенковского НГКМ (ЯНАО) использовались ТЛТ–168x114 с блочно–цилиндрической теплоизоляцией ТЗМБ (термозащитный материал базальтовый) [164]. Скважина №5602 пробурена на горизонт ТП₁₋₆ (апт),

закончена строительством 06.06.1995, забой 1540 м, интервал перфорации 1490÷1510 м. Проведена расширка ствола до Ø800 мм под направление до глубины 82 м [66, 207]. Конструкция скважины №5602: направление Ø426 мм (глубина спуска 130 м); кондуктор Ø324 мм (глубина спуска 448 м); техколонна Ø245 мм (глубина спуска 833 м); потайная эксплуатационная колонна Ø168 мм (глубина спуска 680÷1540 м); комбинированная лифтовая колонна спущена на глубину 1486 м (ТЛТ–168x114 – 0÷186 м (7 секций), НКТ 114 – 186÷1486 м) [145]. Скважина эксплуатировалась три недели с 14 июня до 5 июля 1995 г. В скважине №5602 проводились замеры температуры за направлением электротермометрами и термокосами через термометрические трубки Ø48 мм, спущенные до глубины 60÷67 м [40]. Температура прискважинной зоны ММП составила: в начале эксперимента +5÷+7°C (скважина осваивалась теплой водой), через 3 суток – +2,5÷+3,5°C, в конце эксперимента – +1,4 °C (на глубине замера 55 м) и + 3,4°C (на глубине замера 10 м). Средний коэффициент теплопроводности изоляции ТЛТ составил 0,016 Вт/м·К [177].

На скважине №5602 использовали тампонажный материал фирмы «Байрон Джексон» с включением в него в качестве облегчающего наполнителя керамических шариков (плотность цемента 1500÷1600 кг/м³, теплопроводность образовавшегося цементного камня 0,53÷0,65 Вт/м·°C) [66, 160].

Впервые в нашей стране в начале 1995 г. на Бованенковском НГКМ была пробурена скважина № 6403, оснащенная теплоизоляцией на направлении [164]. Теплоизоляция состояла из сферопластика толщиной 77 мм (производство ЗАО НПП «Аквасинт», г. Владимир), а в качестве наполнителей для нее использовали микросферы полимерные с эпоксидными связующими [171, 172, 182].

Скважина №6403 имела следующую конструкцию: направление Ø426 мм (глубина спуска 131 м); кондуктор Ø324 мм (глубина спуска 449 м); техколонна Ø250,8 мм (30 шт., Япония) и Ø244,5 мм (50 шт.) (глубина спуска 825 м); эксплуатационная колонна потайная Ø168 мм (глубина спуска 739÷1529 м),

лифтовая колонна Ø114 мм. По скважине: глубина забоя 1529 м, искусственный забой 1508 м, интервал перфорации 1405÷1441 м.

За теплоизолированным направлением до глубины 65 м были спущены трубки–сателлиты (ТС) Ø48 мм, заполненные дизтопливом. Измерения температур в ТС производились ежедневно с 15 по 28 февраля 1995 г. По расчетам ВНИИГАЗа среднее значение коэффициента теплопроводности теплоизоляции за направлением скважины №6403 составило $\lambda_{из.н}=0,07$ Вт/м·К [182, 206]. Анализ результатов промысловых работ на скважине №6403 показал, что использование сферопластика для изоляции направления при строительстве скважины может замедлить замерзание ММП в течение 1÷1,5 месяцев.

С марта по октябрь 1995 г. на Бованенковском НГКМ были проведены длительные испытания скважины №6805, оснащенной ТЛТ–168х114 с блочно–цилиндрической изоляцией ТЗМК (термозащитный материал кварцевый) поставки НПП «Технология» (г. Обнинск). ТЛТ были изготовлены на Опытном заводе ВНИИГАЗа совместно со специалистами ОАО «Гелиймаш» [38, 187, 207].

Скважина №6805 пробурена на глубину 1592 м, перфорирована в интервале 1516÷1536 м и имела следующую конструкцию: направление Ø426 мм с глубиной спуска 125 м, цемент до устья; кондуктор Ø324 мм – 447 м, цемент до устья; техколонна Ø245х250,8 мм – 826 м, цемент до устья; потайная эксплуатационная колонна Ø168 мм – 323÷1592 м; ТЛТ–168х114 – 0÷203 м; НКТ 114х6,88 – 203÷1536 м [55, 56, 193].

Скважина была закончена бурением в начале 1994 г. и до середины марта 1995 г. находилась в длительном простое. На ней периодически проводились работы и промывки. Промывка скважины теплой водой привела к значительному повышению температуры за направлением (до +5°C). Затем в скважину спустили ТЛТ и начали ее непрерывно эксплуатировалась по продувочной линии на факел.

Для измерения температуры за направлением в ТС спускали термозонды Ø48 мм до глубины 70 м, закрепленные за направлением и заполненные дизтопливом [56].

По результатам замера температур в ТС за направлением было отмечено, что с 22 по 29 марта происходило снижение заколонных температур; с 30 марта по 11 мая отмечалась временная стабилизация заколонных температур; с 12 мая и 5 октября – постепенное возрастание заколонных температур, но темп возрастания имел затухающий характер. В октябре 1995 г. температура за направлением составляла + 4 °С на глубине 35 м ($\lambda_{из.тлт}=0,04$ Вт/м·К) и – 0,5 °С на глубине 45 м ($\lambda_{из.тлт}=0,014$ Вт/м·К). По результатам промысловых испытаний средний коэффициент теплопроводности изоляции ТЛТ производства ВНИИГАЗ составил 0,026 Вт/м·К [177]. Температура за направлением сохранила отрицательную величину при использовании ТЛТ, теплотехнические свойства которых соответствовали паспортным характеристикам завода изготовителя. По расчетам в октябре 1995 г. температура за направлением в нетеплоизолированной скважине на глубине 45 м от устья скважины могла составить +10°С. Таким образом, применение ТЛТ замедляет протаивание мерзлоты при длительной работе скважины и является перспективным техническим решением, повышающим эксплуатационную надежность скважин в зоне ММП.

С октября 1995 г. по январь 1996 г. скважина была заглушена и из скважины подняли ТЛТ производства ВНИИГАЗ. В середине января 1996 г. в скважину спустили теплоизолированные трубы с теплоизоляцией тизикулит фирмы «Электра» (Канада). Затем проводились периодические промывки скважины, освоение, более месяца скважина стояла под газом в режиме обратного промерзания. С 27 февраля по 7 марта 1996 г. проходили промысловые испытания труб фирмы «Электра» (Канада) [206, 207]. Средний коэффициент теплопроводности изоляции теплоизолированных труб фирмы «Электра» (Канада) по данным промысловых испытаний составил 0,07 Вт/м·К [177].

В апреле 1996 г. на промбазе поселка Бованенково были проведены стендовые теплофизические испытания ТЛТ производства ВНИИГАЗа, которые были извлечены из скв. №6805, и теплоизолированных труб фирмы «Электра» (Канада), которые промысловые испытания не проходили.

По результатам стендовых испытаний средний коэффициент теплопроводности изоляции теплоизолированных труб составил 0,016 Вт/м·К (ВНИИГАЗ), 0,017 Вт/м·К («Электра», Канада). ТЛТ ВНИИГАЗа обладают лучшими теплоизолирующими свойствами, чем трубы фирмы «Электра» (Канада) [63, 151, 152].

С октября 2001 г. по ноябрь 2002 г. на Бованенковском НГКМ были проведены продолжительные испытания ТЛТ–168х114 с вакуумно–многослойной теплоизоляцией (ВМИ) (поставка НПО «Криогенмаш») [164] в ходе перепуска газа из апт–альбского горизонта (скв. №6401) в сеноманский горизонт (скв. №6402) (рисунок 1.20).



Рисунок 1.20 – ТЛТ–168х114, установленные в скв. №6401 и 6402

Для предупреждения размораживания околоствольного пространства скважины в течение длительной непрерывной работы требуемый коэффициент теплопроводности теплоизоляции в ТЛТ не должен был превышать 0,014 Вт/м·К [178].

Скважина №6401 пробурена в 1994 г., наклонно–направленная, глубина забоя 1565 м, искусственный забой 1545 м, перфорация 1496 ÷1520 м [163]. Конструкция скв. №6401 включает: направление Ø426 мм (цемент до устья) с глубиной спуска 131 м, оснащенное двумя рядами трубок сателлитов Ø48 мм до глубины 70 м; кондуктор Ø324 мм (цемент до устья) – 441 м; техколонна комбинированная Ø250,8 мм в верхней части (0÷263 м) и Ø245 мм – (цемент до

устья) 263÷832 м; эксплуатационная (потайная) колонна Ø168 мм (цемент до головы хвостовика) – 746÷1556 м; НКТ спущены до 1522 м, в т.ч. верхняя секция (0÷200 м) оснащена ТЛТ–168x114 с ВМИ поставки НПО «Криогенмаш» без муфтовых вкладышей, нижняя секция состоит из НКТ Ø114 мм.

В период 12÷17.08.94 скважина была в освоении и исследовалась с продувкой по факельной линии. Осложнений не наблюдалось. Затем скважину заглушили и проводилась ее периодическая промывка глинистым раствором. За несколько месяцев до начала испытаний в 2001 г. скважина была вновь освоена (после разбуривания цементного моста) и находилась под газом. По результатам повторных испытаний было отмечено, что резко ухудшились фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта после шестилетней консервации скважины под раствором.

Скважина №6402 – пробурена в 1994 г., глубина забоя 710 м, искусственный забой 684 м, перфорация 639,5÷665 м. Конструкция скважины №6402 включает: направление Ø426 мм (цемент до устья) с глубиной спуска 129 м, оснащенное ТС Ø48 мм; кондуктор Ø324 мм (цемент до устья) – 453 м; эксплуатационная колонна Ø250,8 мм – 240,6 м и Ø244,5 мм – 240,6÷708 м; НКТ спущены до 641 м, в т.ч. верхняя секция (0÷200 м) оснащена ТЛТ–168x114 с ВМИ поставки НПО «Криогенмаш» и нижняя секция состоит из НКТ Ø114 мм.

Скважина до начала работ по перепуску в 2001 г. несколько месяцев находилась под газом. Отмечено загрязнение призабойной зоны в ходе шестилетнего простоя скважины под раствором.

Работы по перепуску газа из скважины №6401 в скважину №6402 проходили в следующей последовательности: с 22 октября по 15 ноября 2001 г. перепуск газа осуществлялся через аппарат подогрева с выходной температурой потока до +34°C, который затем отключили из-за отказа редуктора; с 15 по 26 ноября 2001 г. скв. №6402 остановлена, а скв. №6401 переключили на факел; с 26 ноября 2001 г. по 15 ноября 2002 г. – перепуск газа без аппарата подогрева.

В скважине №6401 температура за направлением с начала перепуска газа: через ~30 сут превысила 0°C; через год достигла +5 °С на глубинах 4,5 м и 19,5 м, и + 10°C на глубине 39,5 м. Можно отметить, что через ~70 суток рост температурных кривых стал замедляться. По расчетам температура за направлением в нетеплоизолированной скважине превысила 0°C через ~20 часов после начала работы скважины. По промысловым данным в скважине №6401 коэффициент теплопроводности изоляции ТЛТ составил $0,022 \div 0,053$ Вт/м·К, что не соответствовало техническому заданию ВНИИГАЗа [178].

В скважине №6402 температура за направлением с начала перепуска газа:

- через ~ 30 суток резко снизилась (что было связано с 10 суточной остановкой скважины);

- через год не превысила 0°C на глубине 4,5 м, составила –2°C на глубине 24,5 м и достигла +6°C на глубине 19,5 м.

По промысловым данным в скважине №6402 коэффициент теплопроводности изоляции ТЛТ составил $0,008 \div 0,033$ Вт/м·К [178].

Анализ результатов перепуска газа показал, что были допущены нарушения технологии изготовления ТЛТ–168x114 с вакуумно-многослойной теплоизоляцией (поставка НПО «Криогенмаш»). Можно отметить, что отсутствовали специальные муфтовые вкладыши, предусмотренные техническим заданием на изготовление труб. Только две ТЛТ, установленные в скважине №6402 на глубине 4,5 м и 24,5 м, имели коэффициент теплопроводности изоляции близкий к требуемому. Температура грунта за направлением на этих глубинах сохранилась отрицательной. Другие ТЛТ в скважинах №6401 и №6402 имели высокие коэффициенты теплопроводности изоляции, что привело к растеплению мерзлых грунтов. Кроме того, отмечено влияние “тепловых мостов” в местах соединений ТЛТ в колонну, в результате чего температура за направлением в этой зоне была выше на $1,5 \div 2,0$ °С. Была подтверждена возможность использования ТЛТ для предупреждения размораживания мерзлоты в течение длительного периода работы скважины в условиях Бованенковского НГКМ.

На месторождениях Вала Гамбурцева (Хасырейское, Черпаюское, Нядейюское месторождения, Ненецкий АО) при добыче нефти происходит интенсивное накопление твердой фазы на поверхности НКТ. Это связано с невысокими пластовыми температурами, высокой температурой кристаллизации парафина, с присутствием в разрезе ММП. Для безаварийной, устойчивой работы фонда скважин в 2004 г. к опытно–промышленному внедрению было предложено несколько перспективных технологий, в т.ч. применение термоизолированных труб ТЛТ 89/60 с внутренним силикатно-эмалевым покрытием (ЗАО «Экогермет-У», г. Ижевск). В результате применения этих труб на скважине №5010 Хасырейского месторождения температура на устье скважины повысилась с 4 до 18°C, межочистной период увеличился с 3 до 12 часов [49].

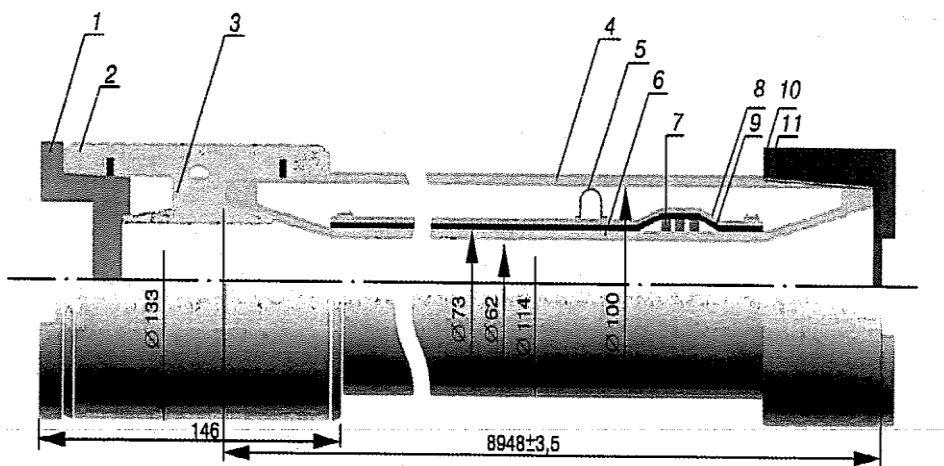
На скважине №132 Тэдинского нефтяного месторождения («ЛУКойл» Ненецкий АО) в мае 2004 г. спущена комбинированная компоновка НКТ на глубину 3301 м. Из них 2201 м экспериментальная термоизолированная ТТ 89/60 мм.

В 2005 г. установили опытную партию ТЛТ–114х73 общей длиной 2000 м на скважине №201350 НГДУ ООО «Газпром добыча Уренгой» (рисунки 1.21 и



Рисунок 1.21 – Промысел
ООО «Газпром добыча Уренгой»

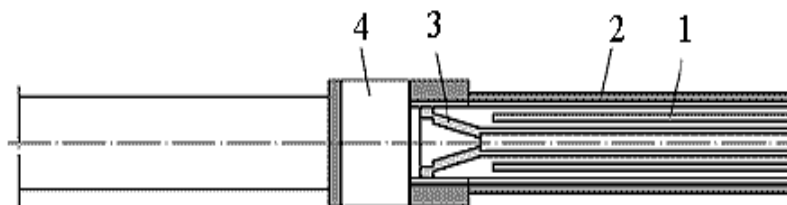
1.22.). Это обеспечило устойчивую работу скважины и позволило снизить в несколько раз количество тепловых обработок, связанных с удалением парафиногидратных отложений на внутренней поверхности лифтовых труб [72, 164].



1 – заглушка внутренняя, 2 – муфта, 3 – втулка-изолятор, 4 – труба наружная, 5 – втулка центрирующая, 6 – труба внутренняя, 7 – сорбент, 8 – отражатель, 9 – экран, 10 – заглушка наружная, 11 – резьба НКМ (ГОСТ 633–80)

Рисунок 1.22 – ТЛТ [72]

Для добычи высоковязких нефтей или других флюидов в районах Крайнего Севера используют термоизолированные трубы с экранно-вакуумной изоляцией ТТ 89/50 и 114/74 (рисунок 1.23) производства ОАО «Удмуртнефть» и ОАО «Вакууммаш» [1]. Рабочая температура 323°C, рабочее давление 16 МПа, термическая теплопроводность 0,0026 Вт/м при 343°C.



1 – изоляция экранно-вакуумная; 2 – труба наружная; 3 – труба внутренняя; 4 – муфта

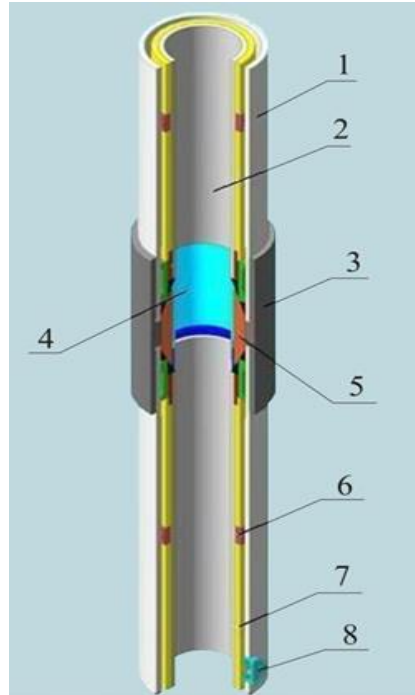
Рисунок 1.23 – Труба насосно-компрессорная (НКТ) термоизолированная [1]

ЗАО «Сибпромкомплект» (г. Тюмень) выпускает термоизолирующее направление обсадной трубы (ТУ 5768–014–35349408–2014) [139], которое изготавливается из стальных труб \varnothing 530–820 мм с теплоизоляцией из пенополиуретана (ППУ). Температура применения направления до -60°C . Коэффициент теплопроводности изоляции 0,03 Вт/м $\cdot^{\circ}\text{C}$. Термоизолирующее направление рекомендуется для скважин, которые находятся в районах 30 метровых глубин залегания ММП. Термоизолирующее направление используется для обустройства Новопортовского НГКМ и с 2008 года Ванкорского НГМ (ЗАО «Ванкорнефть», Красноярский край). Применение в ОАО «Тюменнефтегаз» термоизолирующего направления 426x8/630 (58 шт) помогло уменьшить расстояние между устьями скважин (до 15 м) и снизить капитальные затраты на бурение скважин.

ООО «Советскнефтеторгсервис» (Республика Татарстан) выпускает трубы термоизолированные насосно-компрессорные с внутренним силикатно–эмалевым покрытием (ТТНК–89/50–323 и ТТНК–114/74–323). Рекомендуется использовать эти трубы при рабочем давлении 16 МПа и глубине скважины 1200÷1400 м. Термическая теплопроводность трубы – 0,0026 Вт/м $\cdot\text{K}$. Испытания этих труб при закачке пара в скважину в НГДУ «Нурлатнефть» прошли успешно.

Синарский трубный завод (СинТЗ) (рисунок 1.24) производит ТЛТ с условным \varnothing наружной трубы 168 и 114 мм (ТУ 14–161–236–2010) с многослойной вакуумной изоляцией. Коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ $\leq 0,012$ Вт/м $\cdot\text{K}$ [82, 199]. Давление в межтрубном пространстве $\leq 8 \cdot 10^{-2}$ Па. Трубы могут применяться при давлении 0÷35 МПа и температуре $-7 \div +100^{\circ}\text{C}$ [82]. В настоящее время более 250 эксплуатационных скважин Бованенковского НГКМ оборудованы ТЛТ, которые изготовлены на СинТЗ.

Сравнительная характеристика теплоизолированных труб для газовых, нефтяных скважин [144, 146, 147, 160, 191]:



1 – труба наружная, 2 – труба внутренняя, 3 – муфта, 4 – втулка защитная, 5 – вкладыш муфтовый, 6 – центратор, 7 – экранно–вакуумная теплоизоляция с газопоглотителями, 8 – клапан

Рисунок 1.24 – Теплоизолированная лифтовая труба [199, 200]

- *лифтовые теплоизолированные трубы (ЛТТ):*
 - Фирма KTS (Япония) – Ø (мм) 89x60, 114x60, 114x73, 114x89, 127x89; эффективная теплопроводность изоляции 0,014÷0,034 Вт/м·°С;
 - Фирма Diamond Power – Ø89x60 мм, эффективная теплопроводность изоляции 0,0052 Вт/м·°С;
 - ОАО «Удмуртнефть» (Россия) – Ø89x50 мм, эффективная теплопроводность изоляции 0,0026 Вт/м·°С;
 - ВНИИГАЗ (Россия) – Ø168x114 мм, эффективная теплопроводность изоляции 0,0025÷0,0033 Вт/м·°С (опытный образец), 0,010÷0,020 Вт/м·°С (в скважине);
 - Фирма «Электра» (Канада) – Ø168x114 мм, эффективная теплопроводность изоляции 0,017 Вт/м·°С (опытный образец), 0,05÷0,07 Вт/м·К (в скважине);

- *насосно-компрессорные трубы (НКТ):*
 - США – Ø178x273 мм, эффективная теплопроводность изоляции 0,018÷0,021 Вт/м·°С;
- *теплоизолированное направление (ТН):*
 - США – Ø508x762 мм, эффективная теплопроводность изоляции 0,022 Вт/м·°С;
 - на скважине 100–Возей (Россия) – Ø711x914 мм, эффективная теплопроводность изоляции 0,030 Вт/м·°С.

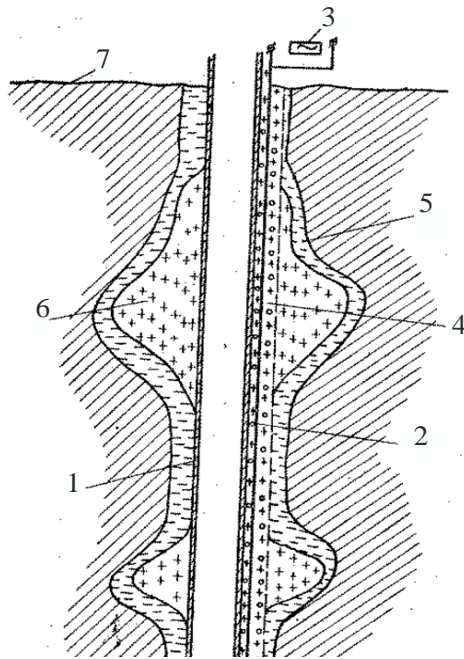
1.2 Механические способы защиты конструкции скважины

Механические способы защиты скважин от воздействия ММП направлены на предотвращение радиальных и аксиальных деформаций металлической крепи [45] при помощи управляемого промораживания прискважинной зоны (А.с. 583286, 857445 СССР) и компенсации давлений, возникающих при обратном промерзании (А.с. 678180, 717294 СССР); прогрева прискважинной зоны (US 3766980 и 3757860) и освобождения затрубного пространства от замерзающей жидкости (US 3830303, 3830305, 3830317, 3876004); использования толстостенных обсадных труб с высокими прочностными свойствами и установки телескопических устройств, компенсирующих напряжения от оседания и уплотнения оттаявшей породы (US 3598184 и 3760876); подвески колонн на специальных фермах, опоры которых устанавливаются за зоной протаивания около устья скважины (US 3561531, 3695351, 3695358, 3736984, 3795358, 4067062).

При обратном промерзании избыточной жидкости, находящейся в околоствольном пространстве скважины в зоне мерзлоты, избыточные давления могут смять обсадные трубы. Авторы (А.с. 717294 СССР) предлагают использовать кожух, соосно размещенный на обсадных трубах и жестко с ними связанный. Кожух состоит из секций, которые соединяются между собой патрубком. На наружной поверхности кожуха размещены клапана, через которые избыточная жидкость поступает в герметичное кольцевое пространство между кожухом и обсадной колонной, частично заполненное антифризом. Избыточная

жидкость смешивается с антифризом и ее температура замерзания понижается, что помогает компенсировать избыточные давления и предотвращать смятие обсадных труб. Патрубок необходим для перераспределения между секциями кожуха избыточной жидкости.

Авторы Е.Е. Фролов и Г.С. Исаев (А.с. 583286 СССР) для защиты от смятия обсадных колонн в скважине, пробуренной в зонах распространения ММП, предложили создать тепловое поле подключив расположенный на земле источник



- 1 – обсадная колонна,
- 2 – термостойкий кабель,
- 3 – источник питания,
- 4 – незамерзающая зона вокруг кабеля,
- 5 – вторично замерзающая порода,
- 6 – остаточная растепленная зона,
- 7 – дневная поверхность

Рисунок 1.25 – Способ предупреждения смятия обсадных колонн в зоне ММП (А.с. 583286 СССР)

электропитания к термостойкому кабелю, который опускается между обсадной колонной и грунтом. Вокруг кабеля создается незамерзающая зона, которая частично компенсирует разнонаправленные избыточные давления, влияющие на обсадную колонну. Появляется возможность управлять промораживанием прискважинной зоны. Через некоторое время мощность теплового поля снижают и грунт вокруг скважины полностью замораживается (рисунок 1.25).

В патенте US 3766980 [45, 61, 77] защищается способ охлаждения эксплуатационной колонны подачей жидкого хладагента в кольцевое

пространство между ней и кондуктором. При движении вниз хладагент испаряется под воздействием тепла от эксплуатационной колонны, а пары удаляются через устьевую головку.

1.3 Выводы

- В работе выполнен анализ и обобщение термических и механических способов защиты конструкций скважин от влияния ММП, в т.ч. приведен обзор мирового опыта применения теплоизолированных труб.

- Приведен анализ и систематизация отечественных и зарубежных конструкций теплоизолированных обсадных и лифтовых труб, а также дана краткая характеристика теплоизоляционных материалов, используемых в термических способах защиты скважин от влияния ММП.

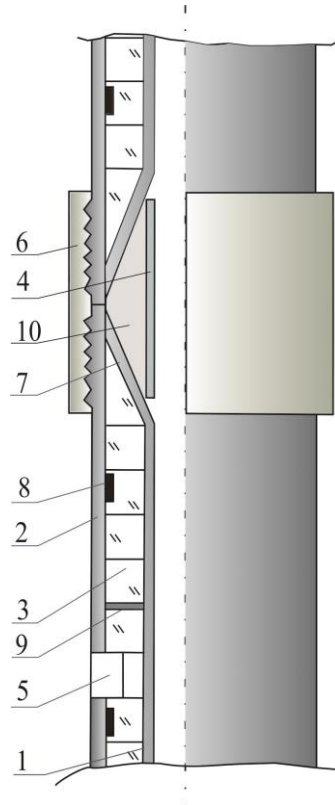
- Протаивание ММП в прискваженной зоне замедляется при применении теплоизолированных труб в конструкции скважины. Разработка новых конструкций ТЛТ с различными типами теплоизоляции позволит надежно и эффективно эксплуатировать скважины, расположенные в зонах распространения мерзлоты.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ КОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННОЙ ЛИФТОВОЙ ТРУБЫ

Теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ) применяются при эксплуатации скважин в зоне распространения ММП, а также для нагнетания теплоносителя в пласт. Предлагаемая автором конструкция ТЛТ прошла испытания в течение 6 месяцев в 1995 г. на скв. №6805 Бованенковского НГКМ. Результаты испытания показали, что заколонная температура за направлением скважины сохранила отрицательную величину при использовании ТЛТ, теплотехнические свойства которых соответствовали паспортным характеристикам завода изготовителя. На конструкцию ТЛТ получен патент 2410523 РФ [129], опубликованный 27.01.2011, что свидетельствует о новизне предложенного технического решения (Приложение А). Усовершенствованная конструкция ТЛТ, созданная на основе анализа известных конструкций теплоизолированных труб, может быть использована на скважинах северных месторождений и участвовать в программе импортозамещения ПАО «Газпром».

Конструкция ТЛТ, разработанная с участием автора, состоит из следующих элементов (рисунок 2.1): кожух 1, труба несущая 2, теплоизоляция 3, втулка защитная 4, вакуумный клапан 5, муфта несущей трубы 6, патрубок торцевой 7, геттер 8, центрирующее кольцо 9, вкладыш муфтовый 10 [162, 163, 164, 166].

Стальные труба несущая и кожух соединяются посредством патрубка из нержавеющей стали, который может иметь четвертьторцовую форму. Между защитной втулкой и патрубком находится вкладыш муфтовый (например, из фторопласта), коэффициент теплопроводности которого не должен превышать 0,07 Вт/м·К. Секции теплоизолированных труб соединяются при помощи муфты трубы несущей. Для поддержания вакуума между трубой несущей и кожухом размещены геттеры (например, ДМП), которые поглощают и удерживают выделяющийся из структуры металла газ. Для ТЛТ скважины №6805 ДМП предварительно выдерживали при температуре 400°C в течение 4 часов и затем ~ по 85 г. расфасовывали в мешочки из стеклоткани прошитые стеклонитями.



1 – кожух; 2 – труба несущая; 3 – теплоизоляция; 4 – втулка защитная;
 5 – вакуумный клапан; 6 – муфта несущей трубы; 7 – патрубок торцевой;
 8 – геттер; 9 – центрирующее кольцо; 10 – вкладыш муфтовый

Рисунок 2.1 – Теплоизолированная лифтовая труба

В кольцевом пространстве между коаксиально расположенными кожухом и трубой несущей с вакуумным клапаном находится теплоизоляция, коэффициент теплопроводности которой при температуре $268 \div 303\text{K}$ должен составлять $\leq 0,009 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$. Толщина изоляции ТЛТ–168x114 – до 15 мм, зазор между изоляцией и внутренним диаметром трубы несущей не менее 3 мм. Возможная температура применения изоляции $-150 \div +700^\circ\text{C}$ [193].

Основное отличие разработанной конструкции ТЛТ от предложенных ранее конструкций заключается в том, что теплоизоляция выполнена в виде полых цилиндрических блоков из кварцевого или базальтового волокна (ТЗМК и ТЗМБ – термозащитный материал кварцевый и базальтовый, соответственно), которые обладают низкой теплопроводностью и устойчивостью к воздействию агрессивных сред (рисунок 2.2).

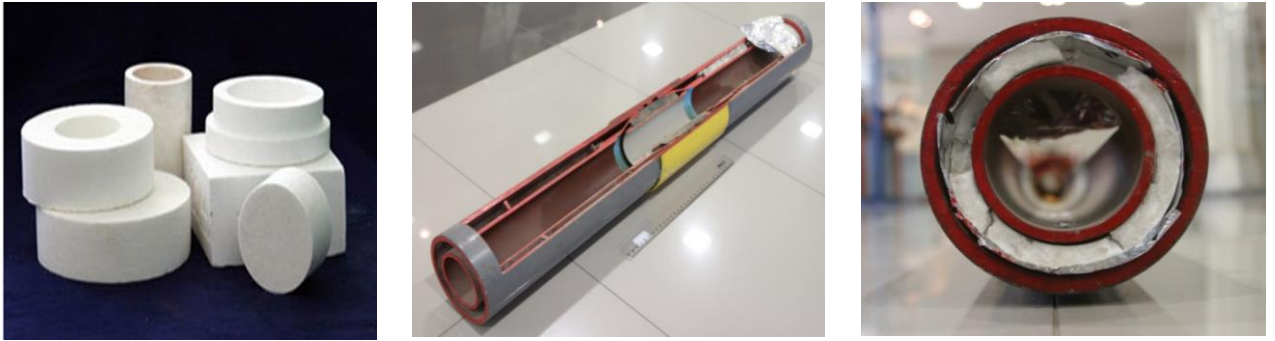


Рисунок 2.2 – Изоляция ТЗМК и фрагмент ТЛТ–114х73

На основе обобщения и анализа известных конструкций клапанов (затворов) с участием автора разработана конструкция вакуумного клапана, предназначенного для вакуумирования кольцевой полости ТЛТ и последующей герметизации отверстия в несущей трубе.

Известно, что затворы регулируют или перекрывают поток газа (жидкости) в вакуумной системе. Корпус затвора крепится к вакуумной системе. Шток передвигается внутри корпуса к проходному отверстию затвора при помощи привода с уплотнением. На штоке закреплен диск (тарелка), который прижимается к седлу затвора. Перекрывающая система затвора основана на использовании: жидкостных уплотнений (ртуть ...), расплавленного металла (олово, индий, золото, серебро, медь ...), диафрагм (из резины ...), зажимов, прокладок (из неопрена, витона, тефлона ...) и т.д. Разработаны и применяются различные типы конструкций вакуумных затворов с прокладками: тарельчатые, рычажные, конические, шиберные, плунжерные и т.д.

Авторы Я.М. Адигамов, А.Л. Гусев предлагали вакуумировать межтрубное пространство теплоизолированных трубопроводов, закачивая в него через заглушку (А.с. 781486 СССР, 1980 г.) или автоматический клапан специальной конструкции (Пат. 2027942 РФ, 1995 г.) газообразное вещество, которое при охлаждении движущейся в трубе средой становилось твердым.

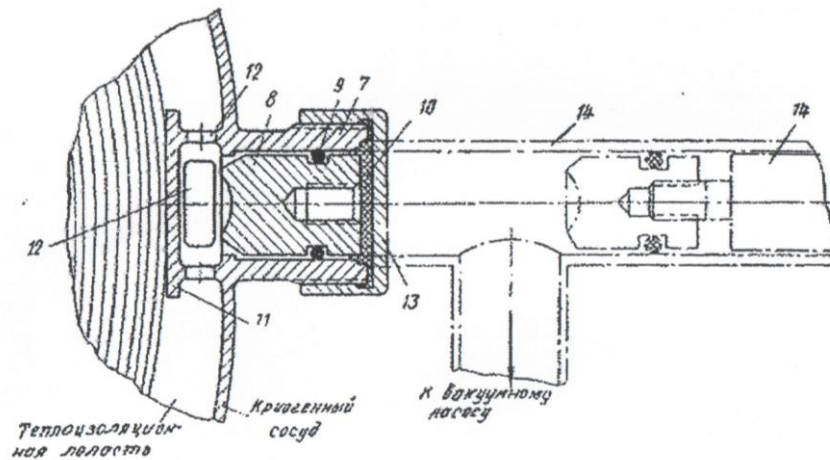
В.Е. Солодухин рекомендовал свой вариант герметичного вакуумного соединения трубы и штуцера форсунки (Пат. 326401 РФ (1972 г.), Пат 848862 РФ (1981 г.)).

Например, А.И. Скиба разработал вакуумный кран, который устанавливался на стенку емкости (Пат. 922393 РФ, 1982 г.). Перед вакуумированием емкости из эластичного цилиндрического корпуса вакуумного крана выдвигалась пробка. Затем корпус крана устанавливался в отверстие вакуумируемой емкости так, чтобы часть его корпуса прошла через отверстие. После вакуумирования емкости пробка задвигалась в корпус крана. Часть корпуса крана, которая прошла через отверстие, изменяла свою форму и корпус крана герметично прижимался к стенке ёмкости.

А.Т. Александрова с соавторами предлагали снаружи корпуса сверхвысоковакуумного клапана для систем вакуумной откачки располагать системы охлаждения и нагрева (Пат. 974011 РФ, 1982 г.). После проведения вакуумирования подключают нагреватель и в корпусе клапана расплавляется металл–уплотнитель. Затем передвигают герметизирующий экран в клапан. Герметичное соединение в клапане получается при контакте металла–уплотнителя, расположенного внутри корпуса клапана и на кольцевой шайбе, закрепленной на герметизирующем экране. После охлаждения клапан считается герметично закрытым.

Близким по технической сущности к клапану вакуумному для ТЛТ, предложенному автором, является клапан для вакуумирования сосуда с криогенными продуктами (Пат. 521431 РФ, 1976 г.). В.С. Овчинников с соавторами рекомендовал клапан с наружной резьбой располагать на наружной поверхности сосуда (рисунок 2.3). Внутри корпуса клапана (7) размещалась пробка (8) с уплотнительным кольцом (9). Для вакуумирования сосуда к клапану крепилось устройство для вакуумирования, подсоединенное к вакуумному насосу. Перед вакуумированием пробка с уплотнительным кольцом из клапана передвигалась в соединительное устройство (14), причем отвод для вакуумирования находился ниже расположения пробки. После вакуумирования пробку устанавливали в вакуумном клапане и отсоединяли устройство для

вакуумирования. Пробку заливали герметиком (10) и на клапане размещали колпачек (13).



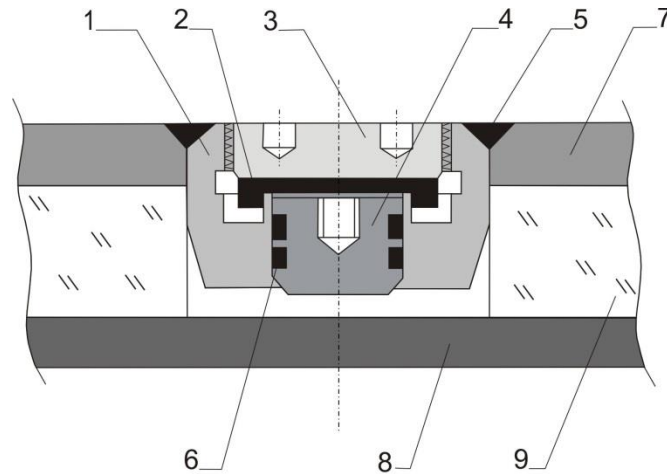
7 – корпус клапана, 8 – пробка, 9 – уплотнительное кольцо, 10 – герметик, 11 – отжимной диск, 12 – окна, 13 – колпачок, 14 – соединительное устройство

Рисунок 2.3 – Клапан для вакуумирования сосуда

Разработанный автором вакуумный клапан (рисунок 2.4) выполнен в виде седла (1), заранее приваренного в отверстие несущей трубы (7) [164, 193]. Седло клапана имеет сквозное отверстие в центре и двухступенчатую цилиндрическую полость. Внутри седла установлена заглушка (4), снабженная резиновыми уплотнительными кольцами круглого сечения (6). На заглушку крепится упор из уплотнительного материала (2) и затем завинчивается крышка-гайка (3), резьба которой заполнена герметичной уплотнительной смазкой. Вакуумный клапан обеспечивает степень вакуумирования кольцевой полости не менее $0,07 \div 0,08$ Па. Вакуумирование повышает надежность ТЛТ.

Отличие предложенной автором конструкции вакуумного клапана для ТЛТ от известных конструкций клапанов:

- в седле клапана расположена двухступенчатая цилиндрическая полость для защиты от разгерметизации трубы,



1 – седло, 2 – упор из уплотнительного материала, 3 – крышка–гайка резьбовая, 4 – заглушка, 5 – сварной шов, 6 – кольца уплотнительные, 7 – несущая труба, 8 – кожух, 9 – теплоизоляционный материал

Рисунок 2.4 – Принципиальная схема вакуумного клапана

- заглушка клапана с уплотнительными резиновыми кольцами устанавливается в отверстие седла клапана и дополнительно уплотняется кольцевым упором и крышкой-гайкой, на резьбу которой нанесена уплотнительная отверждающая смазка.

Сборка ТЛТ предусматривает следующие операции: приварка патрубка на одном конце кожуха, укладка теплоизоляции, приварка патрубка на другом конце кожуха, установка кожуха в несущей трубе, размещение геттеров, приварка патрубков к несущей трубе, приварка вакуумного клапана, вакуумирование межтрубной полости ТЛТ и герметизация вакуумного отверстия.

Для работ по вакуумированию в несущей трубе ТЛТ делают откачное отверстие и рядом с ним извлекают теплоизоляционный материал из межтрубного пространства. В откачное отверстие приваривают седло клапана и устанавливают в нем уплотнительную прокладку. Устройство для вакуумирования соединяется с вакуумным насосом и навинчивается на внутреннюю резьбу седла клапана. После завершения работ по вакуумированию в отверстие седла клапана опускают

заглушку, отвинчивают устройство для вакуумирования, убирают уплотнительную прокладку, устанавливают упор с крышкой–гайкой.

На разработанную автором конструкцию вакуумного клапана, обеспечивающую герметичность ТЛТ, получен патент 2352750 РФ [126], опубликованный 20.04.2009, что свидетельствует о новизне предложенного технического решения (Приложение А).

2.1 Испытания ТЛТ–89х60

В 2004 г. с участием автора были проведены испытания образцов ТЛТ–89х60 с вакуумно–многослойной изоляцией на герметичность и прочность на стенде ОЭБ ООО «ВНИИГАЗ», а также теплофизические испытания труб на стенде ЗАО «Экогермет-У» (г. Ижевск).

Испытания на герметичность 3–х опытных и 1 макетного образцов ТЛТ внутренним гидравлическим давлением 57,4 МПа были проведены в соответствии ГОСТ 633–80 (п. 3.8). Продолжительность испытания каждого образца составило 10 мин (таблица 2.1) Падения давления внутри ТЛТ в ходе испытаний на герметичность не наблюдалось.

Таблица 2.1 – Результаты гидравлических испытаний ТЛТ–89х60

Наименование	Давление, МПа	Время выдержки, мин	Примечание
Опытный образец 1, 2, 3*	57,4	10	Падения давления нет
Макетный образец**			

*) Опытный образец – ТЛТ–89х60, длина 8÷12 м

***) Макетный образец – ТЛТ–89х60 без теплоизоляции, длина 2,5м

На прочностных испытаниях макетный образец ТЛТ одновременно подвергался нагрузке на растяжение, создаваемой гидроцилиндрами, и внутреннему давлению, создаваемому компрессором. При каждой осевой нагрузке на растяжение трубы в 20, 30, 40, 50, 60, 70 т.с. проводилась 10 мин

выдержка давлений во внутренней полости ТЛТ 20, 30, 40, 50 кгс/см². Падения давления внутри образца ТЛТ не было отмечено. Макетный образец ТЛТ успешно прошел испытания на прочность (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Результаты прочностных испытаний ТЛТ–89х60

№ п/п	Время	Осевая нагрузка		Давление внутри ТЛТ	
		Р _{ос} , кгс/см ²	F, т.с	Р _{внутр} , кгс/см ²	Падение давления
1	10 ⁰⁰	38,0	20,0	20	нет
2	10 ²⁰	38,0	20,0	30	
3	10 ³⁰	38,0	20,0	40	
4	10 ⁴⁰	37,9	19,9	50	
Сброс внутреннего давления					
5	11 ⁰⁰	57,0	30,0	20	нет
6	11 ¹⁰	57,0	30,0	30	
7	11 ²⁰	56,5	29,7	40	
8	11 ³⁰	56,4	29,7	50	
Сброс внутреннего давления					
9	11 ⁴⁰	77,0	40,5	20	нет
10	13 ⁴⁰	76,9	40,5	30	
11	13 ⁵⁰	77,0	40,5	40	
12	14 ¹⁰	77,0	40,5	50	
Сброс внутреннего давления					
13	14 ⁴⁰	95,0	50,0	20	нет
14	14 ⁵⁰	95,0	50,0	30	
15	15 ⁰⁰	95,0	50,0	40	
16	15 ¹⁰	94,8	49,9	50	
Сброс внутреннего давления					
17	15 ³⁰	115,4	60,7	20	нет
18	15 ⁴⁰	114,8	60,4	30	
19	15 ⁵⁰	114,6	60,3	40	
20	16 ⁰⁰	114,0	60,0	50	
Сброс внутреннего давления					
21	16 ³⁰	134,4	70,7	20	нет
22	16 ⁴⁰	134,2	70,6	30	
23	16 ⁵⁰	133,0	70,0	40	
24	17 ⁰⁰	132,0	69,5	50	

Теплофизические стендовые испытания опытных образцов ТЛТ проводились с целью определения коэффициента теплопроводности изоляции (таблица 2.3). Среднее значение коэффициента теплопроводности изоляции ТЛТ по результатам исследований составило 0,0034 Вт/м·К.

Таблица 2.3 – Результаты теплофизических испытаний ТЛТ–89х60

№ п/п	Термо-пара	Распол. термопары от конца трубы, мм	Температура, °С			Коэфф-т теплопроводности изоляции, Вт/м·К
			Внутри ТЛТ	На внешн. стенке ТЛТ	Окруж. воздуха	
1	Тп1	1500	84	23	17	0,0041
	Тп2	2300		23		0,0041
	Тп3	4000		22		0,0034
2	Тп1	1500	83	23	17	0,0042
	Тп2	2300		23		0,0042
	Тп3	4000		22		0,0035
3	Тп1	1500	85	24	20	0,0028
	Тп2	2300		24		0,0028
	Тп3	4000		23		0,0020
4	Тп1	1500	84	23	18	0,0035
	Тп2	2300		23		0,0035
	Тп3	4000		22		0,0027
5	Тп1	1500	80	21	16	0,0036
	Тп2	2300		21		0,0036
	Тп3	4000		21		0,0036
6	Тп1	1500	78	20	16	0,0029
	Тп2	2300		20		0,0029
	Тп3	4000		20		0,0029
7	Тп1	1500	82	21	16	0,0035
	Тп2	2300		21		0,0035
	Тп3	4000		21		0,0035
Среднее значение						0,0034

Образцы ТЛТ–89х60 успешно прошли испытания на герметичность и прочность. Рассчитанный по результатам теплофизических исследований коэффициент теплопроводности изоляции ТЛТ соответствовал предъявляемым к этим трубам требованиям.

2.2 Испытания ТЛТ–168х114

С участием автора в 2006 г. были проведены заводские стендовые теплофизические испытания ТЛТ–168х114 с блочно–цилиндрической изоляцией ТЗМБ на ОЭБ ВНИИГАЗа [50, 181]. Трубы после изготовления хранились около 10 лет на территории ОЭБ. Коэффициент теплопроводности изоляции ТЛТ составил $(21,1 \div 69,7) \cdot 10^{-3}$ Вт/м·К (среднее 0,029 Вт/м·К). Длительное хранение ТЛТ не привело к потере вакуума в трубе, хотя среднее значение коэффициента теплопроводности теплоизоляции через 10 лет увеличилось ~ в 2 раза.

Ранее теплотехнические испытания этих труб были проведены:

– в 1994–1995 гг. (через ~ 20 сут после изготовления) и в 1996–1997 гг. (через ~550 сут после изготовления) лабораторные (ОАО НПО «Гелиймаш») и стендовые заводские испытания (ОЭБ ВНИИГАЗа). Коэффициент теплопроводности изоляции составил: ОАО НПО «Гелиймаш» – $(2,5 \div 6) \cdot 10^{-3}$ Вт/м·К (среднее 0,005 Вт/м·К) и ОЭБ ВНИИГАЗа – $(3,6 \div 5,3) \cdot 10^{-3}$ Вт/м·К (среднее 0,004 Вт/м·К);

– в 1995 г. (через ~ 346 сут после изготовления) после промышленных испытаний на скважине №6805 Бованенковского НГКМ в течение 196 сут. Коэффициент теплопроводности изоляции составил $(10,5 \div 16,3) \cdot 10^{-3}$ Вт/м·К (среднее 0,014 Вт/м·К);

– в 1996 г. промышленные испытания на промбазе Бованенковского НГКМ (через ~ 526 сут после изготовления) после извлечения труб ТЛТ из скважины №6805. Коэффициент теплопроводности изоляции составил $(4,3 \div 31,5) \cdot 10^{-3}$ Вт/м·К (среднее 0,0167 Вт/м·К), согласно акта испытаний 23÷27 апреля 1996 г.

Блочно–цилиндрическая изоляция при вакуумировании имеет низкий коэффициент теплопроводности.

По результатам проводимых в 1994÷1997 и 2006 гг. лабораторных, заводских и промышленных теплотехнических испытаний ТЛТ–168х114 с блочно–цилиндрической изоляцией сделан вывод о стабильности в течение 10 лет коэффициента теплопроводности этой изоляции.

2.3 Исследование теплопроводности теплоизоляции для ТЛТ в условиях вакуума

В начале 90-х гг. автор принимала участие в исследованиях теплопроводности теплоизоляций ТЗМК-10, ТЗМБ и Альфоль-ЭВТИ-7 для ТЛТ в условиях вакуума, которые проводились в ВНИИГТ. Работа выполнялись на плоском калориметре. Измерялся тепловой поток по количеству испарившегося из рабочей камеры жидкого азота [80]. При анализе результатов исследований получены зависимости коэффициентов теплопроводности (λ) этих изоляций от давления остаточного газа ($P_{o.g.}$) в интервале температур 268÷303К (рисунок 2.5, таблица 2.4).

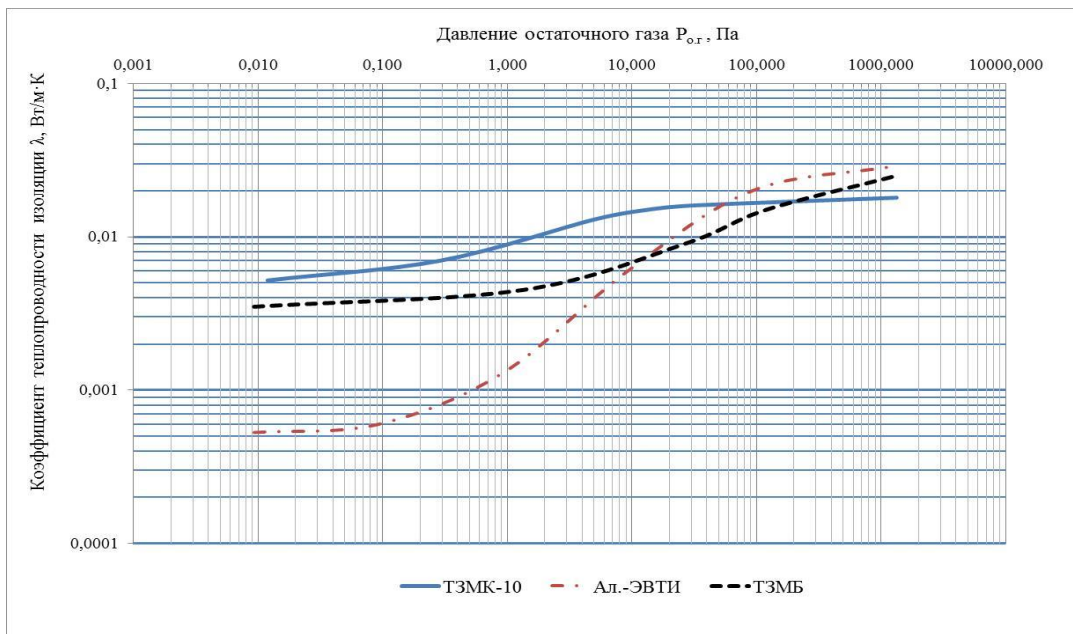


Рисунок 2.5 – Зависимость коэффициента теплопроводности изоляции от давления остаточного газа

Таблица 2.4 – Результаты исследований

$P_{o.g.}$, Па	$\lambda_{ТЗМБ}$, Вт/м·К	$\lambda_{ТЗМК}$, Вт/м·К	$\lambda_{Ал.-ЭВТИ}$, Вт/м·К
0,01	0,0035	0,0052	0,00053
1	0,0042	0,009	0,0015
15	0,0075	0,015	0,0075
50	0,011	0,016	0,016
200	0,017	0,017	0,025
1500	0,025	0,018	0,030

Результаты исследований показали, что большую эффективность в условиях вакуума имеет изоляция:

- Ал.-ЭВТИ ($\lambda_{\text{Ал.-ЭВТИ}}=0,00053\div 0,0075$ Вт/м·К) при $P_{\text{о.г}}=0,01\div 15$ Па;
- ТЗМБ ($\lambda_{\text{ТЗМБ}}=0,0075\div 0,017$ Вт/м·К) при $P_{\text{о.г}}=15\div 200$ Па;
- ТЗМК ($\lambda_{\text{ТЗМК}}=0,017\div 0,018$ Вт/м·К) при $P_{\text{о.г}}=200\div 1500$ Па.

Согласно проведенным оценочным расчетам, при использовании коэффициента теплопроводности изоляции ТЛТ 0,01 Вт/м·К возможно замедление протаивания ММП в околоствольном пространстве скважины в течение длительного срока ее эксплуатации. По результатам исследований установлено, что в интервале температур 268÷303К коэффициент теплопроводности изоляции ТЛТ 0,01 Вт/м·К обеспечивается ТЗМК при давлении остаточного газа 2 Па, Ал.-ЭВТИ – 20 Па, ТЗМБ – 30 Па. Теплоизоляция ТЗМБ рекомендуется для применения при изготовлении ТЛТ.

На основе полученных результатов разработаны требования к изоляции ТЛТ, которые вошли в СТО Газпром 2–3.2–174–2007.

2.4 Технические требования к теплоизолированным лифтовым трубам

В разработанном с участием автора СТО Газпром 2–3.2–174–2007 [193] приведены основные требования к конструкции ТЛТ–168x114, коэффициенту теплопроводности теплоизоляции ТЛТ, надежности труб, резьбовым соединениям, транспортировке и хранению ТЛТ. В стандарте описаны методики испытаний ТЛТ на специальных стендах и на промысле для определения коэффициента теплопроводности изоляции, а также на герметичность и прочность и т.д.

ТЛТ–168x114 должны изготавливаться в заводских условиях и иметь основные технические характеристики, соответствующие ГОСТ 632–80 (таблица 2.5).

Теплоизоляция для ТЛТ может изготавливаться из блоков цилиндрических на основе супертонких базальтовых волокон (плотность 240 кг/м³, коэффициент

Таблица 2.5 – Основные технические характеристики ТЛТ–168х114

Характеристики	Труба несущая	Кожух ТЛТ
наружный диаметр, мм	168,3	114,3
толщина стенки, мм	8,9	7
длина, м	10	10
резьбовое соединение	ОТТГ; VAM	нет
длина муфты, мм	225	нет

теплопроводности не более 0,009 Вт/м·К) или в виде вакуумно-многослойной изоляции из алюминиевой фольги, переслаиваемой прокладками из стеклобумаги (коэффициент теплопроводности 0,006÷0,012 Вт/м·К).

Для выпуска ТЛТ необходимо использовать стальные бесшовные трубы (ГОСТ 633–80). У каждой партии ТЛТ должен быть сертификат качества изготовителя. Труба с муфтой испытывается внутренним гидравлическим давлением в соответствии с ГОСТ 633–80. Для выявления дефектов трубы испытывают ультразвуком (ГОСТ 632–80).

Резьба муфт и труб выполняется по ГОСТ Р 51906. На уплотнительных поверхностях не должно быть дефектов. Необходимо использовать резьбовые смазки, обеспечивающие герметичность соединения.

Перед отправкой с предприятия изготовителя необходимо провести маркировку труб. ТЛТ необходимо защитить от повреждений в ходе транспортировки. Сопровождающими документами является паспорт для каждой трубы. Перед отправкой с предприятия изготовителя каждая труба подвергается опрессовке водой на давление, равное давлению опрессовки перед спуском в скважину. Условия хранения ТЛТ должны соответствовать ГОСТ 15150–69.

Разработаны методики стендовых исследований ТЛТ на теплоперенос, на герметичность и прочность.

Методика стендовых исследований ТЛТ на теплоперенос.

Исследования производятся с целью определения коэффициента

теплопроводности изоляции ТЛТ на натурном образце, установленным на специальном стенде. По результатам исследований коэффициент теплопроводности теплоизоляции вычисляют по формуле. Исследованиям на теплофизические характеристики должны подвергаться все изготовленные ТЛТ.

Методика стендовых испытаний на герметичность и прочность ТЛТ. Исследования с целью определения прочностных характеристик и герметичности ТЛТ производятся на специальном стенде на макетном образце трубы, оснащенной муфтами с двух сторон. Испытуемый образец ТЛТ может одновременно подвергаться нагрузке на растяжение и внутреннему давлению воздухом, создаваемому компрессором. Осевая растягивающая нагрузка стенда до $8 \cdot 10^5$ Н и более; внутреннее давление – до 21 МПа. В качестве макетного образца, предназначенного для прочностных испытаний, используется двухстенная труба без теплоизоляции и вакуума между стенками.

Измерительная аппаратура стенда – манометры, тензодатчики для измерения напряжений на стенке несущей трубы с записью их показаний на тензоусилители, преобразователь избыточного давления. Осевые нагрузки на образец создаются с помощью гидроцилиндров, приводимых в действие насосом. Подача давления во внутреннюю полость ТЛТ обеспечивается с помощью компрессора. Фиксация нагрузок на ТЛТ производится через манометры щита КИП регистрирующим прибором.

В ходе испытаний производится ступенчатое увеличение осевых нагрузок (по 10^5 Н с 10^5 Н) с поэтапным увеличением внутреннего давления воздуха на каждой ступени (3; 6; 9; 12; 15; 18; 21 МПа) и его выдержкой по 10 мин при каждой фиксированной осевой нагрузке и внутреннем давлении. Если при этом не отмечено снижение давления воздуха во внутренней полости ТЛТ во всем диапазоне заданной осевой нагрузки, то ее повышают на 10^5 Н. Испытание вновь повторяется на следующем цикле с повторным повышением внутреннего давления (от 2 МПа и более).

2.5 Оценка радиуса протаивания ММП в околоствольном пространстве скважины с ТЛТ (на примере Бованенковского НГКМ)

Автором проведен расчет радиуса протаивания ММП околоствольного пространства скважины с ТЛТ через 30 лет ее эксплуатации при различных значениях льдистости мерзлой породы и коэффициенте теплопроводности изоляции ТЛТ (на примере Бованенковского НГКМ).

Расчету радиуса протаивания ММП в околоствольном пространстве скважины посвящено много работ, которые отличаются выбором крайних значений и допущениями при составлении исходных уравнений для решения классической задачи Стефана. Например, при расчете радиуса протаивания ММП по известной методике Чарного И.А. не учитывается термическое сопротивление стенок скважины.

Для расчетов использовано уравнение теплопроводности для мерзлой зоны из работы Г. Карслоу [134]:

$$\frac{\partial T_m}{\partial \tau} = \alpha \cdot \left(\frac{\partial^2 T_m}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial T_m}{\partial r} \right), \quad (2.1)$$

где τ – время работы скважины, ч; r – подвижная граница фазовых переходов ($R_{np} \leq r < \infty$), м; R_{np} – радиус протаивания ММП, м; $T_m(r, 0) = T_0$ – начальная температура мерзлых пород, °С; $T_m(R_{np}, \tau) = 0$ – температура на границе фазовых переходов в момент времени τ , °С; $\alpha = \frac{\lambda_m}{C_n}$ – коэффициент температуропроводности ММП, м³/час; λ_m – теплопроводность ММП, ккал/ч·м·°С; C_n – объемная теплоемкость пород, ккал/м³·°С.

Г. Карслоу отмечал, что решением уравнения (2.1) в осесимметричной радиальной системе координат для непрерывно распределенного линейного источника является интегральная показательная функция Ei [134]:

$$T_m = T_0 - \frac{T_0}{Ei(-z^2)} \cdot Ei\left(-\frac{r^2}{4 \cdot \alpha \cdot \tau}\right), \quad (2.2)$$

$$\text{где } Ei\left(-\frac{r^2}{4 \cdot \alpha \cdot \tau}\right) = -\int_{\frac{r^2}{4 \cdot \alpha \cdot \tau}}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du, \quad z = \frac{R_{np}}{2\sqrt{\alpha \cdot \tau}}, \quad (2.3)$$

Результаты расчетов радиуса протаивания ММП околоствольного пространства скважины через 30 лет ее эксплуатации приведены на рисунке 2.6.

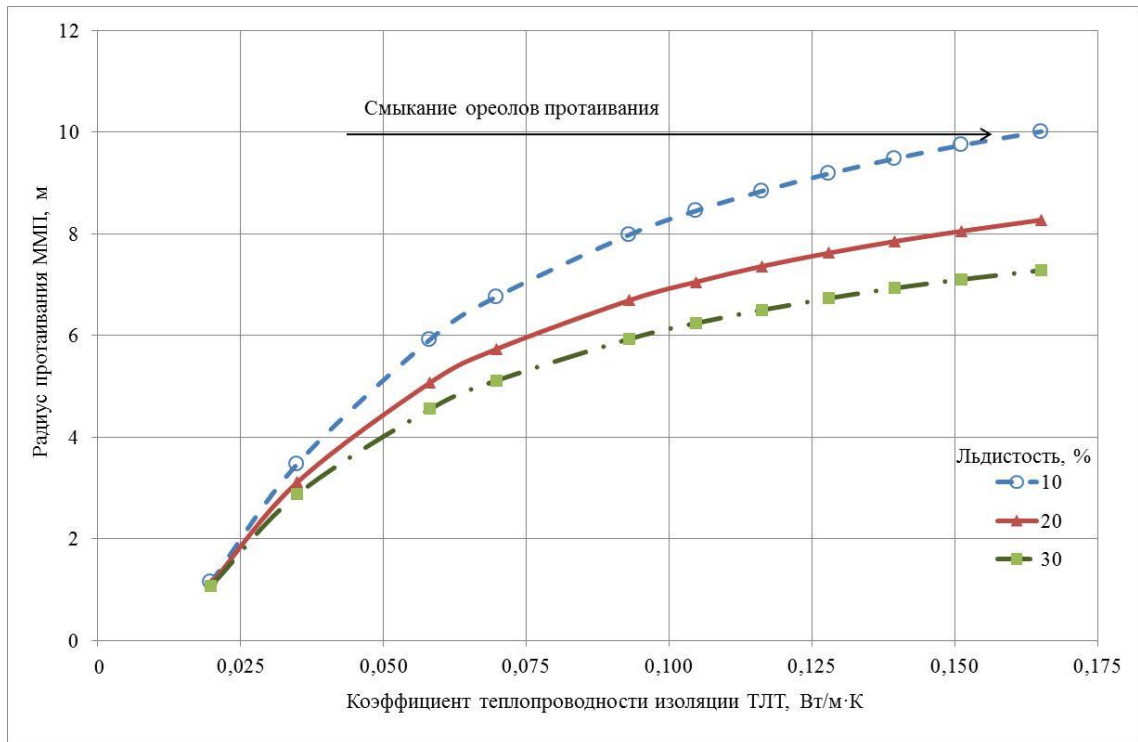


Рисунок 2.6 – Радиус протаивания ММП околоствольного пространства скважины через 30 лет ее эксплуатации (на примере Бованенковского НГКМ)

Получены зависимости радиуса протаивания ММП (R_{np}) от коэффициента теплопроводности изоляции ТЛТ ($\lambda_{из}$) при различной льдистости мерзлых пород:

$$R_{np} = 3335,9 \cdot \lambda_{из}^3 - 1378,4 \cdot \lambda_{из}^2 + 212,75 \cdot \lambda_{из} - 2,4933 \text{ (льдистость 10\%)},$$

$$R_{np} = 2989,9 \cdot \lambda_{из}^3 - 1205,2 \cdot \lambda_{из}^2 + 179,54 \cdot \lambda_{из} - 1,9191 \text{ (льдистость 20\%)},$$

$$R_{np} = 2711,2 \cdot \lambda_{из}^3 - 1081,1 \cdot \lambda_{из}^2 + 158,64 \cdot \lambda_{из} - 1,5844 \text{ (льдистость 30\%)}.$$

Радиус протаивания ММП в околоствольном пространстве скважины Бованенковского НГКМ через 30 лет эксплуатации при изменении коэффициента

теплопроводности изоляции ТЛТ от 0,02 до 0,16 Вт/м·К составил: 1,14÷10 м (льдистость 10%), 1,11÷8,3 м (льдистость 20%), 1,07÷7,3 м (льдистость 30%).

Расстояние между устьями эксплуатационных скважин Бованенковского НГКМ на кустовых площадках составляет 20 м. По расчетным данным через 30 лет эксплуатации возможно смыкание ореолов протаивания ММП между скважинами на кустовой площадке при коэффициенте теплопроводности изоляции ТЛТ $\geq 0,16$ Вт/м·К и льдистости мерзлых пород ≤ 10 %, т.к. радиус протаивания мерзлых пород более 10 м.

В настоящее время на месторождении в конструкции части эксплуатационных скважин применяются ТЛТ с коэффициентом теплопроводности изоляции менее 0,012 Вт/м·К. Согласно проведенным расчетам радиус протаивания ММП при таком коэффициенте теплопроводности изоляции и льдистости ММП до 30% составляет ~ 1м. В 2015 г. более 98% скважин с ТЛТ на месторождении работало без приустьевых осложнений.

Применение ТЛТ с низкотеплопроводной изоляцией в конструкции скважин Бованенковского НГКМ позволяет замедлить протаивание мерзлоты и эффективно эксплуатировать скважины на месторождении.

2.6 Выводы

1. На основе анализа результатов проведенных исследований разработаны усовершенствованная конструкция ТЛТ и клапана вакуумного, позволяющие эффективно эксплуатировать скважины в зоне ММП. Предложенная конструкция ТЛТ может участвовать в программе импортозамещения ПАО «Газпром».

2. В работе приведены результаты:

- испытаний на герметичность и прочность, а также теплофизических исследований ТЛТ–89х60 с вакуумно–многослойной изоляцией;
- теплофизических исследований ТЛТ–168х114 с блочно–цилиндрической изоляцией;

- исследований теплопроводности изоляций для ТЛТ –ТЗМК–10, ТЗМБ, Альфоль–ЭВТИ–7. Получены зависимости коэффициентов теплопроводности этих изоляций в условиях вакуума от давления остаточных газов.

3. Разработаны основные требования к ТЛТ–168x114, которые вошли в СТО Газпром 2–3.2–174–2007.

4. Использование ТЛТ с коэффициентом теплопроводности изоляции менее 0,012 Вт/м·К, согласно СТО Газпром 2–3.2–174–2007, в конструкции расположенных на кустовой площадке скважин Бованенковского НГКМ не приведет к смыканию ореолов протаивания ММП в их околоствольном пространстве через 30 лет эксплуатации.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ТЛТ В СКВАЖИНЕ

Проблема определения коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ является актуальной, так как обеспечивает обоснование технологии для добычи флюида без протаивания мерзлоты.

А.П. Попов с соавторами [60, 103, 158, 185] предложили вычислять коэффициент теплоотдачи эксплуатационной скважины следующим образом: 1 – установить термометрическое оборудование за обсадной трубой; 2 – включить скважину в работу на отжиг; 3 – провести замер дебита, температуры, давления на устье скважины и температуры за обсадной трубой; 4 – провести расчет коэффициента используя нестационарное уравнение теплопроводности в неоднородной среде, решение которого основано на экспериментальных данных по измерению давления, температуры, дебита на устье скважины и температуры за обсадной трубой.

Оптимальный режим эксплуатации скважины, расположенной в зоне распространения многолетнемерзлых пород, рекомендуется рассчитывать на математической модели, в основе которой лежат экспериментальные данные по измерению характеристик скважины и ММП во время применения сезонно-охлаждающих устройств, закрепленных за направлением в трубах-сателлитах [109, 158].

Ю.С. Даниэлян и др. [34] предложили вычислять коэффициент теплопроводности неоднородной среды (например, грунта) по результатам эксперимента, который заключался в следующем:

- подать теплоноситель в гибкий трубопровод, теплоизолированный от воздуха и закрепленный на исследуемой среде;
- измерить на входе/выходе трубопровода температуру и расход теплоносителя;
- прекратить эксперимент при достижении заданного значения температурой теплоносителя при выходе из трубопровода;

- рассчитать по разработанным зависимостям коэффициент теплопроводности неоднородной среды.

П.Н. Гуров разработал устройство для определения в скважине тепловых свойств пород (например, теплопроводность, объемная теплоемкость), в конструкцию которого входят датчики температуры [111]. Для контроля и управления параметрами эксплуатации скважины в мерзлоте М.М. Дубина с соавторами предложили моделировать процессы теплообмена между скважиной, породой, атмосферой [113].

Коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ можно оценить по результатам стендовых испытаний. Для этого необходимо: трубу установить на специальном стенде; закрепить на трубе тепломеры, находящиеся под измерительными лентами, и термопары, зафиксированные под охранными лентами; подать теплоноситель внутрь трубы, замерить температуру на трубе и внутри ее [193].

Коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ $\lambda_{ТЛТ}$, Вт/м·К, при стендовых испытаниях на натурном образце вычисляют по формуле [193]:

$$\lambda_{ТЛТ} = \frac{C_0 \cdot (1 - \alpha_u \cdot t_u) \cdot e \cdot D \cdot \ln \frac{D}{d}}{2 \cdot (t_1 - t_2)}, \quad (3.1)$$

где 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, e – истинная э.д.с. измерительной ленты, замеренная с помощью потенциометра, мВ; C_0 – постоянная измерительной ленты при 0°C, найденная при ее градуировке, Вт/м²·мВ; α_u – температурный коэффициент измерения постоянной измерительной ленты, найденный при градуировке, 1/К; t_u – температура измерительной ленты, которую можно практически принимать равной температуре на поверхности несущей трубы под охранными лентами t_2 , 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.

Автором разработана и запатентована методика определения коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ в скважине, адаптированная к результатам испытаний теплоизолированных скважин Бованенковского НГКМ [130, 161, 192], состоящая в следующем:

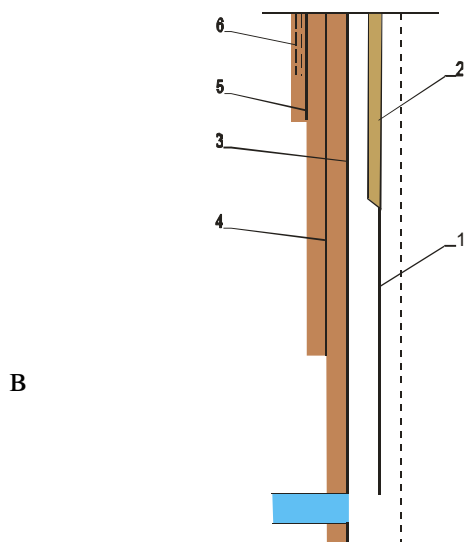
1. Проводится расчет радиуса теплового влияния скважины $r_{вл}$ по формуле:

$$r_{вл} = \sqrt{r_д^2 + \frac{4 \cdot \lambda_{гор} \cdot \tau}{C_m}}, \quad (3.2)$$

где $r_д$ – радиус долота под направление, $\lambda_{гор}$ – коэффициент теплопроводности горных пород в околоствольном пространстве скважины, C_m – коэффициент теплоемкости мерзлых пород, τ – время строительства или работы скважины.

2. Измеряются устьевая температура скважины и температура мерзлых пород в длительно простаивающих скважинах, которые расположены за $r_{вл}$.

3. Рассчитывается среднее значение температуры в термометрических трубках по результатам замеров температурных датчиков на различных глубинах в зоне расположения ТЛТ (рисунок 3.1). Температурные датчики на кабеле спускают в закрепленные на направлении



1 – лифтовая колонна; 2 – ТЛТ;
3 – эксплуатационная колонна;
4 – кондуктор; 5 – направление;
6 – термометрические трубки

Рисунок 3.1 – Схема конструкции скважины с ТЛТ

термометрические трубки. На скважине №6805 Бованенковского НГКМ использовали термозонды ЗТЗ-100М, состоящие из скважинного снаряда, блока управления и кабельной лебедки, предназначенные для измерения температуры в заколонном пространстве газовых скважин с автоматической регистрацией результатов измерений. В настоящее время возможно применение распределенного датчика температуры (РДТ) – оптико–волоконного кабеля, который крепится на внешней стороне кондуктора (max длина спуска до 5 км) [200].

4. Рассчитывается коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ в скважине $\lambda_{из}$ по формуле (3.3) (расчет проводится от оси скважины):

$$\lambda_{из} = \frac{(1 - \frac{t_1 - t_{TT}}{t_1 - t_2}) \cdot \ln \frac{D_{ТЛТ}}{d_{ТЛТ}}}{\frac{t_1 - t_{TT}}{t_1 - t_2} \cdot \frac{1}{\lambda_{ноп}} \cdot \ln \frac{2 \cdot r_{вл}}{d_\delta} - (\sum_{i=1}^{i=m-1} (\frac{1}{\lambda_{(i)-(i+1)}} \cdot \ln \frac{D_{i+1}}{d_i}) + \frac{1}{\lambda_{(m)-(d)}} \cdot \ln \frac{d_\delta}{d_m}) \cdot (1 - \frac{t_1 - t_{TT}}{t_1 - t_2})}, \quad (3.3)$$

где m – количество колонн разного диаметра в скважине; $D_{ТЛТ}$ – внутренний диаметр несущей трубы ТЛТ, м; $d_{ТЛТ}$ – наружный диаметр кожуха ТЛТ, м; D_i и d_i – внутренний и наружный диаметр труб, входящих в состав колонн скважины, м; d_δ – диаметр долота под направление, м; d_m – наружный диаметр трубы, входящий в состав (m) -ой колонны скважины, м; $\lambda_{(i)-(i+1)}$ – коэффициент теплопроводности среды, находящейся между i -ой и $(i+1)$ -ой колоннами, Вт/м·К; $\lambda_{(m)-(d)}$ – коэффициент теплопроводности среды, находящейся между (m) -ой колонной и долотом, Вт/м·К; t_1 – температура на устье скважины, °С; t_{TT} – средняя температура в термометрических трубках, °С; t_2 – естественная температура мерзлых пород за пределами радиуса теплового влияния исследуемой скважины, °С.

Автором получен патент 2424420 РФ от 20.07.2011 на способ определения коэффициента теплопроводности теплоизоляции теплоизолированной лифтовой трубы в скважине, который приведен в Приложении А.

Использование данной методики позволяет непрерывно контролировать свойства теплоизоляции ТЛТ в скважине при длительной ее работе по всей длине теплоизолированной колонны.

3.1 Расчет коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ в скважине №6805 Бованенковского НГКМ

Рассчитаем коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ производства ВНИИГАЗ по результатам промысловых испытаний скв. №6805 Бованенковского НГКМ (через 196 сут) на различной глубине от устья.

Данные для расчета по формулам (3.2) и (3.3): $m=4$; $i=1$ ($d_1=168$ мм, $D_{ТЛТ}=150$ мм, $d_{ТЛТ}=114$ мм); $i=2$ ($D_2=219$ мм, $d_2=258$ мм); $i=3$ ($D_3=219$ мм, $d_3=258$ мм); $i=4$ ($D_4=219$ мм, $d_4=258$ мм); $d_o=490$ мм; $\lambda_{(1)-(2)}=2,326$ Вт/м·К; $\lambda_{(2)-(3)} = \lambda_{(3)-(4)} = \lambda_{(4)-(o)}=1,163$ Вт/м·К; $t_1=25^\circ\text{C}$, $\lambda_{uz}=0,016\div 0,017$ Вт/м·К (данные завода изготовителя).

Результат расчета коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ (производство ВНИИГАЗ) по результатам промысловых испытаний скв. №6805 приведен в таблице 3.1. Как видно из таблицы 3.1, коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ изменяется от 0,017 до 0,043 Вт/м·К, что говорит о плохом качестве изготовления труб на базе ВНИИГАЗа, которая не приспособлена для серийного производства изделий.

Средний расчетный коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ–168х114 (ВНИИГАЗ) составил:

- по данным промысловых испытаний: среднее значение 0,024 Вт/м·К, труба №2 – 0,015 Вт/м·К, труба №3 – 0,03 Вт/м·К, труба №4 – 0,039 Вт/м·К, труба №5 – 0,017 Вт/м·К, труба №6 – 0,018 Вт/м·К,

- по данным стендовых теплофизических испытаний труб, которые были извлечены из скв. №6805 в апреле 1996 г. (Акт от 23÷27.04.1996 г.): среднее значение 0,016 Вт/м·К, труба №1 – 0,018 Вт/м·К, труба №2 – 0,014 Вт/м·К, трубы №3 и 4 – 0,023 Вт/м·К, труба №5 – 0,0062 Вт/м·К, труба №6 – 0,013 Вт/м·К.

Таблица 3.1 – Расчет коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ по результатам промысловых испытаний скважины №6805

Глубина установки ТЛТ в скв. / № трубы	C_m	$\lambda_{нор}$	t_2	$t_{ТТ}$	$r_{вл}$	$\frac{t_1 - t_{ТТ}}{t_1 - t_2}$	$\frac{1}{\lambda_{нор}} \cdot \ln \frac{2 \cdot r_{вл}}{d_\delta}$	$\lambda_{из}$
м / -	ккал / (м ³ ·°С)	ккал / (м·ч·°С)	°С		м	-	(м·К) / Вт	Вт / (м·К)
11/2	554	0,86	-1,93	+3	5,4	0,82	3,1	0,020
16/2	554	0,86	-1,98	+0,9	5,4	0,89	3,1	0,011
21/3	554	0,86	-2,5	+3,8	5,4	0,77	3,1	0,027
26/3	525	1,06	-3,2	+4,4	6,17	0,73	2,6	0,041
31/4	520	1,1	-3,4	+4,4	6,31	0,72	3,2	0,035
36/4	510	1,2	-3,5	+4	6,7	0,74	2,38	0,043
46/5	505	1,2	-4,24	-0,5	6,7	0,87	2,36	0,017
51/6	505	1,21	-4,2	-0,2	6,72	0,86	2,36	0,019
56/6	500	1,25	-4,5	-0,7	6,9	0,87	2,3	0,018
59/6	500	1,3	-4,5	-0,9	7	0,878	2,22	0,017

По данным промысловых испытаний коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ № 2, 5, 6 соответствовал заявленному заводом изготовителем данным.

Расчетные коэффициенты теплопроводности теплоизоляции ТЛТ на основе промысловых испытаний по предложенной автором методике соответствовали данным стендовых теплофизических испытаний теплоизолированных труб, извлеченных из скв №6805. По результатам стендовых исследований средний коэффициент теплопроводности изоляции ТЛТ составил 0,016 Вт/м·К.

При сравнении рассчитанного по предложенной методике и заявленного заводом изготовителем коэффициентов теплопроводности теплоизоляции ТЛТ делается вывод о дальнейшем использовании или замене исследуемой трубы.

3.2 Выводы

- Разработана и запатентована методика определения коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ в скважине для обеспечения длительной эффективной ее эксплуатации, а также возможности непрерывного контроля теплотехнических свойств теплоизоляции.

- Расчетные коэффициенты теплопроводности теплоизоляции ТЛТ на основе промысловых испытаний скважины №6805 Бованенковского НГКМ по предложенной автором методике соответствовали данным стендовых теплофизических испытаний труб.

ГЛАВА 4. ОБОСНОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ТЛТ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ, РАСПОЛОЖЕННОЙ В ЗОНЕ ММП (НА ПРИМЕРЕ ЗАПОЛЯРНОГО НГКМ)

4.1 Краткий обзор о Заполярном НГКМ

Заполярное НГКМ расположено в Ямало–Ненецком автономном округе (рисунок 4.1). Запасы газа ~ 3,5 трлн м³ (в т.ч. сеноманская залежь ~ 2,6 трлн м³ газа (78% от всех запасов)), газового конденсата – 60 млн т, нефти – 20 млн т [52, 57, 67].



Рисунок 4.1 – Расположение Заполярного НГКМ

Заполярное НГКМ находится в зоне сплошного распространения ММП по площади и разрезу. Глубина залегания ММП более 495 м. В ММП сложно чередуются отложения с различной степенью льдистости. Среднегодовая температура грунтов на подошве слоя годовых теплооборотов составляет $-1,5 \div -3,0$ °С и ниже.

В 2001 г. началась эксплуатация массивной водоплавающей газовой сеноманской залежи месторождения, залегающей на глубине 1130÷1330 м. По кровле сеномана месторождение оконтуривается изогипсой -1320 м, размерами 47х29 км, высота более 200 м. Сеноманская залежь представлена песчаными и

алевролито–глинистыми пачками, характеризуется хорошими свойствами продуктивного пласта. Покрышкой сеноманской газовой залежи являются глины туронского возраста. Газонасыщенная толщина сеноманской залежи более 60 м. Начальное пластовое давление 13,03 МПа и пластовая температура 27°C. [159].

В 2011 г. началась эксплуатация валанжинских залежей месторождения (рисунок 4.2). В нижнемеловых отложениях, находящихся на глубине 2477÷3282 м, выделены следующие объекты: газоконденсатные залежи – БТ₂₋₃, БТ₁₁², нефтегазоконденсатные залежи – БТ₆₋₈, БТ₁₀, БТ₁₁¹. Залежи представлены песчаниками, алевролитами, аргиллитами.



Рисунок 4.2 – Промплощадка

Залежь пласта БТ₂₋₃ пластовая сводовая газоконденсатная (а.о. –2459 м). Размеры залежи 10,8 x5,4 км, высота более 25 м.

Залежь пласта БТ₆₋₈ пластовая сводовая нефтегазоконденсатная (а.о. –2646 м). Размеры газоконденсатной залежи 28x14 км, высота более 120 м. Нефтяная оторочка находится в центральной и восточной частях залежи.

В пласте БТ₁₀ выделены два объекта – пласт БТ₁₀¹ и пласт БТ₁₀². Залежь пласта БТ₁₀¹ пластовая сводовая газоконденсатная (а.о. – 2830 м) с нефтяной оторочкой, находящейся в южной части залежи. Размеры газоконденсатной залежи 30x16 км, высота более 160 м. Пласт БТ₁₀², скорее всего, водоносный.

В пласте БТ₁₁¹ расположены северная газоконденсатная залежь пласта БТ₁₁¹ (а.о. –2940 м) и южная газоконденсатонефтяная залежь пласта БТ₁₁¹ (а.о. –2921 м). В этом пласте выделен маломощный пласт БТ₁₁⁰, который не имеет сплошного распространения и отделяется от БТ₁₁¹ глинистым пропластком. Средняя газонасыщенная толщина по северной залежи 8 м, по южной залежи – около 5 м. Нефтенасыщенная толщина около 5 м.

В пласте БТ₁₁² расположены южная и северная газоконденсатонефтяные залежи, разделенные глинистым прослоем. Эффективная газонасыщенная толщина по северной залежи до 7 м, по южной залежи – около 29 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по северной залежи до 6 м, по южной – до 8 м.

На месторождении скважины располагаются группами на кустовых площадках.

Эксплуатация Заполярного НГКМ – залог надежности выполнения долгосрочных контрактов ПАО «Газпром» и стабильного газоснабжения потребителей.

4.2 Выполнение расчета и анализ полученных результатов

Проведен расчет времени строительства скважины без размерзания ММП для условий Заполярного НГКМ (нижний мел) при использовании в конструкции скважины теплоизолированного направления с толщиной изоляции ($h_{из.н}$) от 10 до 70 мм и коэффициентом теплопроводности изоляции $\lambda_{из.н}=0,035/ 0,058/ 0,116$ Вт/м·К [171, 193]. Конструкция скважины: направление – $\varnothing_{нар}324$ мм; кондуктор – $\varnothing_{нар}245$ мм, эксплуатационная колонна – $\varnothing_{нар}168$ мм.

Результаты расчета показывали, что на Заполярном НГКМ время строительства скважин заданной конструкции без размерзания ММП прискважинной зоны после спуска и крепления теплоизолированного направления составляет от нескольких суток до 3 лет при $\lambda_{из.н} = 0,035$ Вт/м·К и $h_{из.н}=10\div40$ мм, а также при $\lambda_{из.н} =0,058$ и $0,116$ Вт/м·К и $h_{из.н} =10\div70$ мм. Этого времени недостаточно для предупреждения размораживания ММП при

длительной эксплуатации скважины и, как следствие, можно ожидать осложнения при работе скважины.

Для эффективной длительной эксплуатации скважины необходимо в составе верхней секции лифтовой колонны использовать ТЛТ с различными типами и толщиной изоляции, с различным коэффициентом теплопроводности изоляции в зависимости от термодинамических условий работы скважин.

Проведен расчет необходимого коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ при заданной конструкции скважины для непрерывной ее эксплуатации в течение 15 и 30 лет без замерзания ММП прискважинной зоны на примере Заполярного НГКМ (нижний мел и сеноман).

Данные для расчета (основные элементы конструкции скважины): направление – $\varnothing_{\text{нар}} 324$ мм, $\varnothing_{\text{вн}} 304$ мм, оснащенное теплоизоляцией толщиной $h_{\text{из.н}} = 10 \div 75$ мм с коэффициентом теплопроводности изоляции направления $\lambda_{\text{из.н}} = 0,035/0,058/0,116$ Вт/м·К; верхняя секция эксплуатационной колонны $\varnothing_{\text{нар}} 250,8$ мм, $\varnothing_{\text{вн}} 219$ мм – трубы с повышенной герметичностью и прочностью на смятие (Япония); нижняя секция эксплуатационной колонны (потайная) $\varnothing_{\text{нар}} 168$ мм; верхняя секция лифтовой колонны $\varnothing_{\text{вн}} 114$ мм составлена из ТЛТ, оснащенных теплоизоляцией толщиной $h_{\text{из.тлт}} = 18/20/27$ мм; нижняя секция лифтовой колонны $\varnothing_{\text{нар}} 114$ мм, $\varnothing_{\text{вн}} 73$ мм; радиус долота 0,29 м; температура фазового перехода -1°C ; температура ММП -4°C ; устьевая температура потока газа $+45^{\circ}\text{C}$ (валанжин) и $+13^{\circ}\text{C}$ (сеноман); коэффициент теплопроводности горных пород 3,29 Вт/м·К; коэффициент теплопроводности цемента 1,163 Вт/м·К; коэффициент объемной теплоемкости ММП 550 ккал/м³·°C.

Результаты расчета коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ для эффективной длительной эксплуатации скважины Заполярного НГКМ при одновременном применении теплоизоляции на направлении и лифтовых трубах приведены в таблицах 4.1÷4.3 и рисунках 4.3, 4.4 [167, 168].

Таблица 4.1 – Результаты расчета коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ

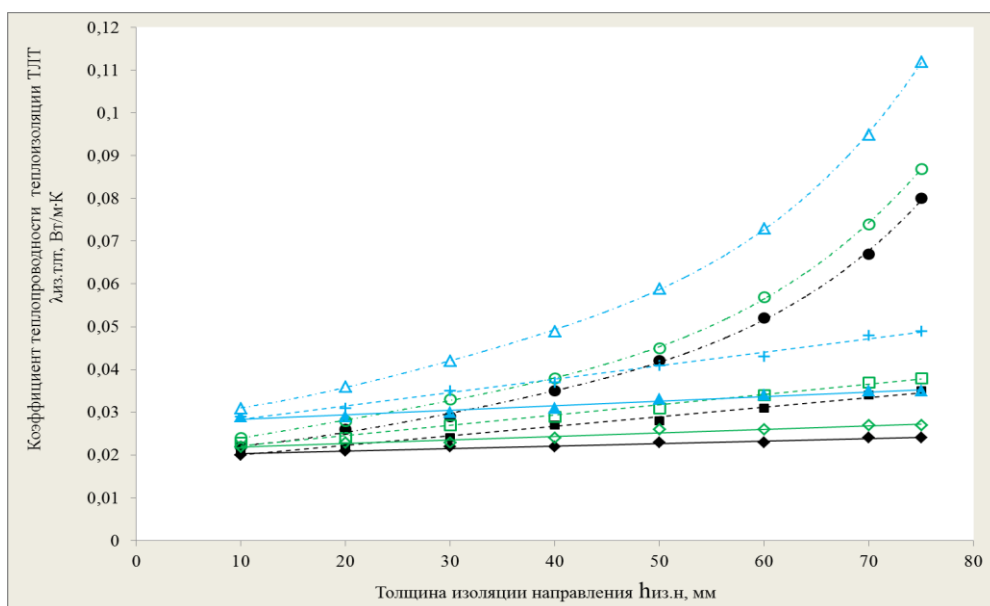
$\lambda_{\text{из.н.}}$ Вт/м·К	$h_{\text{из.тлт.}}$ мм	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ $\lambda_{\text{из.тлт.}}$ Вт/м·К			
		сеноман	нижний мел	сеноман	нижний мел
		15 лет эксплуатации		30 лет эксплуатации	
0,116	18	0,02÷0,024	0,0058÷0,0062	0,019÷0,023	0,0055÷0,0057
0,058	18	0,021÷0,035	0,0059÷0,0066	0,020÷0,031	0,0055÷0,0062
0,035	18	0,022÷0,08	0,0059÷0,0074	0,021÷0,064	0,0056÷0,0069
0,116	20	0,022÷0,027	0,0064÷0,0067	0,021÷0,026	0,0059÷0,0063
0,058	20	0,023÷0,038	0,0064÷0,0072	0,022÷0,035	0,0060÷0,0067
0,035	20	0,024÷0,087	0,0065÷0,0081	0,022÷0,070	0,0060÷0,0074
0,116	27	0,029÷0,035	0,0083÷0,0087	0,027÷0,033	0,0077÷0,0081
0,058	27	0,029÷0,049	0,0084÷0,0094	0,028÷0,044	0,0078÷0,0087
0,035	27	0,031÷0,112	0,0085÷0,0105	0,029÷0,09	0,0079÷0,0096

Результаты расчетов показали, что для заданной конструкции скважины Заполярного НГКМ при одновременном применении теплоизоляции на направлении и лифтовых трубах может быть обеспечена ее эффективная эксплуатация без серьезных осложнений, вызванных влиянием ММП, при изменении коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ:

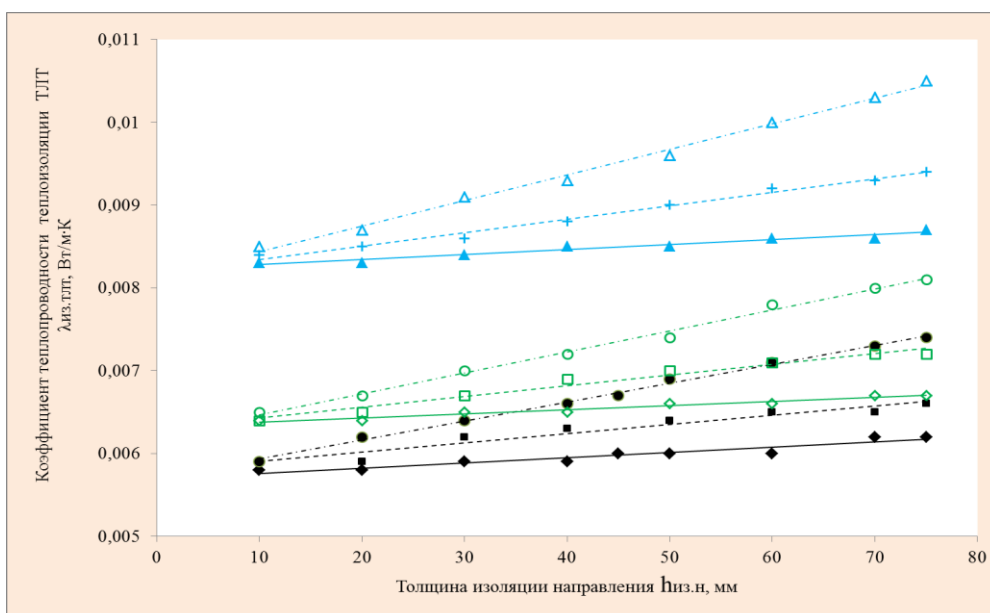
– в течение 15 лет в диапазоне 0,02÷0,112 Вт/м·К (сеноман) и 0,0058÷0,0105 Вт/м·К (нижний мел);

– в течение 30 лет в диапазоне 0,019÷0,09 Вт/м·К (сеноман) и 0,0055÷0,0096 Вт/м·К (нижний мел).

При уменьшении коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ на ~10% можно увеличить время эффективной эксплуатации скважин Заполярного НГКМ (сеноман, нижний мел) с 15 до 30 лет.



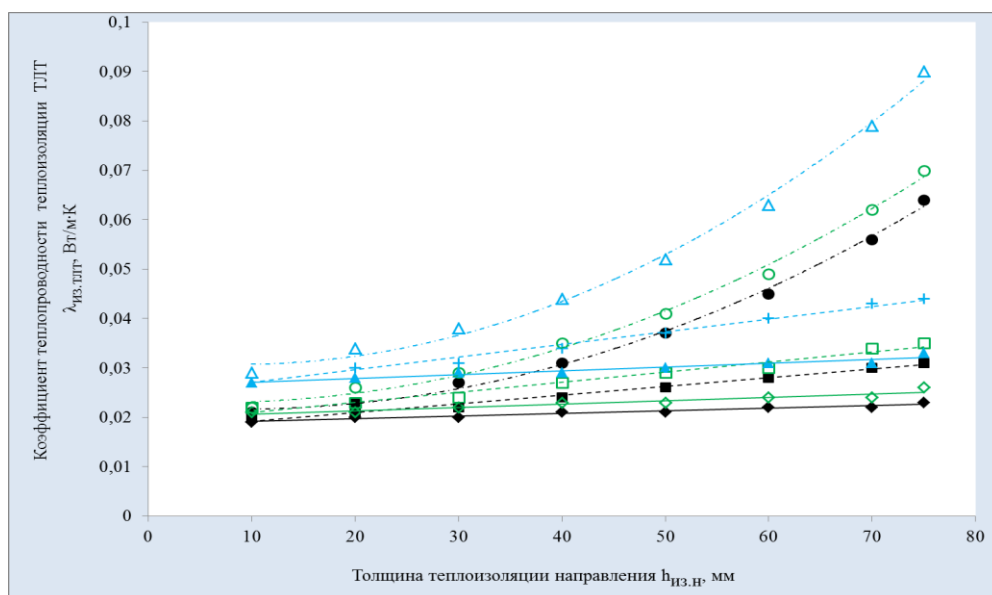
СЕНОМАН



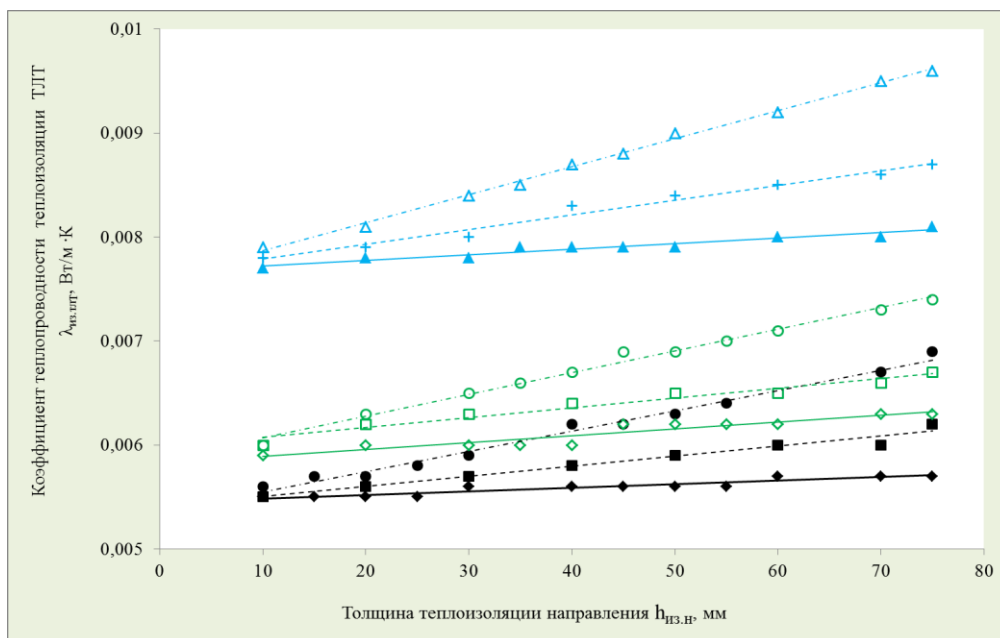
НИЖНИЙ МЕЛ

- ◆ $\lambda_{из.н} = 0,116$ Вт/м·К, $h_{из.тлт} = 18$ мм ■ $\lambda_{из.н} = 0,058$ Вт/м·К, $h_{из.тлт} = 18$ мм ● $\lambda_{из.н} = 0,035$ Вт/м·К, $h_{из.тлт} = 18$ мм
- ◇ $\lambda_{из.н} = 0,116$ Вт/м·К, $h_{из.тлт} = 20$ мм □ $\lambda_{из.н} = 0,058$ Вт/м·К, $h_{из.тлт} = 20$ мм ○ $\lambda_{из.н} = 0,035$ Вт/м·К, $h_{из.тлт} = 20$ мм
- ▲ $\lambda_{из.н} = 0,116$ Вт/м·К, $h_{из.тлт} = 27$ мм + $\lambda_{из.н} = 0,058$ Вт/м·К, $h_{из.тлт} = 27$ мм △ $\lambda_{из.н} = 0,035$ Вт/м·К, $h_{из.тлт} = 27$ мм

Рисунок 4.3 – Зависимость коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ ($\lambda_{из.тлт}$) от толщины изоляции ТЛТ ($h_{из.тлт}$) и направления ($h_{из.н}$), коэффициента теплопроводности теплоизоляции направления ($\lambda_{из.н}$) для эффективной эксплуатации скважины в течение 15 лет (Заполярье НГКМ)



сеноман



нижний мел

- | | | |
|---|---|---|
| ◆ $\lambda_{из.н}=0,116$ Вт/м·К, $h_{из.тлт}=18$ мм | ■ $\lambda_{из.н}=0,058$ Вт/м·К, $h_{из.тлт}=18$ мм | ● $\lambda_{из.н}=0,035$ Вт/м·К, $h_{из.тлт}=18$ мм |
| ◇ $\lambda_{из.н}=0,116$ Вт/м·К, $h_{из.тлт}=20$ мм | □ $\lambda_{из.н}=0,058$ Вт/м·К, $h_{из.тлт}=20$ мм | ○ $\lambda_{из.н}=0,035$ Вт/м·К, $h_{из.тлт}=20$ мм |
| ▲ $\lambda_{из.н}=0,116$ Вт/м·К, $h_{из.тлт}=27$ мм | + $\lambda_{из.н}=0,058$ Вт/м·К, $h_{из.тлт}=27$ мм | △ $\lambda_{из.н}=0,035$ Вт/м·К, $h_{из.тлт}=27$ мм |

Рисунок 4.4 – Зависимость коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ ($\lambda_{из.тлт}$) от толщины изоляции ТЛТ ($h_{из.тлт}$) и направления ($h_{из.н}$), коэффициента теплопроводности теплоизоляции направления ($\lambda_{из.н}$) для эффективной эксплуатации скважины в течение 30 лет (Заполярье НГКМ)

Таблица 4.2 – Зависимость значений коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ ($\lambda_{\text{из.ТЛТ}}$) от толщины изоляции направления ($h_{\text{из.н}}$) при заданных значениях толщины изоляции лифтовой колонны ($h_{\text{из.ТЛТ}}$) и коэффициента теплопроводности теплоизоляции направления ($\lambda_{\text{из.н}}$) (Заполярное НГКМ, сеноман)

Исходные данные	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ $\lambda_{\text{из.ТЛТ}}$, Вт/м·К	
	15 лет эксплуатации	30 лет эксплуатации
$\lambda_{\text{из.н}}=0,116$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=18$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=6 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0198$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=5 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0186$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,058$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=18$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=2 \cdot 10^{-04} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0179$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=2 \cdot 10^{-04} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0174$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,035$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=18$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=1 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}^2 -$ $0,0004 \cdot h_{\text{из.н}}+0,026$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=9 \cdot 10^{-06} \cdot h_{\text{из.н}}^2 -$ $0,0002 \cdot h_{\text{из.н}}+0,0225$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,116$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=20$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=8 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0211$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=7 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,02$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,058$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=20$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=2 \cdot 10^{-04} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0198$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=2 \cdot 10^{-04} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0189$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,035$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=20$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=2 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}^2 -$ $0,0004 \cdot h_{\text{из.н}}+0,0284$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=1 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}^2 -$ $0,0001 \cdot h_{\text{из.н}}+0,0234$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,116$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=27$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=1 \cdot 10^{-04} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0272$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=8 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0263$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,058$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=27$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=3 \cdot 10^{-04} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0252$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=3 \cdot 10^{-04} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0245$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,035$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=27$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=2 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}^2 -$ $0,0005 \cdot h_{\text{из.н}}+0,0363$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=1 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}^2 -$ $0,0002 \cdot h_{\text{из.н}}+0,0317$

Таблица 4.3 – Зависимость значений коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ ($\lambda_{\text{из.ТЛТ}}$) от толщины изоляции направления ($h_{\text{из.н}}$) при заданных значениях толщины изоляции лифтовой колонны ($h_{\text{из.ТЛТ}}$) и коэффициента теплопроводности теплоизоляции направления ($\lambda_{\text{из.н}}$) (Заполярное НГКМ, нижний мел)

Исходные данные	Коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ $\lambda_{\text{из.ТЛТ}}$, Вт/м·К	
	15 лет эксплуатации	30 эксплуатации
$\lambda_{\text{из.н}}=0,116$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=18$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=6 \cdot 10^{-06} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0057$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=3 \cdot 10^{-06} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0054$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,058$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=18$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=1 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0058$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=1 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0054$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,035$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=18$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=2 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0057$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=2 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0054$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,116$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=20$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=5 \cdot 10^{-06} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0063$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=7 \cdot 10^{-06} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0058$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,058$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=20$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=1 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0063$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=9 \cdot 10^{-06} \cdot h_{\text{из.н}}+0,006$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,035$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=20$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=3 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0062$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=2 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0059$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,116$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=27$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=6 \cdot 10^{-06} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0082$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=5 \cdot 10^{-06} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0077$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,058$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=27$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=2 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0082$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=1 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0076$
$\lambda_{\text{из.н}}=0,035$ Вт/м·К, $h_{\text{из.ТЛТ}}=27$ мм	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=3 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0081$	$\lambda_{\text{из.ТЛТ}}=3 \cdot 10^{-05} \cdot h_{\text{из.н}}+0,0076$

При эксплуатации теплоизолированной колонны из ТЛТ возможно создание «тепловых мостиков» с торцов ТЛТ [183]. Анализ результатов промысловых испытаний ТЛТ показал, что в зонах расположения муфт ТЛТ в теплоизолированной колонне температура за направлением работающих скважин на $1 \div 1,5^\circ\text{C}$ выше, чем температура в остальной части колонны. Влияние «теплового мостика» необходимо учитывать при определении эффективного коэффициента теплопроводности изоляции ТЛТ путем дополнительной оценки перетока тепла через патрубки торцевые [183].

Увеличение толщины теплоизоляции ТЛТ и уменьшение коэффициента теплопроводности теплоизоляции увеличивает время надежной длительной эксплуатации скважин, расположенных в зонах распространения ММП.

4.3 Выводы

На основе проведенных исследований обоснован коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ для заданной конструкции скважины Заполярного НГКМ, обеспечивающий ее эффективную эксплуатацию в течение 30 лет без вызванных влиянием ММП серьезных осложнений. Коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ составил $0,019 \div 0,09$ Вт/м·К (сеноман) и $0,0055 \div 0,0096$ Вт/м·К (нижний мел).

ГЛАВА 5. ОЦЕНКА ТЕХНИКО–ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЛТ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН СЕВЕРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ БОВАНЕНКОВСКОГО НГКМ)

Мощные многолетнемерзлые породы на территории Бованенковского НГКМ имеют сплошное распространение. Толщина ММП составляет 133÷242 м. В верхней части разреза ММП (0÷10 м) залегают ледогрунты с льдистостью 0,3÷0,45 и до 0,70. На глубине до 20 м среднегодовая температура пород изменяется –2,5÷–3,6 °С и может достигать – 9 °С. На глубине 50÷80 м отмечается минимальная температура по разрезу

В соответствии с проектом разработки на месторождении в конструкции части эксплуатационных скважин предусмотрено использование ТЛТ.

В 2012 г. на Бованенковском НГКМ были введены в промышленную разработку сеноман–аптские отложения, начали эксплуатироваться скважины УКПГ–2. Скважины на 4 кустах из 22 оборудовали ТЛТ, глубина спуска которых составила 46÷58 м. На месторождении, в основном, используют ТЛТ производства Синарского трубного завода (СинТЗ). По данным ИТЦ ООО «Газпром добыча Надым» в 2013 г. не были отмечены газопроявления и оттаивание ММП в околоствольном пространстве оборудованных ТЛТ скважинах. В приустьевой зоне скважин без ТЛТ (6 кустов – №25, 28, 41, 29, 33, 26) отмечались просадки грунтов Ø более 2 м и максимальной глубиной более 3 м (скв. №2901) при протаивании ММП.

В конце 2014 г. начали работать скважины УКПГ–1. В 2014 и 2015 гг. на месторождении эксплуатировалось 39 скважин с ТЛТ и 165 скважин без ТЛТ. Без проблем, связанных с приустьевыми осложнениями (оттаивание ММП, газопроявления), работало: скважин с ТЛТ – 92% (2014 г.) и 98% (2015 г.), скважин без ТЛТ – 45% (2014 г.) и 59% (2015 г.). В 2014 г. зафиксированы просадки грунта глубиной до 2 м и Ø до 4 м около скважин без ТЛТ. В конце 2014 г. просадки почвы в приустьевой территории скважин были засыпаны грунтом (песком). В 2015 г. обвалы грунта отмечались на 67 скважинах без ТЛТ, в



Рисунок 5.1 – Приустьевой провал грунта на скв. №4106 (данные ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

т.ч. на 44 скважинах повторно (рисунок 5.1). В настоящее время на месторождении уже провели капитальный ремонт нескольких скважин.

Известно, что в первые 3÷5 лет эксплуатации скважин без ТЛТ проводится ежегодная подсыпка грунта в приустьевой зоне, замедляющая протаивание ММП в околоствольном пространстве скважины.

5.1 Расчет технико–экономической эффективности применения ТЛТ

Для оценки эффективности применения ТЛТ на эксплуатационных скважинах Бованенковского НГКМ был выполнен расчет технико–экономических показателей двух вариантов с использованием принципа "с проектом"–"без проекта" для одной скважины: вариант "без проекта" предусматривает эксплуатацию скважины, в конструкции которой не используют ТЛТ; вариант "с проектом" предполагает применение ТЛТ в конструкции скважины. Расчетный период составляет 20 лет (2016÷ 2035 гг.).

Оценка экономической эффективности вариантов проводилась в соответствии с «Методикой оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений» (утверждена 09.09.2009, №01/07-99). Критерии эффективности: интегральный эффект (чистый дисконтированный доход) и индекс эффективности.

Экономический эффект обусловлен снижением затрат на отсыпку грунта в приустьевой зоне скважины при оттаивании ММП и увеличением межремонтного периода эксплуатации скважины. Для расчета экономической эффективности по вариантам приняты проектные нормативы по капитальным вложениям в бурение скважин и затратам на капитальный ремонт (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета экономической эффективности за рассматриваемый период по вариантам

Показатели	Вариант «без проекта»	Вариант «с проектом»
Капитальные вложения в бурение скважин, млн руб	322,77	324,37
Расчетный период, лет	20	20
Число скважин для расчета экономической эффективности	1	1
Частота проведения работ по отсыпке грунта в прискважинной зоне при оттаивании ММП	1 раз в год первые пять лет после ввода скважины в эксплуатацию, далее 1 раз в два года	-
Затраты на проведение работ по отсыпке грунта в прискважинной зоне, тыс руб/год	25	-
Межремонтный период, связанный с проведением работ по ликвидации осложнений, год	5	15
Затраты на капитальный ремонт одной скважины, млн руб	2,3	
Налог на имущество, %	2,2	
Налог на прибыль, %	20	
Норма дисконта, %	12	

Налоги на имущество и прибыль рассчитывались в соответствии с налоговым кодексом РФ. Затраты на отсыпку одной скважины грунтом по экспертной оценке составляют 25 тыс руб, в т.ч. объем песка 25 м³, стоимость песка 7 тыс руб, стоимость доставки песка 12 тыс руб, работы по подсыпке песка к скважине 6 тыс руб.

В таблице 5.2 приведены показатели экономической эффективности варианта «с проектом» от применения ТЛТ в конструкции скважин Бованенковского НГКМ. Величина интегрального эффекта (чистого дисконтированного дохода) положительна и оценивается в 0,22 млн руб, а индекс эффективности ИЭр больше 1 (таблица 5.3).

5.2 Выводы

Эффективность использования ТЛТ в конструкции скважины Бованенковского НГКМ подтверждается расчетами. Применение ТЛТ на месторождении обеспечит надежную эффективную работу эксплуатационных скважин.

Таблица 5.2 – Расчет экономической эффективности применения в конструкции скважины ТЛТ

№	Наименование показателей	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Итого
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
1	Капитальные вложения "без проекта", тыс руб	322770																					322770
2	Капитальные вложения "с проектом", тыс руб	324370																					324370
3	Дополнительные капитальные вложений, тыс руб	1600																					
4	Количество ремонтов на скважинах за расчетный период по варианту "без проекта", ед./год							1						1					1				3
5	Количество ремонтов на скважинах за расчетный период по варианту с ТЛТ "с проектом", ед./год																	1					1
6	Затраты на ремонт скважин по варианту "без проекта", тыс руб							2300						2300						2300			6900
7	Затраты на ремонт скважин по варианту "с проектом", тыс руб																	2300					2300
8	Экономия затрат на ремонт скважин по варианту "с проектом", тыс руб							2300						2300				-2300		2300			4600
9	Затраты на отсыпку песка к скважине "без проекта", тыс руб		25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	0,00	0,00	25,00	0,00	0,00	25,00	0,00	0,00	25,00	0,00	0,00	25,00	0,00	0,00	25,00	250
10	Амортизация, тыс руб		80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	1600
11	Налог на имущество, тыс руб		34,32	32,56	30,8	29,04	27,28	25,52	23,76	22	20,24	18,48	16,72	14,96	13,2	11,44	9,68	7,92	6,16	4,4	2,64	0,88	352
12	Налогооблагаемая прибыль, тыс руб		-9,32	-7,56	-5,80	-4,04	-2,28	2274,48	-23,76	3,00	-20,24	-18,48	8,28	2285,04	-13,20	13,56	-9,68	-2307,92	18,84	2295,60	-2,64	24,12	4498,0
13	Налог на прибыль, тыс руб		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	454,90	0,00	0,60	0,00	0,00	1,66	457,01	0,00	2,71	0,00	0,00	3,77	459,12	0,00	4,82	1384,6
14	Чистый денежный доход, тыс руб	-1600	70,68	72,44	74,20	75,96	77,72	1899,58	56,24	82,40	59,76	61,52	86,62	1908,03	66,80	90,85	70,32	-2227,92	95,07	1916,48	77,36	99,30	3113,4
15	Накопленный чистый денежный доход, тыс руб	-1600	-1529,3	-1456,9	-1382,7	-1306,7	-1229,0	670,6	726,8	809,2	869,0	930,5	1017,1	2925,2	2992,0	3082,8	3153,1	925,2	1020,3	2936,8	3014,1	3113,4	
16	Норма дисконта, %	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	
17	Коэффициент дисконтирования	1,000	0,890	0,800	0,710	0,640	0,570	0,510	0,450	0,400	0,360	0,320	0,290	0,260	0,230	0,200	0,180	0,160	0,150	0,130	0,120	0,100	
18	Чистый дисконтированный доход, тыс руб	-1600	62,91	57,95	52,68	48,61	44,30	968,79	25,31	32,96	21,51	19,69	25,12	496,09	15,36	18,17	12,66	-356,47	14,26	249,14	9,28	9,93	228,3
19	Накопленный чистый дисконтированный доход, тыс руб	-1600	-1537,1	-1479,1	-1426,5	-1377,8	-1333,5	-364,8	-339,5	-306,5	-285,0	-265,3	-240,2	255,9	271,3	289,5	302,1	-54,4	-40,1	209,0	218,3	228,3	

Таблица 5.3 – Суммарные показатели экономической эффективности варианта «с проектом» за расчетный период

Наименование показателей	Значение
Экономия затрат на капитальный ремонт скважин, млн руб	4,6
Чистая прибыль, млн руб	3,1
Чистый дисконтированный доход при $E_n=12\%$, млн руб	0,22
Налоги в бюджет РФ, млн руб.	1,7
Дисконтированный доход в бюджет РФ при $E_n=15\%$, млн руб	0,47
Индекс эффективности ИЭр, отн. ед.	1,14
Срок окупаемости по денежному потоку, год	6
Дисконтированный срок окупаемости, год	12

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В настоящее время актуальны вопросы обеспечения термоизоляции обсадных и лифтовых колонн для безопасной эксплуатации скважин на месторождениях, расположенных в районах распространения ММП. Разработка новых конструкций теплоизолированных труб позволит надежно и эффективно эксплуатировать скважины северных месторождений.

2. В работе проведен анализ мирового опыта по использованию способов защиты скважин от влияния ММП, на основании которого дано обоснование эффективности применения теплоизолированных труб при эксплуатации скважин.

3. На основе анализа лабораторных, заводских, промысловых испытаний ТЛТ разработана и запатентована усовершенствованная конструкция ТЛТ с вакуумным клапаном, обеспечивающая высокую надежность и эффективность эксплуатации скважин в мерзлоте. Предложенная конструкция ТЛТ прошла испытания на Бованенковском НГКМ.

4. Усовершенствованная с участием автора конструкция ТЛТ была использована при подготовке СТО Газпром 2–3.2–174–2007 «Технические требования к теплоизолированным лифтовым трубам», в котором приведены основные требования к конструкции и коэффициенту теплопроводности теплоизоляции ТЛТ, надежности труб и резьбовых соединений.

5. Анализ проведенных расчетов показал, что использование ТЛТ с коэффициентом теплопроводности изоляции менее $0,012 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$ в конструкции расположенных на кустовой площадке скважин Бованенковского НГКМ не приведет к смыканию ореолов протаивания мерзлоты в их околоствольном пространстве через 30 лет эксплуатации.

6. Разработана методика определения коэффициента теплопроводности теплоизоляции ТЛТ в скважине, позволяющая непрерывно контролировать теплотехнические свойства теплоизоляции по всей длине трубы, что необходимо для надежной и эффективной ее эксплуатации.

7. На основе проведенных исследований обоснован коэффициент теплопроводности теплоизоляции ТЛТ для заданной конструкции скважины, обеспечивающий ее надежную и эффективную эксплуатацию в течение 30 лет (на примере Заполярного НГКМ).

8. Эффективность использования ТЛТ в конструкции скважины Бованенковского НГКМ подтверждена расчетами, согласно которым величина интегрального эффекта (чистого дисконтированного дохода) положительна и оценивается в 0,22 млн руб, а индекс эффективности больше 1.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- Альфоль–ЭВТИ–7 – многослойная изоляция на основе алюминиевой фольги и стеклохолста ЭВТИ–7
- ВМИ – вакуумно многослойная изоляция
- ВНИИГТ – Всероссийский научно–исследовательский институт гелиевой техники
- ВНИИБТ – Всесоюзный научно–исследовательский институт буровой техники
- ДМП – диоксид марганца палладированный
- КИП – контрольно-измерительные приборы
- ЛТТ – лифтовая теплоизолированная труба
- ММП – многолетнемерзлые породы
- НГДУ – нефтегазодобывающее управление
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
- НКТ – насосно-компрессорная труба
- ОУ – охлаждающие узлы
- ОЭБ – Опытно–экспериментальная база
- ППУ – пенополиуретан
- СинТЗ – Синарский трубный завод
- СОУ – сезонно охлаждающее устройство
- ТЗМБ – термозащитный материал базальтовый
- ТЗМК – термозащитный материал кварцевый
- ТЛТ – теплоизолированные лифтовые трубы
- ТНКТ – теплоизолированные насосно-компрессорные трубы
- ТС – трубки – сателлиты
- ТТ – термоизолированные трубы
- ТТНК – трубы термоизолированные насосно-компрессорные

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абубакиров В.Ф. Оборудование буровое, противовыбросовое и устьевое. Справочное пособие: в 2 т./ В.Ф. Абубакиров, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых и др. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 650 с.
2. Ананенков А.Г. Строительство и эксплуатация скважин и шлейфов в зоне ММП / А.Г. Ананенков, А.Э. Конторович, О.М. Ермилов и др. // Газовая промышленность. – 2003. – № 8. – С. 35–38.
3. Ананенков А.Г. Повышение газодобычи месторождений Крайнего Севера / А.Г. Ананенков, А.Э. Конторович, О.М. Ермилов и др. // Газовая промышленность. – 2003. – № 8. – С. 32–35.
4. Андреев О.Ф. Особенности разведки и разработки газовых месторождений Западной Сибири / О.Ф. Андреев, К.С. Басниев, Л.Б. Берман и др. – М.: Недра, 1984. – 212 с.
5. Андреев О.Ф. Технология использования сварных колонн для скважин с повышенным термическим сопротивлением / О.Ф. Андреев, С.Н. Бузинов, Б.В. Дегтярев и др. // Бурение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 1977. – С. 240–251.
6. Андреев О.Ф. Характеристика осложнений на эксплуатационных газовых скважинах / О.Ф. Андреев, В.С. Смирнов, А.М. Глебовский и др. // Бурение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 1977. – С. 12–18.
7. Андреев О.Ф. Способ предупреждения протаивания мерзлоты на действующих скважинах Соленинского месторождения / О.Ф. Андреев, В.С. Смирнов, А.М. Глебовский // Бурение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 1977. – С. 343–347.
8. А.с. 184205 СССР, Е 21b. Способ создания термоизоляции в скважинах, проводимых в зоне вечной мерзлоты / В.И. Белов, И.Е. Шевалдин, В.Ф. Шохин (СССР). – № 1007265/22–3; Заявлено 15.05.1965; Опубл. 21.07.1966, Бюл. №15.

9. А.с. 274761 СССР, E21b17/00. Термоизоляционная двухстенная обсадная колонна для скважин / И.Х. Шаймарданов, И.Е. Шевалдин, В.Ф. Шохин (СССР). – № 1124374/22–3; Заявлено 30.12.1966; Оpubл. 13.09.1972, Бюл. №27.
10. А.с. 320604 СССР, E21B33/14. Способ предотвращения растепления околоствольного пространства в зоне мерзлоты / Н. Г. Войцик (СССР). – № 1454460/22–3; Заявлено 07.07.1970; Оpubл. 04.11.1971, Бюл. №34.
11. А.с. 365525 СССР, F16/59/14. Труба с теплоизоляцией / А.Н. Крашенинников, В.С. Портов (СССР). – № 1088567/29–14; Заявлено 07.07.1966; Оpubл. 08.01.1973, Бюл. №6.
12. А.с. 426028 СССР, E21B36/00. Способ понижения температуры грунта вблизи газовой скважины, эксплуатируемой в зоне вечной мерзлоты / О.Г. Ильский, В.И. Марон, А. З. Темчин (СССР). – № 1650963; Заявлено 23.04.1971; Оpubл. 30.04.1974, Бюл. №16.
13. А.с. 562637 СССР, E21B43/00. Способ предотвращения растепления околоствольного пространства скважин в зоне многолетней мерзлоты / В.А. Астахов, С.Н. Бузинов, Б.П. Гвоздев и др. (СССР). – № 2103593; Заявлено 30.01.1975; Оpubл. 25.06.1977, Бюл. №23.
14. А.с. 646026 СССР, E21 В 17/00, E21 В 43/00, F 16 L 59/00. Теплоизолированная колонна для нагнетания теплоносителя в пласт / А.М. Попов (СССР). – № 2370902/22–03; Заявлено 08.06.1976; Оpubл. 05.02.1979, Бюл. №5.
15. А.с. 732503 СССР, E21B43/00. Устройство для теплоизоляции насосно-компрессорных труб в скважине / А.И. Арутюнов (СССР). – №2682564/22-03; Заявлено 09.11.1978; Оpubл. 05.05.1980, Бюл. №17.
16. А.с. 740932 СССР, E21B17/00, E21B43/00, F16L59/00. Термоизолированная колонна для нагнетания теплоносителя в пласт / А.М. Попов, Л.М. Рузин (СССР). – № 2614444/03; Заявлено 10.05.1978; Оpubл. 15.06.1980, Бюл. №22.

17. А.с. 829852 СССР, E21B17/00, E21B43/00. Термоизолированная колонна / А.Р. Александров, Г.И. Дюдин, И.П. Королев и др. (СССР). – № 2768592/22–03; Заявлено 11.05.1979; Оpubл. 15.05.1981, Бюл. №18.
18. А.с. 857425 СССР, E21B17/00, E21B43/00, F16L59/00. Термоизолированная колонна / А.В. Орлов, А.В. Полозков, И.Ю. Быков и др. (СССР). – № 2803690/22–03; Заявлено 01.08.1979; Оpubл. 23.08.1981, Бюл. №31.
19. А.с. 878909 СССР, E21 В 43/00. Способ теплоизоляции скважин / В.И. Зыков, И.И. Маслов, А.Р. Гарушев и др. (СССР). – № 2824154/22–03; Заявлено 27.09.1979; Оpubл. 07.11.1981, Бюл. №41.
20. А.с. 926224 СССР, E21B17/00, E21B36/00, F16L59/00. Термоизолированная колонна / А.В. Орлов, П.А. Палий, А.В. Полозков и др. (СССР). – № 2849384/22–03; Заявлено 10.12.1979; Оpubл. 07.05.1982, Бюл. №17.
21. А.с. 950896 СССР, E21B17/00, F16L59/00. Термоизолированная колонна / А.Р. Александров, Л.М. Рузин, А.П. Поповцев и др. (СССР). – № 3231274/22–03; Заявлено 04.01.1981; Оpubл. 15.08.1982, Бюл. №30.
22. А.с. 998732 СССР, E21B36/00. Способ теплоизоляции нагнетательной колонны в скважине / Г.И. Мищенко, Д.Н. Кулиш, В.М. Щапин и др. (СССР). – № 3349144; Заявлено 21.10.1981; Оpubл. 23.02.1983, Бюл. №7.
23. А.с. 1506084 СССР, E21B36/00. Теплоизолированная колонна для нагнетания теплоносителя в пласт / М.В. Артемьев, Ф.Г. Арзамасцев (СССР). – № 4372644/23–03; Заявлено 29.12.1987; Оpubл. 07.09.1989, Бюл. №33.
24. А.с. 1530756 СССР, E21B36/00. Теплоизолированная колонна для нагнетания теплоносителя в пласт / Б.В. Дегтярев, В.А. Истомин, А.П. Попов (СССР). – № 4239922/23–03; Заявлено 09.03.1987; Оpubл. 23.12.1989, Бюл. №47.
25. А.с. 1571223 СССР, E21B43/00, E21B36/00. Способ теплоизоляции скважины / В.Н. Дегтярев, О.Я. Гилева, В.А. Березин и др. (СССР). – № 4413522; Заявлено. 19.04.1988; Оpubл. 15.06.1990, Бюл. №22.

26. А.с. 1609940 СССР, E21B17/00, F16L59/00. Колонна термоизолированных труб / Б.А. Чернов, И.С. Бабюк, В.К. Мельничук и др. (СССР). – № 4444165/31–29; Заявлено 23.05.1988; Оpubл. 30.11.1990, Бюл. №44.
27. А.с. 1661376 СССР, E21B36/00. Конструкция скважины в многолетнемерзлых породах / Н.А. Носков, В.Л. Палесик, И.Ю. Быков (СССР). – № 4634183; Заявлено 28.11.1988; Оpubл. 07.07.1991, Бюл. №25.
28. А.с. 1696677 СССР, E21B36/00. Теплоизолированная колонна / В.Г. Калбазов, В.А. Сарычев (СССР). – № 4658627/03; Заявлено 13.01.1989; Оpubл. 07.12.1991, Бюл. №45.
29. А.с. 1698419 СССР, E21B33/03. Конструкция скважины в зоне многолетнемерзлых пород / Н.А. Носков, В.Л. Палесик, М.И. Подоляко и др. (СССР). – № 4618406; Заявлено 12.12.1988; Оpubл. 15.12.1991, Бюл. №46.
30. А.с. 1707188 СССР, E21B36/00. Устройство для термоизоляции скважин в многолетнемерзлых породах / Н.А. Носков, В.Л. Палесик, Ю.А. Александров (СССР). – № 4700573; Заявлено 05.06.1989; Оpubл. 23.01.1992, Бюл. №3.
31. А.с. 1716101 СССР, E21B36/00. Способ теплоизоляции внутрискважинных труб / В.И. Божко, О.В. Тутаков, А.А. Качан и др. (СССР). – № 4342462/03; Заявлено 30.10.1987; Оpubл. 29.02.1992, Бюл. №8.
32. А.с. 1767162 СССР, E21B36/00. Устройство для термоизоляции скважин в многолетнемерзлых породах / Н.А. Носков, В.Л. Палесик, Л.А. Корбачков и др. (СССР). – № 4858760; Заявлено 13.08.1990; Оpubл. 07.10.1992, Бюл. №37.
33. А.с. 1778277 СССР, E21B36/00. Способ теплоизоляции скважин в зоне вечной мерзлоты / Р.И. Медведский, Ю.Г. Скляр, А.Н. Ребякин (СССР). – № 4873711; Заявлено 11.10.1990; Оpubл. 30.11.1992, Бюл. №44.
34. А.с. 1827608 СССР, G01N25/18. Способ определения коэффициента теплопроводности больших массивов неоднородных сред / Ю.С. Даниэлян, В.С. Зайцев, Е.С. Ашпиз (СССР). – № 4920564; Заявлено 21.03.1991; Оpubл. 15.07.1993, Бюл. №26.

35. Бекух И.И. Усилия и деформации в теплоизолированных трубах / И.И. Бекух, Г.Г. Гиладев, А.Т. Кошелев // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №1. – С.66–67.
36. Беликов В.А. Опыт применения незамерзающих промывочных жидкостей при бурении многолетнемерзлых пород на Ю–Соленинском месторождении / В.А. Беликов, В.Д. Малеванский, С.С. Михеева и др. // Бурение и эксплуатация скважин в зоне мерзлоты: Сб.научн.тр. ВНИИГАЗа. – М.: ВНИИГАЗ, 1981. –С. 97–110
37. Белов В.И. Некоторые особенности конструкций скважин на севере Канады / В.И. Белов // Нефтяное хозяйство. – 1975. – №4. – С.67–68.
38. Березняков А.И. Проблемы эксплуатации геотехнической системы «газовая скважина – многолетнемерзлые породы» в условиях Бованенковского газоконденсатного месторождения: обзор. информ. серия: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / А.И. Березняков, Г.И. Грива, А.Б. Осокин и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 38 с.
39. Березняков А.И. Опыт изучения теплового взаимодействия эксплуатационных скважин с многолетнемерзлыми породами на месторождениях севера Тюменской области / А.И. Березняков, Л.Н. Решетников, А.Б. Осокин и др. // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений на суше и на шельфе. Отечественный и зарубежный опыт: научно-техн. сб. / ИРЦ Газпром. – М., 1996. – №6. – С. 17.
40. Березняков А.И. Изучение теплового взаимодействия газовых добывающих скважин с многолетнемерзлыми породами / А.И. Березняков, Л.Н. Решетников, А.П. Попов и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 1996. – № 5–6. – С. 18–22.
41. Березняков А.И. Геотехнический мониторинг нефтегазопромысловых объектов в зоне распространения многолетнемерзлых пород / А.И. Березняков // Газовая промышленность. – 2006. – № 11. – С. 52–56.

42. Бобровский В.В. Конструкция теплоизолированных насосно-компрессорных труб для нагнетания теплоносителей в нефтяные пласты / В.В. Бобровский, Н.П. Кубарев, Б.К. Давыдов // Машины и нефтяное оборудование: реф. науч. –техн. сб. / ВНИИОЭНГ. – 1979. – № 6. – С. 3–4.
43. Бобылева Т.В. Создание комплексной методики научного обоснования выбора термозащитного оборудования для строительства и эксплуатации скважин в мерзлых породах: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13. – Ухта, 2002. – 173 с.
44. Бузинов С.Н. Технология изготовления лифтовых теплоизолированных труб (ЛТТ) / С.Н. Бузинов, В.С. Смирнов, А.Я. Стрюков и др. // Бурение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера: сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. – М., 1977. – С. 176–184.
45. Быков И.Ю. Техника экологической защиты Крайнего Севера при строительстве скважин. – Л.: Изд-во Ленинградского ун-та, 1991. – 240 с.
46. Быков И.Ю. Разработка способов и технических средств строительства скважин в условиях многолетней мерзлоты на северо-востоке европейской части России: дис. ... докт. техн. наук: 05.15.10. – Уфа: УГНТУ, 1996. – 307 с.
47. Быков И.Ю. Термозащитное оборудование при строительстве и эксплуатации скважин в мерзлых породах / И.Ю. Быков, Т.В. Бобылева – М: ИРЦ Газпром. – 2005. – 199 с.
48. Быков И.Ю. Термозащита конструкций скважин в мерзлых породах: учебное пособие / И.Ю. Быков, Т.В. Бобылева. – Ухта: УГТУ, 2007. – 131 с.
49. Былков В.В. Эксплуатация скважин в условиях интенсивного образования АСПО на месторождениях Вала Гамбурцева ОАО «Северная нефть» / В.В. Былков // Нефтегазовая вертикаль. – 2006. – № 2. – С. 44-45
50. Бюнау Е.К. Методическое и инструментальное обеспечение измерений теплофизических характеристик теплоизолированных лифтовых и насосно-компрессорных труб / Е.К. Бюнау, В.Б. Борисов, А.А. Плосков и др. / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М., 2012. – 48 с.

51. Волков В.Н. Разработка экологически безопасных технологий при сооружении и эксплуатации скважин в условиях Европейского Севера: дис. ... докт. техн. наук: 03.00.16, 25.00.17. – М., 2006. – 454 с.
52. Газовые и газоконденсатные месторождения / Под ред. И.П. Жабрева. – М.: Недра, 1983. – 375 с.
53. Гасумов Р.А. Теплоизоляция колонны НКТ в зоне ММП / Р.А. Гасумов, В.Г. Мосиенко, М.Н. Пономаренко и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2007. – № 9. – С. 35–37.
54. Гудков С.Ф. Основные задачи при бурении и эксплуатации скважин в зоне мерзлоты и пути их решения / С.Ф. Гудков, О.Ф. Худяков, С.Н. Бузинов и др. // Бурение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера: сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. – М., 1977. – С. 7–11.
55. Гноевых А.Н. Конструкция теплоизолированной скважины на месторождении Бованенково / А.Н. Гноевых, А.В. Рудницкий, А.А. Рябоконт и др. // Совершенствование машин и агрегатов газовой промышленности: сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. – М., 1994. – С. 95–102.
56. Гноевых А.Н. Промысловые испытания лифтовых теплоизолированных труб / А.Н. Гноевых, А.А. Рябоконт, А.В. Рудницкий и др. // Газовая промышленность. – 1995. – № 12. – С. 42–44
57. Горная энциклопедия. Т.2. – М., Советская энциклопедия, 1986. – 576 с.
58. Грязнов Г.С. Конструкции газовых скважин в районах многолетнемерзлых пород. – М.: Недра, 1978. – 136 с.
59. Грязнов Г.С. Строительство нефтяных и газовых скважин в районах Крайнего Севера – Тюмень: ТГУ, 1983. – 101 с.
60. Дегтярев Б.В. Руководство по расчету и выбору конструкций скважин с термической защитой в зоне мерзлоты / Б.В. Дегтярев, В.С. Смирнов, И.И. Демидов – М., ВНИИГАЗ, 1974.

61. Дегтярев Б.В. Методы защиты скважин в мерзлоте / Б.В. Дегтярев // Бурение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера: сб. науч. тр. ВНИИГАЗ. – М., 1977. – С. 160–170.
62. Демидов И.И. Анализ температурных режимов бурения скважин в районах Крайнего Севера / И.И. Демидов, Б.В. Дегтярев, В.С. Смирнов // Бурение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера: сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. – М., 1977. – С. 113–125.
63. Демин В.И. К вопросу о пассивной теплоизоляции эксплуатационных скважин Бованенковского месторождения / В.И. Демин, Л.Н. Решетников, А.П. Попов // Труды молодых ученых и специалистов, посвященные 25-летию ДП "Надымгазпром" (апрель 1996 г., г. Надым). – М.: ИРЦ Газпром, 1996. – С. 79-81.
64. Истомин В.А. Газовые гидраты в природных условиях / В.А. Истомин, В.С. Якушев – М.: Недра, 1992. – 235 с.
65. Козлов В.Б. Теплоизолированные трубы с экранно-вакуумной теплоизоляцией / В.Б. Козлов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2003. – № 12. – С. 35–37
66. Коротаев Ю.П. Строительство и эксплуатация скважин в многолетнемерзлых породах / Ю.П. Коротаев, А.В. Полозков, А.В. Рудницкий // Газовая промышленность. – 1999. – № 1. – С. 33–37.
67. Кохманская Н.Н. Буровые работы на Аляске: обзор заруб. литер. серия: Бурение / Н.Н. Кохманская, Г.Лусис Флорес, Я.С. Билыковский и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – 132с.
68. Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии. – М., Изд-во Академии горных наук, 1998. – 576 с.
69. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. – 720 с.
70. Кузнецов В.А. Развитие технологии проводки горизонтальных скважин и совершенствование теплоизолирующих экранов при термошахтной

- разработке месторождения тяжелой нефти: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – Ухта, 2003. – 160 с.
71. Курочкин Б.М. Применение материалов с адгезионными свойствами на нефтегазовых месторождениях Урало–Поволжья, Оренбуржья и специальных технологий крепления скважин в условиях Севера / Б.М. Курочкин, К.А. Полозков, П.И. Гафтуняк и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2015. – № 9. – С. 37–41.
72. Ланчаков Г.А. Опыт эксплуатации нефтяных оторочек Уренгойского месторождения / Г.А. Ланчаков, В.С. Сорокин, В.М. Тугарев и др. // Газовая промышленность. – 2007. – № 4. – С. 31–33.
73. Макеев В.В. Результаты теплотехнических и прочностных испытаний лифтовых теплоизолированных труб модели ТЛТ–114х73 / В.В. Макеев, Н.Л. Аксель, В.С. Смирнов // Повышение эффективности разработки месторождений природного газа: сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. – М., 2001. – С. 217–221.
74. Макогон Ю.Ф. Осложнения на газовых скважинах в криолитозоне / Ю.Ф. Макогон, И.Л. Илясова, Ч.Х. Кан // Бурение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера : сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. – М., 1977. – С. 19–30.
75. Марамзин А.Б. Бурение скважин в условиях Крайнего Севера. –Л.: Гостоптехиздат, 1959. – 210 с.
76. Малеванский В.Д. Сооружение и заканчивание скважины с термической защитой на Соленинском месторождении / В.Д. Малеванский, В.С. Смирнов, А.Я. Стрюков и др. // Бурение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера : сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. – М., 1977. – С. 332–342.
77. Медведский Р.И. Строительство скважин в условиях вечной мерзлоты: науч. –техн. обзор. серия: Бурение газовых и газоконденсатных скважин /

- Р.И. Медведский, М.В. Сальникова, И.А. Усачев – М.: ВНИИЭГазпром, 1978. – 39с.
78. Медведский Р.И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномёрзлых породах. – М.: Недра, 1987. – 230с.
79. Методическое руководство по прогнозированию теплового и механического взаимодействия скважин с мерзлыми породами / О.Ф. Андреев, В.В. Врачев, В.А. Истомин и др. – М.: ВНИИГАЗ, 1987. – 96 с.
80. Мильман С.Б. Исследование теплоизоляции лифтовых труб для газовых скважин в мерзлоте / С.Б. Мильман, М.Г. Великанова, Л.Э. Котов и др. // Газовая промышленность. – 1995. – № 5. – С. 37–39.
81. Обоснование оптимального расположения скважин на газовых месторождениях севера Тюменской области: науч.-техн. обзор серия: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / О.Ф. Андреев. – М.: ВНИИЭГазпром, 1975. – 52 с.
82. Овчинников Д.В. Освоение технологии производства труб лифтовых теплоизолированных (ТЛТ) в ОАО «СинТЗ» / Д.В. Овчинников, М.Н. Лефлер, А.И. Пугин // Инновационные технологии в металлургии и машиностроении: материалы 6-й международной молодежной науч.–практич. конференции «Инновационные технологии в металлургии и машиностроении. Уральская научно–педагогическая школа им. проф. А.Ф. Головина», г. Екатеринбург, 29 октября – 1 ноября 2012 г. — Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2012. – С. 449–451.
83. Орлов А.В. Теплоизоляция конструкций нагнетательных скважин / А.В. Орлов, А.В. Полозков, И.Ю. Быков и др. // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 1. – С. 21–24.
84. Освоение газовых месторождений Крайнего Севера: научный сборник / О.Ф. Андреев, С.Н. Бузинов, Н.А. Букреева и др. – М.: ВНИИГАЗ, 1975. – 212 с.

85. Особенности разработки газовых месторождений севера Тюменской области: научно-техн. обзор серия: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / О.Ф. Андреев, С.Н. Бузинов, Н.А. Букреева и др. – М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, 1974. – 44 с.
86. Pat. 3380530 A US, E21B36/00. Steam stimulation of oil-bearing formations / R.P. Cabeen et al. – №539,385; Filed 01.04.1966; Published 30.04.1968.
87. Pat. 3511282 B1 US, F16L59/06, F16L59/12, F16L59/08. Prestressed conduit for heated fluids / W.L. Martin et al. – Filed 07.02.1966; Published 12.05.1970.
88. Pat. 3642065 US, E21B36/00. Process for maintaining thermal conductivity of insulation in permafrost completion / E.M. Blount – №157,637; Filed 23.07.1970; Published 15.02.1972.
89. Pat. 3677340 A US, E21B33/10. Permafrost completion / E.M. Blount et al. – №57,635; Filed 23.07.1970; Published 18.07.1972.
90. Pat. 3680631 US, E21B17/00; E21B17/04; E21B33/10; E21B36/00; F16L1/026; F16L59/18. Well production apparatus / W.G. Allen et al. – Filed 02.10.1970; Published 01.08.1972.
91. Pat. 3720267 A US, E21B36/003; F16L1/026; F16L59/18; E21B33/10. Well production method for permafrost zones / W.G. Allen et al. – Filed 02.10.1970; Published 13.03.1973.
92. Pat. 3820605 A US, E21B36/00. Apparatus and method for thermally insulating an oil well / P.A. Barber, B. Cleveland – №319,689; Filed 29.12.1972; Published 28.06.1974.
93. Pat. 4396211 A US, E21B17/00; E21B36/00; F16L59/15. Insulating tubular conduit apparatus and method / D.M. McStravick, D.V. Chenoweth. – №272,411; Filed 10.06.1981; Published 02.08.1983.
94. Pat. 4415184 A US, F16L59/16; E21B36/00; F16L59/18; E21B17/00. High temperature insulated casing / E.O. Stephenson, V.R. Brown. – №257,547; Filed 27.04.1981; Published 15.11.1983.

95. Pat. 3242074 A1 DE, F16L59/14; B29C44/00. Process for manufacturing a thermally insulated conduit / F. Ebeling et al. – Filed 13.11.1982; Published 17.05.1984.
96. Pat. 4538834 A US, F16L59/18; F16L59/16. Tubular assembly for transferring fluids / J.H. Brady et al. – №416,410; Filed 09.09.1982; Published 03.09.1985.
97. Pat. 4621838 A US, F16L59/18; F16L59/16; E21B36/00; E21B17/00. Insert for insulated steam injection tubing / К.Е. Kneidel, M. Luu. – №607,861; Filed 07.05.1984; Published 11.11.1986.
98. Пат. 2065919 РФ, E21B17/00, E21B36/00. Лифтовая теплоизолированная труба / В.С. Смирнов, В.В. Макеев, В.В. Игнатенко и др. (РФ). – № 93048569/03; Заявлено 19.10.1993; Опубл. 27.08.1996, Бюл. №24.
99. Пат. 2076199 РФ, E21B36/00, E21B33/03. Устройство для обогрева устья скважины / Р.Р. Кадыров, Е.П. Жеребцов, М.Х. Салимов и др. (РФ). – № 94040119/03; Заявлено 27.10.1994; Опубл. 27.03.1997, Бюл. №9.
100. Пат. 2090736 РФ, E21B17/00. Термоизолированная колонна / А.В. Федосеев, А.Р. Александров, В.А. Рачковский и др. (РФ). – № 95105145/03; Заявлено 05.04.1995; Опубл. 20.09.1997, Бюл. №26.
101. Пат. 2097530 РФ, E21B36/00. Способ оборудования скважин направлением при их строительстве в многолетнемерзлых породах / А.В. Полозков, А. Г. Губарев, В.П. Чижов и др. (РФ). – № 93025871/03; Заявлено 30.04.1993; Опубл. 27.11.1997, Бюл. №33.
102. Пат. 2112864 РФ, E21B36/00, E21B17/00. Термоизолированная колонна / А.В. Федосеев, А.Р. Александров, Г.М. Марченко и др. (РФ). – № 95120805/03; Заявлено 13.12.1995; Опубл. 10.06.1998, Бюл. №16.
103. Пат. 2126887 РФ, E21B47/00, 43/00. Способ определения коэффициента теплоотдачи эксплуатационной скважины / А.П. Попов, А.И. Березняков, Г.К. Смоллов и др. (РФ). – № 97104581/03; Заявлено 24.03.1997; Опубл. 27.02.1999, Бюл. №6.

104. Пат. 2127356 РФ, E21B36/00. Способ теплоизоляции устьевой зоны добывающей скважины в многолетнемерзлых породах и устройство для его осуществления / Л.С. Чугунов, О.М. Ермилов, А.П. Попов и др. (РФ) – № 98102211/03; Заявлено 16.02.1998; Опубл. 10.03.1999, Бюл. №7.
105. Пат. 2129202 РФ, E21B17/00, E21B36/00. Теплоизолированная колонна / В.И. Кудинов, Е.И. Богомольный, М.П. Завьялов и др. (РФ). – № 97114110/03; Заявлено 12.08.1997; Опубл. 20.04.1999, Бюл. №11.
106. Пат. 2133324 РФ, E21B17/00, E21B36/00. Термоизолированная колонна / Е.А. Спиридович, А.Р. Александров, А.В. Федосеев и др. (РФ). – № 96122347/03; Заявлено 22.11.1996; Опубл. 20.07.1999, Бюл. №20.
107. Пат. 2154152 РФ, E21B36/00. Способ теплоизоляции скважин в зоне вечной мерзлоты / Ю.М. Блинов, М.В. Попов (РФ). – №99123197/03; Заявл. 03.11.1999; Опубл. 10.08.2000, Бюл. №22.
108. Пат. 2158353 РФ, E21B36/00. Способ стабилизации теплового состояния устьевой зоны скважины в многолетнемерзлых породах / В.И. Кононов, А.И. Березняков, Г.К. Смоллов и др. (РФ). – № 99105060/03; Заявлено 10.03.1999; Опубл. 27.10.2000, Бюл. №30.
109. Пат. 2170335 РФ, E21B36/00. Способ определения оптимального режима эксплуатации скважины в многолетнемерзлых породах / В.И. Кононов, А.И. Березняков, Г.К. Смоллов и др. (РФ). – № 99107816/03; Заявлено 13.04.1999; Опубл. 10.07.2001, Бюл. №19.
110. Пат. 2170810 РФ, E21B36/00, E02D27/35. Способ предотвращения растепления околоствольного пространства скважины в зоне мерзлоты / А. М. Сиротин, В.В. Василевский, А.В. Рудницкий и др. (РФ). – № 99110210/03; Заявл. 13.05.1999; Опубл. 20.07.2001, Бюл. №20.
111. Пат. 2190209 РФ, G01N25/18, E21B47/06. Устройство для измерения теплопроводности и объемной теплоемкости пластов в скважине / П.Н. Гуров. (РФ). – № 2001118977/28; Заявлено 10.07.2001; Опубл. 27.09.2002, Бюл. №27.

112. Пат. 2197594 РФ, E21B17/01, E21B43/00, F16L59/14. Термоизолированная колонна / Н.Д. Цхадая, В.Н. Волков, А.А. Пранович и др. (РФ). – № 2000101452/03; Заявлено 17.01.2000; Оpubл. 27.01.2003, Бюл. №3.
113. Пат. 2209934 РФ, E21B36/00. Способ стабилизации системы скважина-породы в криолитозоне / М.М. Дубина, А.П. Попов, В.Ф. Штоль (РФ). – № 2002118726/03; Заявлено 15.07.2002; Оpubл. 10.08.2003, Бюл. №22.
114. Пат. 2221184 РФ, F16L9/14, F16L59/14. Теплоизолированная труба / И.Ф. Калачев, Р.Н. Рахманов, Р.М. Шаммасов (РФ). – № 2002126844/06; Заявлено 07.10.2002; Оpubл. 10.01.2004, Бюл. №1.
115. Пат. 2221963 РФ, F16L59/00. Термоизолированная колонна / А.В. Федосеев, А.Р. Александров, Г.М. Марченко и др. (РФ). – № 2001124388/06; Заявлено 31.08.2001; Оpubл. 20.01.2004, Бюл. №2.
116. Пат. 2222685 РФ, E21B17/00, E21B36/00, F16L59/14. Лифтовая теплоизолированная труба / А.В. Федосеев, Г.М. Марченко, А.Р. Александров и др. (РФ). – № 2002101572/03; Заявлено 14.01.2002; Оpubл. 27.01.2004, Бюл. №3.
117. Пат. 2232864 РФ, E21B17/00. Теплоизолированная колонна / В.П. Мелихов, В.Г. Прокопенко, П.З. Данюк и др. (РФ). – № 2002129642/03; Заявлено 04.11.2002; Оpubл. 20.07.2004, Бюл. №20.
118. Пат. 2238387 РФ, E21B17/00, F16L59/14. Лифтовая теплоизолированная труба / Н.Д. Цхадая, В.Н. Волков, А.А. Пранович и др. (РФ). – № 2000122226/03; Заявлено 22.08.2000; Оpubл. 20.10.2004, Бюл. №29.
119. Пат. 2238388 РФ, E21B17/00. Термоизолированная колонна / Д.Г. Антониади, А.Е. Власюк, В.Н. Волонтырец (РФ). – № 2002135706/03; Заявлено 27.12.2002; Оpubл. 20.10.2004, Бюл. №29.
120. Пат. 2242667 РФ, F16L59/06. Теплоизолированная труба / И.В. Щапин, В.М. Щапин, В.Н. Коршунов и др. (РФ). – № 2002122133/06; Заявлено 13.08.2002; Оpubл. 20.12.2004, Бюл. №35.

121. Пат. 2243348 РФ, E21B17/00, F16L59/065. Теплоизолированная труба / И.М. Фельдман, В.М. Щапин, И.В. Щапин и др. (РФ). – № 2003101460/03; Заявлено 20.01.2003; Опубл. 27.12.2004, Бюл. №36.
122. Пат. 2244093 РФ, E21B17/00, F16L59/065. Теплоизолированная труба (варианты) / И.М. Фельдман, В.М. Щапин, В.Н. Коршунов и др. (РФ). – № 2002109860/03; Заявлено 15.04.2002; Опубл. 10.01.2005, Бюл. №1.
123. Пат. 2245983 РФ, E21B17/00, F16L59/15. Лифтовая теплоизолированная труба / Н.Д. Цхадая, В.Н. Волков, А.А. Пранович и др. (РФ). – № 2001106733/03; Заявлено 11.03.2001; Опубл. 10.02.2005, Бюл. №4.
124. Пат. 2281383 РФ, E21B33/138, C09K8/473. Способ теплоизоляции скважины в зоне многолетнемерзлых пород / Р.А. Гасумов, С.В. Мазанов, В.Г. Мосиенко и др. (РФ). – № 2004136928/03; Заявлено 16.12.2004; Опубл. 10.08.2006, Бюл. №22.
125. Пат. 2307913 РФ, E21B17/00, F16L59/15. Теплоизолированная колонна / Р.Р. Багиров, М.П. Завьялов, Э.В. Кулешов и др. (РФ). – № 2004136909/03; Заявлено 17.12.2004; Опубл. 10.10.2007, Бюл. №28.
126. Пат. 2352750 РФ, E21B17/00, F16L59/065. Теплоизолированная колонна / В.С. Смирнов, Б.А. Кумейко, Н.В. Серегина (РФ). – № 2007130867/03; Заявлено 13.08.2007; Опубл. 20.04.2009, Бюл. №11.
127. Пат. 2375547 РФ, E21B17/00, F16L59/18. Теплоизолированная колонна / В.В. Емельянов, В.Н. Коршунов, В.С. Костромин и др. (РФ). – № 2008123483/03; Заявлено 09.06.2008; Опубл. 10.12.2009, Бюл. №34.
128. Пат. 2386009 РФ, E21B17/00, F16L59/00. Термоизолированная колонна / В.В. Емельянов, В.Н. Коршунов, В.С. Костромин (РФ). – № 2008114654/03; Заявлено 14.04.2008; Опубл. 10.04.2010, Бюл. №10.
129. Пат. 2410523 РФ, E21B17/00, F16L59/00. Теплоизоляционная колонна / В.С. Смирнов, Р.Г. Темиргалеев, В.Г. Антонов и др. (РФ). – № 2008126687/03; Заявлено 30.06.2008; Опубл. 27.01.2011, Бюл. №3.

130. Пат. 2424420 РФ, E21B36/00, G01N25/18. Способ определения коэффициента теплопроводности теплоизоляции теплоизолированной лифтовой трубы в скважине / Н.В. Серегина, В.И. Нифантов (РФ). – № 2010103283/03; Заявлено 01.02.2010; Опубл. 20.07.2011, Бюл. №20.
131. Пат. 2435020 РФ, E21B33/138. Способ изоляции водопроявляющего пласта в скважине и теплоизолированная труба для его осуществления / С.А. Шакаров, Г.Ф. Кандаурова (РФ). – № 2008124947/03; Заявлено 18.06.2008; Опубл. 27.11.2011, Бюл. №34.
132. Пат. 2473004 РФ, F16L57/00, E21B17/00. Способ изготовления термоизолированной трубы / С.А. Шакаров (РФ). – № 2011122226/03; Заявлено 02.06.2011; Опубл. 20.01.2013, Бюл. №2.
133. Пат. 2473005 РФ, F16L57/00, E21B17/00. Труба термоизолированная насосно-компрессорная (ТТНК) / С.А. Шакаров (РФ). – № 2011122227/03; Заявлено 02.06.2011; Опубл. 20.01.2013, Бюл. №2.
134. Перемышцев Ю.А. Особенности подготовки исходных данных для проектирования разработки северных газовых месторождений (на примере месторождений Медвежье, Уренгой): дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06. – М., 1979. – 140 с.
135. Полезная модель 22500 РФ, E21B17/00, F16L9/18. Теплоизолированная труба для скважин / З.С. Салихов, А.Я. Стрюков, А.М. Глебовский (РФ). – №2001124955/20; Заявлено 12.09.2001; Опубл. 10.04.2002, Бюл. №10.
136. Полезная модель 32526 РФ, E21B17/00. Теплоизолированная колонна / Р.Р.-о. Багиров, С.Д. Бирюков, М.П. Завьялов и др. (РФ). – № 2001131028/20; Заявлено 16.11.2001; Опубл. 20.09.2003, Бюл. №26.
137. Полезная модель 62643 РФ, E21B17/00. Теплоизолированная труба / В.Ф. Буслаев, А.Е. Бортников, Д.А. Приходько и др. (РФ). – № 2006139662/22; Заявлено 08.11.2006; Опубл. 27.04.2007, Бюл. №12.

138. Полезная модель 66401 РФ, E21B17/00. Труба термоизолированная / С.А. Шакаров (РФ). – № 2007118961/22; Заявлено 21.05.2007; Опубл. 10.09.2007, Бюл. №25.
139. Полезная модель 74415 РФ, E21B36/00. Термоизолирующее направление / Г.А. Размазин, В.П. Перфилов, А.С. Жилин и др. (РФ). – № 2008106595/22; Заявлено 20.02.2008; Опубл. 27.06.2008, Бюл. №18.
140. Полезная модель 116597 РФ, F16L59/00, F16L58/04, F16L11/15, E03B7/00. Теплоизолированная труба / М.И. Горюловский, А.Ю. Шмелев, С.В. Самойлов и др. (РФ). – № 2012104248/04; Заявлено 08.02.2012; Опубл. 27.05.2012, Бюл. №15.
141. Полезная модель 121855 РФ, E21B17/00, F16L59/00. Труба теплоизолированная / В.А. Моисеев, А.В. Моисеев, В.И. Фролов и др. (РФ). – № 2012128161/03; Заявлено 06.07.2012; Опубл. 10.11.2012, Бюл. №31.
142. Полезная модель 121894 РФ, F16L59/00. Теплоизолированная труба / А.И. Грехов, В.С. Гончаров, Д.В. Овчинников и др. (РФ). – № 2012124953/28; Заявлено 15.06.2012; Опубл. 10.11.2012, Бюл. №31.
143. Полозков А.В. Строительство скважин в условиях Крайнего Севера : обзор. информ. серия: Бурение газовых и газоконденсатных скважин / А.В. Полозков, М.З. Магомедов, В.Н. Никитин – М.: ВНИИЭгазпром, 1987. – Вып. 5. – 39 с.
144. Полозков А.В. Оборудование и методы контроля для строительства скважин Севера : обзор. информ. серия: Бурение газовых и газоконденсатных скважин / А.В. Полозков, А.С. Гуменюк, В.И. Урманчеев и др. – М.: ВНИИЭгазпром, 1989. – Вып. 8. – 32 с.
145. Полозков А.В. Крепление эксплуатационных скважин на Заполярном и Бованенковском месторождениях с учетом мерзлотных условий / А.В. Полозков, А.В. Рудницкий, Ю.П. Коротаев и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2000. – № 8–9. – С. 31–38.

146. Полозков А.В. Теплоизоляция конструкций добывающих скважин в зонах многолетнемерзлых пород / А.В. Полозков, В.Ю. Близнюков, К.А. Полозков и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2008. – № 6. – С. 2–5.
147. Полозков А.В. Теплоизоляция конструкций добывающих скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород / А.В. Полозков, В.Ю. Близнюков, К.А. Полозков и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 11. – С. 14–17.
148. Полозков К.А. Теплоизоляция конструкций скважин и расчет теплопередач через диафрагмы, соединяющие двустенные теплоизолированные трубы в многолетнемерзлых породах / К.А. Полозков, В.П. Филиппов, А.В. Полозков и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2011. – № 8. – С. 9–16.
149. Полозков А.В. Теплоизоляция конструкций скважин и расчет их теплообмена с многолетнемерзлыми породами / А.В. Полозков, К.А. Полозков, П.И. Гафтуняк // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2011. – № 10. – С. 15–22.
150. Полозков А.В. Комплексная теплоизоляция конструкций добывающих скважин при выборе тепловых режимов их взаимодействия с ММП / А.В. Полозков, К.А. Полозков, В.П. Филиппов и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2013. – № 12. – С. 17–27.
151. Попов А.П. Анализ эффективности работы пассивной теплоизоляции эксплуатационных скважин БГКМ / А.П. Попов, Г.К. Смоллов, Ю.В. Юрьев // Труды молодых ученых и специалистов, посвященные 25-летию ДП "Надымгазпром" (апрель 1996 г., г. Надым). М.: ИРЦ Газпром, 1996. – С. 76–77.
152. Попов А.П. Экспресс-метод определения коэффициента теплоотдачи эксплуатационной скважины, оборудованной пассивной теплоизоляцией /

- А.П. Попов, Ю.В. Юрьев, Г.К. Смолов // Труды молодых ученых и специалистов, посвященные 25-летию ДП "Надымгазпром" (апрель 1996 г., г. Надым). – М.: ИРЦ Газпром, 1996. – С. 77–78.
153. Попов А.П. Совершенствование методов контроля и прогнозирования взаимодействия объектов газодобычи и многолетнемерзлых пород: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06. – Уфа, 1996. – 216 с.
154. Попов А.П. Управление геотехническими системами газового комплекса в криолитозоне. Прогноз состояния и обеспечение надежности: дис. ... докт. техн. наук: 25.00.36. – Тюмень, 2005. – 353с.
155. Приходько Д.А. Конструкции скважин с использованием тонкопленочных теплоизоляционных покрытий многофункционального назначения для бурения в сложных геотермических условиях: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – Ухта, 2008. – 137 с.
156. Проблемы устойчивости добывающих скважин месторождений полуострова Ямал / А.И. Березняков, Г.И. Грива, А.Б. Осокин и др.: НТЦ "Надымгазпром". серия: Газовая промышленность на рубеже XXI века. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 158 с.
157. Регламент технологии строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород с контролем качества в процессе бурения и крепления. РД 39–009–90. – М.: ВНИИБТ, 1989. – 28 с.
158. Ремизов В.В. Надымгазпром: геотехномониторинг в криолитозоне / В.В. Ремизов, В.И. Кононов, А.И. Березняков и др. – М.: ИРЦ Газпром, 2001. – 148 с.
159. Российская газовая энциклопедия / гл. ред. Р.И. Вяхирев. – М.: Большая Российская энциклопедия, 2004. – 527 с.
160. Руководство по термометрическим методам контроля качества строительства, крепления скважин в многолетнемерзлых и низкотемпературных породах. ВРД 39–1.9–015–2000. – М.: ИРЦ Газпром, 2001. – 64 с.

161. Серегина Н.В. Способ определения коэффициента теплопроводности теплоизоляции теплоизолированной лифтовой трубы в скважине / Н.В. Серегина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2011. – № 12. – С. 34–36.
162. Серегина Н.В. Теплоизолированная колонна // XVII Международная научно–практическая конференция «Реагенты и материалы для технологических жидкостей, применяемых при строительстве и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин. Актуальные вопросы сервисного сопровождения бурения и утилизации отходов», г. Суздаль, 4–7 июня, 2013: материалы XVII Междунар. науч. – практ. конф. – Владимир: Изд–во ВлГУ, 2014. – С. 227–231.
163. Серегина Н.В. Теплоизолированная лифтовая труба // X Всероссийская научно–техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России», Москва, 10–12 февраля, 2014: Тез. докл. – М.: 2014. – С. 76.
164. Серегина Н.В. Вакуумный клапан для теплоизолированной лифтовой трубы // XVIII Международная научно–практическая конференция «Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и капитального ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса», г. Суздаль, 3–6 июня, 2014: материалы XVIII Междунар. науч. – практ. конф. – Владимир: Изд–во ООО «Аркаим», 2014. – С. 151–154.
165. Серегина Н.В. Теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ) // XIX Международная научно–практическая конференция «Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса», г. Суздаль, 2–5 июня, 2015: материалы XIX Междунар. науч. – практ. конф. – Владимир: Изд–во ВлГУ, 2015. – С. 67–73.

166. Серегина Н.В. К вопросу о теплоизолированных лифтовых трубах // XI Всероссийская научно–техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России», г. Москва, 8–10 февраля, 2016: Тез. докл. – М.: 2016. – С. 118.
167. Серегина Н.В. О теплоизолированных лифтовых трубах // XX Международная научно–практическая конференция «Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса», г. Суздаль, 7–10 июня, 2016: материалы XX Междунар. науч. – практ. конф. – Владимир: Изд–во ООО «Аркаим», 2016. – С.158–160.
168. Серегина Н.В. Применение теплоизолированных лифтовых труб для эффективной эксплуатации скважин в зоне мерзлоты / Н.В.Серегина // Нефтепромысловое дело / ВНИИОЭНГ. – 2016. – № 10. – С. 58–60.
169. Сиротин А.И. Оценка эффективности и условий применения лифтовых теплоизолированных труб для предупреждения выпадения парафинов в нефтяных скважинах Уренгойского ГКМ / А.И. Сиротин, В.С. Смирнов, А.А. Клевитов // 50 лет газопроводу Саратов–Москва: юбил. сб. науч. тр. в 4–х т. Т. 2. – М., ИРЦ Газпром, 1996. – С.1 36–138.
170. Смирнов В.С. Эффективность теплоизоляции на обсадных трубах различного назначения / В.С. Смирнов // Бурение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера : сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. – М., 1977. – С. 171–175.
171. Смирнов В.С. Оценка эффективности теплоизоляции на внешней обсадной колонне для газовых скважин в арктических условиях / В.С. Смирнов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2006. – № 8. –С. 22–23.
172. Смирнов В.С. Оценка условий протаивания мерзлоты вокруг работающих газовых скважин различных типов на месторождении Бованенково /

- В.С. Смирнов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. –2007. – № 10. – С. 14–15.
173. Смирнов В.С. Обоснование типа тепловой изоляции для лифтовых теплоизолированных труб / В.С. Смирнов, А.Я. Стрюков, А.Н. Герман // Бурение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера: сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. – М., 1977. – С. 196–207.
174. Смирнов В.С. Опыт сооружения и сравнительная теплотехническая характеристика скважин с обсадными теплоизолированными трубами модели ОТТ–219х273 / В.С. Смирнов, А.Я. Стрюков, А.И. Давыдов и др. // Бурение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера : сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. –М., 1977. – С. 312–324.
175. Смирнов В.С. Технологические условия перепуска газа на Бованенковском месторождении / В.С. Смирнов, Л.Н. Бережная, Ю.М. Грачев и др. // Газовая промышленность. – 1997. – № 5. – С. 23–24.
176. Смирнов В.С. Разработка технологии и техники устойчивой добычи из истощающихся и малодебитных газоконденсатных и нефтяных скважин Уренгойского ГКМ / В.С. Смирнов, А.М. Сиротин, Н.И. Кабанов и др. // Вопросы методологии и новых технологий разработки месторождений природного газа: сб. науч. тр. Ч. III / ВНИИГАЗ. – М., 1998. – С.203–209.
177. Смирнов В.С. Анализ результатов промысловых испытаний лифтовых теплоизолированных труб на месторождении Бованенково/ В.С. Смирнов, А.М. Сиротин, А.В. Полозков и др. // Вопросы методологии и новых технологий разработки месторождений природного газа: сб. науч. тр. Ч. III / ВНИИГАЗ. – М., 1998. – С. 153–162.
178. Смирнов В.С. Результаты промысловых испытаний теплоизолированных лифтовых труб в ходе перепуска газа на месторождении Бованенково / В.С. Смирнов, Л.Н. Бережная, В.М. Демин и др. // Актуальные проблемы освоения, разработки и эксплуатации месторождений природного газа: сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. – М., 2003. – С. 439–447.

179. Смирнов В.С. Методика оценки термодинамических условий газлифтной эксплуатации малодебитных нефтяных скважин, оснащенных теплоизолированными лифтовыми трубами типа ТЛТ–89х60 / В.С. Смирнов, А.Н. Харитонов, Н.В. Серегина // Современное состояние и перспективы развития газоконденсатных и термодинамических исследований: сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. – М., 2005. – С. 193–200.
180. Смирнов В.С. Технологические условия бурения в многолетнемерзлой породе охлажденным буровым раствором / В.С. Смирнов, Н.В. Серегина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2006. – № 6. – С. 16–18.
181. Смирнов В.С. Оценка стабильности коэффициента теплопроводности блочно-цилиндрической изоляции труб лифтовых теплоизолированных (ТЛТ–168х114) по результатам стендовых и промысловых теплотехнических испытаний / В.С. Смирнов, А.Н. Харитонов, О.В. Николаев и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2006. – № 10. – С. 11–13.
182. Смирнов В.С. Промысловые испытания теплоизолированного направления на газовой скважине месторождения Бованенково / В.С. Смирнов, А.В. Рудницкий, В.И. Чернухин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2006. – № 7. – С. 8–10.
183. Смирнов В.С. Оценка влияния «теплового мостика» на эффективность теплоизолированных лифтовых труб / В.С. Смирнов, Н.В. Серегина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2008. – № 9. – С. 2–4.
184. Смирнов В.С. Разработка и внедрение конструкций скважин с повышенной надежностью в зоне мерзлоты на месторождении Бованенково / В.С. Смирнов, Ю.А. Перемышцев, Н.В. Серегина // Вопросы строительства, эксплуатации и капитального ремонта скважин: сб. науч. тр. / ООО «ВНИИГАЗ». – М., 2008. – С. 26–33.

185. Смолов Г.К. Способ определения коэффициента теплоотдачи эксплуатационной скважины / Г.К. Смолов, А.И. Березняков, А.П. Попов и др. // Доклады конференции молодых специалистов, посвященной 50-летию ВНИИГАЗа. – М., 1999. – С.148–150.
186. Смолов Г.К. Способ теплоизоляции устьевого зоны добывающей скважины в многолетнемерзлых породах / Г.К. Смолов, А.П. Попов, А.Б. Осокин // Доклады конференции молодых специалистов, посвященной 50-летию ВНИИГАЗа. – М., 1999. – С.142–147.
187. Совершенствование систем разработки, добычи и подготовки газа на месторождениях Крайнего Севера: Посвящ. 25-летию предприятия "Надымгазпром" / Ермилов О.М., Чугунов Л.С., Ремизов В.В. и др.; под ред. Р.И. Вяхирева – М.: Наука, 1996. – 415 с.
188. Строительство скважин в условиях Крайнего Севера: обзор. информ. серия: Бурение газовых и газоконденсатных скважин / А.В. Полозков, М.З. Магомедов, В.Н. Никитин. – М.: ВНИИЭгазпром, 1987. – Вып. 5. – 39 с.
189. Стрюков А.Я Особенности конструкции и сооружения скважины 110 (Ю–Соленинское газоконденсатное месторождение)/ А.Я. Стрюков // Бурение и эксплуатация скважин в зоне мерзлоты : сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. – М., 1981. – С. 148–157.
190. Стрюков А.Я. Тепловая защита многолетнемерзлых пород (ММП) на Бованенковском месторождении в скважинах, пробуренных по типовой конструкции / А.Я. Стрюков, А.М. Глебовский, Н.Р. Колушев и др. // Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера: сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. – М., 1995. – С. 125–129.
191. СТО Газпром 2–3.2–036–2005 «Методические указания по учету геокриологических условий при выборе конструкций эксплуатационных скважин»

192. СТО Газпром 2–3.3–164–2007 «Методика по составлению технологического режима работы промысла (УКПГ), с расчетом технологических параметров от пласта до входа в ГКС»
193. СТО Газпром 2–3.2–174–2007 «Технические требования к теплоизолированным лифтовым трубам»
194. СТО Газпром 2–3.2–248–2008 «Конструкции эксплуатационных скважин с использованием теплоизолированного направления или верхних теплоизолированных секций кондуктора в зонах ММП. Технические требования»
195. Сугкоев А.И. Теплоизоляционный материал с полыми стеклянными микросферами: дис. ... канд. техн. наук: 05.23.05. – М., 2001. – 146 с.
196. Техника и технология строительства скважин в многолетнемерзлых породах : обзор. информ. серия: Строительство скважин / А.В. Полозков, А.М. Ясашин, Ю.Б. Бадю. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 56 с.
197. Уиллитс К.Л. Заканчивание скважин на месторождении Прадхо–Бей / К.Л. Уиллитс, У.К. Линдсей // Инженер-нефтяник. – 1976. – №2. – С. 18–22.
198. Фельдман И.М. Термоизоляция насосно–компрессорных труб базальтовым волокном / И.М. Фельдман, В.М. Шапин // Нефтяное хозяйство. – 1985. № 2. – С. 33–36
199. Филиппов А.Г. Технические решения и конструкция резьбонарезных труб для добычи углеводородов в условиях многолетнемерзлых пород / А.Г. Филиппов, В.И. Чернухин, Б.А. Ерехинский и др. // Территория нефтегаз. – 2016. – № 4. – С. 46–50.
200. Филиппов А.Г. К вопросу о необходимости диагностики теплоизолированных лифтовых труб в условиях месторождений / А.Г. Филиппов, Б.А. Ерехинский, К.А. Попов // Территория нефтегаз. – 2017. – № 4. – С. 44–48.
201. Чугунов Л.С. Тепловая и механическая устойчивость эксплуатационной скважины в условиях развития многолетнемерзлых пород (на примере

- Бованенковского ГКМ) / Л.С. Чугунов, А.И. Березняков, З.С. Салихов и др. // Вопросы методологии и новых технологий разработки месторождений природного газа: сб. науч. тр. Ч. 2 / ВНИИГАЗ. – М., 1996. – С. 138–150.
202. Чугунов Л.С. Эксплуатационная газовая скважина Бованенковского ГКМ как тепловой источник / Л.С. Чугунов, А.И. Березняков, З.С. Салихов и др. // Вопросы методологии и новых технологий разработки месторождений природного газа: сб. науч. тр. Ч. 2 / ВНИИГАЗ. – М., 1996. – С. 150–159.
203. Чугунов Л.С. Прогноз теплового взаимодействия на ММП добывающей скважины при одновременно–раздельной эксплуатации двух объектов Бованенковского ГКМ / Л.С. Чугунов, А.И. Березняков, З.С. Салихов и др. // Вопросы методологии и новых технологий разработки месторождений природного газа: сб. науч. тр. Ч. 2 / ВНИИГАЗ. – М., 1996. – С. 159–174.
204. Чугунов Л.С. Эффективность проектных решений по пассивной теплоизоляции добывающих скважин Бованенковского ГКМ при традиционном способе добычи и одновременно–раздельной эксплуатации / Л.С. Чугунов, А.И. Березняков, З.С. Салихов и др. // Вопросы методологии и новых технологий разработки месторождений природного газа: сб. науч. тр. Ч. 2 / ВНИИГАЗ. – М., 1996. – С. 174–191.
205. Чугунов Л.С. Оценка величины коэффициента теплоотдачи с трубы направления при параллельном спуске двух НКТ и одновременно–раздельной эксплуатации двух газовых объектов / Л.С. Чугунов, А.И. Березняков, З.С. Салихов и др. // Вопросы методологии и новых технологий разработки месторождений природного газа: сб. науч. тр. Ч. 2 / ВНИИГАЗ. – М., 1996. – С. 192–204.
206. Шайдуллин Р.М. Результаты опытно–экспериментальных работ при строительстве скважин, обеспечивающие предотвращение растепления ММП в процессе бурения и последующей эксплуатации / Р.М. Шайдуллин, Т.Ю. Мисел // Труды молодых ученых и специалистов, посвященные 25–

- летию ДП "Надымгазпром" (апрель 1996 г., г. Надым). – М.: ИРЦ Газпром, 1996 г. – С. 81–85.
207. Энергосберегающие технологии при добыче природного газа – Аналитический альбом / под науч. ред. А.И. Гриценко. – М.: ВНИИГАЗ, 1996. – 236 с.
208. Якушев В.С. Эксплуатация скважин и промысловых сооружений в различных геокриологических условиях / В.С. Якушев, В.А. Истомин // Актуальные проблемы освоения, разработки и эксплуатации месторождений природного газа: сб. науч. тр. / ООО «ВНИИГАЗ». – М., 2003. – С. 410–418.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. ПАТЕНТЫ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2410523

ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННАЯ КОЛОННА

Патентообладатель(ли): *Открытое акционерное общество "Газпром" (ОАО "Газпром") (RU)*

Автор(ы): *Смирнов Владимир Сергеевич (RU), Темиргалеев Рафаиль Габрашидович (RU), Антонов Владимир Георгиевич (RU), Серегина Нона Викторовна (RU)*

Заявка № 2008126687

Приоритет изобретения 30 июня 2008 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 27 января 2011 г.

Срок действия патента истекает 30 июня 2028 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам



Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2352750

ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННАЯ КОЛОННА

Патентообладатель(ли): *Открытое акционерное общество "Газпром" (RU)*

Автор(ы): *Смирнов Владимир Сергеевич (RU), Кумейко Борис Александрович (RU), Серегина Нона Викторовна (RU)*

Заявка № 2007130867

Приоритет изобретения **13 августа 2007 г.**

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации **20 апреля 2009 г.**

Срок действия патента истекает **13 августа 2027 г.**

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам



Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2424420

**СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА
ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ
ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННОЙ ЛИФТОВОЙ ТРУБЫ В
СКВАЖИНЕ**

Патентообладатель(ли): *Открытое акционерное общество
"Газпром" (RU)*

Автор(ы): *Серегина Нона Викторовна (RU), Нифантов Виктор
Иванович (RU)*

Заявка № 2010103283

Приоритет изобретения 01 февраля 2010 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре
изобретений Российской Федерации 20 июля 2011 г.

Срок действия патента истекает 01 февраля 2030 г.

*Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, патентам и товарным знакам*



Б.П. Симонов