

На правах рукописи

КУЗНЕЦОВ ВЛАДИМИР ГРИГОРЬЕВИЧ

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ ДОЛГОВЕЧНОСТИ
КРЕПИ СКВАЖИН В КРИОЛИТОЗОНЕ
(ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ)**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Тюмень – 2004

Работа выполнена в Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ).

Научный консультант: - доктор технических наук, профессор
Овчинников Василий Павлович

Официальные оппоненты: - доктор технических наук, профессор
Медведский Родион Иванович

- доктор технических наук, профессор
Зозуля Виктор Павлович

- доктор физико-математических наук, профессор
Мальцев Лев Евгеньевич

Ведущая организация: Дочернее общество с ограниченной ответственностью «Буровая компания» открытого акционерного общества «Газпром» (ДООО «Бургаз»)

Защита состоится 23 декабря 2004 года в 14-00 часов на заседании диссертационного совета Д 212. 273. 01 при Тюменском государственном нефтегазовом университете по адресу: 625039, Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского государственного нефтегазового университета по адресу: 625039 г. Тюмень, ул. Мельникайте 72.

Автореферат разослан 23 ноября 2004 г.

Ученый секретарь диссертационного совета
доктор технических наук, профессор

В.П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

Нефтяная и газовая промышленность являются основными бюджетообразующими отраслями России. Перспективы развития топливно-энергетического комплекса тесно связаны с темпами ведения геологоразведочных и буровых работ на севере и востоке нашей страны, эффективность которых во многом определяется качественными и экономическими показателями строительства скважин в районах со сложными горно-геологическими условиями.

Основным топливно-энергетическим центром нашей страны остаются месторождения севера Западной Сибири, характеризующиеся наличием в геологическом разрезе мерзлых горных пород (МГП) мощностью до 600 м с температурой до -8°C , что значительно осложняет сооружение и эксплуатацию скважин.

Отечественный и зарубежный опыт строительства скважин в районах Крайнего Севера свидетельствует, что наличие криолитозоны в геологическом разрезе обуславливает возникновение специфических осложнений и аварий таких как: интенсивное кавернообразование, размыв и просадка устья скважин, смятие обсадных колонн и др.

Причины и условия возникновения указанных осложнений изучены недостаточно и определяются влиянием многообразных факторов геологического, технологического и технического характера. Исследование условий возникновения осложнений необходимо для разработки способов их предупреждения.

Одним из самых тяжелых по последствиям осложнений является смятие обсадных труб в интервале МГП во время длительных простоев скважин перед вводом их в эксплуатацию. В результате нередко возникают заколонные газопроявления, наносящие огромный ущерб экологии данного района, что

порождает социальные проблемы для малых народов Крайнего Севера. Для ликвидации последствий смятия обсадных колонн требуются большие дополнительные затраты. Только на территории Западной Сибири зарегистрировано 38 скважин, в которых произошло смятие обсадных колонн, причем 20 из них пришлось ликвидировать.

Проблемами строительства скважин на месторождениях Крайнего Севера продолжают заниматься ведущие заинтересованные зарубежные компании и отечественные предприятия. Однако, несмотря на более чем полувековой опыт, проблема повышения долговечности крепи скважин в криолитозоне остается актуальной.

Для предупреждения смятия крепи скважин в интервале залегания мерзлых горных пород предложены различные технические решения, но вследствие их значительной трудоемкости и низкой надежности они практически не применяются.

Одним из эффективных решений этой проблемы является создание в интервале МГП оптимально прочной крепи скважин. При этом обязательным условием ставится качественное цементирование обсадных колонн.

Несмотря на имеющиеся решения задач о напряженно-деформированном состоянии (НДС) крепи скважины не полностью выявлены важные особенности ее работы в криолитозоне, существенные для принятия решений при выборе обсадных труб, тампонажного материала и технологии крепления, т.е. оптимизации крепи.

Выпускаемые отечественной промышленностью обычные тампонажные цементы малопригодны в этих условиях. Особенно это относится к облегченным тампонажным материалам. Применяемые облегчающие добавки в основном не участвуют в процессах твердения цемента и требуют повышенного водосодержания, что отрицательно влияет на свойства формирующегося тампонажного камня. Для качественного цементирования скважин в криолитозоне необходимы безусадочные, седиментационно-

устойчивые цементы, образующие морозостойкий камень, имеющий прочное сцепление с обсадными трубами.

Актуальность проблемы требует научного обоснования и практического решения вопросов оптимизации параметров крепи скважин в криолитозоне, разработки и промышленного производства специальных тампонажных материалов для цементирования низкотемпературных скважин, чему и посвящена настоящая работа.

Основные этапы работы выполнялись в рамках отраслевых программ «Геолог» («Ускорение научно-технического прогресса в строительстве поисковых скважин на нефть и газ в Западной Сибири»), «Шельф» («Разработать и внедрить прогрессивную технологию и технические средства добычи нефти и газа на континентальном шельфе с различными природно-климатическими условиями»), гранта ТюмГНГУ на разработку научно-исследовательского проекта («Исследование напряженно-деформированного состояния крепей скважин и оптимизация их конструкций»).

Цель работы

Повышение качества крепления скважин в сложных геокриологических условиях месторождений Крайнего Севера на основе разработки и внедрения эффективных технических средств и технологий.

Основные задачи исследований

1. Обобщение имеющихся представлений об условиях возникновения и величинах давления на крепь скважин в криолитозоне.
2. Оценка величин наружных давлений, действующих на крепь скважин при обратном промерзании массива горных пород.
3. Исследование напряженно-деформированного состояния крепи скважин в интервале залегания мерзлых горных пород.
4. Разработка требований к свойствам тампонажных материалов для цементирования обсадных колонн скважин в криолитозоне.
5. Разработка рецептур тампонажных растворов для цементирования

обсадных колонн в условиях отрицательных и низких положительных температур.

6. Разработка методики оптимизации параметров крепи скважин в криолитозоне.

7. Промышленная апробация и внедрение разработанных мероприятий по повышению долговечности крепи скважин в криолитозоне.

Научная новизна

1. Предложена модель возникновения избыточного давления на крепь при обратном промерзании водосодержащих масс в заколонном пространстве скважин и сделано сопоставление с известными моделями.

2. Предложена и подтверждена результатами натурных исследований эмпирическая формула для определения давления, действующего на крепь скважин при обратном промерзании в диапазоне температур от минус 2 °С до минус 4 °С.

3. Определено влияние параметров крепей скважин на их напряженно-деформированное состояние при воздействии внешней распределенной и локальной осесимметричной нагрузках, возникающих при обратном промерзании.

4. На основе системного подхода, который включает: обоснование необходимого количества обсадных колонн в крепи; выбор тампонажного материала; оценка величины давления обратного промерзания; расчет напряженно-деформированного состояния крепи скважин разработана методика оптимизации параметров крепи скважин в криолитозоне с позиции прочности. В качестве целевой функции предложена и обоснована стоимость крепи скважины.

Практическая ценность

1. Разработаны и изготовлены технические средства, позволяющие длительно с повышенной точностью измерять давление и температуру в заколонном пространстве скважин.

2. На основе сформулированных требований рекомендовано для цементирования промежуточных колонн, кондукторов и направлений в криолитозоне применять безгипсовый тампонажный материал ЦНУБ.

3. Разработаны и внедрены при участии автора рецептуры облегченных тампонажных растворов для низкотемпературных скважин:

- расширяющийся тампонажный раствор (пат. 2204690 РФ);
- безгипсовый цементно-цеолитовый раствор (положительное решение о выдаче патента на изобретение (пат. № 2241095 РФ);
- тампонажный раствор с повышенной седиментационной устойчивостью.

4. Разработана и внедрена компьютерная программа «СW», позволяющая обосновывать оптимальные параметры крепи скважин в криолитозоне при составлении нормативной документации.

5. Разработаны в соавторстве мероприятия по повышению качества крепления скважин в криолитозоне, на основе которых внедрены следующие нормативные документы:

- Технические условия «Цемент низкотемпературный седиментационно-устойчивый, безусадочный» (г. Стерлитамак 1990 г.);
- Стандарт объединения «Материал тампонажный, низкотемпературный, безусадочный» (г. Мурманск, 1991 г.);
- Стандарт предприятия «Изготовление и применение облегченных цементно-цеолитовых тампонажных растворов с повышенной седиментационной устойчивостью» (ПО «Арктикморнефтегазразведка» г. Мурманск, 1991 г.);
- Инструкция «Материал тампонажный низкотемпературный, седиментационно-устойчивый, безусадочный (ЦНУБ)» (г. Красноярск, 1990 г.);
- Рекомендации по совершенствованию качества крепления обсадных колонн скважин в ПО «Арктикморнефтегазразведка (г. Мурманск, 1991 г.).

6. Разработана и внедрена при участии автора на Стерлитамакском

цементном заводе ПО «Сода» технология изготовления безгипсовых тампонажных материалов. Выпущено в виде опытно–промышленных партий 680 тонн цемента, которые были применены при цементировании скважин в ПО «Арктикморнефтегазразведка» и ПГО «Енисейнефтегазгеология».

7. Основные рекомендации и разработки диссертации внедрены в Карской НГРЭ, Стерлитамакском ПО «Сода», филиале «Тюменбургаз» ДООО «Бургаз» ОАО «Газпром», ПО «Арктикморнефтегазразведка», ПГО «Енисейнефтегазгеология», Сургутском УБР - 1, ЗапСибБурНИПИ, НПО «Тюменразведтехнология» и используются в учебном процессе ТюмГНГУ при подготовке дипломированных специалистов.

Апробация результатов исследований

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: 1-й Республиканской научно-технической конференции «Проблемы освоения Западно-Сибирского топливно-энергетического комплекса» (г. Уфа, 1982); Второй зональной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири» (г. Тюмень, 1983 г.); Всесоюзной конференции «Нефть и газ Западной Сибири» (г. Тюмень, 1985 г.); Областной научно-практической конференции «Совершенствование строительства глубоких разведочных скважин на новом этапе развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса» (г. Тюмень, 1987 г.); научно-технической конференции «Совершенствование методов разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений» (г. Пермь, 1989 г.); Второй научно-практической конференции «Комплексное освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа СССР» (г. Мурманск, 1989 г.); Краевой научно-практической конференции «Повышение эффективности и качества проводки глубоких разведочных скважин в аномальных геологических условиях» (г. Красноярск, 1989 г.); Областной научно-технической конференции «Проблемы научно-технического прогресса в строительстве глубоких скважин в Западной Сибири» (г. Тюмень, 1990 г.); Межгосударственной научно-

технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири. Проблемы добычи и транспортировки», посвященной 30-летию Тюменского индустриального института (г. Тюмень, 1993 г.); научно-практической конференции «Комплексное освоение нефтегазовых месторождений юга Западной Сибири» (г. Тюмень, 1995 г.); Международной научной конференции «Проблемы подготовки кадров для строительства и восстановления нефтяных и газовых скважин месторождений Западной Сибири» (г. Тюмень, 1996 г.); Всероссийской научно-технической конференции «Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий» (г. Тюмень, 1998 г.); Международной научно-технической конференции «Ресурсосбережение в топливно-энергетическом комплексе России» (г. Тюмень, 1999 г.); научно-технической конференции «Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ» (г. Пермь, 2000 г.); Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы совершенствования технологий строительства скважин и подготовки кадров для Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса» (г. Тюмень, 2001 г.); Международном совещании «Энергоресурсосберегающие технологии в нефтегазовой промышленности России» (г. Тюмень, 2001 г.); научно-технической конференции «Повышение эффективности работы нефтедобывающего комплекса Ямала путем применения прогрессивных технологий и совершенствования транспортного обслуживания» (г. Салехард, 2002 г.); Международной научно-технической конференции «Новые информационные технологии в нефтегазовой промышленности и энергетике» (г. Тюмень, 2003 г.); Международной научно-технической конференции «Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе» (г. Тюмень, 2003 г.); V Международной конференции «Научно-технические проблемы прогнозирования надежности и долговечности конструкций и методы их

решения» (г. С-Петербург, 2003 г.).

Публикации

По материалам исследований опубликованы 64 научные работы, в том числе 2 монографии, 59 статей и тезисов докладов, 1 авторское свидетельство на изобретение, 2 патента на изобретение РФ.

Объем и структура работы

Диссертационная работа изложена на 329 страницах машинописного текста, в том числе содержит 54 таблицы и 56 рисунков. Состоит из введения, семи разделов, основных выводов и рекомендаций, приложений. Список использованных литературных источников включает 162 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении представлена краткая характеристика диссертационной работы, обоснована актуальность темы, сформулирована цель, и определены основные задачи исследований, показана научная и практическая значимость проведенных исследований.

В первом разделе проанализировано современное состояние качества крепления скважин в основных нефтегазодобывающих районах Крайнего Севера. Дана оценка эффективности применяемой технологии крепления скважин в криолитозонах. Показано, что наличие массива мерзлых горных пород в геологическом разрезе месторождений обуславливает возникновение специфических осложнений, значительно усложняющих строительство и эксплуатацию скважин. Установлены причины снижения качества крепления скважин.

Мерзлые горные породы имеют широкое распространение на Земле, встречаясь почти на всех континентах. Площадь их распространения составляет более 25 % всей суши земного шара, включая примерно 75 % территории Аляски, 63 % территории Канады и 47 % территории России. Большое внимание к изучению геокриологических условий Западно-Сибирской

низменности привлекли открытия на севере этого региона таких крупных газовых и газоконденсатных месторождений как: Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Харасавэйское, Бованенковское и др.

В пределах Западной Сибири южная граница распространения многолетнемерзлых горных пород доходит до широты 58-59⁰.

Основные закономерности распространения МГП приведены в работах В.А. Кудрявцева, В.Н. Достовалова, В.Т. Трофимова, И.Д. Данилова, В.В. Баулина, Г.И. Дубикова, А.Р. Курчикова и других исследователей.

Геокриологическими исследованиями установлено, что месторождения полуострова Ямал характеризуются сплошным распространением мерзлых горных пород мощностью до 600 м с температурой в слое годовых теплооборотов от минус 8 °С до минус 5 °С. Для месторождений Надым-Пур-Тазовского района характерно несплошное распространение мерзлоты, как по площади, так и по глубине. С поверхности МГП прослеживаются до глубины 30-80 м, ниже до глубины 150 м находятся талые горные породы, а под ними вновь залегают мерзлые. Общая мощность мерзлого горного массива достигает 300 м с температурой пород до минус 4 °С. Особенностью месторождений широтного Приобья является наличие реликтовой криолитозоны на глубинах 150-230 м с температурой пород минус 1 °С.

Особенности распространения мерзлых горных пород необходимо учитывать на всех этапах строительства скважин.

Основы технологии бурения и крепления скважин в мерзлых горных породах были заложены А.В. Марамзиным, А.Я. Липовецким и Г.С. Грязновым.

Научными трудами Р.И. Медведского, Н.Л. Шешукова, Э.А. Бондарева, Б.Б. Кудряшова, В.А. Прасолова, В.И. Белова, С.В. Стригоцкого, Н.Е. Щербича, М.В. Хомика, М.А. Гудмена, Р.Е. Смита, М.У. Клегга и других исследователей внесен существенный вклад в повышение эффективности строительства скважин в районах Крайнего Севера.

Наличие в геологическом разрезе мерзлых горных пород потребовало разработки специальных тампонажных цементов: безусадочных, расширяющихся, теплоизоляционных.

Разработке тампонажных материалов, в том числе для низкотемпературных скважин, посвящены работы А.И. Булатова, А.Т. Горского, В.С. Данюшевского, Н.Х. Каримова, А.А. Ключова, С.А. Миронова, Д.Ф. Новохатского, Л.Г. Шпыновой, Т.Е. Кузнецовой, Ш.М. Рахимбаева, О.Л. Островского, Ю.С. Кузнецова, В.П. Овчинникова, А.А. Фролова и др.

Однако, несмотря на более чем полувековой опыт строительства скважин в районах Крайнего Севера, проблема прочности и долговечности крепи скважин в криолитозоне остается наиболее острой.

Существующая технология крепления скважин на месторождениях Крайнего Севера предусматривает применение различных конструкций скважин. Так, филиалом «Тюменбургаз» ДООО «Бургаз» РАО «Газпром» при строительстве скважин на сеноманские отложения применяется двухколонная конструкция скважин: кондуктор диаметром 0,245 или 0,299 м спускается на глубину 450-550 м; эксплуатационная колонна диаметром 0,168 или 0,219 м - на глубину 800-1400 м. При строительстве эксплуатационных скважин на валанжинские отложения применяется трехколонная конструкция: кондуктор диаметром 0,324 м спускаемый на глубину 550 м; промежуточная колонна диаметром 0,245 м с глубиной спуска 1380 м; эксплуатационная колонна диаметром 0,168 м с глубиной спуска 2800-3200 м. Конструкция разведочных и поисковых скважин следующая: кондуктор диаметром 0,426 м и длиной 500 м; первая промежуточная колонна диаметром 0,324 м и длиной 1350 м; вторая промежуточная колонна диаметром 0,245 м и длиной 3670 м; хвостовик диаметром 0,194 м в интервале 4170 - 3570 м; эксплуатационная колонна диаметром 0,127 или 0,140 м и длиной 4500 м.

Для цементирования обсадных колонн в интервале залегания мерзлых

горных пород используются тампонажные растворы, облегченные добавками бентонита, вермикулита или микросфер, приготовленные на основе тампонажного портландцемента, серийно выпускаемого различными заводами-изготовителями.

Анализ промысловых данных показал, что в заколонном пространстве большинства скважин отмечен недоподъем тампонажного раствора до устья, а в криолитозоне имеются значительные интервалы с плохим сцеплением цемента с обсадными трубами. Установлено, что основными причинами низкого качества крепления обсадных колонн в криолитозоне являются применение комбинированного способа цементирования, наличие больших каверн и несоответствие свойств тампонажных материалов геокриологическим условиям.

Одним из наиболее тяжелых по последствиям осложнений в криолитозоне является смятие обсадных колонн.

Определено, что смятия труб обсадных колонн в скважинах месторождений Крайнего Севера Западной Сибири произошли в период их простоя, превышающий по продолжительности два месяца. Места смятий обнаружены на глубинах от 2,5 м (скв. 643 Уренгойского месторождения) до 234 м (скв. 103 Гыданского месторождения). В большинстве случаев отмечено смятие только эксплуатационной колонны (61,2 %), реже смятыми оказывались все обсадные колонны (22,3 %), а промежуточные совместно с эксплуатационными – (15,6 %). Отмечено, что смятия обсадных колонн происходят чаще в интервале отсутствия цемента за ними. При этом установлено, что в случае смятия внешней колонны сминаются и более прочные трубы последующих обсадных колонн (скв. 77 и 131 Бованенковского, скв. 103 и 105 Гыданского и др. месторождений Крайнего Севера).

Известно, что причиной смятия обсадных колонн в криолитозоне является высокое давление, возникающее при обратном промерзании массива горных пород окружающего скважину.

Анализ современного уровня технологий крепления скважин Крайнего Севера показал, что существует опасность возникновения этого давления как в заколонном, так и в межколонных пространствах скважин.

Проведен анализ известных мероприятий по предотвращению смятия обсадных колонн в криолитозоне. Показано, что они недостаточно надежны и требуют значительных дополнительных затрат для их проведения. Одним из эффективных решений этой проблемы является создание в криолитозоне прочной крепи скважин.

Во втором разделе рассмотрены теоретические предпосылки к разработке мероприятий по повышению долговечности крепи скважин в криолитозоне.

Обобщены представления об условиях возникновения и величинах давления на обсадные трубы при обратном промерзании массива горных пород вокруг простаивающих скважин.

Показано, что возникновение сминающего давления в межколонных пространствах скважин является следствием замерзания водосодержащих масс, образовавшихся в результате гравитационного расслоения тампонажного раствора или недоподъема его до устья. При медленном замерзании тампонажного раствора процесс твердения цемента резко замедляется, в результате интенсифицируются седиментационные процессы и, как следствие, за обсадными трубами скапливается водосодержащая жидкость.

Исследованиями А.Т. Горского показано, что при водоотделении цементного раствора более 2,0 %, в формирующемся из него камне образуются водяные прослой, в случае промерзания которых создается сминающее кольцевое давление на обсадные трубы. Не исключается возникновение избыточного давления на обсадные трубы и при замерзании самого цементного раствора в скважине.

Р.И. Медведским предложена модель смятия зацементированных обсадных труб в интервале мерзлых горных пород. Давление на обсадные

трубы обусловлено замерзанием воды в верхних низкотемпературных интервалах мерзлых горных пород и передачей его на глубину по узкому каналу в цементном кольце.

Модели возникновения давления обратного промерзания в заколонном пространстве скважин предложены в работах М.А. Гудмена и Д.Б. Вуда (рисунок 1,а), Г.С. Грязнова (рисунок 1,б), Р.И. Медведского (рисунок 1,в и 1,г). При этом показано, что обязательным условием является образование там замкнутых объемов с жидкостью, имеющей при замерзании положительный коэффициент объемного расширения.

Однако следует отметить, что эти модели не исчерпывают реальных ситуаций, приводящих к смятию обсадных колонн при обратном промерзании, например, не предполагается возможность смятия зацементированных с соблюдением существующих требований обсадных колонн (скважины 77 и 131 Бованенковского месторождения). Смятия крепи скважин произошли на глубинах соответственно 53 и 36 метров.

На основании проведенного анализа промысловых данных дополнены представления о возникновении сминающего давления на крепь скважин в криолитозоне (рисунок 1,д). Отличие предложенной модели от известных заключается в том, что каверна с водосодержащей средой образуется под прослойкой глинистых пород, ниже слоя годовых теплооборотов, не в процессе бурения массива мерзлых пород, а вследствие теплового воздействия на них при дальнейшем углублении скважины или ее эксплуатации. Как показывает фактическое состояние ствола скважин, достаточно часто относительно устойчивые горные породы по разрезу чередуются с неустойчивыми при оттаивании. Тогда каждый раз в их кровле после просадок растепленных пород будет образовываться свободное пространство заполненное водой.

Следовательно, опасность смятия крепи простаивающих скважин в криолитозоне всегда существует.

Проанализированы известные методики оценки давления обратного

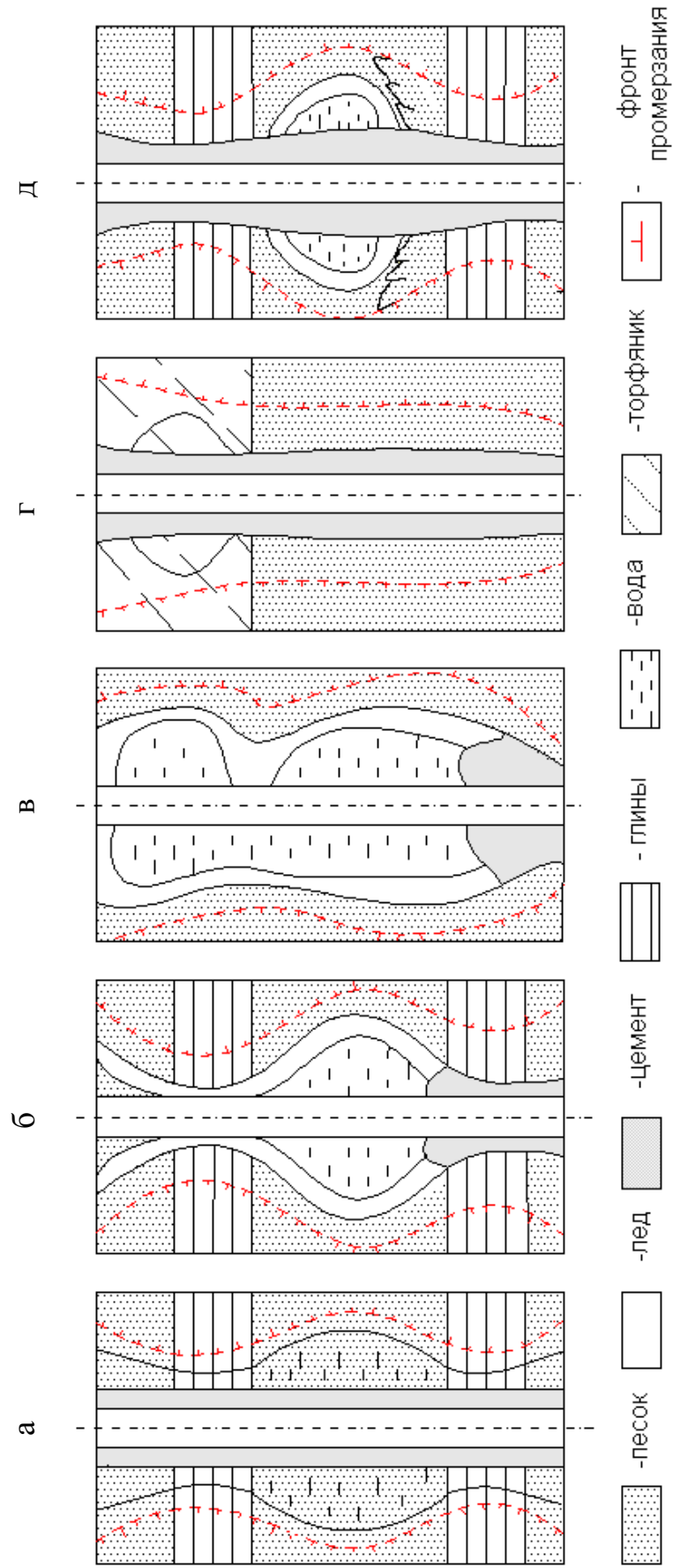


Рисунок 1 - Схемы моделей возникновения избыточного давления на обсадные трубы в криолитозоне

промерзания. Показано, что они недостаточно аргументированы, имеют разноречивость и существенные недостатки, ограничивающие использование их на практике. В связи с этим, требуется проведение дополнительных теоретических и экспериментальных исследований в лабораторных условиях и в реальной скважине.

Результаты анализа промысловых экспериментов, проведенных на Мессояхском, Ямбургском и Харасавэйском месторождениях свидетельствуют, что массив мерзлых горных пород имеет аномально высокое давление гидроразрыва, обусловленное наличием порового льда. При этом показано, что ледяная оболочка, образующаяся на стенке каверны в процессе обратного промерзания, еще более снижает вероятность гидроразрыва МГП.

Изучению процесса передачи давления через цементный камень на обсадные колонны в крепи скважины посвящены работы А.И. Булатова, А.Л. Видовского, К.А. Владимирова, А.А. Гайворонского, Л.Б. Измайлова, В.И. Королева, А.А. Мамедова, Р.И. Медведского, Г.М. Саркисова, А.А. Цыбина и др., в которых теоретически и экспериментально определено, что напряженное состояние крепи скважины зависит от физико-механических характеристик обсадных труб, цементного кольца, и практически не зависит от эксцентриситета обсадных колонн, относительного расположения овальных труб их разностенности и коэффициента Пуассона цементного камня.

Анализ указанных работ показывает, что в них недостаточно полно исследовано сложное напряженно-деформированное состояние крепи скважин при действии локальной, осесимметричной нагрузки, возникающей при замерзании «водяных поясов», не проанализировано напряженно-деформированное состояние четырехколонных крепей скважин, широко применяемых для крепления интервала МГП, на месторождениях Крайнего Севера, не исследовано влияние на сопротивляемость крепи смятию одновременного воздействия внешнего радиального давления и осевого растяжения обсадных колонн от действия их собственного веса. В связи этим

требуется проведение дополнительных исследований.

Обязательным условием повышения долговечности крепи скважин в криолитозоне является качественное цементирование обсадных колонн.

В настоящее время отечественная промышленность не располагает серийно выпускаемыми тампонажными материалами для указанных условий. В практике строительства скважин на месторождениях Крайнего Севера применяются обычные тампонажные портландцементы, модифицированные различными добавками, которые зачастую не решают указанную проблему.

Предложено использовать для цементирования обсадных колонн в интервале низких положительных и отрицательных температур тампонажный низкотемпературный седиментационноустойчивый безусадочный цемент (ЦНУБ), состоящий из клинкера тампонажного портландцемента, твердого остатка содового производства (в соотношении 9:1) и добавки-интенсификатора помола ЛСТМ-2. Для приготовления тампонажного раствора вводится комплексная добавка химреагентов – пластификатора НТФ (0,07-0,13 %) и ускорителя схватывания Na_2CO_3 в количестве 3,8-5,0 %. При этом водотвердое отношение составляет 0,37-0,50.

На многих месторождениях Крайнего Севера ниже криолитозоны находятся пласты с низким давлением гидроразрыва, что требует применения для цементирования обсадных колонн, перекрывающих эти пласты, облегченных тампонажных цементов, способных твердеть в условиях отрицательных температур. Обычно для понижения плотности тампонажных растворов используют различные добавки глинопорошка, вермикулита или микросфер, которые, являясь инертными по отношению к цементу, не участвуют в процессе структурообразования.

В связи с этим, в качестве облегчающей добавки к тампонажным материалам для низкотемпературных скважин рекомендованы цеолиты, в частности, клиноптилолит $(\text{Na}, \text{K})_4 \text{CaCl}_6 \text{Si}_{30}\text{O}_{12} \cdot 24\text{H}_2\text{O}$, являющийся, в отличие от других кремнеземистых и алюмосиликатных минералов, микропористым

каркасным силикатом. Замещение части кремния Si^4 на алюминий приводит к появлению на их внешней поверхности избыточного отрицательного заряда.

Активное действие цеолитосодержащей добавки основывается на том, что наличие заряда на внешней поверхности способствует взаимодействию частиц с составляющими портландцемента, а капиллярные силы – связыванию значительного количества воды затворения. Разложение нестабильных гидратных новообразований осуществляется полнее и быстрее, поскольку оно происходит на свободных граничных поверхностях, обращенных к жидкой среде, а не во внутрь конгломератов частиц, что оказывает положительное влияние на скорость гидратации вяжущего, способствуя раннему разрушению термодинамически неравновесных контактов и построению объемной сетки с более равномерным распределением гидратных фаз. В результате образуется структура цемента с высокими прочностными и изоляционными свойствами.

Таким образом, цеолит является структуроактивным компонентом системы, ускоряющий процессы твердения, снижающий контракцию цементного камня в период схватывания и раннего твердения.

В настоящее время на территории России имеется более 70 месторождений цеолитовых пород. налажено промышленное производство синтетических цеолитов.

В третьем разделе разработаны технические средства для исследования давления обратного промерзания в лабораторных и промышленных условиях. Научно обоснованы методы и методики проведения исследований.

В соавторстве разработан лабораторный стенд (А.с. 1739009 СССР), схема которого изображена на рисунке 2. В отличие от аналогов стенд позволяет создавать гидростатическое давление, исследовать механизм передачи избыточного давления замерзающей в камере жидкости на обсадные трубы через цементную оболочку.

Для имитирования полости каверны использован толстостенный корпус автоклава установки УВЦ - 2, выдерживающий давление до 100 МПа.

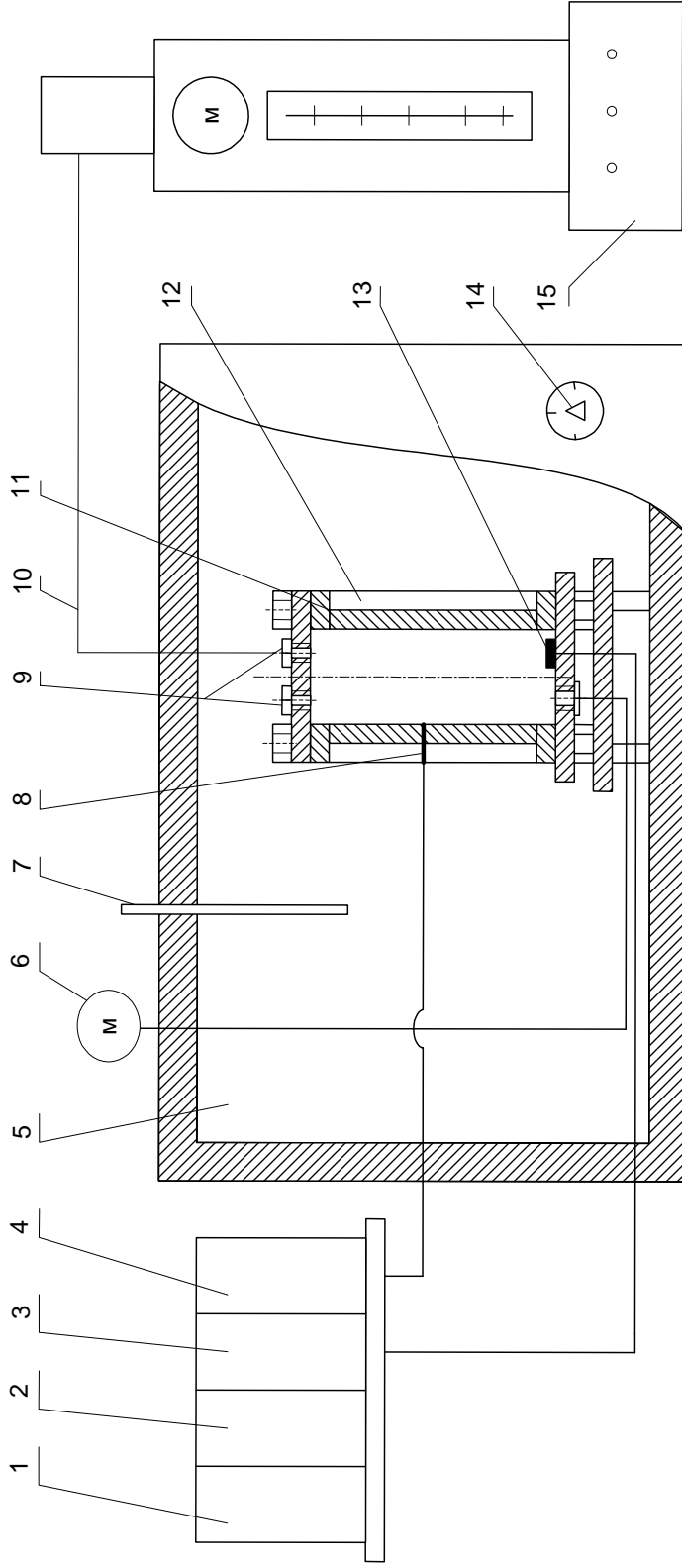


Рисунок 2 - Схема лабораторного стенда (А.с. 1739009 СССР):

1- прибор Щ-4313; 2- тензометрический усилитель «Топаз-4»; 3-блок питания «Агат»; 4 – потенциометр холодильная камера; 6- манометр; 7- термометр; 8- термопара; 9- штуцер; 10 – линия высокого давления; 11- толстостенный цилиндр; 12 – термоизоляционная оболочка; 13 – датчик давления; 14- регулятор давления; 15- гидравлический пресс

С целью исследования давления на крепь, возникающего при обратном промерзании окружающего ее массива горных пород, разработан и изготовлен комплект технических средств, включающий заколонные датчики давления (ДД), температуры (ДТ) и измеритель изменения сопротивлений (ИИС 1-3-1).

Датчик давления конструктивно представляет собой тензометрический преобразователь давления ПДМТ-60, защищенный от механических повреждений и надежно герметизированный (рисунок 3,а).

В качестве основы датчиков температуры использованы полупроводниковые медно-марганцевые термосопротивления типа ММТ-4 с номинальным сопротивлением терморезисторов 5,6 кОм, отградуированные с точностью до 0,01 °С. Конструкция датчика температуры показана на рисунке 3,б.

Измерительной и регистрирующей аппаратурой являлся разработанный нами прибор ИИС-1-3-1, и цифровой комбинированный прибор Щ - 4313, имеющий класс точности I. В качестве канала связи использован трехжильный, бронированный геофизический кабель.

Использование прибора ИИС-1-3-1 позволяет исключить влияние длинной проводной линии связи датчиков давления с измерительной аппаратурой на точность измерения.

Результаты тарирования свидетельствуют, что погрешность измерения датчиков давления не превышает 2,2 %, а датчиков температуры составляет не более $\pm 0,33$ °С.

Теоретически обоснованы методы и методики проведения исследований основных свойств тампонажных материалов, предназначенных для цементированья низкотемпературных скважин.

Стандартные исследования включали определение плотности, сроков схватывания, растекаемости, водоотделения тампонажных растворов и прочностных показателей формирующегося камня.

В группу специальных методов исследований входило измерение

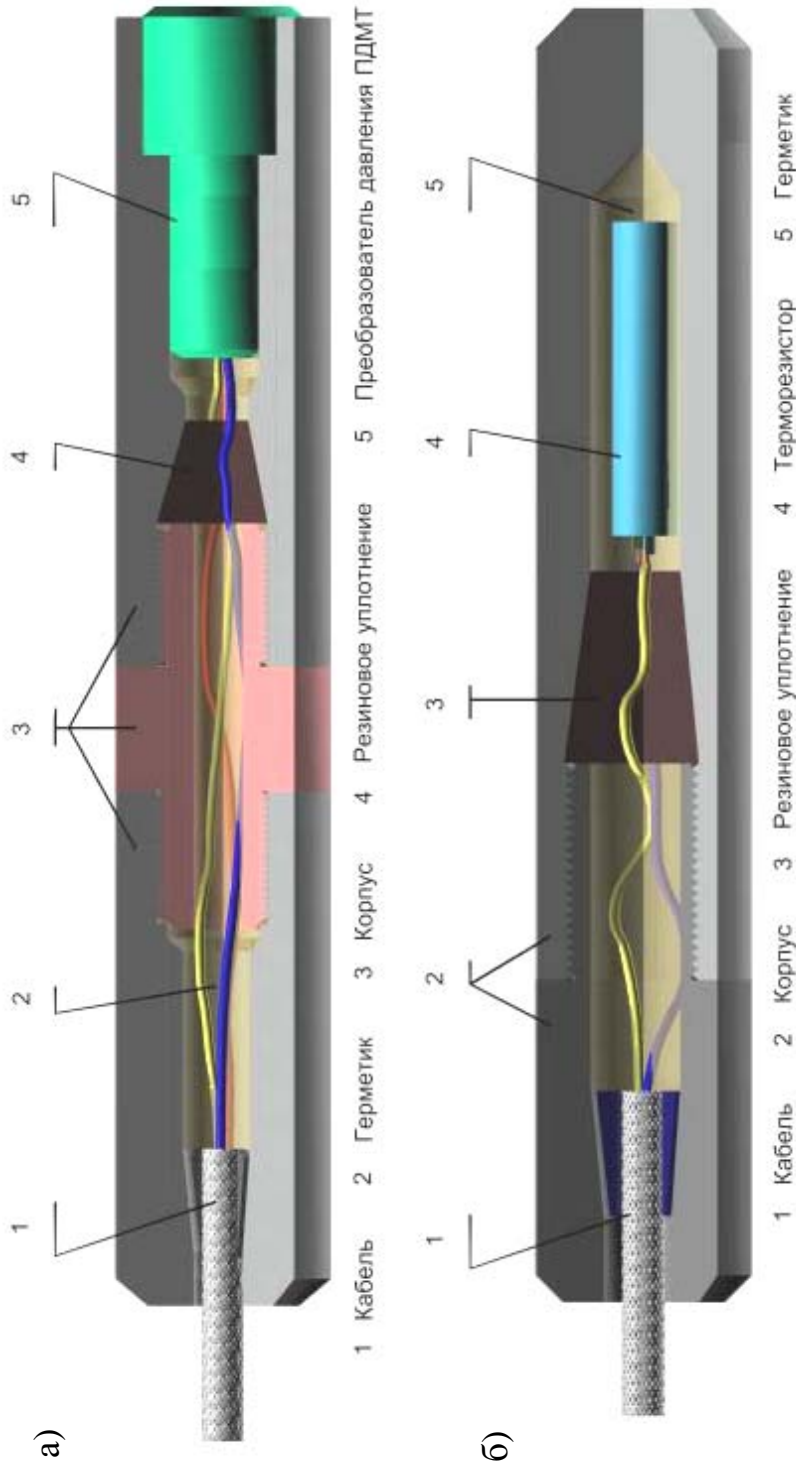


Рисунок 3 - Схемы конструкции колонных датчиков давления и температуры:

а)- датчик давления (ДД); б)-датчик температуры (ДТ)

объемных изменений твердеющего тампонажного камня, определение его упругих характеристик и оценка морозостойкости.

Математическая обработка результатов исследований осуществлялась с помощью компьютерной программы «Statistica».

Показано сопоставление аналитического расчета на прочность с результатами применения программного комплекса ANSYS, основанного на методе конечных элементов (МКЭ), для оценки сложного напряженно-деформированного состояния крепи скважин в криолитозоне.

В четвертом разделе приведены результаты теоретических и экспериментальных исследований по оценке давления на крепь скважин, возникающего при обратном промерзании их заколонного пространства.

При бурении скважин в интервале залегания мерзлых горных пород образуются различные по форме и размерам каверны. Установлено, что геометрический размер и форма каверн влияют только на темп роста давления обратного промерзания.

Теоретически обосновано и экспериментально определено, что релаксация льда, гидростатическое давление и упругие свойства мерзлых пород, характерные для геокриологических условий месторождений Западной Сибири, не оказывают значительного влияния на величину давления обратного промерзания.

Таким образом, показано, что каверна, заполненная водосодержащей средой, при обратном промерзании представляет собой замкнутую систему саморегуляции с отрицательной обратной связью (рисунок 4).

Максимально возможные величины давления (P_c , МПа), возникающего при обратном промерзании водосодержащих сред в заколонном пространстве скважин, рекомендуется оценивать по эмпирической зависимости Бриджмена–Таммана, полученной при замораживании дистиллированной вакуумированной воды в широком интервале температур (t_3) от 0 °С до минус 22 °С

$$P_c = 0,1 - 12,7 \cdot t_3 - 0,152 \cdot t_3^2. \quad (1)$$

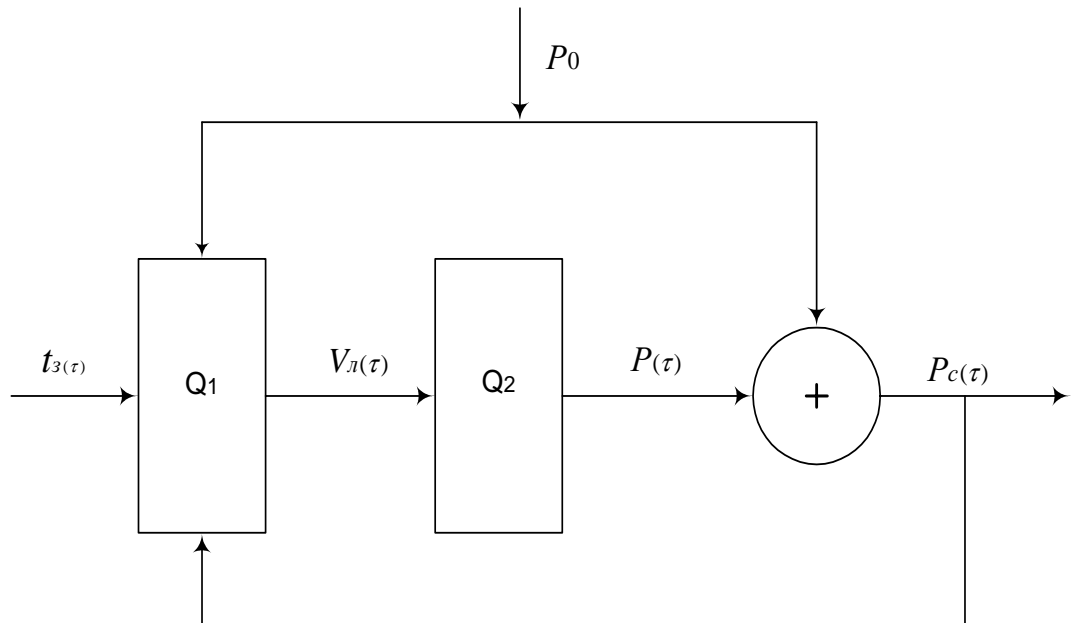


Рисунок 4 - Модель развития давления на крепь скважин при обратном промерзании горных пород:

$t_{з(\tau)}$ - температура промерзания; P_0 - начальное давление в каверне; $V_{л(\tau)}$ - объем образующегося льда; $P(\tau)$ - давление, возникающее при замерзании воды; $P_{с(\tau)}$ - равновесное давление; Q_1 и Q_2 - операторы качественного преобразования параметров системы

Данная зависимость имеет вид параболы и поэтому не обеспечивает одинаковую точность в исследуемом интервале температур. Предложено использовать линейную зависимость, полученную по результатам лабораторных исследований при температурах (t_3) от минус 2 °С до минус 4 °С, для воды (технической), используемой при приготовлении буровых растворов

$$P_c = - 1,01 - 11,78 t_3. \quad (2)$$

Экспериментально исследовано влияние внешней цементной оболочки на

сопротивляемость крепи скважин смятию при обратном промерзании.

Образцы цементного камня изготовлялись из низкотемпературного безусадочного цемента ЦНУБ и тампонажных материалов, широко применяемых в практике цементирования направлений и кондукторов скважин в криолитозоне: портландцемент типа ЦТН с водотвердым отношением В/Т=0,5; тампонажный портландцемент Стерлитамакского завода с 5 % добавкой хлорида кальция при В/Т =0,5; вермикулито-цементная тампонажная смесь (92 % портландцемента, 8 % вермикулита, 4 % хлорида кальция при В/Т=0,8). Установлено, что в процессе обратного промерзания при реально существующей толщине внешней цементной оболочки, давление практически полностью передается на обсадные трубы. Наименьший коэффициент передачи давления $K_d=0,833$ имеет ЦНУБ.

Для проверки достоверности полученных результатов проведен промысловый эксперимент в скважине № Р-101 Харасавэйского месторождения. Датчики давления и температуры были установлены на внешней части кондуктора и спущены в скважину на глубину 36,7 м - в верхнюю часть каверны, образовавшуюся в слое годовых теплооборотов при бурении мерзлого массива. Кондуктор и промежуточная колонна в интервале залегания мерзлых горных пород были составлены из обсадных труб с толщиной стенки соответственно 9, 5 и 10 мм группы прочности стали «Е». Для цементирования обеих обсадных колонн использован тампонажный портландцемент с добавкой хлорида 5 % кальция при В/Ц=0,5. По данным АКЦ установлено, что за промежуточной колонной цемент присутствует во всем интервале замера, а за кондуктором его недоподъем ровнялся 71 м.

После завершения геофизических исследований внутренняя обсадная колонна была заполнена глинистым раствором плотностью 1210 кг/м^3 и закрыта заглушкой. В связи с суровыми климатическими условиями и отсутствием электроснабжения измерения проводились периодически (таблица 1).

Таблица 1- Результаты измерения давления и температуры в заколонном пространстве скважины № Р-101 Харасавэйского месторождения

Дата измерения	Температура, t , °С	Давление, P , МПа		
		P_1	P_2	\bar{P}
15.04.88	минус 1,38	14,62	-	14,62
23.07.88	минус 4,02	39,33	39,73	39,53
24.08.88	минус 4,36	1,07	1,49	1,28
11.09.88	минус 4,20	1,10	1,74	1,41

Максимальное значение давления на обсадные трубы равное 39,53 МПа было зарегистрировано 23.07.88. При замере 24.08.88 г. давление оказалось равным всего лишь 1,28 МПа, хотя температура в каверне понизилась до минус 4,36 °С. При следующем замере 11.09.88 г. значения давления и температуры почти не изменились.

Объяснением случившегося является то, что с повышением температуры воздуха в теплый период года повысилась и температура обсадных труб на устье скважины. В результате чего понизилась прочность смерзания ледяной перемычки с кондуктором, при которой, вероятно, и произошел прорыв незамерзшей жидкости.

Расхождения полученных данных с результатами вычислений по формулам (1) и (2) не превышают соответственно 18,8 % и 11,6 %.

Таким образом, результаты проведенного промыслового эксперимента хорошо согласуются с выводами выполненных нами теоретических и экспериментальных исследований.

В пятом разделе уточнена методика расчета крепи скважин на смятие и исследовано напряженно-деформированное состояние различных крепей скважин в криолитозоне при обратном промерзании их заколонного пространства.

Обсадные трубы в зависимости от формы и размера промерзающего объема в скважине могут испытывать равномерно распределенную или локальную осесимметричную нагрузку. С использованием универсального пакета конечно-элементного анализа ANSYS проведены исследования сложного напряженно-деформированного состояния крепи скважины, включающей кондуктор диаметром 0,245 м с толщиной стенки 0,01 м и эксплуатационную колонну диаметром 0,168 м с толщиной стенки 0,089 м скрепленных цементным камнем с модулем упругости $E_c \cdot 10^4$ МПа, при воздействии на нее наружной осесимметричной распределенной и локальной нагрузкой равной 40 МПа. При этом рассматривались два расчетных случая: с учетом и без учета осевой растягивающей силы равной 600 кН. Поля распределения эквивалентных напряжений в элементе крепи скважины представлены на рисунке 5.

В результате показано, что при оценке прочности крепи скважины на смятие необходимо учитывать влияние осевой растягивающей нагрузки, создаваемой весом обсадных колонн, которая может увеличивать эквивалентное напряжение на 15 %. Установлено, что наиболее тяжелые условия работы крепи наблюдаются при воздействии на нее внешней локальной осесимметричной нагрузки. При этом величина эквивалентного напряжения в крепи превышает аналогичную величину для равномерно распределенной нагрузки на 8,4 %. Показано, что в слоях крепи имеются значительные сдвиговые напряжения, наблюдается местный изгиб, что может привести к потере контакта между цементным камнем и обсадными трубами.

Это позволило обосновать аналитические методы оценки прочности и исследования сложного напряженно-деформированного состояния крепи скважин.

Основываясь на полученных результатах, уточнена методика расчета сопротивляемости крепи скважин смятию при воздействии на нее равномерно-

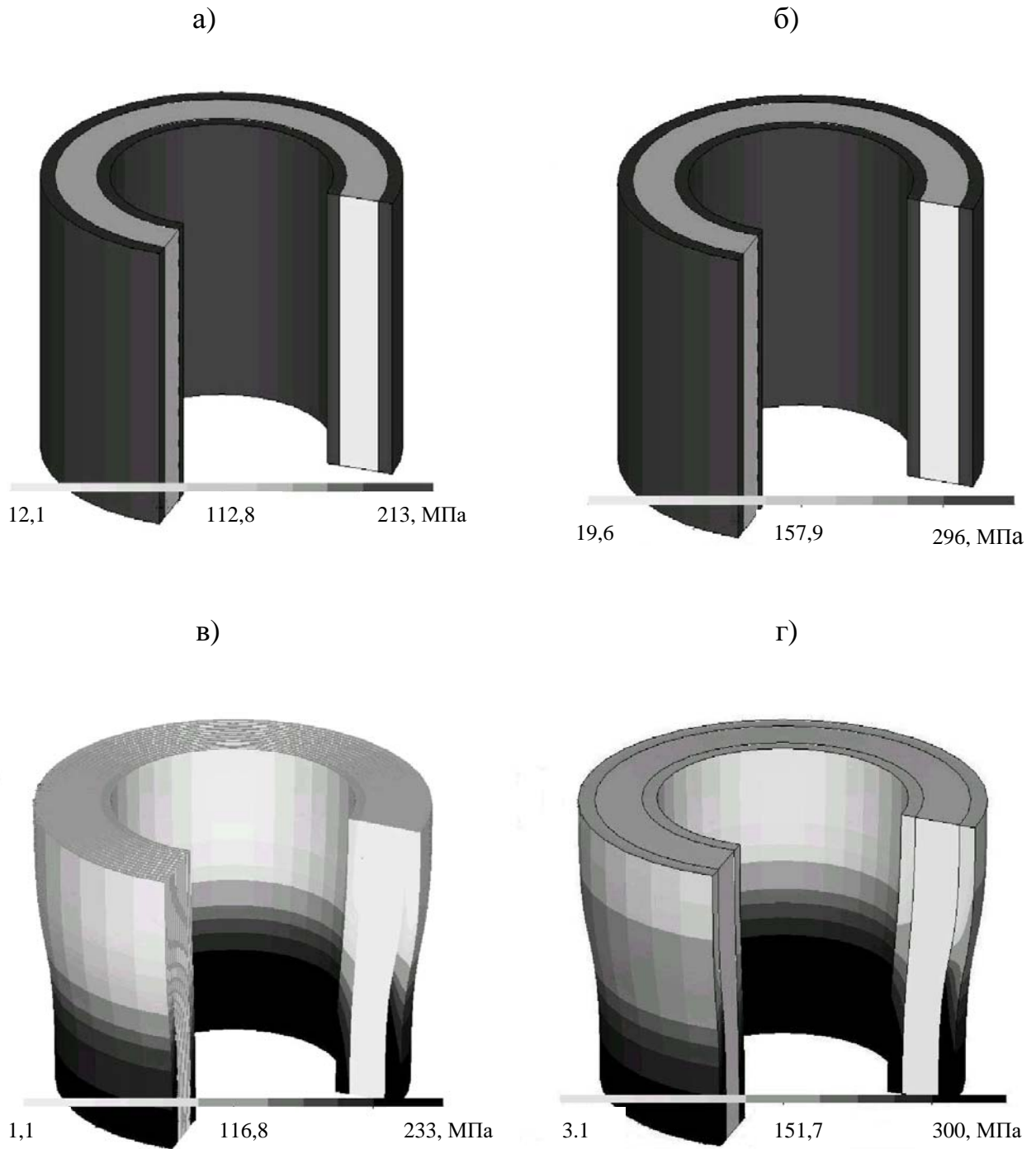


Рисунок 5 – Поля эквивалентных напряжений в элементе крепи скважины:

- а) распределенная нагрузка; б) распределенная нагрузка и осевая сила;
 в) локальная нагрузка; г) локальная нагрузка и осевая сила

распределенной нагрузки. В отличие от известных методик учтено влияние осевого растяжения крепи скважин и исследовано напряженно-деформированное состояние ее четырехколонной конструкции. При этом напряжения в каждом слое составной крепи (обсадных трубах и цементных кольцах) определялись согласно задаче Ламе, а предельные значения напряжений - из условия пластичности Мизеса.

Установлено, что в случае воздействия на крепь внешней локальной осесимметричной нагрузки, для расчета ее прочности требуются специально полученные аналитические зависимости, учитывающие наличие сдвиговых напряжений.

Для решения такой задачи, совместно с Ю.Е. Якубовским применен метод сведения математической модели изгиба составной конструкции к монослою, математическая форма записи которого позволяет использовать известные решения теории однослойных оболочек для расчета составных конструкций.

На основе разработанных методик составлена компьютерная программа, при помощи которой, применяя методы математической статистики, проведены исследования по определению влияния характеристик обсадных труб и цемента на прочность крепей скважин, широко применяемых на месторождениях Крайнего Севера.

Установлено, что независимо от количества обсадных колонн в конструкции скважины сопротивляемость крепи смятию повышается с увеличением модуля упругости цемента и толщины стенок труб. Причем значительно большее влияние на распределение напряжений в крепи оказывает модуль упругости цемента и, особенно, находящегося между внешней и последующей за ней обсадной колонной. С его увеличением напряжения в наружной колонне уменьшаются, а в других возрастают. Повышение прочности крепи за счет увеличения толщины стенок труб наиболее эффективно у внешней обсадной колонны. Показано, что для предотвращения смятия крепей

скважин, расположенных в криолитозоне с температурой мерзлых пород ниже минус 2°C , следует применять прочные цементы с модулем упругости более $1 \cdot 10^3$ МПа.

Анализ результатов исследований при воздействии на двухколонную крепь скважины локальной осесимметричной нагрузки свидетельствует, что с увеличением коэффициента сцепления цемента с обсадными трубами и его модуля упругости, прогиб крепи и касательные напряжения уменьшаются. При частичном нарушении сцепления цемента с обсадной трубой величина прогиба крепи увеличивается примерно в 2 раза, а нормальные напряжения в цементном кольце увеличиваются в 3,5 раза, что может привести к его разрушению. При этом напряжения во внешней обсадной трубе увеличиваются более чем на 10 %. Поэтому для повышения долговечности крепи скважин в криолитозоне следует применять тампонажные материалы, имеющие высокий модуль упругости, образующие прочное сцепление с обсадными трубами.

Шестой раздел работы посвящен разработке мероприятий по повышению долговечности крепи скважин в криолитозоне.

На основании априорного анализа и проведенных экспериментальных исследований обобщены и дополнены требования к свойствам тампонажного материала предназначенного для условий крепления обсадных колонн в криолитозоне (таблица 2).

Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена целесообразность и эффективность применения безгипсового тампонажного цемента ЦНУБ для цементирования обсадных колонн в криолитозоне.

Показано, что тампонажный материал ЦНУБ характеризуется оптимальными сроками схватывания при положительных и отрицательных температурах, низким водоотделением, высокой седиментационной устойчивостью, быстрым набором прочности, морозостойкостью и хорошим сцеплением цементного камня с обсадными трубами.

По сравнению с применяемыми для цементирования скважин в

Таблица 2 - Основные требования к свойствам тампонажного раствора (камня), предназначенного для цементирования скважин в криолитозоне

Наименование показателей	Ед. изм.	Нормируемый показатель тампонажного материала	
		нормальной плотности	облегченный
Коэффициент водоотделения, не более	%	2,0	2,0
Растекаемость тампонажного раствора, не более не менее	м	0,22 0,16	0,22 0,16
Сроки схватывания при температуре 0 ± 5 °С: начало не ранее конец не позднее	ч-мин	2-00 10-00	2-00 10-00
Предел прочности при изгибе по истечении ОЗЦ тампонажного раствора, не менее	МПа	1,5	0,5
Модуль упругости тампонажного камня после 7 суток твердения при температуре 0 ± 5 °С, не менее	МПа	1000	1000
Усадка тампонажного камня	%	0	0
Морозостойкость тампонажного камня	-	сохранение прочности	
Водостойкость тампонажного камня	-	сохранение прочности	

криолитозоне тампонажными материалами нормальной плотности, камень, сформированный из ЦНУБ, имеет более высокие показатели модуля упругости (рисунок б).

В соавторстве разработан состав облегченного тампонажного раствора на основе ЦНУБ (пат. № 2241095 РФ). В качестве облегчающей добавки вводится от 10 % до 20 % цеолита. При этом достигается получение растворов

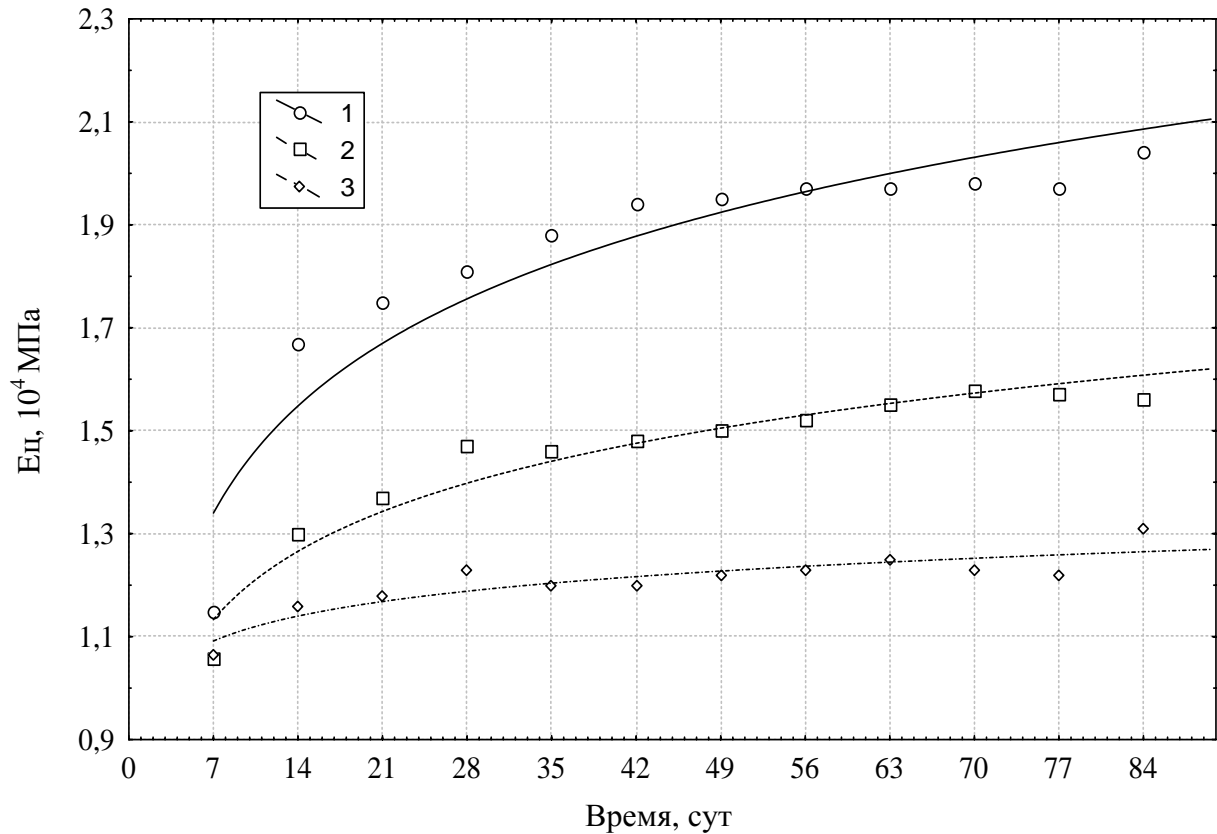


Рисунок 6 - Изменение во времени модуля упругости цемента (температура испытания – 2 °С):

1 – ЦНУБ; 2 – ПЦТ + 5 % CaCl₂; 3 – ЦТН

плотностью от 1520 до 1600 кг/м³ с водотвердым отношением 0,50-0,65.

Для ускорения сроков схватывания в условиях отрицательных температур вводится добавка Na₂CO₃ в количестве от 3,7 до 5,0 %. Основные свойства безгипсового цементно-цеолитового материала приведены в таблице 3.

Исследованиями установлено, что сформированный на его основе камень является морозостойким и безусадочным, имеет более высокий модуль упругости по сравнению с применяемыми на месторождениях Крайнего Севера облегченными тампонажными композициями (рисунок 7).

Экспериментально определено влияние способа приготовления облегченного цементно – цеолитового тампонажного раствора на его седиментационную устойчивость. В результате исследований рекомендован комбинированный способ приготовления указанного тампонажного раствора,

Таблица 3 - Основные свойства безгипсового цементно-цеолитового тампонажного раствора (камня), твердеющего при температуре окружающей среды минус 2 °С

Состав тампонажного раствора		Плотность, кг/м ³	Растекаемость, м	Сроки схватывания, ч-мин		Прочность на изгиб, МПа (2 сут)	Водоотделение, %
ЦНУБ, %	цеолит, %			В/Т	начало		
90	10	1660	0,185	7-15	10-00	0,95	1,40
85	15	1640	0,185	6-50	9-35	0,97	0,50
85	15	1620	0,20	7-20	9-50	0,85	1,20
80	20	1610	0,180	6-45	10-00	0,92	0,10
80	20	1510	0,215	7-40	10-30	0,90	0,90
80	20	1480	0,220	8-10	10-55	0,90	1,70

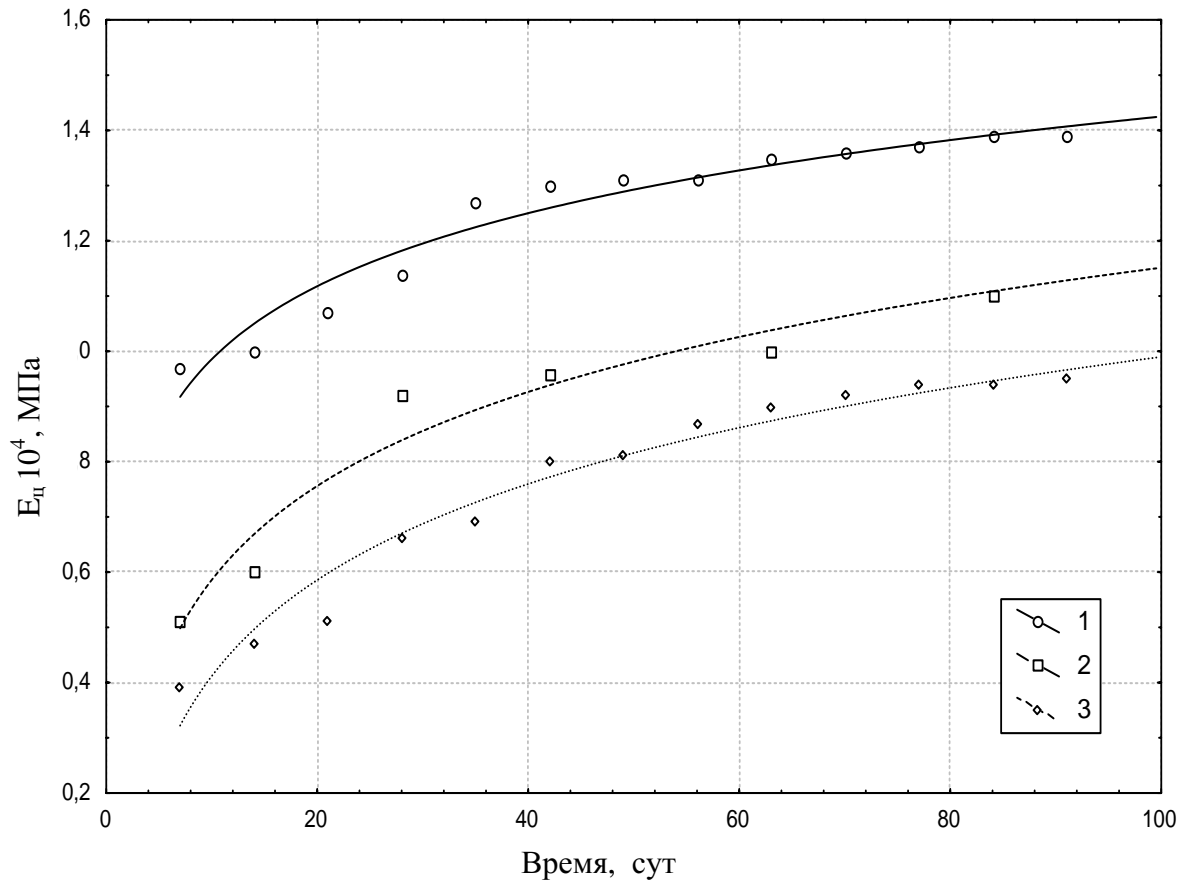


Рисунок 7- Изменение во времени модуля упругости цементного камня (температура испытаний минус 2 °С):

1- ЦНУБ+10 % цеолита; 2- ПЦТ+10 % микросфер;

3-ПЦТ+14 % бентонита

в соответствии с которым осуществляется смешивание раствора ЦНУБ с цеолитовой суспензией.

Применение седиментационноустойчивых, безусадочных при твердении тампонажных растворов является одним из условий предотвращения смятия обсадных колонн при обратном промерзании скважин.

В соавторстве разработан облегченный тампонажный раствор для низкотемпературных скважин (пат. 2204690 РФ), имеющий эффект расширения на ранней стадии твердения. Его состав включает: тампонажный портландцемент ПЦТ I-50; облегчающую добавку—мелкодисперсные алюмосиликатные микросферы (АСПМ) в количестве 10-15 % при В/Т=0,6-0,7,

эффективность применения которых подтверждена экспериментальными и промышленными исследованиями на месторождениях Крайнего Севера Западной Сибири; расширяющий компонент – молотая известь (8 – 15 %); ускоритель схватывания - 4 % раствор хлорида кальция, широко используемый при цементировании низкотемпературных скважин.

АСПМ являются продуктом сепарации зол ТЭЦ, истинная плотность которых составляет 300 кг/м^3 . Их примерный минералогический компонентный состав представлен преимущественно SiO_2 – 54,4 %, Al_2O_3 – 25,1 %, Fe_2O_3 – 5,8 %, K_2O – 5,4 %, CaO – 1,7 %, MgO – 1,41 %, Na_2O – 1,07 %.

Известь не дефицитна, является продуктом обжига карбонатных горных пород и содержит: Ca(OH)_2 – не менее 80 %, MgO – не более 5 %, погасившиеся зерна – не более 15 %. В молотом виде она представляет собой порошок белого цвета плотностью $2300\text{--}2900 \text{ кг/м}^3$. Эффект расширения основывается на химическом взаимодействии активного оксида кальция с жидкостью затворения с образованием гидроксида кальция, имеющего больший по сравнению с исходными соединениями объем. Данный процесс протекает на ранних стадиях твердения и поэтому способствует расширению формирующегося тампонажного камня без деструктивных изменений.

Основные физико-механические свойства предлагаемого тампонажного материала приведены в таблице 4.

Дополнительными исследованиями установлено следующее: водоотделение тампонажного раствора не превышает 2 %, а сформированный из него камень морозостоек, модуль упругости которого через 7 суток твердения при температуре минус 2°C превышает 4100 МПа.

Условия цементирования наклонно направленных скважин многих месторождений Крайнего Севера характеризуются наличием в их геологическом разрезе мерзлых горных пород и пластов с низкими градиентами гидроразрыва. Это обуславливает необходимость применения тампонажных растворов пониженной плотности с высокой седиментационной устойчивостью.

Таблица 4 –Свойства тампонажного облепченного раствора (камня) с добавками извести

Состав тампонажного раствора				Свойства тампонажного раствора и камня										
				плотность, кг/м ³	растекаемость, м	сроки схватывания, ч-мин		прочность цементного камня, МПа			расширение цементного камня, %			
ПЦТ, %	АСПМ, %	известь, %	В\Т (4 % СаСl ₂)			начало	конец	2 сут	7 сут	14 сут		3 сут	7 сут	14 сут
при температуре окружающей среды 20 ⁰ С														
82	10	8	0,6	1540	0,22	4-15	5-50	3,2	4,4	4,8	0,20	0,25	0,25	
76	10	15	0,6	1500	0,21	3-35	4-40	2,6	3,9	4,4	0,26	0,35	0,35	
77	15	8	0,7	1420	0,23	4-05	5-50	2,4	3,2	3,8	0,18	0,25	0,25	
71	15	15	0,7	1410	0,23	4-10	5-10	1,8	2,2	2,8	0,24	0,30	0,30	
при температуре окружающей среды минус 2 ⁰ С														
82	10	8	0,6	1540	0,22	5-45	7-10	1,3	2,8	3,2	0,11	0,14	0,14	
76	10	15	0,6	1500	0,21	6-30	7-20	1,6	2,5	3,0	0,14	0,16	0,16	
77	15	8	0,7	1420	0,23	6-15	7-40	1,3	2,1	2,5	0,11	0,14	0,14	
71	15	15	0,7	1410	0,23	6-40	7-45	1,2	2,2	2,8	0,13	0,15	0,16	

Одним из наиболее перспективных путей повышения стабильности тампонажных растворов является введение в жидкость затворения ПАВ. В результате его адсорбирования на частицах твердой фазы происходит модифицирование ее поверхности и усиление заряда, а между соседними частицами возникают силы электростатического взаимодействия, которые способствуют структурированию системы и как следствие – обеспечивают удержание твердой фазы тампонажного раствора во взвешенном состоянии.

Совместно с В.П. Овчинниковым и В.К. Смысловым разработан на основе портландцемента состав облегченного цементно-цеолитового тампонажного раствора с повышенной седиментационной устойчивостью. В качестве облегчающей добавки вводится от 15 до 20 % цеолита, а в качестве стабилизатора – превоцелл (0,3-0,5) % концентрации при В/Т = 0,55–1,0. В результате получается тампонажный раствор плотностью от 1700 до 1520 кг/м³, с показателем водоотделения от 1,2 до 0,3 %.

Основные свойства раствора и формирующегося при температуре 20 °С камня приведены в таблице 5.

На основании комплекса проведенных исследований разработана, совместно с В.И. Кучерюком методика оптимизации параметров крепи скважин в криолитозоне, которая заключается в следующем. Вначале рассчитывается согласно действующим нормативным документам конструкция скважины и производится расчет каждой обсадной колонны на прочность. В результате определяется: необходимое количество обсадных колонн в крепи, перекрывающей криолитозону; геометрические и прочностные характеристики обсадных труб. Затем оценивается величина давления на крепь скважины, возникающего при обратном промерзании горных пород, рассчитывается и анализируется ее напряженно-деформированное состояние. В случае появления в каком-либо из слоев крепи пластических деформаций производится ее оптимизация.

Таблица 5 –Свойства цементно-цеолитового тампонажного раствора (камня) с добавками превоцелла

Состав сухой смеси, %		Концентрация превоцелла, %	В/Т	Результаты эксперимента				
портланд-цемент	цеолит			плотность, кг/м ³	водоотделение, %	прочность на изгиб, МПа (через 48 ч)	сроки схватывания, ч-мин	
							начало	конец
85	15	0,3	0,60	1700	0,5	1,54	7-10	8-45
85	15	0,4	0,60	1700	0,4	1,55	7-20	8-50
85	15	0,5	0,60	1700	0,4	1,54	7- 25	8-55
85	15	0,3	1,0	1520	5,0	1,27	7-40	9-15
85	15	0,4	1,0	1520	4,7	1,27	7-55	9-20
85	15	0,5	1,0	1520	4,3	1,25	7-55	9-30
80	20	0,3	0,55	1700	0,4	1,36	7-05	8-20
80	20	0,4	0,55	1700	0,3	1,36	7-15	8-35
80	20	0,5	0,55	1700	0,3	1,35	7-15	8-45
80	20	0,3	0,90	1520	2,0	1,23	7-45	9-10
80	20	0,4	0,90	1520	1,8	1,25	7-50	9-15
80	20	0,5	0,90	1520	1,9	1,25	8-05	9-25

Задача оптимизации рассматривается как многопараметрическая в детерминированной постановке.

В качестве целевой функции $F(x)$ выбрана стоимость рассматриваемой крепи скважины. Управляемыми параметрами (x) функции оптимизации являются физико-механические характеристики материалов и геометрические размеры слоев составной крепи. Критерием оптимальности крепи скважины принято условие $F(x) \rightarrow \min$.

Управляемыми параметрами функции оптимизации являются физико-механические характеристики материалов и геометрические размеры слоев составной крепи. Ограничения для множества целевой функции состоят из основных и дополнительных. Основные ограничения заключаются в обеспечении прочности обсадных труб и цементных колец при расчете по их предельному состоянию.

К дополнительным ограничениям относятся технологические требования (количество обсадных колонн в крепи, тип и размер обсадных труб, физико-механические свойства цемента), транспортные требования (вид транспорта, грузоподъемность), время счета задачи на ЭВМ и др.

В качестве математического аппарата принят итерационный метод с последующей реализацией на ЭВМ. Алгоритм оптимизации параметров крепи в криолитозоне представлен в виде блок-схемы на рисунке 8.

В седьмом разделе приведены результаты опытно-промышленного внедрения разработанных рекомендаций по повышению долговечности крепи скважин в криолитозоне. По заданию ПО «Арктикморнефтегазразведка» совместно разработана на Стерлитамакском ПО «Сода» технология промышленного изготовления безгипсового тампонажного материала нормальной и пониженной плотности (рисунок 9).

Его изготовление осуществляется в два этапа. На первом этапе производился обжиг твердого остатка при температуре 950-1100 °С, на втором – совместный помол сырьевых компонентов во вращающихся печах.



Рисунок 8 – Блок - схема оптимизации крепи скважин в криолитозоне

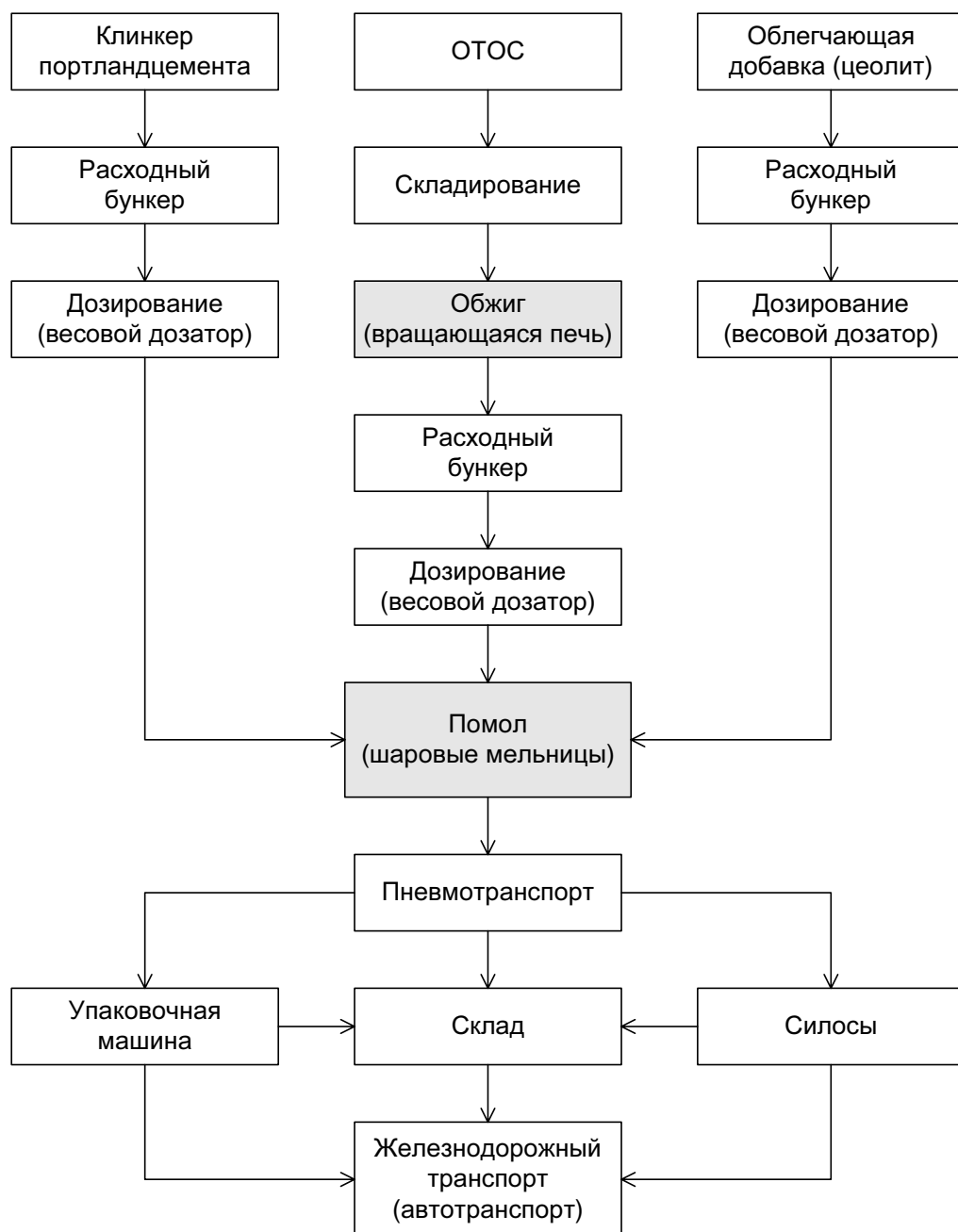


Рисунок 9 – Принципиальная схема производства безгипсовых тампонажных цементов

Таким образом, произведен выпуск трех опытно-промышленных партий безгипсового цемента нормальной плотности суммарной массой 620 тонн и одной партии – пониженной плотности в количестве 60 тонн, которые были использованы при цементировании обсадных колонн скважин в ПО «Арктикморнефтегазразведка» и ПГО «Енисейнефтегазгеология».

В результате отмечено повышение качества крепления обсадных колонн в интервале залегания мерзлых горных пород. Доля интервалов с категорией сцепления цементного камня с обсадной колонной «хорошее» возросла до (55-60) % по сравнению с (10-16) % в скважинах, зацементированных обычным портландцементом. Смятий обсадных колонн в криолитозоне нет.

С целью повышения качества цементирования обсадных колонн наклонно направленных скважин, на месторождениях расположенных в южной криолитозоне Западной Сибири, в Сургутском УБР-1 был применен цементно-цеолитовый раствор с добавками превоцелла. Этим раствором были зацементированы 6 эксплуатационных колонн в скважинах №№ 446/6 С- Русскинского, 339/21 Русскинского, 2138/206 и 2139/206 С-Сургутского, 267/47 Дунаевского, 7320/330 Федоровского месторождений.

Анализ полученных результатов показал, что в среднем: процент «хорошего» сцепления тампонажного камня с обсадными трубами эксплуатационной колонны в криолитозоне составил 66,7 %; «частичное» -- 33,3 %. По сравнению с соседними скважинами, эксплуатационные колонны которых были зацементированы цементно-бентонитовыми тампонажными составами, эти величины составляют соответственно 34,7 % и 62,0 %, а «плохое» - 3,4 %.

Облегченный расширяющийся тампонажный цемент успешно внедрен в филиале «Тюменбургас» ДООО «Бургаз» ОАО «Газпром» при цементировании обсадных колонн в интервале залегания мерзлых горных пород на 43 скважинах месторождений Крайнего Севера Западной Сибири. Рекомендации по предотвращению смятия крепи скважин в криолитозоне внедрены на 27 скважинах. Смятий обсадных колонн в криолитозоне не отмечено.

По результатам проведенных исследований разработана компьютерная программа «СW» для оптимизации параметров крепи скважин в криолитозоне. Программа составлена на языке программирования Object Pascal в среде Delphi

и пригодна для использования на персональных компьютерах совместимых с IBM, на операционной системе Windows 95/XP.

Разработанные рекомендации по повышению долговечности крепи скважин в криолитозоне внедрены в ПО «Арктикморнефтегазразведка», ПГО «Енисейнефтегазгеология», ПО «Сургутнефтегаз», ДООО «Бургаз», используются в учебном процессе ТюмГНГУ.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Анализ геолого-промысловых данных о качестве крепления скважин на месторождениях Крайнего Севера позволяет считать, что одним из наиболее тяжелых по последствиям осложнений является смятие обсадных колонн в интервале залегания мерзлых горных пород.

2. Предложена модель возникновения избыточного давления на крепь при обратном промерзании водосодержащих масс в заколонном пространстве скважин и сделано сопоставление с известными моделями.

3. Разработаны и сконструированы технические средства для длительного измерения с повышенной точностью давления и температуры в заколонном пространстве скважин.

4. Предложена аналитическая формула для определения давления обратного промерзания в диапазоне температур от минус 2 °С до минус 4 °С. Проведены натурные исследования, подтверждающие правильность этой формулы.

5. На основе системного подхода, который включает: обоснование необходимого количества обсадных колонн в крепи, выбора тампонажного материала, определение величины давления обратного промерзания, расчет напряженно-деформированного состояния крепи скважин разработана методика оптимизации параметров крепи скважин в криолитозоне. Целевой функции является стоимость рассматриваемой крепи скважины при условии

обеспечения ее прочности.

6. Разработаны основные требования к свойствам тампонажных материалов, предназначенных для цементирования обсадных колонн в криолитозоне, согласно которым составлены нормативные документы, регламентирующие их изготовление и применение.

7. Теоретическими и экспериментальными исследованиями показана целесообразность и эффективность применения безгипсовых тампонажных материалов для цементирования обсадных колонн скважин в интервале МГП Освоена технология их изготовления на Стерлитамакском ПО «Сода».

8. Для повышения долговечности крепи в сложных геокриологических условиях разработаны составы облегченных тампонажных растворов:

- расширяющийся тампонажный раствор, включающий портландцемент, облегчающую добавку–алюмосиликатные микросферы (10-15) %, расширяющий компонент–известь (8 - 13) % и 4 % водный раствор хлористого кальция (пат. 2204690 РФ);

- безгипсовый цементно-цеолитовый тампонажный раствор (пат. № 2241095 РФ). В качестве облегчающей добавки используется цеолит (10-20) % при водосодержании 0,50 – 0,65, а ускорителя схватывания – добавка Na_2CO_3 (3,7-5,0) %;

- цементно - цеолитовый тампонажный раствор с повышенной седиментационной устойчивостью. В качестве жидкости затворения рекомендуется использовать (0,3 – 0,4) % водный раствор ПАВ (превоцелл).

9. Разработана и внедрена компьютерная программа «СW», позволяющая обосновывать оптимальные параметры крепи скважин в криолитозоне при составлении нормативной документации.

10. Разработанные мероприятия по повышению долговечности крепи скважин в криолитозоне внедрены в Карской НГРЭ, Стерлитамакском ПО «Сода», филиале «Тюменбурггаз» ДООО «Бургаз» ОАО «Газпром», ПО «Арктикморнефтегазразведка» и ПГО «Енисейнефтегазгеология», Сургутском

УБР-1, ЗапСибБурНИПИ, НПО «Тюменразведтехнология», и используются в учебном процессе ТюмГНГУ.

Основное содержание диссертационной работы опубликовано в следующих работах

Монографии:

1. Овчинников П.В., Кузнецов В.Г., Фролов А.А., Овчинников В.П., Шатов А.А., Урманчеев В.И. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2002. – 115 с.
2. Кузнецов В.Г., Овчинников В.П., Фролов А.А., Кучерюк В.И., Сорокин В.Ф., Иванов С.И. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин в криолитозоне: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2003. – 154 с.

Статьи в научно-технических журналах и сборниках:

3. Грязнов Г.С., Кузнецов В.Г., Пахнев В.Н. Влияние оттаивания многолетнемерзлых пород на состояние крепи// Нефтяное хозяйство.- 1982. – № 8.- С. 19-20.
4. Грязнов Г.С., Сафиуллин М.Н., Кузнецов В.Г. Возможность кустового бурения наклонно-направленных скважин в криолитозонах Западной Сибири// Нефтяное хозяйство. - 1984. – № 1.- С. 5-6.
5. Грязнов Г.С., Кузнецов В.Г. Влияние релаксации льда на смятие обсадных труб// Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 12.- С. 24.
6. Кузнецов В.Г., Грязнов Г.С. О радиальных давлениях, возникающих при замерзании жидкости в скважинах// Нефтяное хозяйство. - 1985. – № 3.- С. 11-13.
7. Кузнецов В.Г. Прогнозирование величины давления при замерзании глинистого раствора// Повышение эффективности проходки разведочных

скважин в Тюменской области: Тр. ин-та ЗапСибНИГНИ. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1986.- С. 143 - 146.

8. Грязнов Г. С., Кузнецов В. Г., Молотков Ю. А. Гидроразрыв многолетнемерзлых пород// Нефтяное хозяйство. - 1986. – № 6. - С. 13-14.

9. Грязнов Г.С., Кузнецов В.Г. Влияние упругих свойств мерзлых пород на давление замерзающей жидкости в скважине// Нефтяное хозяйство. - 1986. – № 12.

10. Кузнецов В.Г., Культиков А.М., Девятков А.Н. О возможности смятия зацементированных внешних обсадных колонн в интервале залегания мерзлых горных пород// Теория и практика бурения добычи и транспорта нефти и газа в условиях Западной Сибири: Деп. сб. № 1853. - НГ 90, М.: ВНИИОЭНГ – 1990. С. 7-11.

11. Грязнов Г.С., Кузнецов В.Г., Чебышев Г.В. Промысловые исследования радиальных давлений на обсадные трубы, перекрывающие многолетнемерзлый массив// Нефтяное хозяйство.- 1991.– № 7.-С.12.

12. Овчинников В.П., Урманчеев В.И., Смыслов В.К., Кузнецов В.Г. Тампонажный материал низкотемпературный седиментационноустойчивый, безусадочный (ЦНУБ)// Тюмень ЦНТИ: Информац. листок о научно-техническом достижении № 91-11, 1991.- 1 с.

13. Кузнецов В.Г. Влияние различных факторов на прочность крепи скважины// Известия вузов. Нефть и газ.–Тюмень: ТюмГНГУ, 1997.- № 6.-С. 54.

14. Кузнецов В.Г. Давление на крепь скважин при замерзании жидкости в кавернах// Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. - № 5. - С. 85-89.

15. Кузнецов В.Г., Кучерюк В.И. Расчет и оптимизация крепи скважин для месторождений Крайнего Севера// Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. - № 6. - С. 36-42.

16. Овчинников В.П., Кузнецов В.Г. Эффективность применения безгипсовых тампонажных композиций при цементировании

низкотемпературных скважин// Энергоресурсосберегающие технологии в нефтегазовой промышленности России: Материалы Междунар. совещания. Часть 1. Тюмень, 2001. - С. 188-195.

17. Кузнецов В.Г. Напряженно-деформированное состояние крепи скважины в криолитозоне// Проблемы совершенствования технологий строительства и эксплуатации скважин, подготовки кадров для Западно-Сибирского нефтегазового комплекса: Материалы Всеросс. науч.-техн. конф. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. - С. 44-45.

18. Кузнецов В.Г. Моделирование и прогнозирование смятия обсадных колонн скважин в криолитозоне// Там же, - С. 45-46.

19. Кузнецов В.Г. Оптимизация крепи арктических скважин// Повышение эффективности работы нефтедобывающего комплекса Ямала путем применения прогрессивных технологий и совершенствования транспортного обслуживания: Материалы конф.– Тюмень: Изд-во Вектор Бук, 2002.- С. 150-155.

20. Кузнецов В.Г., Герасимов Д.С. Оценка состояния крепи скважины при воздействии локальных асимметричных давлений// Там же, - С. 145-150.

21. Кузнецов В.Г., Якубовская С.В., Герасимов Д.С. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин при внешней локальной, осесимметричной нагрузке// Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. - № 6. - С. 31-34.

22. Кузнецов В.Г., Газгиреев Ю.О. Компьютерное проектирование конструкций скважин// Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе. Тр. Междунар. науч.- техн. конф. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003.- С. 115-116.

23. Овчинников В.П., Кузнецов В.Г., Фролов А.А. Тампонажный цемент для низкотемпературных скважин// Там же, - С. 88-89.

24. Кузнецов В.Г., Кучерюк В.И., Колобов П.В. Методология оптимизации крепи скважин в криолитозоне// Бурение и нефть.- 2003.– № 9.- С.26-28.

25. Белобородов А.В., Сызранцева К.В., Кузнецов В.Г. Эффективность применения программных пакетов МКЭ для расчета на прочность обсадных колонн скважин// Новые информационные технологии в нефтегазовой промышленности и энергетике: Материалы Междунар. науч.- техн. конф. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. С. 103-104.

26. Белобородов А.В., Сызранцева К.В., Кузнецов В.Г. Использование численных методов для анализа напряженно-деформированного состояния крепи скважин в криолитозоне// Научно-технические проблемы прогнозирования надежности и долговечности конструкций и методы их решения: Труды V Международ. конф. - Санкт-Петербург: Изд-во. СПбГПУ, 2003.-С. 56-62.

27. Кузнецов В.Г., Белобородов А.В., Сызранцева К.В. Оценка напряженного состояния крепи арктических скважин при их промерзании// Бурение и нефть. - 2004. - № 1 – С. 18-19.

28. Овчинников В.П., Кузнецов В.Г., Фролов А.А., Газгиреев Ю.О. Облегченный тампонажный цемент для низкотемпературных скважин//Бурение и нефть. –2004. - № 5 – С. 32-33.

Тезисы докладов:

29. Грязнов Г.С., Кузнецов В.Г., Пахнев В.Н. Исследование механизма оседания мерзлых пород// Проблемы освоения Западно-Сибирского топливно-энергетического комплекса: Тез. докл. 1-й Республ. науч.- техн. конф. - Уфа, 1982. - С. 115.

30. Грязнов Г.С., Кузнецов В.Г. Результаты экспериментальных исследований влияния различных факторов на величину давления повторного промерзания// Нефть и газ Западной Сибири: Тез. докл. Всесоюз. научн. техн. конф., Тюмень: ТюмИИ, 1985. - С. 107.

31. Грязнов Г.С., Кузнецов В.Г. Механизм образования сминающего давления в скважинах, расположенных в районах Крайнего Севера//

Совершенствование методов поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений: Тез. докл. науч.-техн. конф. - Пермь, 1989. - С. 64.

32. Кузнецов В.Г. К вопросу смятия обсадных колонн в интервале залегания мерзлых горных пород// Нефть и газ Западной Сибири: Тез. докл. 2-й Всесоюз. науч.-техн. конф. – Тюмень: ТюмИИ, 1989. - С. 159.

33. Смыслов В.К., Кузнецов В.Г., Овчинников В.П. Экспериментальные исследования влияния обратного промерзания на цементный камень и обсадную колонну// Комплексное освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа СССР: Тез. докл. 2-й науч.-практич. конф.- Мурманск, 1989. - С. 16.

34. Кузнецов В.Г. Прогнозирование устойчивости составной крепи скважин давлению обратного промерзания// Там же,- С. 36.

35. Кузнецов В.Г., Слипко Ю.В. Влияние формы каверн на рост давления обратного промерзания// Нефть и газ Западной Сибири. Проблемы добычи и транспортировки: Тез. докл. Межгосударств. науч.-техн. конф., посвященной 30-летию ТюмИИ. – Тюмень,- ТюмИИ, 1993. – С. 73.

36. Кузнецов В.Г. Исследование прочности и упругости тампонажного камня в условиях отрицательных температур// Проблемы подготовки кадров для строительства и восстановления нефтяных и газовых скважин на месторождениях Западной Сибири: Тез. докл. Междунар. науч. конф. Тюмень,- ТюмГНГУ, 1996. - С. 70.

37. Якубовский Ю.Е., Герасимов Д.С., Кузнецов В.Г., Овчинников П.В. Влияние контакта цементного камня с обсадными трубами на напряженно-деформированное состояние крепи скважин// Ресурсосбережение в топливно-энергетическом комплексе России: Сб. тез. Междунар. науч.-техн. конф. – Тюмень,- ТюмГНГУ, 1999. - С. 22.

38. Тюрин Н.Е., Щербич Н.Е., Ребякин А.Н., Чупрунов М.В., Кузнецов В.Г. Обеспечение надежности крепи скважин на месторождениях севера Тюменской области// Критерии оценки нефтегазоносности ниже

промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого - разведочных работ: Тез. докл. Всеросс. науч.- техн. конф. – Пермь: КамНИИКИГС, ИПК Звезда, 2000. - С. 253.

39. Овчинников В.П., Кузнецов В.Г., Смыслов В.К., Сонин В.Н., Кузнецов Р.Ю. Облегченный седиментационноустойчивый тампонажный раствор// Проблемы совершенствования технологий строительства скважин и подготовки кадров для Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса: Тез. докл. Всеросс. науч.-техн. конф. –Тюмень,- ТюмГНГУ, 2000. - С. 54.

40. Кузнецов В.Г. Оптимизация крепи скважин в интервале залегания многолетнемерзлых горных пород// Там же,- С. 59.

Авторские свидетельства и патенты на изобретения:

41. А.с. 1739009 СССР МКИ³ Е 21 В 36/00. G 01 N 3/00. Стенд для моделирования процесса передачи избыточного давления на поверхность обсадных труб через цементную оболочку в интервале многолетнемерзлых горных пород/ Ю.С. Кузнецов, В.П. Овчинников, В.К. Смыслов, В.Г. Кузнецов, О.Н. Витюк, П.А. Шестаков (СССР). - № 4757501/03; Заявлено 09.11.89; Оpubл. 07.06. 92. - Бюл. № 21.

42. Пат. № 2204690 РФ. МПК 6 Е 21 В 33/138. Облегченный тампонажный раствор/ Овчинников В.П., Вяхирев В.И., Фролов А.А., Сорокин В.Ф., Овчинников П.В., Кузнецов В.Г., Уросов С.А., Подшибякин В.В. - № 2000133202; Заявлено 29.12.2000; Оpubл. 20.05.2003. Бюл. № 14.

43. Пат. № 2241095 РФ. МПК 6 Е 21 В 33/138. Облегченный тампонажный раствор/ Овчинников В.П., Кузнецов В.Г., Овчинников П.В., Фролов А.А., Будько А.В., Газгиреев Ю.О., Кобышев Н.П. - № 200312592303; Заявлено от 22. 08. 2003. Оpubл. 20.12. 2004. Бюл. № 35.